

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Кваліфікаційна наукова праця  
на правах рукопису

**ГОРЕНКО ДАР'Я СЕРГІЇВНА**

УДК 621.311.1[621.314:621.318.4]

**ДИСЕРТАЦІЯ  
ОЦІНЮВАННЯ ОБМІННИХ ПРОЦЕСІВ У ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМАХ  
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ  
ГЕНЕРАЦІЇ**

05.09.03 – Електротехнічні комплекси та системи

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

\_\_\_\_\_ Д.С. Горенко

Науковий керівник: Денисюк Сергій Петрович, д.т.н., проф.

Київ – 2020

## АНОТАЦІЯ

**Горенко Д.С. Оцінювання обмінних процесів у локальних системах електропостачання з джерелами розосередженої генерації. – На правах рукопису.**

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.09.03 – електротехнічні комплекси та системи. – **Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» МОН України. – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» МОН України, м. Київ, 2019.**

У **першому розділі** дисертаційної роботи здійснено комплексний аналіз особливостей функціонування локальних систем електропостачання (ЛСЕП) з врахуванням сучасних вимог концепції Smart Grid та виконано співставний аналіз методів оцінки обмінних процесів у ЛСЕП з розосередженими джерелами енергії. Проведено експертну оцінку важливості аналізу імпульсних завад як всередині обладнання, так і в перетині системи, несинусоїдальності напруги та/або струму, міжфазного енергетичного обміну як в обладнанні, так і в перетині системи.

Проведений аналіз дав змогу виявити основні проблеми роботи ЛСЕП у вітчизняних системах електропостачання та енергозабезпечення: нерациональне (марнотратне) використання електричної енергії; проблема енергетичної ефективності; досягнення необхідних рівнів якості електроенергії та електромагнітної сумісності; проблема якості електропостачання (надійність, стабільність, стійкість тощо). Аргументовано необхідність розширити відому систему показників якості електроенергії для адекватного оцінювання рівнів електромагнітної сумісності (ЕМС) в ЛСЕП з дотриманням вимог концепції Smart Grid та оцінити рівні перетоків енергії за допомогою відомих показників (аналізу втрат електроенергії та їх складових, обмінної потужності). Виконано аналіз переваг використання обмінної потужності для детальної оцінки впливу

імпульсних завад як у обладнанні ЛСЕП, так і в перетині системи, несинусоїдальності напруги та/або струму, міжфазний енергетичний обмін як у пристрої, так і в перетині системи.

У **другому розділі** проведено аналіз обмінних процесів ЛСЕП у разі впливу різних типів джерел імпульсних завад. Вперше з використанням принципів макромоделювання проаналізовано обмінні процеси в перетині ЛСЕП під впливом: кондуктивних завад різної форми (синусоїдальна, прямокутна, трикутна, трапецеїдальна) основної частоти; імпульсних завад прямокутної форми різної частоти; періодичних одиничних імпульсів.

Проведено аналіз обмінних процесів ЛСЕП під впливом джерел несинусоїдальної напруги та струму, спричинених особливостями режимів роботи як окремих елементів, так і системи в цілому. Отримано нові співвідношення для оцінки впливу несинусоїдальності та врахування коефіцієнтів пульсації на характер протікання обмінних процесів.

Це дало змогу врахувати реальні експлуатаційні характеристики вітчизняного обладнання (інверторів, трансформаторів, генераторів, ліній електропередачі і тощо) у разі дії різних типів періодичних кондуктивних завад – погіршення якості електроенергії, перенавантаження, нераціональне використання електроенергії і т.п.

У **третьому розділі** проведено аналіз міжфазного енергообміну в перетині трифазної ЛСЕП за умов амплітудного дисбалансу, розфазування генераторів, частотної нестабільності. Здійснено розвиток теорії обмінних процесів, зокрема, отримано нові співвідношення деталізації складових обмінної потужності з врахуванням амплітудного дисбалансу, розфазування генераторів, частотної нестабільності. Узагальнено алгоритм розрахунку обмінної потужності  $Q_{об}$  у перетині трифазної системи. Запропоновано використовувати частку (дольової участі) взаємного впливу фаз як додатковий показник несиметрії. Отримано нові

співвідношення, що дають змогу оцінити частку взаємного впливу та обмінної потужності від коефіцієнтів несиметрії.

Проведено аналіз обмінних процесів у ЛСЕП з врахуванням реальних характеристик елементів з електромагнітними зв'язками (трансформаторами, реакторами, лініями електропередачі і т.п.) та отримано нові співвідношення, які пов'язують обмінну потужності та коефіцієнтів магнітного зв'язку для одно- та трифазних ЛСЕП, що працюють як у випадках синусоїдного та несинусоїдного, так і у випадку симетричного та несиметричного режимів.

Проведений аналіз дав змогу оцінити взаємний вплив суміжних фаз, перетоки потужності між фазами пристроїв, уточнити енергетичні характеристики ЛСЕП для симетричного та несиметричного режимів роботи та оцінити нерівномірність завантаження фаз.

У **четвертому розділі** розроблено спеціалізований програмний модуль для розрахунку обмінної потужності в перетинах ЛСЕП, який дає змогу: проводити розрахунок обмінної потужності незалежно від будови та режимів роботи ЛСЕП і використовувати лише виміряні значення струму  $i(t)$  та напруги  $u(t)$  в досліджуваному перетині за необхідний проміжок часу з заданою точністю, спростувати процедуру розрахунку обмінної потужності у разі проведення експрес-аудитів.

Розроблено та апробовано нормативно-методичне забезпечення розширеного енергетичного аудиту з використанням обмінної потужності. Нормативно-методичне забезпечення було використано: для проведення розширеного енергетичного аудиту на підприємстві КП «Васильківська шкіряна фірма» (м. Васильків, Київська обл.); аналізу паралельної роботи резервних систем електропостачання як окремо, так і сумісно з мережею, що використовуються для живлення серверного обладнання ТОВ «Простонет»; покладено в основу курсу лекцій з дисципліни «Електротехнічні комплекси», що будуть викладатися в 2019 році у Васильківському коледжі НАУ.

У результаті було полегшено процедуру обчислення та підвищено точність і швидкість у разі багатоваріантних розрахунків. Отримано можливість побудови характеристик залежно від експлуатаційних умов за необхідний період часу у разі різних рівнів метрологічно-інформаційного забезпечення вимірювальними даними у випадку фіксованої точності розрахунків.

Запропоноване нормативно-методичне забезпечення дає змогу: визначити обмінну потужність та частку взаємного впливу (дольову участь) в довільному перетині ЛСЕП з врахуванням особливостей їх конфігурації, режимів роботи окремих елементів та ЛСЕП в цілому; отримати інформацію про обмінні процеси в ЛСЕП з різним рівнем інформаційного забезпечення; адекватно враховувати особливості протікання режимів у ЛСЕП, зокрема, двонаправленість потоків електроенергії та визначити реальний їх розподіл в елементах ЛСЕП.

**Ключові слова:** Smart Grid, локальна система електропостачання, якість електроенергії, несиметрія, несинусоїдальність, електромагнітні завади, електромагнітна сумісність, обмінні процеси, обмінна потужність, взаємний вплив.

## SUMMARY

**Horenko D.S. Estimation of exchange processes in local power supply systems in dispersed generaton.** – Manuscript.

The thesis is for getting a degree of engineering sciences candidate in 05.09.03 specialty – «Electrotechnical complexes and systems» from **National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»**. – **National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»**, Kyiv, **2019**.

In **the first section** of the dissertation, a comprehensive analysis the features of the local power supply systems (LPSS) functioning taking into account modern requirements of the Smart Grid concept was implemented and a comparative analysis of methods for evaluating the exchange processes in LPSS with dispersed energy sources was performed. The expert estimation of the importance of the analysis of impulse interference (both inside the equipment and in the intersection of the system), the non-sinusoidal voltage and / or current, and the interphase energy exchange (both in the equipment and in the intersection of the system) has been carried out.

The conducted analysis allowed to reveal the main problems of LPSS operation in domestic power supply and power supply systems: inefficient (wasteful) use of electric power; the problem of energy efficiency; achievement of necessary levels of quality of electricity and electromagnetic compatibility; power supply quality problem (reliability, stability, stableness, etc.). The necessity to expand the well-known system of electricity quality indicators for the adequate estimation of EMC levels in LPSS with the requirements of the Smart Grid concept and to estimate the levels of energy flows using known indicators (analysis of electric power losses and their components, exchange power) have been argued. The analysis of the benefits of the use of exchange power for a detailed assessment of impulse interference (both in the LPSS and in the intersection of the system), non-sinusoidal voltage and / or current, and interphase energy exchange (both in the device and in the intersection of the system) was performed.

In **the second section**, the analysis of LPSS exchange processes is carried out under the influence of various types of impulse interference sources. For the first time, using the principles of macromodeling, the exchange processes in the intersection of LPSS under the influence of: conductive interference of various shapes (sinusoidal, rectangular, triangular, trapezoidal) of the fundamental frequency are analyzed; impulse interference of rectangular shape of different frequency; periodic unit pulses.

The analysis of LPSS exchange processes under the influence of sources of non-sinusoidal voltage and current caused by the peculiarities of the modes of operation of both individual elements and the system as a whole was carried out. New relations were obtained for estimating the influence of nonsinusoidality and taking into account the ripple coefficients on the nature of the exchange processes.

This allowed taking into account the actual performance of domestic equipment (inverters, transformers, generators, power lines, etc.) under the influence of various types of periodic conductive interference - deterioration of electricity quality, overload, inappropriate use of electricity, etc.

In **the third section**, the analysis of phase-to-phase energy interchange in the intersection of three-phase LSE in the conditions of amplitude imbalance, phasing of generators, frequency instability is carried out. The development of the theory of exchange processes has been developed, in particular, new correlation of the details of the components of exchange power with the account of amplitude imbalance, phase defrosting of generators, frequency instability has been obtained. The algorithm for calculating  $Q_{EX}$  power exchange at the intersection of a three-phase system is generalized. It is proposed to use the share (share participation) of the mutual influence of phases as an additional index of asymmetry. New relations have been obtained that allow to estimate the share of mutual influence and exchange power on the coefficients of asymmetry.

The analysis of the exchange processes in the LPSS was carried out taking into account the real characteristics of the elements with electromagnetic bonds (transformers, reactors, power lines, etc.), and new relations were obtained that linked

the exchange power and the coefficients of magnetic coupling for one and three-phase LPSS, operating both in sinusoidal and non-sinusoidal, and in symmetric and asymmetric modes.

The analysis made it possible to estimate the mutual influence of the adjacent phases, the power flow between the phases of the devices, to clarify the energy characteristics of the LPSS for symmetric and asymmetric operating modes, and to estimate the uneven phase loading.

In **the fourth section**, a specialized software module for calculating exchange power in the LPSS sections has been developed, which allows: to calculate the exchange power regardless of the structure and operating modes of the LPSS and uses only the measured values of the current  $i(t)$  and the voltage  $u(t)$  in the investigated section for the required time interval with given accuracy; simplifies the procedure for calculating the exchange capacity for conducting express audits.

Regulatory and methodological support of the expanded energy audit with the use of exchange power was developed and tested. Regulatory and methodological support was used: for conducting an expanded energy audit at the enterprise of CE «Vasytkiv Leather Company» (Vasytkiv, Kyiv region); analysis of parallel operation of standby power supply systems both separately and in combination with the network used for powering server equipment of PLC «Prostonet»; was the basis for the course of lectures on discipline "Electrical Engineering Complexes", which will be taught in 2019 at Vasytkivsky College of NAU.

As a result, the calculation procedure was simplified and the accuracy and speed of multi-variation calculations were increased. The possibility of constructing characteristics depending on operating conditions for the required period of time at different levels of metrological and information support with measuring data with fixed accuracy of calculations is obtained.

The proposed regulatory and methodological support allows: to determine the exchange power and the share of mutual influence (share participation) in the arbitrary section of the LPSS, taking into account the peculiarities of their configuration,

operating modes of individual elements and LPSS as a whole; to receive information on the exchange processes in the LPSS with different levels of information support; adequately take into account the peculiarities of the occurrence of modes in the LPSS, in particular, the bi-directionality of the flows of electricity and determine the real distribution of them in the elements of LPSS.

**Key words:** Smart Grid, local power supply system, electricity quality, asymmetry, non-sinusoidality, electromagnetic interference, electromagnetic compatibility, exchange processes, exchange power, mutual influence.

## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ АВТОРОМ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Горенко Д.С., Мельничук Г.В. Аналіз впливу кондуктивних завад на систему з нетрадиційними джерелами електроенергії. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. №4. С. 72–80. **(фахове видання)**
2. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Аналіз обмінних процесів при паралельній роботі двох трифазних вітроустановок. *Відновлювальна енергетика*. 2018. №2(53). С. 46–56. **(фахове видання)**
3. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. №2. С. 25–33. **(фахове видання)**
4. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Обмінні процеси в трифазних автономних системах електроживлення. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2016. № 45. С. 9–15. **(фахове видання)**
5. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Оцінка обмінної потужності в трифазних локальних системах електропостачання з врахуванням нормованих показників якості електроенергії. *Праці Інституту електродинаміки*. 2018. №51. С. 20–27. **(фахове видання)**
6. Денисюк С.П., Горенко Д.С., Соколовський П.В. Аналіз несиметричних режимів роботи в трифазних мережах з використанням обмінної потужності. *Вісник ВНТУ*. 2018. №1. С. 45–52. **(фахове видання)**
7. Денисюк С.П., Горенко Д.С., Соколовський П.В., Степовий О.В. Перспективи використання технологій передачі електричної енергії на номінальній напрузі 20 кВ у розподільних електричних мережах України. *Електрифікація транспорту*. 2016. №12. С. 12–19. **(фахове видання)**
8. Дерев'янка Д.Г., Горенко Д.С. Особливості побудови та функціонування віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. №3. С. 61–69. **(фахове видання)**

9. Denysiuk S., Horenko D. Analysis of exchange processes during parallel operation of wind electric units. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2016. № 4(8). P. 26–32. (*Scopus, фахове видання*)

10. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на науковий твір «Оцінка обмінної потужності в системах з магнітопов'язаними елементами. Алгоритм та нормативно-методичне забезпечення» № 78419; заявка від 26.03.2018р.; зареєстровано 19.04.2018 р.

11. Горенко Д.С. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на науковий твір «Нормативно-методичне забезпечення оцінки якості електроенергії з врахуванням обмінних процесів» № 88084; заявка від 10.04.2019 р.; зареєстровано 02.05.2019 р.

12. Горенко Д.С., Денисюк С.П. Аналіз обмінних процесів в гібридних системах електроживлення на базі нетрадиційних джерел електроенергії. Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція *Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2016*. Київ, 30 травня – 1 червня 2016. С. 18–19.

13. Горенко Д.С. Обмінні процеси при паралельній роботі вітро- та гідро-електроенергетичних установках. Міжнародна науково-практична конференція *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*. Київ, 9 – 30 вересня 2016 р. С. 124–127.

14. Горенко Д.С. Аналіз обмінних процесів при паралельній роботі двох трифазних електрогенераторів. Міжнародна науково-практична конференція *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*. Київ, 28-30 вересня 2017р. С. 220–224.

15. Горенко Д.С., Степовий О.В. Аналіз впливу несинусоїдальної завади на однофазну систему електроживлення. Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція *Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2017*. Київ, 25 – 27 квітня 2018. С. 22–23.

16. Горенко Д.С. Порівняння обмінних процесів в перетинах первинного та вторинного кіл трансформатора. Międzynarodowa konferencja multidyscyplinarna

*Kluczowe problemy edukacja i nauka: perspektywy rozwoju dla Ukrainy i Polski.* Stalowa Wola, Polska. 20–21 lipca 2018. С. 79–83.

17. Горенко Д.С., Денисюк С.П., Радиш І.П. Електромагнітна сумісність та обмінні процеси в автономних системах електроживлення. Proc. The international research and practical conference *The Development of Technical Sciences: Problems and Solutions*. Brno, 27–28 April 2018. Vol. 1. Pp. 130–133.

18. Горенко Д.С., Мельничук Г.В. Кондуктивні завади в системах електрифікованого транспорту. Міжнародна науково-практична конференція. *Електрифікація транспорту «Транселектро – 2017»*. Дніпро, 20 – 21 грудня 2018. С. 15–20.

19. Горенко Д.С., Соколовський П.В., Радиш І.П. Особливості протікання енергетичних процесів в автономних системах електроживлення. Матеріали X Міжнародної науково-технічної конференції Інституту енергозбереження та енергоменеджменту *Енергетика. Екологія. Людина*. Київ, 26 – 27 квітня 2018. С. 26–29.

20. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Аналіз обмінних процесів в системах зі складними видами сигналів. Міжнародна науково-технічна конференція *Енергетика. Екологія. Людина*. Київ, 5 – 7 червня 2016. С. 15–20.

21. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Обмінні процеси в системах електрифікованого транспорту. Міжнародна науково-практична конференція. *Електрифікація транспорту «Транселектро – 2017»* Дніпро, 20 – 21 грудня 2018. С. 15–20.

22. Денисюк С.П., Радиш І.П., Горенко Д.С. Електромагнітна сумісність та непрямі впливи на життєдіяльність людини. Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції. *Актуальні питання енергозбереження як вимога безпеки життєдіяльності*. Київ, 7 – 8 червня 2018. С. 15–20.

23. Соколовський П.В., Горенко Д.С. Вплив електромагнітної сумісності на функціонування віртуальних електричних станцій. Наукова конференція *«Проблеми енергозбереження у промисловому районі. Наука та практика»*. Маріуполь, 16 – 18 травня 2017. С. 58–59.

24. Denysiuk S., Horenko D., Artemiev M., Tarhonskyi V. Evaluation of exchangable processes in local systems with flexible generation. *IEEE International Conference on Energy Smart Systems*. Kyiv. Ukraine. 17-19 April 2019. P. 233 – 238.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	18
ВСТУП.....	20
РОЗДІЛ 1	
ОСОБЛИВОСТІ БУДОВИ ТА ФУНКЦІОНУВАННЯ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ.....	
	27
1.1 Розвиток локальних систем електропостачання згідно з вимогами концепції Smart Grid .....	27
1.2 Вплив джерел розосередженої генерації на ефективність роботи ЛСЕП.....	42
1.3 Оцінка обмінних процесів у перетині ЛСЕП з джерелами РГ.....	52
1.4 Макромоделі локальних систем електропостачання .....	63
Висновки до розділу 1.....	78
РОЗДІЛ 2	
АНАЛІЗ ОБМІННИХ ПРОЦЕСІВ У ОДНОФАЗНИХ МАКРОМОДЕЛЯХ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ..	
	79
2.1 Вплив обмінних процесів на роботу паралельно працюючих різнорідних генераторів.....	79
2.1.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення для оцінки обмінних процесів у перетині ЛСЕП.....	81
2.1.2 Розрахунок обмінних потужностей та оцінка частки впливу паралельно працюючих генераторів.....	86
2.2 Оцінка впливу джерел несинусоїдальної напруги та струму на режими роботи ЛСЕП.....	91
2.2.1 Аналіз несинусоїдальних режимів у разі однакового гармонічного складу струму та напруги.....	93

2.2.2 Аналіз несинусоїдальних режимів у разі різнойменного спектра струму та напруги .....	97
2.3 Аналіз впливу імпульсних завад на роботу елементів ЛСЕП.....	101
2.3.1 Оцінка обмінних процесів у разі впливі періодичних кондуктивних завад.....	101
2.3.2 Аналіз впливу прямокутних імпульсних завад різної тривалості.....	105
2.4 Аналіз особливостей роботи елементів ЛСЕП з магнітними зв'язками.....	108
2.4.1 Оцінка обмінних процесів у перетинах первинного та вторинного кіл трансформатора .....	109
2.4.2 Аналіз впливу джерела несинусоїдальної напруги на роботу ЛСЕП з магнітопов'язаними елементами.....	112
Висновки до розділу 2.....	119

## РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ ОБМІННИХ ПРОЦЕСІВ У ПЕРЕТИНІ ТРИФАЗНИХ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	120
3.1 Особливості опису обмінних процесів у трифазних ЛСЕП .....	120
3.1.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення трифазної ЛСЕП для оцінки обмінних процесів.....	120
3.1.2 Розрахунок обмінних процесів у перетині трифазної ЛСЕП.....	122
3.2 Оцінка впливу ПЯЕ на обмінні процеси в перетині трифазної ЛСЕП.....	127
3.2.1 Аналіз обмінних процесів у трифазних ЛСЕП, викликаних наявністю вищих гармонік струму.....	128
3.2.2 Аналіз частки взаємного впливу фаз у перетині трифазної ЛСЕП.....	137

3.3 Оцінка взаємного впливу різнорідних та різнотипних джерел РГ...	143
3.3.1 Оцінка власного та взаємного впливу фаз у разі сумісної роботи трифазних джерел РГ.....	145
3.3.2 Аналіз сумісної роботи джерел РГ з різними характеристиками...	149
3.4 Обмінні процеси в перетинах ЛСЕП з магнітопов'язаними елементами.....	154
Висновки до розділу 3.....	160

## РОЗДІЛ 4

ОЦІНЮВАННЯ ОБМІННИХ ПРОЦЕСІВ У ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ РІЗНОГО ФУНКЦІОНАЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ.....	161
4.1 Основні положення нормативно-методичного забезпечення оцінки обмінних процесів.....	161
4.2 Програмно-алгоритмічне забезпечення аналізу обмінних процесів..	165
4.2.1 Спеціалізований програмний модуль для розрахунку обмінної потужності.....	165
4.2.2 Застосування програмного модуля для оцінки впливу відхилення частоти.....	174
4.3 Аналіз та оптимізація роботи електротехнічного обладнання електроенергетичних об'єктах.....	177
4.3.1 Аналіз обмінних процесів на підприємстві з власною трансформаторною підстанцією.....	177
4.3.2 Оцінка обмінних процесів на підприємстві, що живиться від загальної мережі 220/380 В.....	187
4.4 Оцінка взаємного впливу ЛСЕП з кількома резервними джерелами живлення.....	190
Висновки до розділу 4.....	197

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	198
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	201
ДОДАТКИ.....	219
Додаток А Визначення та характеристики Microgrid.....	219
Додаток Б Експертна оцінка пріоритетності задач аналізу обмінних процесів з врахуванням особливостей роботи ЛСЕП.....	222
Додаток В Особливості експлуатації джерел РГ та шляхи їх вирішення...	224
Додаток Г Нормативно-методичне забезпечення оцінки обмінних процесів в системах з електромагнітними перетворювачами.....	228
Додаток Д Загальна характеристика програмних модулів розрахунку обмінних процесів.....	236
Додаток Е Акти впровадження.....	241

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ВГ – вищі гармоніки;
- ГДМ – гранично допустима межа показників якості електроенергії;
- ЕМ – електрична мережа;
- ЕМО – електромагнітна обстановка;
- ЕМС – електромагнітна сумісність;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЛСЕП – локальна система електропостачання;
- НДМ – нормативно допустима межа показників якості електроенергії;
- ПЯЕ – показники якості електроенергії;
- РГ – розподілена генерація;
- $f$  – частота напруги;
- $I$  – діюче значення струму;
- $i(t)$  – миттєве значення струму в перетині системи;
- $i_a(t)$  – активна складова струму в перетині системи;
- $i_p(t)$  – реактивна складова струму в перетині системи;
- $i_A(t), i_B(t), i_C(t)$  – миттєві значення лінійних струмів відповідних фаз у перетині трифазної системи;
- $J(t)$  – еквівалентний струм джерела струму;
- $k_U$  – коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги;
- $k_{U(n)}$  – коефіцієнт  $n$ -ї гармонічної складової струму;
- $k_{U(2)}$  – коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю;
- $k_{U(0)}$  – коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю;
- $k_T$  – коефіцієнт трансформації;
- $k_\mu$  – коефіцієнт магнітного зв'язку;
- $L$  – індуктивність кола системи;
- $P$  – активна потужність за період  $T$ ;
- $Q_{OB}$  – обмінна потужність;
- $Q_{OB(1)}$  – обмінна потужність за першою гармонічною складовою;

$Q_{\text{об}(\sim)}$  – обмінна потужність вищих гармонік;

$Q_F$  – реактивна потужність Будеана;

$Q_F$  – неактивна потужність Фризе;

$R$  – еквівалентний активний опір кола системи;

$S$  – повна потужність;

$T$  – період частоти основної гармоніки;

$U$  – діюче значення напруги в перетині системи;

$U_2, U_0$  – діючі значення напруги відповідно зворотної та нульової послідовностей;

$u(t)$  – миттєве значення напруги;

$u_A(t), u_B(t), u_C(t)$  – миттєві значення лінійних напруг відповідних фаз у перетині трифазної системи;

$u_{AB}(t), u_{BC}(t), u_{CA}(t)$  – миттєві значення фазних напруг відповідних фаз у перетині трифазної системи;

$U_{m(k)}, I_{m(k)}$  – амплітуди напруги та струму  $k$ -ї гармонічної складової;

$Q_F$  – реактивна потужність за основною гармонічною складовою;

$X$  – еквівалентний реактивний опір кола;

$Y$  – еквівалентна провідність кола;

$Z$  – повний еквівалентний опір;

$\Delta U$  – відхилення напруги;

$\Delta f$  – відхилення частоти;

$\Delta_J^{(k)}$  – частка взаємного впливу  $k$ -ї гармонічної складової  $J$ -ї фази на інші фази;

$\varphi_u^{(k)}, \varphi_i^{(k)}$  – фази напруги та струму  $k$ -ї гармонічної складової.

## ВСТУП

**Актуальність.** Модернізація електроенергетики України, – зокрема, електротехнічних комплексів та систем, повинна здійснюватись згідно вимог концепції Smart Grid. На сьогодні електроенергетичний сектор України характеризується збільшенням частки відновлюваних джерел енергії, урізноманітненням топологій електроенергетичних систем, розвитком конкурентного ринку електроенергії, що в цілому призводить до суттєвої зміни основних режимів роботи електроенергетичних об'єктів.

У звітах World Economic Forum (2017 р.) та International Energy Agency (2017 р.), у висновках щодо Робочої програми (ref. C18-WPDC-30-06, 2019 р.) Council of European Energy Regulators та інших провідних енергетичних компаній світу визначено, що процес реформування електроенергетичної галузі в рамках сучасного енергетичного переходу та реалізації концепції Smart Grid передбачає такі складові як децентралізацію, диджиталізацію, декарбонізацію та динамічне регулювання. Згідно положень нормативних документів міжнародних організацій ІЕС, ІЕЕЕ та ін. реформування електроенергетичної галузі включає в себе побудову сучасних локальних систем електропостачання (ЛСЕП) – Microgrid з джерелами розосередженої генерації (РГ).

Побудова сучасних ЛСЕП згідно концепції Smart Grid стикається з проблемами неоптимальної генерації електроенергії, неврівноваженості напруги між кількома сумісно працюючими генераторами та споживачами електроенергії, низької якості електроенергії (ЯЕ) та порушенням рівнів електромагнітної сумісності (ЕМС) і усунення негативних взаємних впливів. Для вирішення цих проблем виникає необхідність поглибленого аналізу та оптимізації енергетичних процесів у ЛСЕП, зокрема, – аналізу складових додаткових втрат з використанням потужності Фризе  $Q_F$  та обмінних процесів, у першу чергу – на основі обмінної потужності  $Q_{OB}$ .

Дослідження питань оцінки обмінних процесів у ЛСЕП, проблем взаємного впливу джерел РГ та електричних мереж, моделювання їх сумісної роботи

відображені у дослідженнях як вітчизняних науковців: Буткевича О.Ф., Денисюка С.П., Жаркіна А.Ф., Жежеленка І.В., Жуйкова В.Я., Каплуна В.В., Кириленка О.В., Кулика В.В., Кузнецова В.Г., Лежнюка П.Д., Новського В.О., Праховника А.В., Саєнка Ю.Л., Шидловського А.К., Ядутьського О.С., Якимця С.М. так і іноземних: Гамм А.З., Демирчан К.С., Жарков Ф.П., Vlaabjerg F, Kashem M.A., Moren J., Saaki I., Sun J. У більшості праць наведено основні схемні рішення побудови ЛСЕП, відповідні розрахункові співвідношення, сформульовано вимоги щодо стану ЕМС, впливу завад у системах централізованого електропостачання.

Потребують подальшого розгляду питання врахування особливостей роботи ЛСЕП з різними джерелами РГ, відповідно концепції Smart Grid. Таким чином, у дисертаційній роботі поставлена актуальна наукова задача, яка полягає у підвищенні ефективності оцінювання обмінних процесів у ЛСЕП з джерелами РГ з урахуванням зниження ЯЕ.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Виконані у роботі дослідження відповідають напрямку «Енергетика та енергоефективність» Закону України № 2519-VI від 09.09.2010 р. «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки». Дисертаційне дослідження виконувалось згідно з планом наукових робіт кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського у рамках найважливіших напрямків фундаментальних та прикладних наукових досліджень: «Методи керування виробництвом, передачею, розподілом, перетворенням та споживанням електричної енергії. Керування ефективністю енерговикористання». Результати відображені в науково-дослідницьких роботах «Науково-методичні основи оптимізації структурно-параметричних рішень гнучких систем електропостачання в умовах реструктуризації ринку електроенергії» (№ держреєстрації 0115U002514) та «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку» (№ держреєстрації 0117U004285).

**Мета і задачі досліджень.** Метою дисертаційної роботи є підвищення ефективності оцінювання обмінних процесів у локальних системах електропоста-

чання з джерелами розосередженими генерації з урахуванням зниження якості електроенергії.

Для досягнення поставленої мети дисертаційної роботи були поставлені та сформульовані такі задачі досліджень:

- проаналізувати методи оцінювання обмінних процесів у перетині ЛСЕП з джерелами РГ;
- оцінити обмінні процеси в перетині ЛСЕП за умови впливу різних типів джерел імпульсних завад;
- поширити методи аналізу обмінних процесів на міжфазний енергообмін у трифазних ЛСЕП з урахуванням амплітудного дисбалансу, розфазування генераторів, частотної нестабільності;
- проаналізувати обмінні процеси в перетині ЛСЕП, обумовлені впливом джерел несинусоїдальних напруги та струму, викликаних особливостями режимів роботи як окремих елементів, так і системи в цілому;
- розробити метод оцінювання обмінних процесів у перетині ЛСЕП з урахуванням реальних електротехнічних характеристик трансформаторів;
- розробити нормативно-методичне та програмно-алгоритмічне забезпечення розширеного енергетичного аудиту з використанням обмінної потужності  $Q_{\text{ОБ}}$ .

**Об'єкт дослідження** – обмінні процеси у локальних системах електропостачання з джерелами розосередженої генерації.

**Предмет дослідження** – методи та засоби підвищення ефективності оцінювання обмінних процесів у локальних системах електропостачання з джерелами розосередженої генерації.

**Методи дослідження.** Науково-методичну основу виконаних досліджень склали такі методи: експертних оцінок, системного аналізу, математичного моделювання, алгоритми та методи оцінки обмінних процесів, алгоритми оцінки додаткових втрат при передачі електроенергії в електротехнічних системах та методи комп'ютерного моделювання. Дослідження виконано за допомогою програмного забезпечення MatCAD та Excel.

**Наукова новизна одержаних результатів:***Вперше:*

- отримано нові функціональні залежності оцінки обмінних процесів від рівня магнітного зв'язку у перетині ЛСЕП з урахуванням реальних електротехнічних характеристик трансформаторів;
- отримано оригінальні співвідношення, які визначають вплив кондуктивних завад різної форми на рівень неоптимальності у перетині ЛСЕП, що дало змогу уточнити інтенсивність взаємного впливу обладнання;
- запропоновано новий критерій оцінки взаємного впливу та рівня обмінних процесів у перетині ЛСЕП з урахуванням нормованих показників якості (ПЯЕ) для несиметрії та несинусоїдальності сигналів, відхилень напруги та частоти.

*Удосконалено:*

- методологію оцінювання обмінних процесів за рахунок розширення її використання на багатофазні ЛСЕП з кількома багатофазними джерелами РГ, зокрема, отримано нові співвідношення деталізації складових обмінної потужності з врахуванням несинусоїдальності та несиметрії навантаження, амплітудного дисбалансу, розфазування генераторів та частотної нестабільності паралельно працюючих генераторів.

*Набула подальшого розвитку:*

- методика визначення показників якості електроенергії в ЛСЕП з різними за природою джерелами РГ та оцінки їх взаємного впливу, яка дала змогу враховувати особливості протікання енергетичних процесів у елементах ЛСЕП, у тому числі і систем з електромагнітним перетворенням енергії.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає у такому:

- розроблено спеціалізоване програмно-алгоритмічне забезпечення оцінки обмінних процесів у досліджуваному перетині системи електропостачання, яке дало змогу проводити розрахунок обмінної потужності незалежно від будови та режимів роботи ЛСЕП і використовувати лише виміряні значення струму  $i(t)$  та напруги  $u(t)$  в досліджуваному перетині за необхідний проміжок часу із заданою

точністю; спростити процедуру розрахунку обмінної потужності у разі проведення експрес-аудитів;

– створено нормативно-методичне та програмно-алгоритмічне забезпечення оцінки обмінних процесів у ЛСЕП з джерелами РГ, яке широко використовувалося для проведення електротехнологічного обстеження, на підприємствах КП «Васильківська шкіряна фірма», м. Васильків, Київська обл. (акт впровадження від 24.10.2018 р.), ТОВ «Простонет», с.м.т. Калинівка, Київська обл. (акт впровадження від 21.05.2019 р.). Розроблено та впроваджено комплексні технічні, режимні та організаційні заходи з підвищення енергоефективності, що забезпечило значний економічний ефект від їхнього впровадження;

– матеріали дисертаційної роботи використані у рамках науково-дослідної роботи «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активним споживачем в умовах енергоринку» (довідка про використання у НДР від 07.11.2019 р. № державної реєстрації 0117U004285);

– результати теоретичних та практичних досліджень впроваджено в навчальний процес кафедри електропостачання КП ім. Ігоря Сікорського та Васильківського коледжу Національного авіаційного університету та покладено в основу курсів лекцій з дисциплін «Силова електроніка в системах електропостачання», «Інтелектуальні системи в енергетиці», «Сучасні методи та технології підвищення енергоефективності», «Засоби малої енергетики» (акт впровадження від 07.11.2019 р.), «Електротехнічні комплекси», «Електроніка, мікросхемотехніка та мікропроцесорні пристрої», «Електро- та гідропривід в системах авіоники повітряних суден» (акт впровадження від 2.09.2019 р.).

**Особистий внесок здобувача.** Дисертація є завершеною науковою працею. Всі наукові положення і результати, наведені в дисертаційній роботі та [11, 13, 14, 16], отримано автором особисто і полягають у вирішенні проблем підвищення ефективності оцінки обмінних процесів у ЛСЕП з джерелами РГ з врахуванням особливостей роботи їх елементів. У друкованих працях, які були опубліковані у співавторстві, здобувачеві належать такі результати: аналіз можливостей

впровадження віртуальних електростанцій з врахуванням особливостей вітчизняних електричних мереж [3, 8, 23]; аналіз обмінних процесів в однофазних ЛСЕП з використанням макромодельовання складних імпульсних сигналів різної тривалості [9] та форми [20, 24]; поширено теорію обмінних процесів на трифазні ЛСЕП [4, 7] і виведено нові співвідношення для визначення перетоків потужності між трифазним джерелом та трифазним навантаженням [2, 6]; аналіз обмінних процесів у гібридних системах електроживлення на базі нетрадиційних джерел електроенергії [1, 2, 8]; оцінка обмінної потужності в трифазних локальних системах електропостачання з врахуванням нормованих показників якості електроенергії [5]; оцінка взаємного впливу кількох різнотипних джерел розосередженої генерації [2, 12 – 14]; аналіз електромагнітної сумісності та непрямих впливів на життєдіяльність людини [22]; досліджено обмінні процеси в перетинах бортових систем електроживлення [18, 19, 21]; оцінка обмінних процесів з врахуванням магнітних зв'язків між елементами ЛСЕП [10, 16]; оцінка взаємного впливу елементів (груп елементів) на елементи (групи елементів) [11, 15, 17].

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких міжнародних науково-технічних конференціях: III, IV міжнародних науково-технічних та навчально-методичних конференціях «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку» (м. Київ, 2016 – 2017 рр.); VIII, X міжнародних науково-технічних конференціях «Енергетика. Екологія. Людина» (м. Київ, 2016, 2018 рр.); XVII, XVIII міжнародних науково-практичних конференціях «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2016, 2017 рр.); X Міжнародній науково-практичній конференції «Електрифікація транспорту «Транселектро – 2017» (м. Дніпро, 2017 р.); науковій конференції «Проблеми енергозбереження у промисловому районі. Наука та практика» (м. Маріуполь, 2017); Міжнародній науково-практичній конференції «Актуальні питання енергозбереження як вимога безпеки життєдіяльності» (м. Київ, 2018 р.); Międzynarodowa konferencja multidyscyplinarna «Kluczowe problemy edukacja i

nauka: perspektywy rozwoju dla Ukrainy i Polski» (Stalowa Wola, Polska, 2018); The international research and practical conference «The Development of Technical Sciences: Problems and Solutions» (Brno, The Czech Republic, 2018).

**Публікації.** Основні результати теоретичних та експериментальних досліджень викладені в 24 наукових працях, з яких 9 статей – у фахових наукових виданнях (1 scopus); 13 тез та доповідей на конференціях (2 у збірниках конференцій іноземних держав); 2 свідоцтва про реєстрацію авторського права на науковий твір.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел з 175 найменувань і 6 додатків. Загальний обсяг роботи становить 247 сторінок, у тому числі 158 сторінок основного тексту, 25 таблиць, 106 ілюстрацій за текстом.

# Розділ 1

## ОСОБЛИВОТІ БУДОВИ ТА ФУНКЦІОНУВАННЯ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

### 1.1 Розвиток локальних систем електропостачання згідно з вимогами концепції Smart Grid

Зростання світового попиту на електроенергію, зменшення запасів органічного палива (основного джерела енергії) та зміни в світовій енергетиці останніх років, такі як: ускладнення топології енергосистем [13, 53, 69, 137], збільшення частки відновлюваних джерел енергії [10, 18, 65, 82, 125], розвитку конкурентного ринку електроенергії [109, 111, 114], призводять до того, що зміни основних параметрів режиму і різних характеристик електроенергетичної систем набувають непередбачуваного, різкозмінного характеру. Одним з способів вирішення цих проблем є впровадження технологій на базі концепції Smart Grid [23, 66, 71, 98, 173].

Відповідно до Європейської технологічної платформи Smart Grid – це «електричні мережі, що задовольняють вимогам енергоефективного та економічного функціонування енергосистеми шляхом скоординованого керування за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричних станцій та споживачів електроенергії» [7, 53, 127, 129].

Інститутом інженерів електротехніки і електроніки США (IEEE) та Міністерством енергетики США визначення Smart Grid сформульовано як концепції повністю інтегрованої, саморегульованої і самовідновної електроенергетичної системи, що має мережеву топологію і включає в себе всі генеруючі джерела, магістральні та розподільні мережі, а також споживачів електричної енергії, об'єднаних двостороннім потоком енергії та інформації,

керованих єдиною мережею автоматизованих пристроїв у режимі реального часу [128, 131, 150].

У країнах СНД системи Smart Grid визначено як активно-адаптивні мережі, що представляють енергетичну систему нового покоління, засновану на принципах різноманітності організації і керування її функціонуванням та розвитком для забезпечення ефективного використання ресурсів та надійного, якісного і ефективного енергозабезпечення споживачів за рахунок гнучкої взаємодії всіх видів генерації, електричних мереж та споживачів на основі єдиної «інтелектуальної» ієрархічної системи керування [36, 54, 94].

З проведеного аналізу можна стверджувати, що Smart Grid трактується як концепція інноваційного оновлення електроенергетики, що дає змогу за рахунок використання новітніх технологій, інструментів і методів значно підвищити ефективність роботи енергетичних систем [90 – 94, 114, 124–129]. Відповідно до [90–93, 124, 126] структуру Smart Grid можна представити у вигляді рис. 1.1 [71].

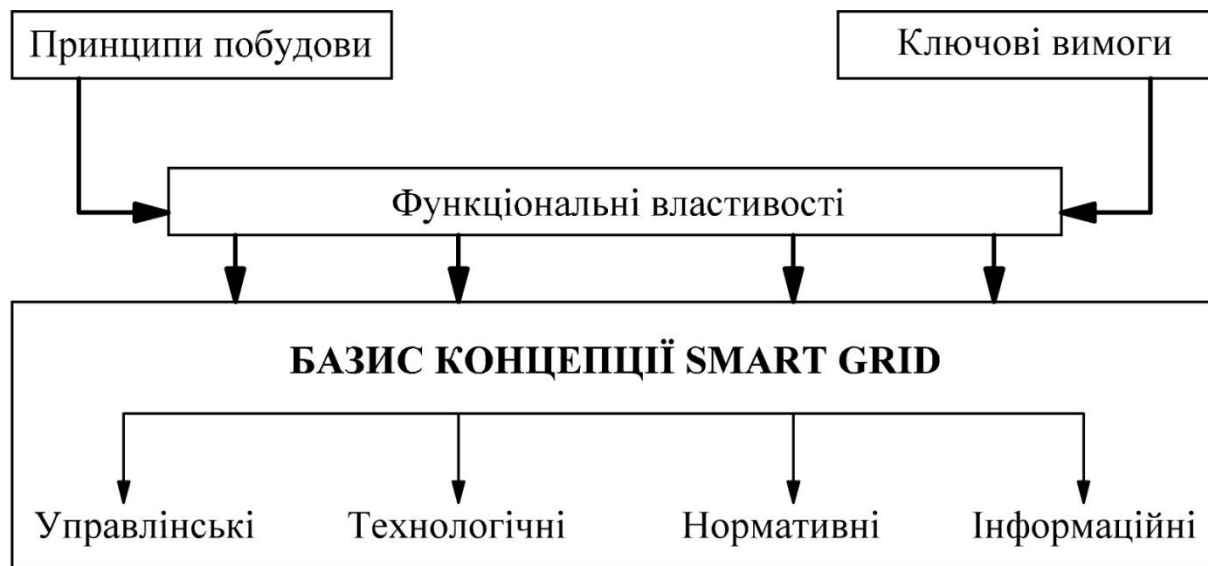


Рис. 1.1. Структура концепції Smart Grid

Основні передумови інноваційного розвитку енергетики і порівняльна характеристика функціональних властивостей електроенергетичної системи на основі класичної та на базі концепції Smart Grid зведені до табл. 1.1.[71, 85]

Таблиця 1.1

Енергетична система на основі класичної концепції	Енергетична система на базі концепції Smart Grid
1. Зростання електроспоживання на фоні дефіциту джерел електроенергії	
Одностороння комунікація між елементами або її відсутність	Двостороння комунікація
Централізована генерація – складно інтегрована розподілена генерація	Розподілена генерація
Обмежений контроль перетоків потужності	Керування потоками потужності
2. Підвищення вимог до безпеки, надійності і якості електропостачання на фоні високого ступеня зносу обладнання мережевих компаній	
Топологія переважно радіальна	Топологія переважно мережева
Реакція на наслідки аварії	Реакція на запобігання аваріям
Робота обладнання до відмови	Моніторинг та самодіагностика, що продовжує термін служби обладнання
Ручне відновлення	Автоматичне відновлення – «самовідновлювальні мережі»
Схильність до системних аварій	Запобігання розвитку системних аварій
Ручне і фіксоване виділення мережі	Адаптивне виділення мережі
Перевірка обладнання за місцем	Віддалений моніторинг обладнання
Надійність – категорія технічна	Надійність – категорія техніко-економічна
3. Зростання тарифів на електроенергію	
Недоступна або сильно запізніла інформація про ціну, обсяги, надійність і якість електроенергії для споживача	Інформація в реальному часі
Недиференційована послуга електропостачання	Програма керування споживанням електроенергії (обсяг і функціональні властивості) Можливість регулювання пікового споживання, зміна ціни під час пікових навантажень Встановлення диференційованих цін на різні рівні надійності і якості електроенергії
4. Підвищення вимог у сфері енергоефективності, екології і охорони навколишнього середовища	
Високий рівень втрат електроенергії	Зниження втрат електроенергії на 25-30%
Напрямок потоку потужності від генерації до споживача відповідно до заздалегідь заданих рівнів напруги і опорів	Здатність електричної мережі самостійно регулювати подачу електроенергії залежно від зниження або збільшення режиму споживання
Пошук і відновлення енергопостачання – витрати на виїзд оперативного персоналу, невідпуск електроенергії	Зниження кількості виїздів працівників на аварії та проведення оперативної діагностики, зменшення невідпуск електроенергії
Високий рівень викидів CO <sub>2</sub> в атмосферу	Зниження викидів в атмосферу в результаті зменшення кількості і потужностей генеруючих елементів мережі, в тому числі за рахунок використання розподіленої генерації і оптимального споживання електроенергії

У більшості розвинених зарубіжних країн все більше уваги приділяється питанням впровадження в електроенергетиці «інтелектуальних» технологій («Smart Grid») як основи майбутнього розвитку енергетики [136, 137, 155, 160]. У зв'язку з цим в зарубіжній енергетичній практиці ініційовано розроблення концепцій інноваційного оновлення електроенергетики, основаної на таких вихідних положеннях [67, 71, 143]:

1. Системна модернізація галузі охоплює всі її складові: генерацію електроенергії, диспетчеризацію, передавання і розподіл, збут і керування енергоспоживанням.

2. Електрична мережа (всі сегменти мережі) розглядається як основний об'єкт формування нового технологічного базису, розвитку функціональних властивостей енергосистеми.

3. Енергетична система розвивається як «інтернет-подібна» інфраструктура для формування в енергетичній, інформаційній, економічній і фінансових сферах взаємовідносин між усіма суб'єктами енергетичного ринку та іншими зацікавленими сторонами.

4. Процес формування концепцій охоплює весь комплекс робіт – від попередніх досліджень до широкого впровадження інновацій і провадиться на всіх рівнях інноваційного розвитку електроенергетики – нормативно-правовому, технологічному, технічному, організаційному, управлінському та інформаційному.

5. Розробка та реалізація концепцій та відповідних програм впровадження «інтелектуальних» технологій носить інноваційний характер і дає поштовх до переходу на новий технологічний уклад в електроенергетиці та економіці в цілому.

У табл. 1.2 наведено деякі світові проекти з впровадження технологій розвитку Smart Grid систем та прийнято такі скорочення: ADDRESS – Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESourceS; EU-DEEP – The birth of EUropean Distributed EnErgy Partnership [147, 149, 161, 166, 169].

Таблиця 1.2

№ з/п	Організація	Опис проекту
1	Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project (США)	Демонстраційний проект США з дослідження автоматизації розподільної мережі, розосередженої генерації, акумулювання електроенергії, розвитку вимірювальної інфраструктури та керування попитом за участю понад 60 тис. споживачів, 12 енергокомпаній у п'яти штатах. Вартість: 180 млн. дол.
2	Houston's Smart Grid (США)	Мультитехнологічний проект в районі Мексиканської затоки, що включає використання 2,2 млн. «розумних» пристроїв вимірювання та автоматизації мережі
3	Smart Texas (США)	Мультитехнологічний проект Техасу з залученням 3,4 млн. «розумних» пристроїв вимірювання та автоматизації мережі, спрямований на стимулювання енергозбереження та зменшення електроспоживання на 15 %
4	Ontario Smart Metering Initiative (Канада)	Проект з розвиненої інфраструктури вимірювань у провінції Онтаріо з установкою 4,5 млн. «розумних» лічильників у поєднанні з обов'язковим запровадженням диференційованих тарифів
5	ADDRESS	Керована розподільна мережа для інтеграції «активного споживача». Демонстраційний мультитехнологічний проект за участю 400 споживачів. Вартість 16 млн. євро
6	GRID4EU	Демонстраційний мультитехнологічний проект на 6 експериментальних точках. Вартість 54 млн. євро
7	GREEN eMOTION	Дев'ять мультитехнологічних проектів з дослідження інтеграції станцій для підзарядки електромобілів, оптимальних схем зарядки, білінгових систем і т.д. Вартість 24,2 млн. євро
8	ECOGRID	Мультитехнологічний проект з керування споживанням за участю 28 тис. жителів, 300 великих споживачів і 56 МВт генерації на базі ВДЕ. Вартість 21 млн. євро
9	EU-DEEP	Інноваційні бізнес-рішення з інтеграції розосередженої генерації
10	Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected energy evolution	Проект, що передбачає побудову гнучкої електричної мережі (розробка концепції VPP; відпрацювання алгоритмів включення в загальну систему розподілених джерел генерації і відновлюваних джерел енергоресурсів; розробка нових програмно-апаратних платформ для втілення в життя концепції VPP; техніко-економічне обґрунтування застосування VPP; демонстрація розробок на полігонах в Іспанії та Великобританії). Даний проект об'єднав провідних учасників європейського енергетичного ринку, таких як Iberdrola, Electricité de France, EDF Energy Networks, Red Eléctrica de España, National Grid Transco, Siemens PSE, Areva T & D та інші.

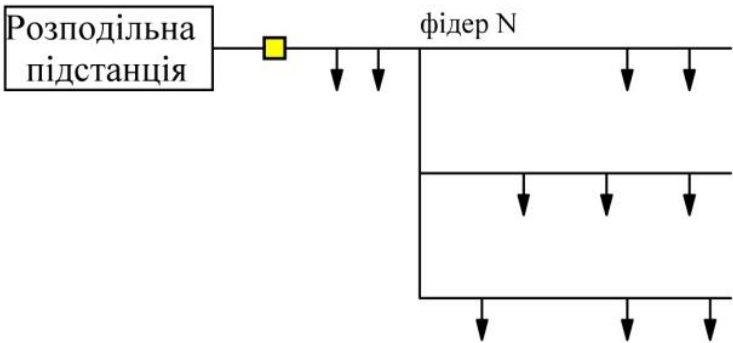
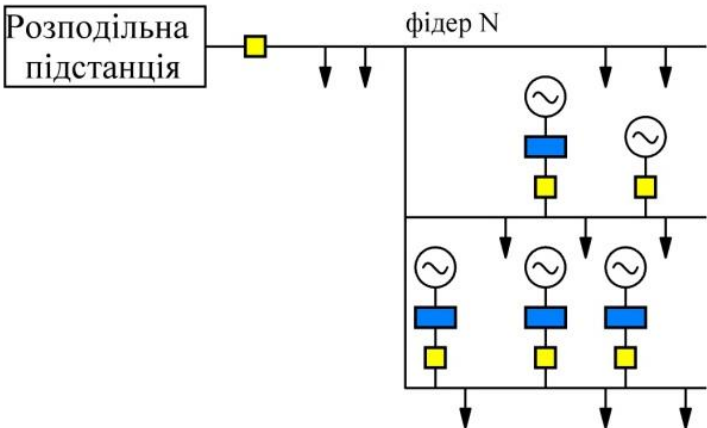
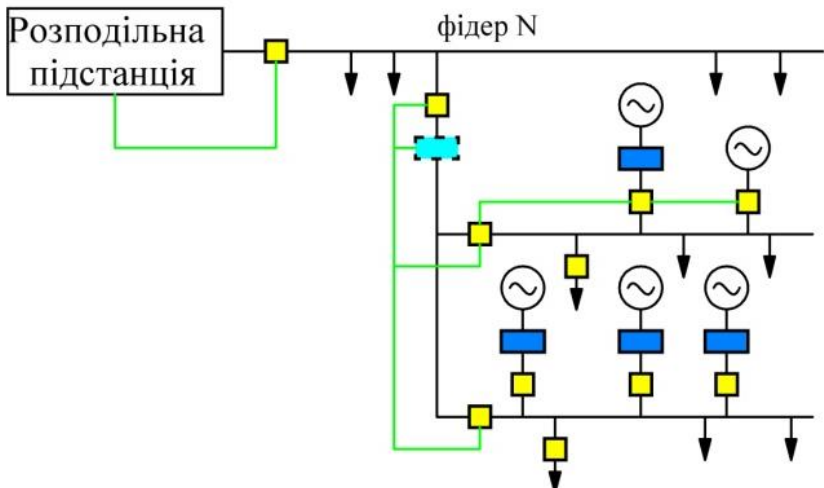
Як складова концепції Smart Grid є концепція малої розосередженої енергетики – локальної системи електропостачання (ЛСЕП) Microgrid [147, 157, 160, 172]. Відповідно до неї на певних територіях створюються окремі мережеві

структури, що мають власні джерела енергії, здатні задовольнити попит споживачів у разі максимуму пікових навантажень, коли центральна мережа не справляється. Крім забезпечення безперебійної подачі електроенергії, технологія спрямована на скорочення викидів та покращення якості електроенергії, що досягається шляхом підтримки постійної напруги і скорочення різких перепадів [16, 143].

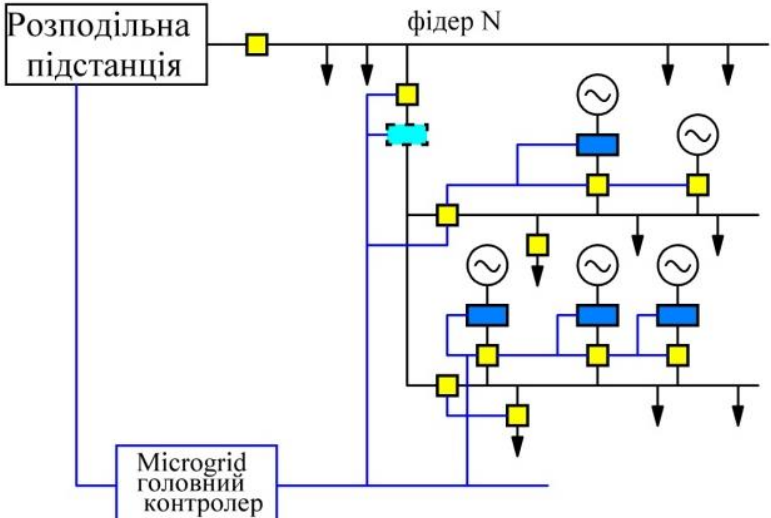
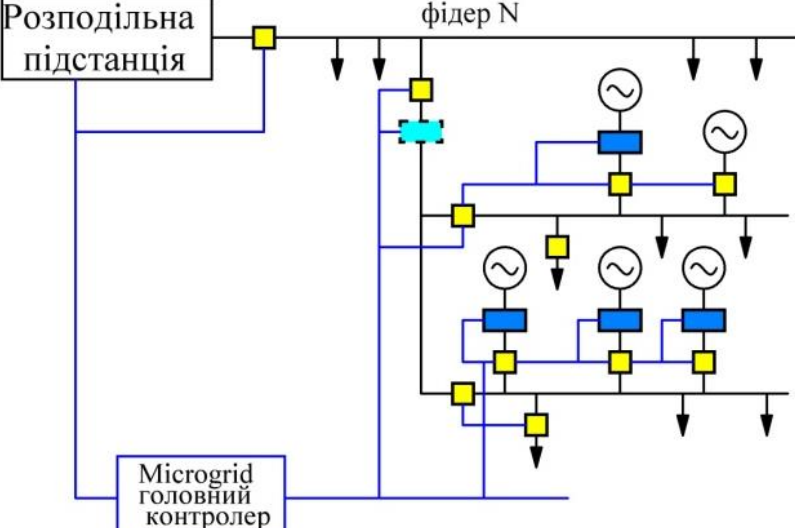
Локальна система Microgrid включає, як правило, кілька джерел генерації та розподільних підстанцій, комплекси збереження енергії, регулятори потоків електроенергії, що дає змогу Microgrid функціонувати як в автономному режимі, так і бути зв'язаною із зовнішньою енергосистемою. Microgrid добре справляються з задачею підвищення надійності енергопостачання за рахунок оперативного перемикання споживачів між загальною енергосистемою і місцевими джерелами енергії у випадку перевантажень та стрибків напруги. Існують два шляхи розвитку Microgrid технологій. Основний метод, визнаний більшістю, передбачає постійний дистанційний комп'ютерний контроль усіх ділянок Microgrid. Альтернативний підхід передбачає автоматичну зміну значимих параметрів Microgrid, базуючись на зміні частоти в мережі. Така технологія отримала назву мережі CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions) [152].

Microgrid зазвичай працює у ввімкненому до централізованої мережі режимі через підстанцію та трансформатор. Особливістю такої системи є можливість роботи в автономному режимі, без ввімкнення до мережі, хоча у цьому разі часто виникає проблема плавного переходу від мережі до джерел розосередженої генерації (РГ) [65, 68, 95]. Для зменшення впливу перехідного процесу використовують пристрої на базі СЕ, які мають забезпечити сумісність між різними джерелами РГ, акумуляторами електроенергії та різними типами навантажень. Еволюцію розвитку та переходу до сучасного виду Microgrid зведено до табл. 1.3 [50].

Таблиця 1.3

№ з.п.	Схема Microgrid та її опис на відповідному етапі еволюції
1	<p data-bbox="277 306 1525 383">Класична схема передачі електроенергії від розподільної станції до навантаження через електричну мережу.</p> 
2	<p data-bbox="277 754 1525 831">На другому етапі еволюції Microgrid біля навантаження встановлюються додаткові джерела електричної енергії, які оснащені Smart-перетворювачами.</p> 
3	<p data-bbox="277 1281 1525 1435">Третій етап еволюції характеризується наявністю головного контролера, за допомогою якого з'являється можливість керувати обсягами спожитої та відданої в мережу електричної енергії, яка надходить від додаткових джерел живлення.</p> 

## Продовження таблиці 1.3

	
4	<p>Кінцева схема еволюції Microgrid включає в себе переваги попередніх етапів: додаткові джерела живлення, розміщені безпосередньо біля споживачів, можливість керувати обсягами спожитої енергії від додаткових джерел, а також присутня багаторівнева архітектура керування: пристрій – Microgrid – мережа.</p> 

У табл. 1.3 наведені схеми етапів розвитку Microgrid та прийняті такі позначення: — — — — — електрична мережа; ■ — автоматичний вимикач; — — — — — навантаження; ⊗ — джерело живлення; ■ — Smart - перетворювач; ■ — DC — інвертор для Microgrid; — — — — — релейний захист; — — — — — сигнал керування.

Розвиток технологій викликав появу нового сегмента розосереджених енергетичних технологій локальних електротехнічних систем, які мають можливість конкурувати за вартістю і продуктивністю з централізованими системами електропостачання Microgrid, але в набагато меншому масштабі. Незважаючи на те, що в світі постійно збільшується кількість Microgrid та покращуються їх техніко-економічні характеристики, не існує єдиного чіткого визначення поняття Microgrid та функціональних можливостей. На рис. 1.2 наведено варіант гібридної структури Microgrid [154].

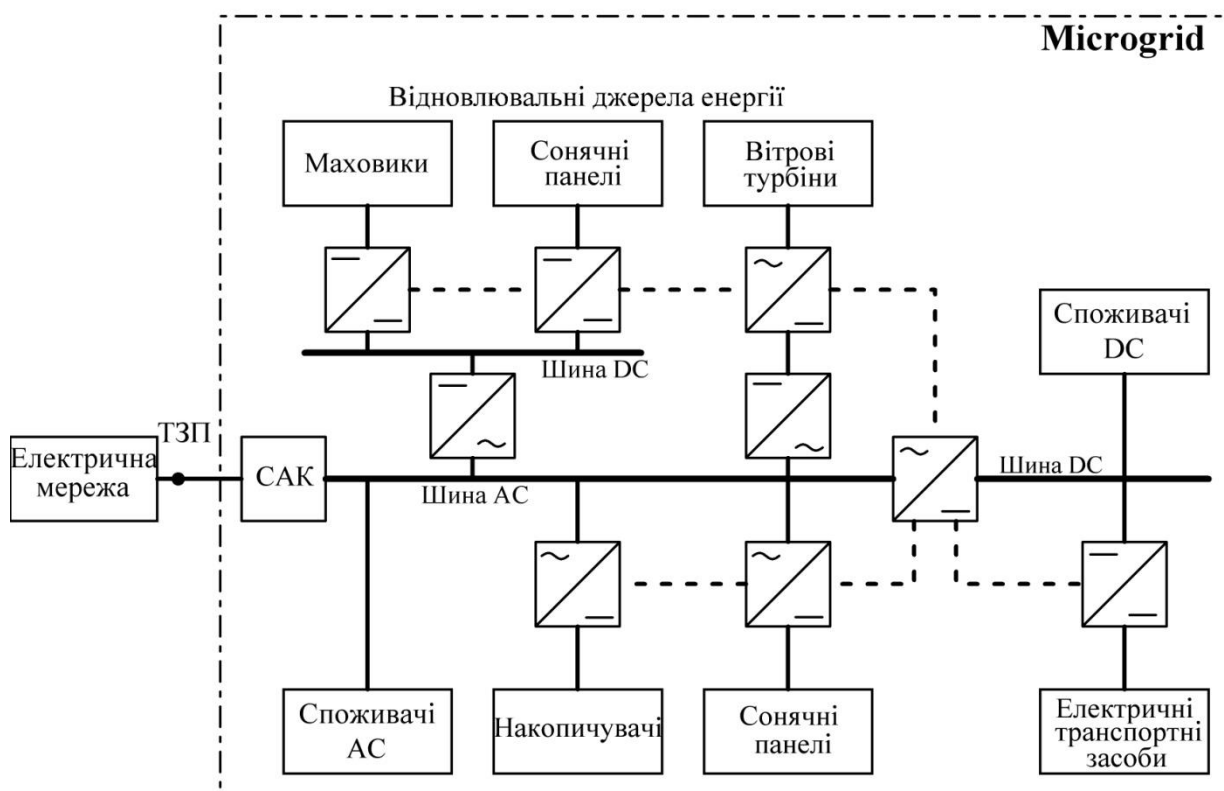


Рис. 1.2. Гібридна Microgrid зі споживачами постійного та змінного струмів

Як правило, термін Microgrid використовується відносно до розподільної мережі низької напруги з можливістю автономної роботи, а поняття Smart Grid застосовується до сукупності кількох мереж низької напруги, пов'язаних інформаційно і через мережу середньої напруги [1-3]. Існують два типи пошкоджень Microgrid: внутрішні та зовнішні. У першому випадку система захистів має ізолювати місце пошкодження, відключивши найменшу ділянку

Microgrid. У другому випадку захист має відключити Microgrid від загальної мережі. В процесі роботи захисту виконується сегментування Microgrid, тобто утворення великої кількості підсистем Microgrid, які повинні мати власні джерела електроенергії.

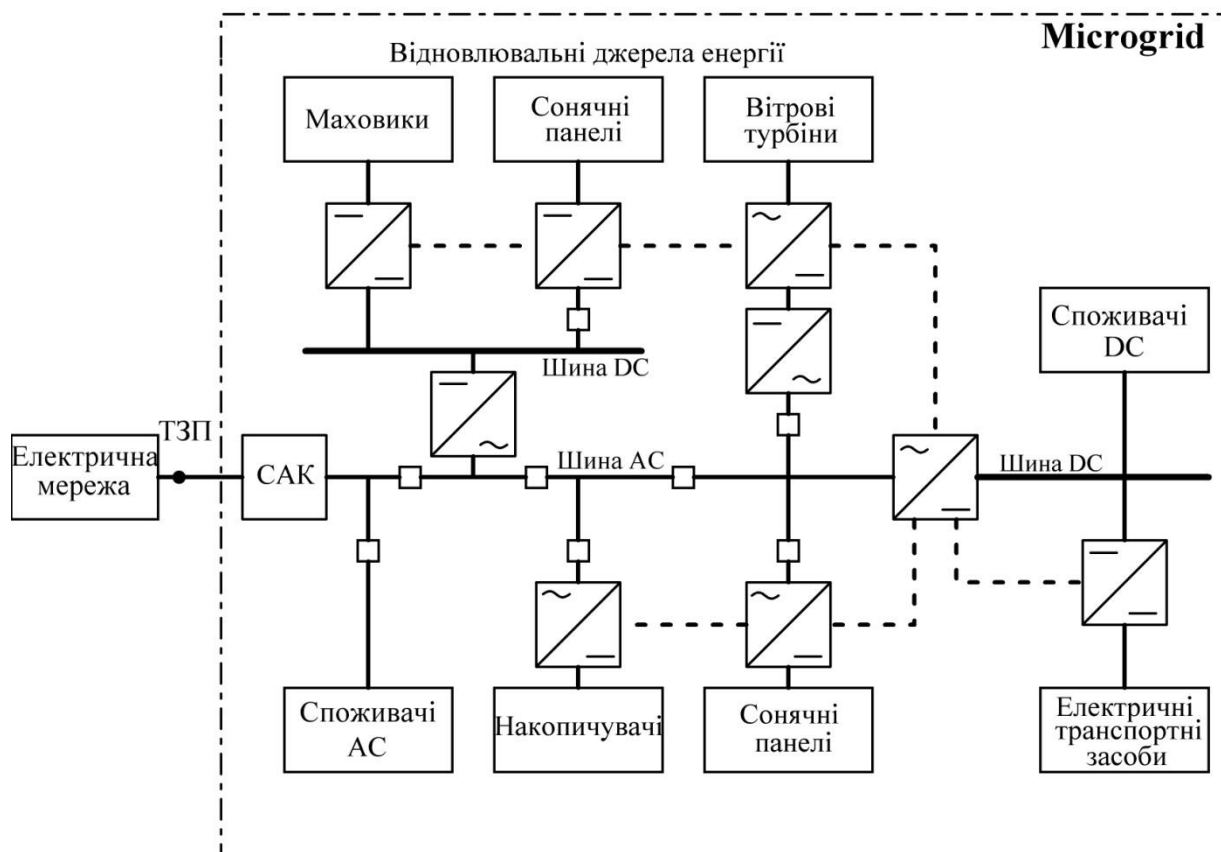


Рис. 1.3. Сегментування Microgrid

Система РГ має бути розроблена з належним захистом та керуванням обладнанням, у тому числі пристрій вимикання, який буде відключати генератор, якщо Microgrid, що підключається до системи РГ, або сама система РГ зазнає пошкоджень. Приклад системи з інтелектуальним керуванням Microgrid наведено на рис. 1.3. Система РГ повинна мати як мінімум пристрій переривання, який:

- має достатній потенціал, щоб перервати максимально можливий струм короткого замикання в місці його перебування;
- такого розміру, щоб задовольнити всі застосовні стандарти IEEE;
- встановлюється для задоволення всіх місцевих і державних норм.

Проведений аналіз дав змогу звести до табл. 1.4 основні трактування поняття Microgrid, що пропонуються різними світовими організаціями, науковими групами та нормативними документами [129, 133, 138, 140, 152, 155, 166].

Таблиця 1.4

№ з/п	Організація / джерело інформації	Визначення Microgrid
1	Galvin Electricity Initiative [155]	Microgrid – це сучасні, дрібномасштабні версії централізованої електроенергетичної системи. Вони досягають специфічних місцевих цілей, таких як надійність, скорочення викидів вуглецю, диверсифікація джерел енергії та скорочення витрат, встановлених громадою, що обслуговується. Як і велика енергосистема, Microgrid виробляють, розподіляють і регулюють потік електроенергії споживачам, але роблять це локально
2	ECN TNO innovation for life [166]	Microgrid є кластерами енергетичних мереж локальних областей з можливістю взаємодії з іншими подібними системами. Їхня незалежність надає їм безпрецедентну стійкість і пропонує перспективу економічного процвітання для малих і середніх громад
3	Energy Technologies Are[140]	Microgrid – взємопов'язані джерела джерелами РГ (таких як сонячна та вітроенергетика), зберігання енергії, а також електричні навантаження, які можуть працювати незалежно або підімкнені до зовнішньої електромережі
4	OASIS Energy Interoperation TC [133]	Microgrid – це невеликі, місцеві версії силової енергосистеми, які оптимізують локальну систему розподілу і можуть включати місцеве виробництво та зберігання. Microgrid може містити менші Microgrid і бути частиною більшої Microgrid. Інтерфейс зв'язку на краю кожної Microgrid однаковий
5	Microgrids at Berkeley Lab [160]	Microgrid – це локалізована група джерел та споживачів (навантажень) електроенергії, яка зазвичай працює синхронно з традиційною централізованою мережею (Macrogrid), але може автоматично відключатися і підтримуватися до неї, як це вимагають фізичні та / або економічні умови
6	U.S. Department of Energy Microgrid Exchange Group [129]	Microgrid – це група взємопов'язаних навантажень із джерелами РГ в межах чітко визначених електричних кордонів, що діє як єдиний керований об'єкт відносно мережі. Microgrid може вмикатися і відмикатися від електромережі, щоб вона могла працювати як в мережевому, так і в острівному режимі
7	CERTs clean energy resources [152]	Microgrids – взємопов'язані джерела з джерелами РГ (таких як сонячна та вітроенергетика), накопичувачі енергії та електричні навантаження, які можуть працювати або самостійно, або з'єднані з зовнішньою електричною мережею
8	Report to NIST [138]	Microgrid – це електричний острів, що може виробляти і транспортувати та накопичувати джерелами РГ та управляти навантаженням для підтримки цього острова

Не зважаючи на те, що кількість нових та модернізованих Microgrid в світі постійно зростає, не існує чіткого визначення поняття Microgrid. Microgrid використовує джерела РГ для забезпечення потреб в енергетичних ресурсах місцевих споживачів, є дрібномасштабною версією централізованої електроенергетичної системи (ЦЕЕС) та виконує всі аналогічні функції (генерації, передачі, розподілу електроенергії і т.п.) [133, 155, 166], може працювати синхронно або незалежно ЦЕЕС [129, 140, 152, 160].

Як видно з наведеного у табл. 1.4, відрізняються не лише формулювання поняття Microgrid, а й їхні функціональні характеристики, які можна розділити умовно на три групи [129, 133, 138, 140, 152, 155, 166]:

- спільні характеристики, тобто ті характеристики, які є однаковими для всіх організацій (здійснює інтеграцію місцевих джерел РГ з місцевими електричними навантаженнями; значна частина навантаження живиться від джерел РГ; може працювати паралельно з електричною мережею або в автономному («острівному») режимі; здатна здійснювати плавне перемикання з одного режиму в інший; забезпечує високу надійність і стійкість до порушень в електричній мережі; забезпечує енергоефективність, зниження витрат, незалежність, безпеку; здатна здійснювати самостійний контроль; зазвичай передбачає певний рівень теплопостачання);

- відмінні несуперечливі характеристики, тобто такі характеристики, за якими поняття Microgrid відрізняються, але не суперечать одна одній (мають містити накопичувачі; пік генерації відповідає піковому навантаженню; обумовленому джерелами РГ, а не вимогами енергетичних послуг; пріоритетні послуги (промислові, комерційні, побутові); може отримувати кредити на когенерацію та відновлювальні джерела енергії відповідно до директиви про відновлювану енергію; забезпечує енергопостачання для віддалених об'єктів; захищає навантаження та економічний розвиток; джерела генерації, не підключені до однієї електричної шини);

- відмінні суперечливі характеристики, тобто такі характеристики та функціональні можливості, за якими поняття Microgrid кардинально

відрізняються одна від одної (забезпечують резервування та містять більше одного джерела з загальною генерацією менше 1 МВт; приєднані до електричної мережі лише в одній точці; відсутні двосторонні потоки потужності; вся згенерована потужність споживається навантаженням). Детально особливості та функціональні характеристики Microgrid відповідно до їхнього визначенням різними організаціями наведено у Додатку А (див. табл. А.1).

ЛСЕП знаходять своє відображення в системах Microgrid, оскільки також мають у своєму складі джерела РГ та децентралізовану архітектуру, вони є більш гнучкими в керуванні, дають змогу децентралізовано керувати та розподіляти керуючі впливи між багатьма елементами, не покладаючись на централізовану ієрархію. Особливістю ЛСЕП в рамках концепції Microgrid є ширший діапазон режимів роботи та орієнтація ЛСЕП на тривалий острівний режим роботи, підтримання якого забезпечується складною структурою системи керування та розосередженою структурою генерації [159, 160].

Проаналізувавши наведені в табл. 1.4 визначення Microgrid та їх функціональні характеристики (табл. А.1), доцільно для більш точного використання переваг концепції Microgrid надалі в дисертаційній роботі прийняти, що ЛСЕП – електрична розподільна система, що містить навантаження і джерела РГ (відновлювальні та традиційні), яка може працювати скоординовано і контролювано, будучи приєднаною до централізованої електричної мережі, та в ізольованому режимі. Відповідно до зазначених особливостей, ЛСЕП можна вважати окремим типом мереж, які займають проміжне місце між традиційними електричними мережами та електроенергетичною системою [9, 11, 32, 41]. На відміну від перших, ЛСЕП характеризується різними інтервалами зміни напрямків протікання електроенергетичних процесів, існуванням великої кількості елементів з нестационарними, нелінійними та параметричними характеристиками. Щодо другої – ЛСЕП має змінну структуру, що зумовлена режимом роботи і може змінюватися багаторазово на окремих інтервалах часу. Все це ускладнює оцінку процесів у ЛСЕП. З одного боку, окремі елементи таких систем можна також представити як електричні мережі з ланкою генерації, а з

другого, ЛСЕП у загальному випадку можна розглядати як споживача електроенергії у складі електроенергетичної системи [22–25, 42, 69, 70].

Враховуючи особливості роботи Microgrid, наведені у табл. А.1 (Додаток А), можна виділити наступні передумови розробки та впровадження ЛСЕП відповідно до трьох категорій (табл. 1.5) [37].

Таблиця 1.5

№ з/п	Категорія	Явища (природні, техногенні і т.п.)	Опис
1	Енергетична безпека	Стихійні, мінливі та різко змінні погодні умови	Microgrids можуть забезпечувати енергією важливі об'єкти та громади, використовуючи їхні джерела РГ, коли головна мережа ослаблена
		Каскадні відмикання	Microgrid пом'якшують цей ризик, сегментуючи мережу на менші функціональні одиниці, які можуть бути ізольованими та функціонувати автономно, якщо це необхідно
		Кібер- і фізичні атаки	Microgrid через свою децентралізовану архітектуру менш вразливі до атак на окремі частини генерації або системи передачі та розподілу енергетичних ресурсів
2	Економічні вигоди	Економія інфраструктури	Обладнання централізованих ЛСЕП є застарілим та обмеженим за потужністю, Microgrid могли б зберегти інвестиції для заміни та / або розширення
		Економія палива	Microgrids пропонують декілька типів поліпшення ефективності, включаючи знижені втрати в лініях, комбіноване тепло-, холодо- і електропостачання; перехід до систем розподілу постійного струму для уникнення марнотратних перетворень DC-AC
		Допоміжні послуги	Microgrid забезпечує якість електроенергії, компенсацію реактивної потужності та здатність переходу до острівного режиму
3	Інтеграція чистої енергії	Необхідність зміцнювати змінні та неконтрольовані ресурси	Microgrids призначені для обробки змінної генерації, використовуючи технології накопичення для локального балансування генерації та навантажень

Експлуатація ЛСЕП надає виняткові переваги для споживачів та комунальних підприємств, тобто підвищення ефективності використання енергії, мінімізацію загального енергоспоживання, зменшення впливу на навколишнє середовище, підвищення надійності постачання, експлуатаційні переваги мережі, такі як зменшення втрат, полегшення перевантаження, контроль напруги або

безпека постачання електроенергії та підвищення ефективності заміни інфраструктури [7, 8, 64, 86].

У режимі підімкнення до мережі Microgrid відповідає вимогам щодо взаємоз'єднання та угод, визначених оператором системи розподілу. Переваги встановлення Microgrid можуть включати стійкість до виняткових атмосферних явищ, підвищену безпеку енергопостачання навантажень усередині мікросередовища, а також агрегацію джерелами РГ з точки зору оператора системи розподілу [7]. Проте поряд з зазначеними перевагами можна виділи і комплекс проблем, що зведені до табл. 1.6.

Таблиця 1.6

Напрямки	Виклики (проблеми)
Нормативні	<ul style="list-style-type: none"> <li>– невизначений регуляторний статус для Microgrid,</li> <li>– схвалення планування,</li> <li>– регульовані та обмежені функції генератора, дистриб'ютора та постачальника електроенергії,</li> <li>– вимоги до ліцензування роздрібної торгівлі та розподілу,</li> <li>– структура мережових тарифів,</li> <li>– захист прав споживачів,</li> <li>– відсутність нормативного визначення для процедури підімкнення та відновлення мережі,</li> <li>– складність і тривалість процесів затвердження</li> </ul>
Технічні	<ul style="list-style-type: none"> <li>– інтеграція нових енергетичних технологій та системного контролю,</li> <li>– дотримання вимог безпеки,</li> <li>– відповідність електричного захисту в межах мікросередовищ, а також у разі підімкнення або острівця,</li> <li>– синхронізація Microgrid з основною сіткою</li> </ul>
Економічні	<ul style="list-style-type: none"> <li>– вартість проекту,</li> <li>– доступ до капіталу,</li> <li>– доступ до потоків мікросередовищ у разі роботи (дохід)</li> </ul>
Соціальні	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ефективне залучення зацікавлених сторін у межах та поза межами мікросередовища,</li> <li>– поведінка споживачів у спільних активах, що непередбачено,</li> <li>– нездійснені очікування від зацікавлених сторін проекту</li> </ul>

Роблені стандарти надають функціональну специфікацію для основних функцій системи керування Microgrid. Міністерством енергетики США (Department of Energy) та Керуванням електроенергетикою було встановлено правила взаємопідключення Microgrid, що гарантували оптимальну вигоду як власникам електромережі, так і власникам Microgrid. Національним інститутом

стандартів (NIST) разом з групою Smart Grid Interoperability Panel розроблено стандарт IEEE Std 1547 [10], за яким визнано, що Microgrid є засобом агрегування джерелами РГ, що дає змогу більш гнучко керувати джерелами РГ та іншими активами в точці взаємозв'язку через систему керування Microgrid. Асоціацією стандартів IEEE встановлено стандарт IEEE Std 2030.7 для специфікації контролерів Microgrid [9, 11] та додаткові рекомендації, в тому числі і IEEE Std P2030.8 (протоколи для тестування Microgrid), розроблені іншими технічними організаціями, такими як IEC [12, 13, 16].

У рахі розробки та удосконалення існуючих стандартів, що регламентують роботу Microgrid, важливо враховувати особливості роботи елементів, включаючи джерела РГ, комутаційні та регулюючі пристрої, що знаходяться під його контролем. Мета полягає в тому, щоб забезпечити базову лінію для проектування, конфігурації Microgrid з точки зору контролю і забезпечити можливість взаємодії пропозицій різних постачальників [18, 19]. Отже, важливим є детальний аналіз впливу джерел РГ на ефективність роботи Microgrid різноманітних конфігурацій і призначених для різних потреб.

## **1.2 Вплив джерел розосередженої генерації на ефективність роботи ЛСЕП**

Відсутність якісного та надійного забезпечення електричною енергією в Україні місцевими (локальними) електричними мережами на сьогоднішній день, на жаль є звичним явищем. На сьогодні розподільні електричні мережі електропередавальних організацій практично вичерпали свій запас надійності, закладений ще в минулому столітті. Неналежний технічний стан електромереж призводить до масових знеструмлень споживачів, нестабільності частоти, спотворення синусоїдальної форми напруги внаслідок відхилення напруги від установлених меж (перевищення верхнього 242 В і нижнього 187 В діапазону напруги), імпульсних перешкод амплітудою в одиниці кіловольт. У кращому

випадку всі ці фактори призводять до вимикання енергоспоживаючого обладнання, а в гіршому – до виходу його з ладу [17, 35, 37].

Основними причинами впливу джерел РГ у розподільній електричній мережі на якість електричної енергії [34, 37] є:

- збільшення дози флікера, що може відбуватися у разі введення або виведення з роботи потужних джерел РГ в розподільній електричній мережі, раптової зміни вихідної потужності джерел РГ, взаємодії між джерелами РГ і регулюючими пристроями;
- можуть генерувати в електричній мережі гармоніки високих порядків, що характерно для паливних, фотогальванічних елементів та вітроустановок;
- впливають на провали напруги, що здебільшого пов'язано із типом генератора.

Стабільність показників режиму на виході РГ

Швидкодія забезпечення регуляторами джерел РГ необхідних параметрів

Генерація гармонік вищих порядків вихідними колами джерел РГ

Спотворення синусоїдальності напруги

Підвищення дози флікера

Відхилення частоти

Низька якість керування вихідних показників джерел РГ



Рис. 1.4. Вплив розосереджених джерел РГ на якість електричної енергії

Впровадження джерел розосередженої генерації характеризується різким збільшенням силових електронних систем, що призводить до погіршення якості електричної енергії. Причинами такого погіршення, поряд із впровадженням

джерел розосередженої генерації, є також наявність у споживачів потужних нелінійних, несиметричних навантажень із різко змінним режимом роботи.

Проаналізуємо вплив підімкнення джерел РГ на роботу ЛСЕП у разі нормального режиму [14].

1) Вплив РГ на регулювання напруги [14, 118]

$$\Delta U = U_1 - U_2 = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_{\text{ном}}}. \quad (1.1)$$

У нормальних умовах експлуатації без джерел РГ напруга, отримана на вході навантаження нижча, ніж напруга на первинній обмотці трансформатора. Підімкнення джерел РГ може спричинити зворотний потік енергії, можливо навіть деякою мірою підвищення напруги, і напруга отримана на стороні споживача, може бути вищою, ніж на первинній стороні розподільних трансформаторів. Для будь-якого малого масштабу одиниці РГ (<10 МВт) вплив на первинну подачу незначне. Проте, якщо сумарна потужність зростає до критичного порога необхідно переконатися, що напруга подаючого пристрою буде встановлена протягом відповідних термінів.

2) Вплив РГ на втрати

$$\eta = \frac{P_1}{P_2} = \frac{P_1 - \sum P}{P_1}. \quad (1.2)$$

Одним з основних впливів джерел РГ є втрати в подаючому пристрої. Розташування джерел РГ є важливим критерієм, який має бути проаналізований, щоб бути в змозі досягти більш високої надійності системи зі зменшеними втратами. Згідно з розташуванням джерел РГ, щоб мінімізувати втрати, необхідно встановити конденсаційні батареї. Основна відмінність між цими двома ситуаціями в тому, що РГ може сприяти виробленню активної та реактивної потужностей ( $P$  та  $Q$ ). З іншого боку, конденсаторні батареї сприяють тільки реактивній потужності потоку ( $Q$ ).

Більшість джерел РГ належить їх споживачам. Оператори мережі не можуть обирати місця розташування джерел РГ. Звичайно передбачається, що втрати зменшуються, коли генерація розташовується ближче до сторони навантаження.

Однак, як вже йшлося, локальне збільшення потоку потужності в низьковольтних кабелях може мати небажані наслідки, пов'язані з тепловими характеристиками.

### 3) Вплив РГ на гармонічний спектр напруги.

Гармоніки завжди присутні в енергосистемах і можуть бути викликані, наприклад, нелінійністю в обмотці збудження трансформатора або навантаженнях, таких як люмінесцентні лампи, випрямлячі, частотно-регульовані приводи, перемикач режимів енергетичного обладнання, печі та ін. обладнання. РГ може бути джерелом гармонік у мережі. Гармоніки можуть бути або з самого генератора (синхронного генератора) або від обладнання силової електроніки, таких як інвертори. Перетворювачі розроблені з IGBT технологією (ізольованим затвором біполярного транзистора), які використовують широтно-імпульсну модуляцію для генерації вводу «чистого» синусоїдального сигналу, що відповідає вимогам стандарту IEEE 1547-2003. Оберткові генератори є ще одним джерелом гармонік, яке залежить від конструкції обмотки генератора (крок котушки), нелінійності осердя, заземлення та інших факторів, які можуть призвести до значного поширення гармонік.

Суттєвий вплив джерел РГ на роботу ЛСЕП виникає у разі їхньої експлуатації в аварійних та перехідних режимах [12]. У Додатку В табл. В.1 наведено коротку характеристику проблем експлуатації ЛСЕП з джерелами РГ у нестационарних та аварійних режимах роботи та можливі шляхи їх вирішення.

З розвитком розосередженої генерації електроенергії виникають два аспекти інтеграції аналогової енергосистеми з цифровою інформаційною інфраструктурою: досягнення найбільш ефективної роботи аналого-орієнтованої енергосистеми; отримання якісної інформації з метою прийняття рішень цифро-орієнтованої системи керування. Ці задачі вирішуються таким чином: системами перетворення різних видів енергії в електричну і засобами силової перетворювальної техніки для перетворення та узгодження параметрів електричної енергії; засобами обчислювальної техніки, мікропроцесорними системами керування окремих пристроїв та загальної системи. Окремо пристрої силової електроніки є необхідними складовими системи електроживлення, за

допомогою яких здійснюються адаптація аналогової енергосистеми, екстраполяція поведінки інформаційної системи та об'єднання енерго- та інформаційної системи у єдиний інформаційний простір з обов'язковим забезпеченням комфортності користувача [151, 155 – 157].

Оскільки між джерелами енергії та навантаженням підключаються перетворювачі різних типів, які забезпечують необхідні зовнішні характеристики генераторів та відповідні режими їх роботи як джерел струму, напруги або потужності, доцільно оцінити їх сумісну роботу в одному енергетичному вузлі розосередженої генерації, параметри якого змінюються. Виходячи з того, що додавання потоків енергії на постійному струмі значно спрощує аналіз оцінки сумісної роботи різнотипних джерел енергії і в той же час відповідає на основне питання – який вид зовнішніх характеристик необхідно формувати перетворювачем енергії для забезпечення найбільш ефективної роботи системи, розглянемо саме такий варіант.

Відповідно до CEER (Ради Європейських Регуляторів в Енергетиці) до основних аспектів якості електропостачання можна віднести: безперебійність, надійність, безпеку електропостачання, якість напруги електропостачання та комерційну якість електропостачання [147 – 151].

Показники якості напруги прийнято виражати через терміни, що пов'язані з електромагнітними збуреннями. Відповідно до стандартів Міжнародної електротехнічної комісії до кількісних характеристик якості напруги належать частота напруги електропостачання, величина напруги та форма її кривої, а також несиметрія трифазних напруг.

Ступінь впливу та можливість забезпечення необхідних показників якості напруги, безпеки та стійкості систем електропостачання у разі підключення джерел РГ залежать від їх встановленої потужності. Об'єкти РГ можуть спричинити різні типи кондуктивних збурень в Microgrid: флуктуації напруги і флікер внаслідок спЛСЕПку струму у разі включення/відключення або розсинхронізації в роботі генераторів; несиметрії напруг внаслідок несиметричного підімкнення однофазних генераторів або навантаження до

трифазної системи ЛСЕС.

Можна виокремити перелік обов'язкових заходів у системах з джерелами РГ: забезпечення постійного рівня частоти; забезпечення резервних потужностей; компенсація реактивної потужності. У стандарті вказані ймовірні винуватці погіршення якості електроенергії між споживачами і енергопостачальною компанією [1, 55, 56] (табл. 1.7).

Таблиця 1.7

Властивості електричної енергії	ПЯЕ	Найбільш ймовірні винуватці погіршення якості ЕЕ
Відхилення напруги	– Усталене відхилення напруги $\delta U_y$ : $\delta U_y = (U - U_{\text{ном}})100 / U_{\text{ном}}$	Енергопостачальна компанія
Коливання напруги	– Розмах зміни напруги $\delta U_t$ : $\delta U_t = (U_i - U_{i+1})100 / U_{\text{ном}};$ – Доза флікера $P_t$	Споживач зі змінним навантаженням
Несинусоїдальність напруги	– Коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги $k_U$ : $k_U = \sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2} \cdot 100 / U_{(1)};$ – Коефіцієнт $n$ -ї гармонічної складової напруги $k_{U(n)}$ : $k_{U(n)} = U_{(n)}100 / U_{(1)}$	Споживач з нелінійним навантаженням
Несиметрія трифазної системи напруг	– Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю $k_{2U}$ : $k_{2U} = U_{2(1)}100 / U_{1(1)};$ – Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю $k_{0U}$ : $k_{2U} = U_{2(1)}100 / U_{1(1)}$	Споживач з несиметричним навантаженням
Відхилення частоти	– Відхилення частоти $\Delta f$ : $\Delta f = (f - f_{\text{ном}})100 / f_{\text{ном}}$	Енергопостачальна компанія
Провал напруги	– Тривалість провалу напруги $\Delta t_{\text{п}}$	Енергопостачальна компанія
Імпульс напруги	– Імпульсна напруга $U_{\text{імп}}$	Енергопостачальна компанія
Тимчасова перенапруга	– Коефіцієнт тимчасової перенапруги $k_{\text{пер}U}$	Енергопостачальна компанія

Відхилення ПЯЕ від нормованих значень погіршують умови експлуатації електрообладнання енергопостачальних організацій та споживачів електроенергії, які можуть призвести до значних збитків як у промисловості, так і побутовому

секторі. Для таких властивостей електроенергії, як несинусоїдальність і несиметрія трифазної системи напруг, винуватцями перевищення допустимих значень є споживачі з нелінійними і несиметричними навантаженнями відповідно і встановлюються такі ПЯЕ [1 – 3, 56].

У разі визначення значень деяких ПЯЕ стандартом вводяться допоміжні параметри електричної енергії: інтервал між змінами напруги  $\Delta t_{i, i+1}$ ; глибина провалу напруги  $\delta U_n$ ; частота появи провалів напруги  $F_n$ ; тривалість імпульсу за рівнем 0,5 його амплітуди  $\Delta t_{\text{imp}0,5}$ ; тривалість тимчасової перенапруги  $\Delta t_{\text{пер}U}$ .

Оцінку впливу окремих джерел електричної енергії на погіршення якості електроенергії в Microgrid здійснюють шляхом оцінювання взаємного впливу елементів системи з виділенням внеску кожного окремого елемента у спотворення електроенергії в певній точці системи та аналізу величини впливу спотворюючих факторів на електромагнітні процеси в елементі системи [146].

Рівень ЕМС є одним із визначальних показників систем енергопостачання, що обумовлює погіршення їх техніко-економічних показників, вплив на інші системи та на довкілля [55]. Аналіз рівнів ЕМС потребує розгляду електромагнітних умов та характеристик різних типів електромагнітних завад, їх впливу на електроприймачі, на величину технологічної та комерційної складових втрат, а також оцінки дольової участі кожного спотворюючого джерела в загальну результуючу (сумарну) величину впливу спотворюючих джерел. Як наслідок, потребують свого вирішення задачі побудови моделей оцінки ЕМС у системах та розробки алгоритмів аналізу взаємного впливу елементів ЛСЕП.

Одним з основних впливів розосередженої генерації є вплив на втрати в електричних мережах загального призначення. Розташування окремих РГ є важливим критерієм, який має бути проаналізованим, щоб виявити можливість досягнення більш високої надійності системи зі зменшеними втратами електроенергії.

Згідно зі схемою розташування окремих джерел РГ (рис. 1.3), щоб мінімізувати втрати електроенергії, необхідно встановити конденсаторні батареї. Основна особливість полягає в тому, що РГ може сприяти генерації активної та

реактивної потужностей ( $P$  та  $Q$ ), а з іншого боку, конденсаторні батареї сприяють тільки реактивній потужності ( $Q$ ).

Активна потужність – середнє за період  $T$  значення миттєвої потужності  $p(t)$ . Для ЛСЕП несинусоїдного струму активна потужність дорівнює сумі відповідних середніх потужностей окремих гармонік. Активна потужність, характеризує швидкість незворотного перетворення електричної енергії в інші види її (теплову і електромагнітну). У будь-якому електричному колі як синусоїдного, так і несинусоїдного струму активна потужність всього кола дорівнює сумі активних потужностей окремих частин кіл, а для трифазних ЛСЕП активна потужність електричного струму визначається як сума потужностей окремих фаз.

Аналіз енергетичних процесів у перетині ЛСЕП з джерелами РГ можна розділити на: інтегральні методи оцінки реактивної потужності [20, 58, 99]; частотні методи оцінки реактивної потужності; методи оцінки миттєвої реактивної потужності [55, 58, 75, 80].

До інтегральних методів належать реактивна потужність Фризе, відповідно до якої миттєвий струм розглядають як суму двох складових активної  $i_a(t)$  та реактивної  $i_p(t)$  [55, 113]:

$$i(t) = i_a(t) + i_p(t), \quad (1.3)$$

де  $i_a(t) = \frac{P}{U^2} u(t)$  – активна складова струму;  $i_p(t) = i(t) - i_a(t)$  – реактивна складова струму.

Діючі значення цих струмів пов'язані співвідношенням  $I^2 = I_a^2 + I_p^2$ , а активна та реактивна потужності визначаються з таких співвідношень:

$$P = UI_a; \quad Q_F = UI_p, \quad (1.4)$$

або 
$$Q_F = \sqrt{S^2 - P^2}, \quad (1.5)$$

тобто реактивна  $Q_F$  і активна  $P$  потужності є квадратичними складовими повної потужності  $S$ .

За наявності електромагнітного перетворювача (ЕМП) виникають додаткові втрати активної потужності в елементах електрообладнання. Зазвичай вони визначаються сумою втрат, зумовлених окремими ЕМП, без урахування їх взаємного впливу, що призводить до заниження величини сумарних втрат.

Елементи ЛСЕП (генератор, двигун, трансформатор, конденсатор) наближено враховуються як єдине фізичне тіло, що, з одного боку, істотно спрощує розрахунки втрат, але в той же час вносить помітну (іноді до 10 – 12%) похибку в оцінку втрат. Структура виразів для оцінки втрат залежно від ПЯЕ наведена у табл. 1.8 [15, 56, 61].

Таблиця 1.8

№ з/п	ПЯЕ	Формула для розрахунку
1	У разі відхилень напруги	$\frac{\Delta P_{\text{ВН}}}{\Delta P_{\text{НОМ}}} = 2\Delta U$
2	У разі несиметрії напруг	$\frac{\Delta P_{(2)}}{\Delta P_{\text{НОМ}}} = k_e^{(2)} k_{2U}^{(2)},$ де коефіцієнт $k_e^{(2)}$ залежить від виду елемента ЛСЕП і його параметрів
3	У разі наявності ВГ і ПГ	$\frac{\Delta P_n}{\Delta P_{\text{НОМ}}} = \sum_n k^\Gamma(n) \left( \frac{U_n}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2,$ де $k^\Gamma(n)$ – коефіцієнт, що залежить від виду елемента ЛСЕП, його параметрів і порядків ВГ і ПГ
4	У разі коливань напруги	$\frac{\Delta P_{\delta U_t}}{\Delta P_{\text{НОМ}}} = k^K D,$ де $k^K$ – коефіцієнт, що залежить від виду елемента ЛСЕП і його сприйнятливості до коливань напруги; $D$ – дисперсія процесу

Взаємний вплив елементів зазвичай враховується для конкретного розрахованого режиму роботи [58]:

- виділяються елементи та підсхеми, для яких оцінюватиметься взаємний вплив;
- проводиться розрахунок електромагнітних процесів;
- здійснюється оцінка електромагнітної сумісності;
- формується інтегральна модель на основі розділення струму на реактивну та активну складові.

Аналіз передбачає врахування впливу різних факторів неякості електроенергії, до яких відносять зміни форми сигналів  $u(t)$ ,  $i(t)$ , що обумовлюють відхилення, провали та зміни напруги, спотворення синусоїдальної кривої напруги та струму, несиметрію напруги та струму, появу імпульсів напруги та тимчасову перенапругу.

Безпосередньо рівень ЕМС оцінюється показниками  $\Delta_{B1}$ ,  $\Delta_{B2}$ ,  $\Delta_{B3}$ , які визначаються за такими співвідношеннями [54, 80, 116]:

$$\Delta_{B1} = \frac{1}{TR_{\parallel}} \int_0^T (u(t) / i(t) - R_{\parallel}) dt; \quad \Delta_{B2} = Q_{\text{ОБ}} / P; \quad \Delta_{B3} = Q / Q_{\text{ОБ}} - \pi, \quad (1.6)$$

де  $R_{\parallel}$  – опір, за якого відсутнє спотворення сигналу;  $Q_{\text{ОБ}}$  – обмінна потужність.

Показники  $\Delta_{B1}$  та  $\Delta_{B2}$  відображають відповідно критерії мінімуму втрат та усереднення зворотних потоків енергії, показник  $\Delta_{B3}$  є інтегральною характеристикою наближення енергетичного процесу до синусоїдального. Міра оцінки взаємного впливу елементів визначається ступенем їх наближення до нуля.

У сукупності мінливий характер генерації, нерівномірне та марнотратне споживання електроенергії навантаженням, порушення якості та ЕМС призводять до появи обмінних процесів у перетині ЛСЕП, для аналізу яких необхідно чітко визначити основні фактори впливу та методи їх оцінки [112, 115, 175]. Для розрахунку кількісних характеристик впливу на  $i$ -й елемент кола необхідно здійснювати деталізацію складових втрат та обмінних процесів.

Більшість методів для визначення фактичного внеску (ФВ) в погіршення якості електроенергії в точці загального приєднання (ТЗП) використовують математичні моделі з лінійним розкладанням схем заміщення на окремі гармонічні та симетричні складові, що не враховують взаємний вплив джерел завад одне на одного [21, 22, 62]. Визначення параметрів схем заміщення, що характеризують джерело спотворення, здійснюється за результатами вимірювання параметрів режиму роботи мережі та розроблення тільки для окремих випадків. Недоліки цих методів наведені у табл.1.9 [8, 83, 88, 103, 105].

Таблиця 1.9

№ з/п	Метод	Параметр для оцінки ФВ	Недоліки методу
1	Включення/відключення споживача	Безпосередньо ПЯЕ	Визначення ПЯЕ в два різних моменти часу, що відповідають двом незалежним один від одного станам під'єднання до ТЗП
2	Метод побудови залежності ПЯЕ = $f(S_{\text{нав}})$	Безпосередньо ПЯЕ	Отримання достовірної залежності ПЯЕ = $f(S_{\text{нав}})$ можливе в ТЗП з одним домінуючим за потужністю спотворення якості електроенергії
3	Метод балансу вторинних потужностей	Вторинна потужність	Не враховується взаємний вплив спотворюючих підімкнень один на одного
4	Метод визначення ФВ за напругою спотворення	Напруга спотворення	Визначення опорів зворотної та нульової послідовностей розрахунковим методом. Адекватність математичної моделі визначається ймовірністю зміни стану джерела спотворень тільки одного приєднання за мінімальний інтервал часу зміни ПЯЕ
5	Метод визначення ФВ за провідністю спотворень	Провідність спотворення	Наявність похибки визначення ФВ прямо пропорційної від коефіцієнтів несиметрії ( $k_{2U}$ та $k_{0U}$ ), а також потужності підімкнення

### 1.3 Оцінка обмінних процесів у перетині ЛСЕС з джерелами РГ

Реактивна потужність фізична величина, що характеризує обмін потужності між джерелом та навантаженням. Для електричного кола синусоїдального струму протягом часу  $t^+$  ( $\tau < T$ ) енергія  $W_1$  надходить від джерела до споживача, а протягом  $t^- = T - \tau$  енергія повертається до джерела  $W_2$ :

$$W_1 + W_2 = PT; \quad W_1 - W_2 = \int_0^{\tau} |p(t)| dt, \quad (1.7)$$

де  $P$  – активна потужність навантаження;  $p(t)$  – її миттєва швидкість.

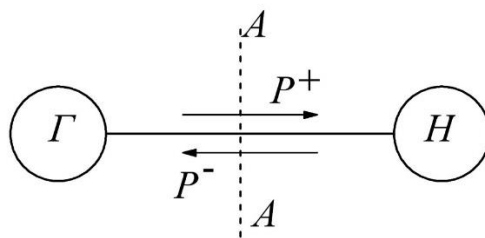


Рис. 1.5. Напрямки потоків потужності від джерела до навантаження і навпаки

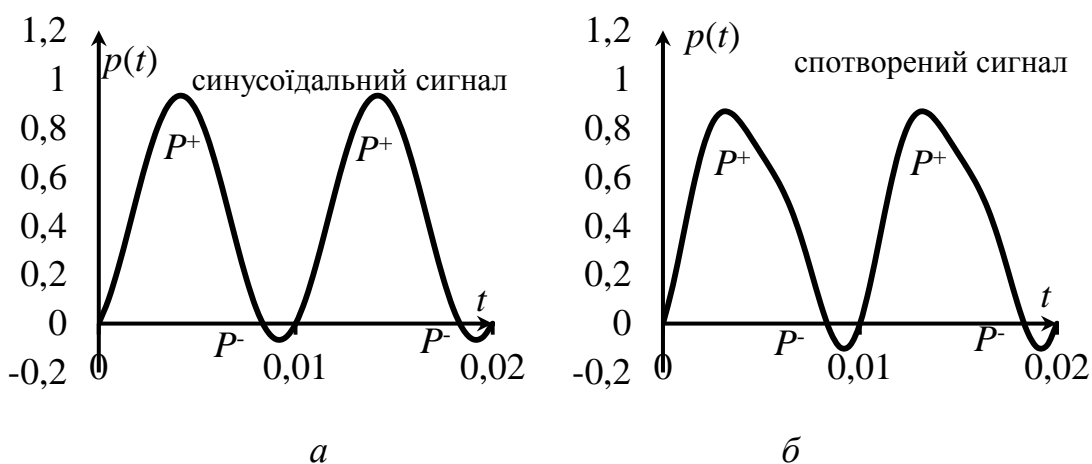


Рис. 1.6. Крива миттєвої потужності у разі синусоїдального та спотвореного сигналів

Обмінну реактивну потужність можна отримати як різницю між потужністю, яку отримує навантаження, та втратами за час  $\tau$ , тобто

$$Q_{\text{об}} = \frac{W_1 - P\tau}{T}, \quad \text{або} \quad Q_{\text{об}} = P \left( \frac{1}{2} - \frac{\tau}{T} \right) + \frac{1}{2T} \int_0^T |p(t)| dt. \quad (1.8)$$

Очевидно, що у разі чисто активного навантаження  $Q_{\text{об}} = P \left( \frac{1}{2} - 1 \right) + \frac{1}{2} P = 0$ , тобто обмін енергією між джерелом та споживачем відсутній, потік електромагнітної енергії однонаправлений ( $p(t) > 0$ ). Обмін енергією існує у випадку, коли протягом часу  $T - \tau$  миттєва потужність набуває від'ємних значень. У випадку реактивної потужності ( $P = 0$ )

$$Q_{\text{об}} = \frac{1}{2T} \int_0^T |p(t)| dt. \quad (1.9)$$

Зв'язок обмінної потужності та реактивної для лінійних кіл синусоїдального струму та напруги можна записати у вигляді

$$Q_{\text{об}} = \frac{1}{2\pi} UI \sin \varphi = \frac{1}{\pi} Q, \quad \text{або } Q = \pi Q_{\text{об}} = \pi \left( P \left( \frac{1}{2} - \frac{\tau}{T} \right) + \frac{1}{2T} \int_0^T |p(t)| dt \right). \quad (1.10)$$

Відповідно до виразу (1.8) можна зробити такі висновки: значення реактивної потужності істотно залежить від кута зсуву фаз гармонік напруги і струму  $\varphi_v$ ; баланс потужностей, визначених за виразом (1.8), не дотримується; втрати потужності можуть суттєво відрізнятися від значень, знайдених з урахуванням всіх гармонік за законом Джоуля-Ленца; вираз (1.8) має складну структуру, що не дає змогу отримати доступні для огляду результати. З викладеного можна зробити висновок, що значення реактивної потужності несинусоїдального режиму згідно з (1.8), що впливає з фізичної сутності обмінних процесів у електричних колах, по суті, є неприйнятним для практичного використання. Так, можна зробити висновок, що інтегральні методи оцінки реактивної потужності в основному носять формальний характер і не відповідають пропонованим до них вимогам [30, 158].

За розрахунками нелінійних електричних кіл широко використовується гармонічний аналіз, з використанням методів визначення реактивної потужності за допомогою розкладання кривих струму і напруги в ряд Фур'є. У загальному вигляді струм і напруга можуть бути наведені таким чином:

$$u = \sum_{v=1}^{\infty} U_{m_v} \sin(v\omega t + \alpha_v); \quad i = \sum_{v=1}^{\infty} I_{m_v} \sin(v\omega t + \beta_v). \quad (1.11)$$

Враховуючи значення напруги та струму (1.18), вираз (1.10) для реактивної потужності матиме вигляд

$$\begin{aligned} Q &= \frac{1}{2\pi} \int_0^T \sum_{v=1}^{\infty} U_{m_v} \sin(v\omega t + \alpha_v) \sum_{v=1}^{\infty} v\omega I_{m_v} \sin(v\omega t + \beta_v) dt = \\ &= \sum_{v=1}^{\infty} v U_{m_v} I_{m_v} \sin(\varphi_v) = \sum_{v=1}^{\infty} v Q_v, \end{aligned} \quad (1.12)$$

де  $\varphi_v = \alpha_v - \beta_v$ .

Найбільш відомим з підходів до визначення реактивної потужності в електричних мережах з вищими гармоніками, запропонований С. Будеану [158], полягає в підсумовуванні реактивних потужностей різних гармонік:

$$Q_B = \sum_{v=1}^{\infty} U_v I_v \sin(\varphi_v). \quad (1.13)$$

Повна потужність відповідно до теорії Будеану визначається за співвідношенням

$$S = \sqrt{P^2 + Q_B^2 + D^2}, \quad (1.14)$$

де  $D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_B^2}$  – потужність спотворення.

Реактивна потужність, що визначається підсумовуванням потужностей окремих гармонік (1.13), так само як інтегральні методи, не дає змогу визначати активні втрати  $\Delta P$  в елементах ЛСЕП:

$$\Delta P \neq \frac{P^2 + \left( \sum_{v=1}^{\infty} k Q_v \right)}{U^2} R, \quad (1.15)$$

де  $k$  – коефіцієнт, що може набувати будь-якого значення 1,  $v$ ,  $1/v$  залежно від представлення напруги  $U$  (за першою гармонікою, за еквівалентною синусоїдою, номінальним значенням).

Так, вирази для оцінки реактивної потужності, отримані на основі гармонічного аналізу, можуть бути використані лише в деяких конкретних випадках. У загальному ж випадку таке визначення реактивної потужності є формальним і його використання є обмеженим.

Миттєва реактивна потужність, споживана нелінійним навантаженням, визначається таким чином [5]:

$$q(t) = u(t)i(t) - P \frac{u^2(t)}{U^2}. \quad (1.16)$$

У нелінійних колах з несинусоїдальними струмами і напругами реактивна потужність не може бути визначена якоюсь однією інтегральною характеристикою, наприклад, аналогічно активній потужності. У таких колах

необхідно розглядати або саму миттєву реактивну потужність (1.23), або її розкладання в ряд Фур'є; при цьому треба враховувати не тільки амплітуди гармонік, але і їхні фази. Покажемо справедливність сказаного на такому прикладі.

Розглянемо лінійне коло, що складається з послідовно ввімкнених індуктивності та ємності, підімкнених до джерела напруги, що містять дві частоти. Частоти виберемо так, щоб на першій частоті коло носило ємнісний характер, а на другій – індуктивний.

Для повного опису електромагнітних процесів необхідно розглядати миттєву реактивну потужність, оскільки у цьому випадку не можна однозначно сказати – генерується або споживається реактивна потужність. Якщо миттєва реактивна потужність не дорівнює нулю протягом усього періоду, то з цього випливає, що в колі відбуваються процеси обміну електромагнітною енергією між джерелом і навантаженням. Обмінні процеси будуть відсутні тільки в тому випадку, якщо протягом періоду  $q(t) = 0$ .

Так, у разі аналізу електромагнітних процесів у нелінійних колах несинусоїдального струму слід використовувати поняття миттєвої реактивної потужності точно так, як використовується миттєвий струм і напруга (або їх спектральний склад), а не їх діючі значення за розрахунків нелінійних електричних кіл.

Реактивна потужність, визначена за класичною теорією, дає змогу лише виявити наявність взаємокомпенсації реактивних потужностей різних гармонік (можливість існування умови рівності нулю реактивної характеристики у разі  $i_p(t) \neq 0$ ; встановити наявність реактивної потужності у колі з нелінійним нестационарним опором за відсутності реактивних елементів; проводити відображення генерації реактивної потужності в колах з ключовими елементами; виявляти гармонічні  $p_r(t)$  та міжгармонічні  $p_{mg}(t)$  складові миттєвої потужності  $p(t)$  [30, 39, 59, 82].

Прикладом реактивної потужності, визначеної за допомогою обмінних процесів з врахуванням направленості потові, є реактивна потужність на основі

визначення обмінної потужності  $Q_{\text{об}}$  за умови постійної інтенсивності перетворення електроенергії в інші види протягом періоду  $T$  [30, 39]:

$$Q_{\text{об}} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u(t) i_p(t) dt, \quad (1.17)$$

де  $i_p(t) = i(t) - i_a(t)$  – реактивна складова струму;  $i_a(t) = \frac{u(t)P}{U^2}$  – активна складова струму;  $i(t)$  – повний струм через перетин;  $P$  – активна потужність;  $U$  – діюче значення напруги.

Для уточнення етапів наукового дослідження з врахуванням результатів проведеного аналізу проблем, що супроводжуються роботою ЛСЕП з джерелами РГ, доцільно визначитися з думкою фахівців стосовно того, який з зазначених впливів (імпульсний вплив у перетині системи або середині обладнання, міжфазний вплив як у перетині системи, так і перетині обладнання, несинусоїдальність та адресний вплив) потребує нагальної оцінки у разі дослідження ЛСЕП з джерелами РГ. Для цього найкраще підійде метод експертних оцінок – метод рангової кореляції, який реалізується в три етапи [33]:

– на першому етапі були обрані експерти, визначено чіткий перелік факторів та сформовано опитувальний лист (див. Додаток Б, табл. Б.1). Отже, з членів кафедри електропостачання було обрано 18 експертів (достатня кількість, оскільки кількість експертів має перевищувати кількість факторів у 2 – 3 рази) і запропоновано пройти анкетування (Додаток Б, табл. Б.1), результати якого зведені до табл. 1.10.

– на другому етапі заповнюється табл. 1.10 і вже, маючи розподіл факторів за їх значимістю, перевіряємо міру узгодженості думок експертів – чи досить вона висока. Оцінка узгодженості думок експертів проводиться за допомогою коефіцієнта конкордації відповідно до формули

$$W = \frac{12}{m^2(n^3 - n)} \sum_{j=1}^n \left[ \sum_{i=1}^m x_{ij} - \frac{m(n+1)}{2} \right]^2, \quad (1.18)$$

де  $m = 18$  – кількість експертів,  $n = 6$  – кількість факторів,

$$W = \frac{12((39 - 63)^2 + (22 - 63)^2 + (99 - 63)^2 + (94 - 63)^2 + (52 - 63)^2 + (72 - 63)^2)}{18^2(6^3 - 6)} = 0,83.$$

Відповідно до шкали рангової кореляції  $W = 0,83$ , що відповідає високій узгодженості думок експертів;

– на третьому етапі встановимо значущість самих коефіцієнтів рангової кореляції, тобто перевіримо, чи можна довіряти набутим значенням і висновкам. Для цього використовують статистичні критерії Пірсона або Стьюдента. Для перевірки значущості коефіцієнта конкордації обчислюють значення критичної точки за формулою

$$\chi_{\phi}^2 = m(n - 1)W = 18(6 - 1) \cdot 0,83 = 74,7. \quad (1.19)$$

Відповідно до таблиці Пірсона [161] визначаємо критичний коефіцієнт  $\chi_{кр}^2 = 77$ . Оскільки виконується умова  $\chi_{\phi}^2 < \chi_{кр}^2$ , можна стверджувати про корельованість експертних оцінок, що підтверджує висновок про узгодженість думок експертів.

Аналіз особливостей роботи ЛСЕП, а також проведена експертна оцінка негативних впливів кондуктивних завод в ЛСЕП із залученням експертної групи з 18 експертів, які мають безпосереднє відношення до роботи як окремого обладнання, так і системи в цілому (див. 1 та 2 стовпчики табл. 1.10), дали змогу конкретизувати етапи наукового дослідження:

- 1) аналіз енергетичних процесів у макромоделях ЛСЕП з джерелами РГ;
- 2) аналіз енергетичних процесів у перетині трифазної ЛСЕП;
- 3) деталізація обмінних процесів у перетні електротехнічних комплексів та систем.

Таблиця 1.10

№ з/п	Вид впливу на елемент або систему	Переваги використання обмінної потужності $Q_{об}$
1	Несинусоїдальність і несиметричність напруги та струму (в перетині системи)	Дає змогу відображати енергообмін за наявності різномірних гармонік струму та напруги та їх несиметрії в перетині ЛСЕП; проводити аналіз обмінних процесів у перехідних режимах; визначати частку взаємного впливу елементів ЛСЕП, які характеризуються різними гармонічними складовими напруги $u(t)$ та струму $i(t)$
2	Міжфазний енергообмін в елементах системи у разі симетричних та несиметричних режимів	Дає можливість проаналізувати енергообмін між фазами в обладнанні за симетричного та несиметричного режимів роботи ЛСЕП
3	Адресний вплив елементів системи	Дає змогу відображати обмінні процеси між генераторами струму та напруги; співставляти обмінні процеси у різних перетинах ЛСЕП; аналізувати адресний вплив елемента (групи елементів) на елемент (групу елементів) ЛСЕП
4	Міжфазний енергообмін в системі у разі симетричних та несиметричних режимів	Дає змогу провести аналіз міжфазного енергообміну в перетині ЛСЕП за симетричного та несиметричного режимів роботи невтежень та / чи генераторів
5	Імпульсний (у обладнанні)	Дає змогу проводити аналіз впливу на обмінні процеси періодичної довільної імпульсної завади в обладнанні ЛСЕП; обмінних процесів у перехідних режимах; взаємного впливу елементів ЛСЕП, які характеризуються різними гармонічними складовими напруги $u(t)$ та струму $i(t)$ і враховувати зсуви фаз між однойменними гармоніками
6	Імпульсний (у системі)	Дає змогу аналізувати обмінні процеси у перехідних режимах, що викликані імпульсним впливом, в перетині ЛСЕП.

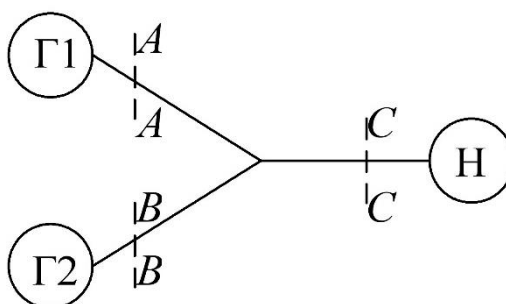


Рис. 1.7. Структура ЛСЕП з двома генераторами, що живлять спільне навантаження

Методологію аналізу обмінних процесів та розрахунку відповідних характеристик розглянемо на прикладі моделі, зображеної на рис. 1.7. Нехай

генератори, що формують відповідні ЕРС  $e_1(t) = E_m \sin(\omega t)$ ,  $e_2(t) = (E_m + \Delta E_1) \sin(\omega t + \delta)$  та мають внутрішні опори  $r_1$ ,  $r_2$  з активно-індуктивним навантаженням  $Z_H = R + jX_L$ .

На рис. 1.8 наведено три варіанти параметрів схеми у разі сумісної роботи двох джерел живлення ( $E_1$  та  $E_2$  – амплітуди напруги відповідних джерел;  $r_1$  та  $r_2$  – відповідно еквівалентні внутрішні опори джерел;  $X_L$  – індуктивна складова опору навантаження):

1) напруги джерел живлення однакові, внутрішні параметри джерел різні, а навантаження суто активне (рис. 1.8, крива 1):  $E_1 = E_2$ ,  $r_1 \neq r_2$ ,  $X_L = 0$ ;

2) параметри джерел живлення різні, а навантаження суто активне (рис. 1.8, крива 2):  $E_1 \neq E_2$ ,  $r_1 \neq r_2$ ,  $X_L = 0$ ;

3) параметри схеми заміщення різні, а навантаження має активно-індуктивний характер (рис. 1.8, крива 3):  $E_1 \neq E_2$ ,  $r_1 \neq r_2$ ,  $X_L \neq 0$ .

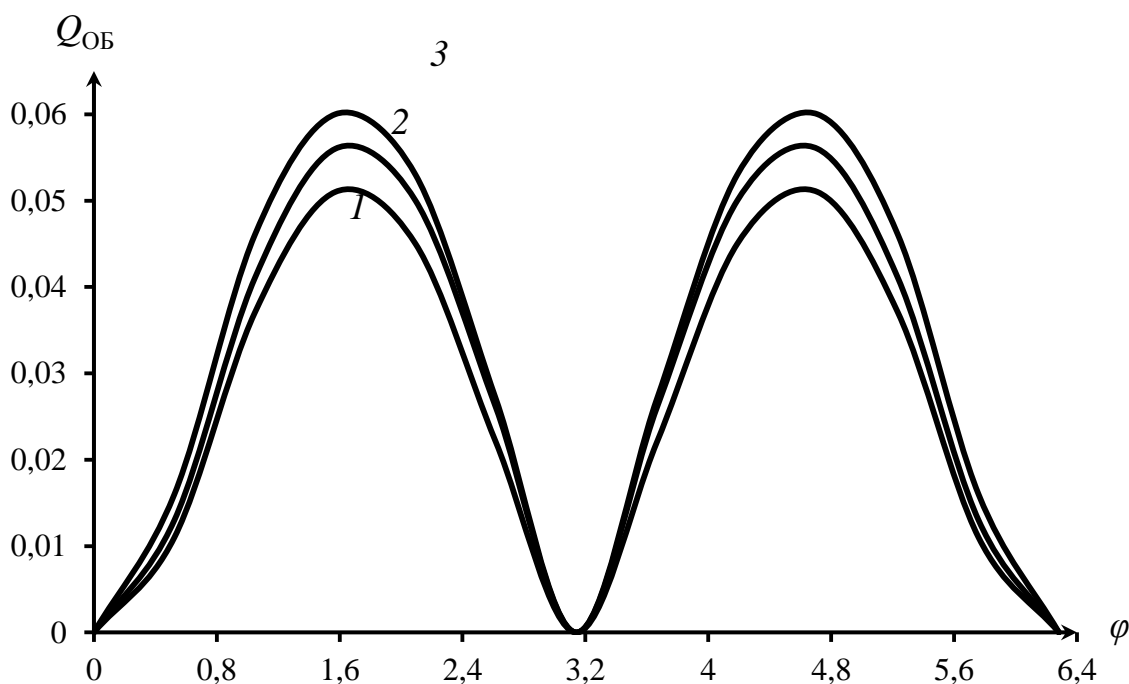


Рис. 1.8. Залежності обмінної потужності  $Q_{Об}$  від кута  $\varphi$

Розробка методів, алгоритмів та технічних засобів регулювання

електроспоживання в РЕЕС, аналізу ЕМС, оцінки взаємного впливу має базуватися на врахуванні особливостей технологічних процесів енергозабезпечення, які відбуваються на рівні локальних розподілених мереж, на використанні моделей керування зазначеними процесами та використання інформації, одержуваної від інформаційно-керуючих систем розподілених мереж, для реалізації ефективного ієрархічного керування процесами енергозабезпечення в розподілених локальних електричних системах [4].

Для оцінки дольового внеску споживачів обмінні процеси у вузлі для заданої діючої напруги генератора  $u(t)$  розділимо за першою (індекс «1»), однією  $j$ -ю вищою (індекс « $j$ »), всіма вищими (індекс « $\infty$ ») та всіма (індекс « $\Sigma$ ») гармоніками згідно з такими виразами:

$$Q_{\text{ОБ}}^{(j)} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u(t) I_{m(j)} \sin(j\omega t - \psi_j^i) dt; \quad Q_{\text{ОБ}}^{(\Sigma(\infty))} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u(t) \left( \sum_{k=1(2)}^{N_r} I_{m(k)} \sin(\omega t - \psi_k^i) \right) dt. \quad (1.20)$$

Для формування критеріїв оптимального відбору потужності виділимо чотири класи сигналів та зведемо їх до табл. 1.11.

Таблиця 1.11

№ з/п	Клас сигналу	Форма запису сигналу напруги та струму
1	I клас – напруга та струм синусоїдальні	$u(t) = U_{1m} \sin(\omega t + \varphi_u^1);$ $i(t) = I_{1m} \sin(\omega t + \varphi_i^1).$
2	II клас – напруга синусоїдальна, струм несинусоїдальний	$u(t) = U_{1m} \sin(\omega t + \varphi_u^1);$ $i(t) = I_{1m} \sin(\omega t + \varphi_i^1) + \sum_{v=2}^N I_{vm} \sin(\omega t + \varphi_i^v).$
3	III клас – напруга несинусоїдальна, струм синусоїдальний	$u(t) = U_{1m} \sin(\omega t + \varphi_u^1) + \sum_{v=2}^N U_{vm} \sin(\omega t + \varphi_u^v);$ $i(t) = I_{1m} \sin(\omega t + \varphi_i^1).$
4	IV клас – напруга та струм несинусоїдальні	$u(t) = U_{1m} \sin(\omega t + \varphi_u^1) + \sum_{v=2}^N U_{vm} \sin(\omega t + \varphi_u^v);$ $i(t) = I_{1m} \sin(\omega t + \varphi_i^1) + \sum_{v=2}^N I_{vm} \sin(\omega t + \varphi_i^v).$

Оскільки виділені класи II та III сигналів є дуальними, то надалі за розгляду енергетичних процесів і аналізу відповідних систем енергетичних характеристик і показників розглядатимемо особливості I, II і IV класів.

Для оцінки дольового внеску споживачів на погіршення якості електроенергії в точці загального підключення можливі два підходи. Перший базується на використанні алгоритму оцінки взаємного впливу елементів з виділенням внеску елемента у спотворення електроенергії у вибраному вузлі та аналізу величини впливу спотворюючих факторів на електромагнітні процеси в елементі системи. Вплив елементів системи оцінюється поза залежністю від попередніх режимів роботи як системи в цілому, так і конкретних його елементів, а кількісні показники взаємного впливу визначаються сумою впливів для кожного з виділених факторів неякості електроенергії з врахуванням критерію мінімуму втрат електроенергії. Загальний вплив у вузлі обумовлюється сумою впливів всіх елементів, що підключені до вузла.

Виділення внеску  $j$ -го елемента у спотворення електроенергії у вузлі системи передбачає формування інтегральної моделі оцінки взаємного впливу і розщеплення моделі системи на дві ортогональні складові, які відображають відповідно протікання активного та реактивного струмів. Далі здійснюється розрахунок обмінних потужностей у розщепленій моделі на основі реактивної складової струму згідно зі співвідношеннями (1.17) – (1.20).

Другий підхід передбачає оцінку зміни величин обмінних потужностей як функцій від окремих змінюваних параметрів, наприклад, згідно з коефіцієнтом впливу (чутливістю)  $S_j^i$  зміни обмінної потужності  $Q_{OB,i}$   $i$ -го елемента від зміни параметра  $\Pi_j$   $j$ -го елемента системи:  $k_{Q,\Pi} = S_j^i = \Delta_{Q_{OB,i}} / \Delta \Pi_j$

У разі аналізу обмінних процесів у перетині трифазної ЛСЕП необхідно враховувати, що ці процеси відбуваються між багатофазним джерелом та багатофазним навантаженням, а також між окремими фазами джерела та навантаження. Враховуючи [31], можна стверджувати, через перетоки енергії в середині фаз генератора та навантаження має місце співвідношення

$$Q_{\text{ОБ,П}} \leq \sum_{i=1}^{N_{\Phi}} Q_{\text{ОБ,}\Phi i}, \quad (1.21)$$

де  $N_{\Phi}$  – число перетинів, які включають одну чи дві фази.

З визначенням реактивної потужності, враховуючи обмінні процеси, виникає можливість: однозначного відображення обмінних процесів (індикація умови  $W \neq 0$ ); накопичення енергії в реактивних елементах (характеристика енергоємності та екстремальних режимів роботи реактивних елементів); відображення енергообміну за наявності різнойменних гармонік струму та напруги в перетині кола; відображення обмінних процесів між генераторами струму та напруги; оцінки обмінних процесів у перехідних режимах; співставлення обмінних процесів у різних перетинах кола; оцінки взаємного впливу елементів кола, які характеризуються різним гармонічним складом напруги  $u(t)$  та струму  $i(t)$ ; оцінки стійкості режимів роботи за рахунок введення граничних значень величини характеристик; врахування значень кутів струму  $\psi_k^i$  та напруги  $\psi_k^u$  ( $k > 1$ ) для вищих гармонік; однозначного усунення зворотних потоків енергії за компенсації відповідної характеристики [55].

#### 1.4 Макромоделі локальних систем електропостачання

Для повного опису та графічного представлення особливостей обмінних процесів у ЛСЕП з несинусоїдальними напругою і/або струмами використовують такі поняття: граф структури (ГС); контрольований перетин системи; енергетично незмінний стан (ЕНС); граф зміни стану (ГЗС); граф передавання енергії. Кожному елементу (групі елементів) ЛСЕП на деякому інтервалі часу відповідає певний енергетично незмінний стан (ЕНС) – енергетичні потоки в елементі або групі елементів не змінюють свій знак [5].

Для визначення необхідних параметрів необхідно виділити особливості опису системи (елемента або групи елементів ЛСЕП), тобто сформулювати їх модель. Для чого необхідно визначитись, яка саме модель буде найбільш точно з

допустимими обмеженнями описувати процеси в ЛСЕП з джерелами РГ. Види моделей та їх визначення наведені в табл. 1.12 [59, 60, 73, 100].

Таблиця 1.12

№ з/п	Вид моделі	Визначення
1	Фізична	Фізичне уявлення системи, об'єкта, явища або процесу з метою їхнього дослідження, тобто представлення за допомогою іншого фізичного («реального») об'єкта, що має в тому чи іншому аспекті «аналогічну» динаміку «поведінки», що водночас означає, що математичні моделі об'єкта дослідження та об'єкта-моделі є «аналогічними» (якщо не тотожними)
2	Функціональна	Відображення функціональної структури об'єкта, тобто вироблених їм дій та зв'язки між цими діями
3	Математична	Наближений опис довільного класу явищ зовнішнього світу, наведений за допомогою математичної символіки
4	Статична	Опис стану об'єкта за конкретний момент або період часу.
5	Динамічна	Теоретична модель для опису зміни стану об'єкта
6	Еквівалентна	Спрощена модель для виконання тільки певних видів досліджень за рахунок видалення з повної моделі відповідних рівнів деталізації
7	Макромодель	Спрощені уявлення функціональних вузлів системи, які з достатньою для конкретного застосування точністю відображають статичні і динамічні характеристики

Залежно від мети досліджень та типу розрахунків електричного режиму можливе використання як детальної, так і еквівалентної моделей (табл. 1.13) джерел РГ. За допомогою детальної моделі можливо виконувати майже всі види досліджень: розрахунок усталених режимів, електромеханічних перехідних процесів тощо. Проте створення подібної моделі потребує не тільки детальної інформації щодо параметрів та налагоджень елементів джерел РГ, але й значних витрат часу, що не завжди є необхідним та доцільним. Саме тому розробляються та використовуються спрощені еквівалентні моделі джерел РГ.

У загальному випадку модель джерел РГ, інтегрована в ОЕС України, складається з відповідних рівнів деталізації (рівень представлення джерела РГ одним вузлом в ЕС, рівень шин видачі потужності джерела РГ, рівень схеми збору потужності джерел РГ, рівень інверторних станцій джерел РГ, рівень інверторів джерел РГ, рівень PV – панелей) [151 – 154], наведених у табл. 1.13.

Таблиця 1.13

№ з/п	Рівень представлення джерел РГ	Характеристика рівнів представлення джерел РГ
1	Рівень представлення джерела РГ одним вузлом в ЕС	Джерело РГ представляються одним джерелом змінної потужності на високій напрузі (110...330 кВ) в енергосистемі
2	Рівень шин видачі потужності джерела РГ	Представлення джерела РГ виконується узагальнено, джерелами змінного струму на шинах низької напруги, як правило 10 кВ, без врахування схеми збору потужності
3	Рівень схеми збору потужності джерел РГ	Розгортання до рівня колекторної системи, інвертори разом зі своїми підвищувальними трансформаторами 0,4/10 кВ представляються одним джерелом змінного струму на високій стороні
4	Рівень інверторних станцій джерел РГ	Розгортання моделі джерел РГ виконується до рівня шин змінного струму інверторів РГ, інвертор представляється джерелом змінного струму; повне представлення схеми збору та видачі потужності РГ
5	Рівень інверторів джерел РГ	Виконується розгортання моделі джерел РГ до рівня інверторів ВДЕ з відображенням шин постійного струму з повним представленням схеми збору та видачі потужності РГ
6	Рівень PV – панелей	Виконується розгортання до рівня окремих сонячних панелей з повною деталізацією кіл постійного струму та електричних кіл слабого струму, в цьому розділі не розглядається

Так, розробляти модель джерела РГ з деталізацією аж до рівня інвертора бажано тільки для виконання гармонічного аналізу. Для задач розрахунку усталених режимів в електричних мережах поза РГ у багатьох випадках достатньо обмежитися рівнем представлення джерела РГ одним вузлом. Розглянемо рівні представлення моделей джерел РГ для виконання моделювання різних задач (табл. 1.14).

Імітаційна модель є основою для розробки алгоритмів керування перетворювачами в складі системи електроживлення Microgrid (рис.1.9). Початкові умови роботи системи живлення визначаються за інформацією з датчиків джерел енергії (значення напруги, струму та потужності), даними щодо поточного стану акумуляторної батареї (значення струму заряду/розряду акумуляторної батареї) та відомостями про допустимі режими роботи складових елементів системи електроживлення. За комбінацією вхідних умов виокремлюється множина режимів роботи системи, які є основою для побудови алгоритмів керування процесами в системі за певними критеріями оптимізації.

Таблиця 1.14

№ з/п	Моделювання задачі джерла РГ	Рівень деталізації моделі
1	Моделі джерела РГ для розрахунків усталеного режиму	Використовується еквівалентна модель джерла РГ, яка представляється одним вузлом з налагодженнями, що визначаються режимом роботи системи керування її інверторів: <i>PQ вузол</i> – задаються величини генерації активної потужності та коефіцієнта потужності ( $\cos\phi$ ) джерла РГ; <i>PV вузол</i> – задаються величина генерації активної потужності джерла РГ та уставка за напругою; <i>DV вузол</i> – задаються уставка за напругою та $\cos\phi$ з використанням вагового коефіцієнта «статизму»
2	Моделі Microgrid з джерелами РГ для розрахунку струмів короткого замикання	Джерела РГ, що приєднані до мережі з використанням інверторів, не беруть участі у підживленні струму КЗ, тому їх не враховують при розрахунках струмів КЗ. Використовують еквівалентну модель джерел РГ, представлену одним вузлом. Детальну модель джерел РГ використовують, коли струм КЗ необхідно розрахувати безпосередньо
3	Моделі ВДЕ для моделювання статичної аперіодичної стійкості	Для аналізу впливу електричної мережі на режими роботи Microgrid з джерелами РГ доцільно використовувати еквівалентні моделі для розрахунку усталеного режиму (з налагодженням як <i>PQ</i> або <i>PV</i> вузол). Для аналізу впливу режимів роботи СЕС на статичну аперіодичну стійкість доцільно використовувати еквівалентні моделі ( <i>PQ</i> або <i>PV</i> )

Побудова математичної моделі Microgrid у деяких випадках можлива на принципах макромоделювання, метою якого є зниження обчислювальних витрат шляхом спрощення математичної моделі у разі збереження достатньої для практики точності результатів моделювання. Поставлена мета досягається за допомогою попереднього розчленування (декомпозиції) математичної моделі з подальшим спрощенням (редукцією) її складових частин. Найбільш прийнятним у разі аналізу та оптимізації енергетичних процесів у Microgrid є метод підсхем, у цьому разі алгоритми декомпозиції можуть відрізнятися способами прийнятого розчленування, характером уявлення підсхем і їх взаємозв'язків, а також методами обґрунтування. Процес виділення окремих частин системи вимагає визначення меж і граничних умов, у цьому разі процес декомпозиції – неоднозначна процедура [114].

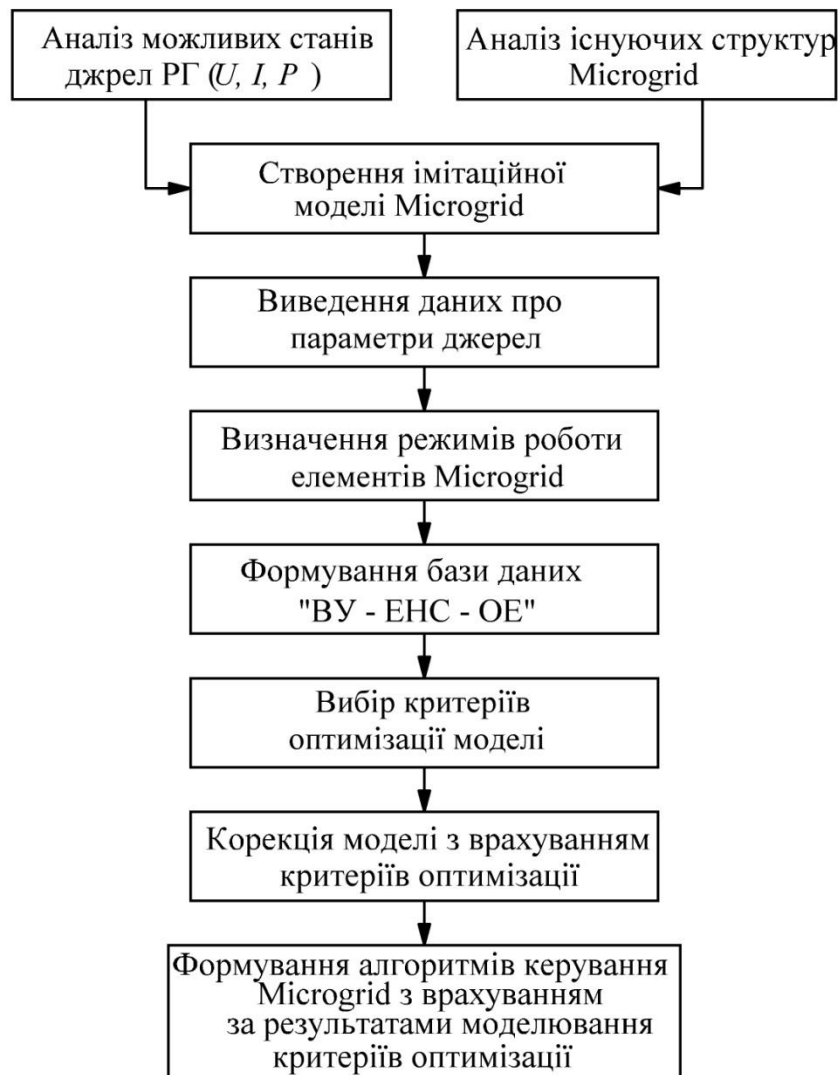


Рис. 1.9. Алгоритм побудови макромоделі Microgrid, де  
 ВУ – вхідні умови; ЕНС – енергетичний незмінний стан;  
 ОЕ – отримана енергія

Ефективність використання методу підсхем в першу чергу залежить від того, наскільки раціонально вихідна схема, розбита на підсхеми. До факторів, що впливають на процеси декомпозиції, необхідно віднести такі: виділення окремих функціональних блоків; облік повторюваності окремих частин схеми; локалізація лінійних і нелінійних елементів схеми; облік пов'язаності окремих компонентів схеми і т. д.

Формально процес декомпозиції повної моделі можна уявити так:

$$D(M)=(M_1, M_2, \dots, M_i, \dots, M_n); \quad i = 1, \dots, n, \quad (1.21)$$

де  $D(M)$  – оператор декомпозиції, причому в разі потреби процес декомпозиції може використовуватися неодноразово –  $m$  (декомпозиція за глибиною  $j = 1, m$ ), у тому числі і по відношенню до окремих складових частин (підсхем) повної моделі.

У разі макромодельовання енергетичних процесів у Microgrid найбільш раціонально проводити розчленування на підсхеми за функціональним призначенням відповідно до квазінаправленості потоку енергії. Оскільки процес передачі енергії в такій системі пов'язаний з протіканням досить складних електромагнітних процесів, що супроводжуються збільшенням втрат за рахунок впливу джерел РГ на елементи Microgrid і на електричну мережу, доцільно визначити генеруючі і споживаючі підсистеми, виділити накопичувачі і перетворювачі енергії [59].

Так, отримуємо ієрархічну систему «вкладених» одна в одну макромоделей, починаючи з повної еквівалентної електричної схеми, що відбиває всі сторони функціонування системи Microgrid, включаючи динамічні й аварійні режими і закінчуючи спрощеними схемами, що відображають окремі режими роботи тієї чи іншої ланки системи. Редукція еквівалентної електричної схеми фактично призводить до редукції системи диференціальних рівнянь, що описують процеси в схемі, при цьому зберігаючи чіткий фізичний зміст і наочність у разі переходу з одного рівня редукції на інший, що є дуже важливим у випадку вирішення задач оптимізації.

Блок-схема алгоритму оптимізації процесів енергообміну Microgrid на основі принципів декомпозиції і редукції наведена на рис. 1.9 і включає такі етапи:

- формування повної моделі Microgrid і її аналіз ( $M$ );
- декомпозиція вихідної моделі ( $M_{nm}$ ); формування ряду скорочених моделей ( $M(K)_{nm}$ );
- рішення завдання аналізу для кожної з підсхем; побудова функції мети ( $F_1, F_2, \dots, F_p$ );
- вибір методу оптимізації ( $\Omega_1, \Omega_2, \dots, \Omega_q$ );

- рішення завдання оптимізації - знаходження екстремуму;
- перехід на наступний рівень редукції;
- перевірка отриманих рішень на глобальний екстремум на повній моделі.

Більшість методів визначення ФВ приєднань у пониження якості електричної енергії в точці загального приєднання базується на використанні у своїх математичних моделях лінійного розкладання схем заміщення електричної мережі на окремі гармонічні і симетричні складові [8, 22], але вони не враховують взаємний вплив джерел спотворень один на одного. Методи визначення ФВ у зниження якості електроенергії передбачають вимір ПЯЕ і параметрів режиму роботи мережі приєднань, що відходять.

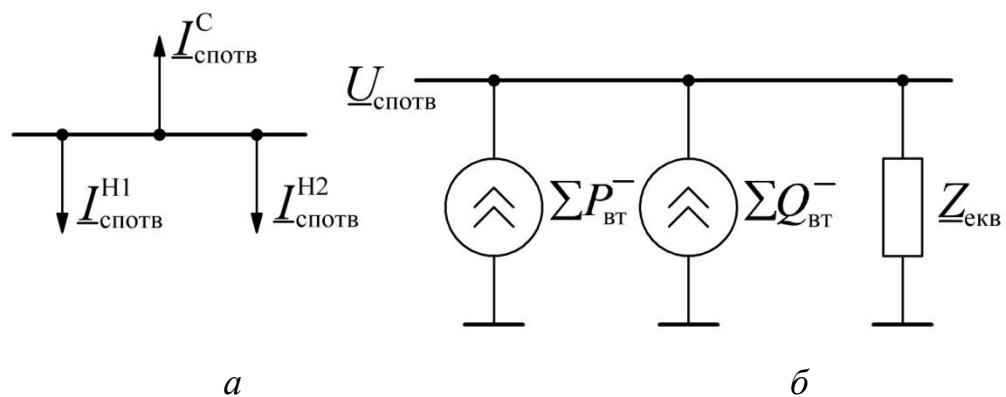


Рис. 1.10. Схеми заміщення електричної мережі за методом балансу вторинних потужностей

В основі методу балансу вторинних потужностей [175] лежить твердження: спотворююче якість електроенергії навантаження частину своєї споживаної потужності не витрачає на технологічний процес, а перетворює у вигляді спотворень, генерує назад в електричну мережу (рис. 1.10) [55, 175]. Від'ємне значення вторинної потужності визначає джерело (генератор) спотворень електроенергії в електричній мережі щодо ТЗП.

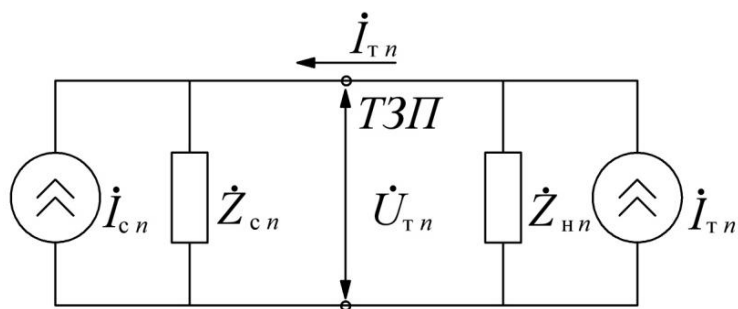
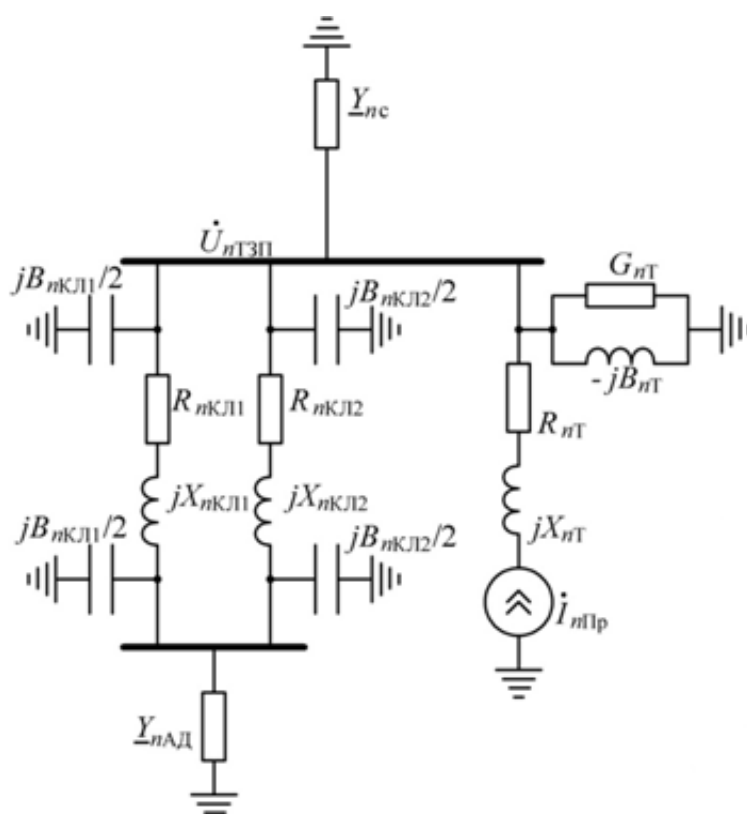
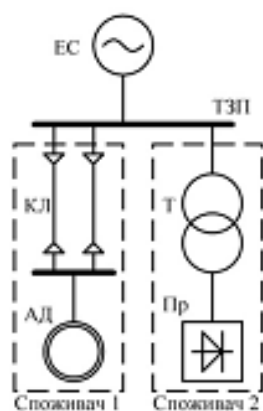


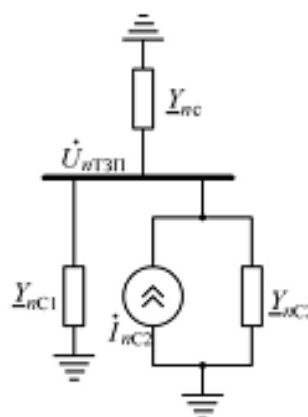
Рис. 1.11. Схема заміщення для оцінки дольового внеску споживача і енергосистеми в рівень несинусоїдальності в ТЗП



а



б



в

Рис. 1.12. Схема ТЗП з підключеними до неї споживачами (а), її повна (б) і спрощена (в) схеми заміщення для  $n$ -ї гармоніки

Для вирішення задачі оцінки впливу споживачів на спотворення напруги в ТЗП використовують еквівалентні схеми заміщення (рис. 1.11), але не дають змогу дати тільки якісну оцінку впливу споживачів і визначити позитивний або негативний характер їх впливу на якість електроенергії. Інші методики дають змогу якісно оцінити кількісне вираження ступеня впливу і встановити, який з споживачів погіршує якість електроенергії. На рис. 1.12 наведені схема ТЗП, її повна і спрощена однолінійна схеми заміщення для  $n$ -ї гармонічної складової [175].

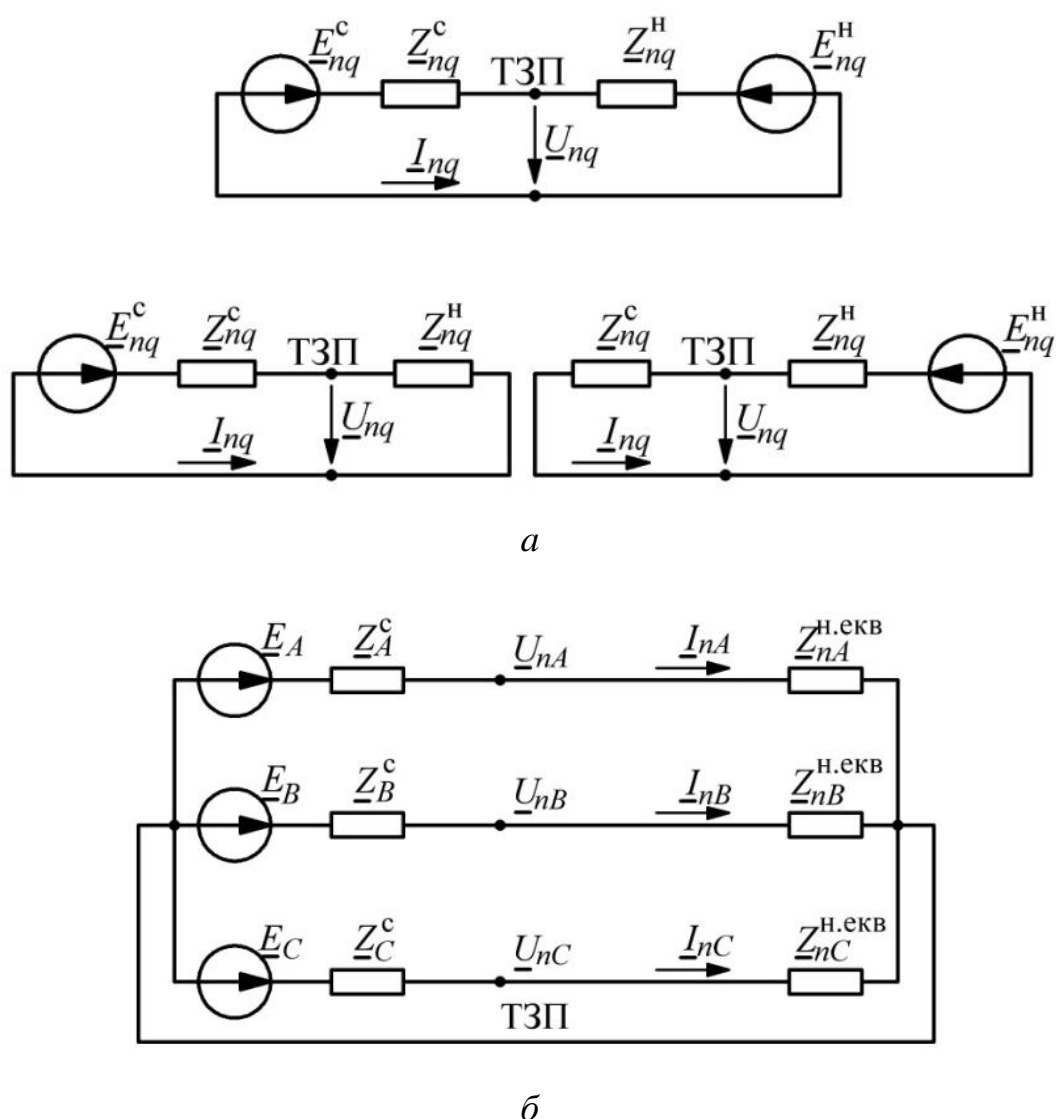


Рис. 1.13. Схема ТЗП трифазної ЛСЕП

Аналогічна рис. 1.12 модель мережі застосовується для аналізу не тільки несинусоїдальних, але і несиметричних режимів. Так, кожен учасник Microgrid,

підключений до ТЗП, представлений набором пасивних і активних (за наявності спотворюючих навантажень) елементів (рис. 1.12б). З використанням методу еквівалентного генератора [119] відносно ТЗП будь-який учасник може бути наведений або у вигляді послідовно з'єднаних джерел ЕРС і опору, або як паралельно включені джерело струму  $I$  і провідність  $Y$ . Останній варіант (рис. 1.12в) наведення елементів Microgrid на схемах заміщення є найбільш вживаним [117, 118]. На рис. 1.13а наведено спрощені схеми заміщення для однофазних, а на рис. 1.13б для трифазних Microgrid, підключених до мережі в ТПЗ.

Загальноприйнятим способом наведення нелінійних і несиметричних навантажень у схемах заміщення для досліджуваної гармоніки є їх відображення за допомогою джерела струму [111, 117]. Кожен елемент електричної мережі, що не спотворює напругу, наводять на схемах заміщення у вигляді пасивних елементів: активних, індуктивних і ємнісних опорів, які корелюються з однойменними параметрами [115, 116]. У разі описання електротехнічних систем, у тому числі еквівалентних систем Microgrid, необхідно враховувати виконання основних законів електротехніки (Ома, Кірхгофа, Ленца і т.п.).

У разі аналізу обмінних процесів у перетині ЛСЕП, що складається з електричних генераторів, електроприводів та трансформаторів, необхідно враховувати їх конструктивні особливості. В основу роботи таких пристроїв покладено принцип електромагнітної індукції, що призводить до явищ самоіндукції та взаємоіндукції. Ступінь індуктивного зв'язку характеризується коефіцієнтом магнітного зв'язку [10, 11]:

$$k_{\mu} = \sqrt{\frac{\Phi_{M1}}{\Phi_{11}} \cdot \frac{\Phi_{M2}}{\Phi_{22}}} = \frac{M}{\sqrt{L_1 \cdot L_2}}, \quad (1.22)$$

де  $M = \frac{\mu_0 \mu_r W_1 W_2 h \ln(R_2 / R_1)}{2\pi}$  – взаємна індуктивність між магнітопов'язаними

елементами;  $L_1, L_2$  – власні індуктивності магнітопов'язаних елементів;  $\Phi_{M1}, \Phi_{M2}$  – потоки взаємоіндукції;  $\Phi_{11}, \Phi_{22}$  – основні магнітні потоки магнітопов'язаних котушок;  $i_1(t), i_2(t)$  – струми, що протікають у відповідних котушках;  $\mu_0$  –

абсолютна магнітна проникність у вакуумі;  $\mu_r$  – абсолютна магнітна проникність середовища;  $W_1, W_2$  – кількість витків відповідно в першій та другій котушках;  $h$  – відстані між котушками;  $R_1, R_2$  – радіус перетину провідників стосовно першої та другої котушок.

Для ідеального трансформатора  $k_\mu = 1$ , а для реального трансформатора коефіцієнт магнітного зв'язку (рис. 1.14) можна вважати коефіцієнтом

$$k_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{W_1}{W_2} \cdot k_\mu. \quad (1.24)$$

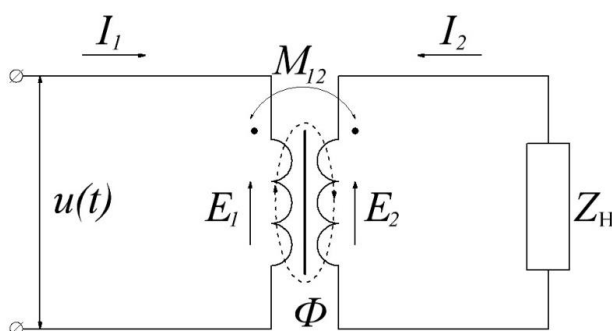


Рис. 1.14. Схема трансформатора з магнітним зв'язком між обмотками

Процес намагнічення магнітних матеріалів під дією змінного поля пов'язаний з втратами частини потужності магнітного поля. Втрати на гістерезис пов'язані з явищем магнітного гістерезису та з необоротним зміщенням доменних меж. У разі перемагнічення і змінного поля має місце відставання за фазою магнітної індукції від напруженості магнітного поля. Це спричинено дією вихрових струмів, які протидіють відповідно до закону Ленца, змінни магнітної індукції, а також через втрати гістерезису та магнітну в'язкість [10 – 12, 14].

Отже, за результатами проведеного аналізу моделей Microgrid, їх повних та спрощених схем заміщення, що використовувалися в [111 – 119] для аналізу якості електроенергії, в подальшому для оцінки обмінних процесів та взаємного впливу, враховуючи можливі впливи (табл. 1.11), будемо використовувати схеми заміщення опис, яких зведено до табл. 1.15.

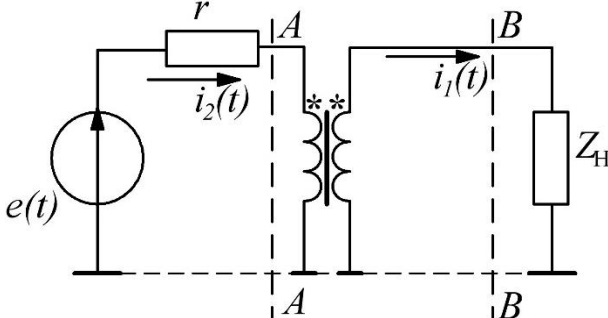
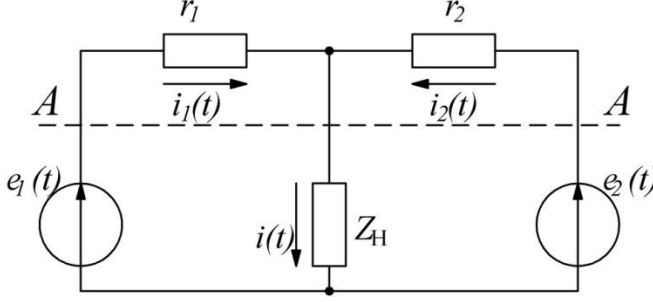
Таблиця 1.15

№ з/п	Вид впливу на елемент або систему	Опис параметрів моделі	Схема
1	Імпульсний вплив у перетині ЛСЕП	$u(t) = e(t) = E_m \sin(\omega t + \varphi_e);$ $i(t) = J(t);$ <p>– періодичні імпульси:</p> $J(t) = \frac{4I_m}{\pi} \sum_{k=1}^N \frac{\sin((\omega t + \varphi_i)(2k-1))}{(2k-1)},$ <p>де <math>I_m</math> – амплітуда імпульсу, <math>\varphi_i</math> – початкова фаза імпульсу;</p> <p>– неперіодичні імпульси:</p> $J(t) = \begin{cases} I_m, & t_{\text{п}} \leq t \leq t_{\text{к}} \\ 0, & t_{\text{п}} > t \text{ and } t > t_{\text{к}} \end{cases},$ <p>де <math>t_{\text{п}}</math> – початок імпульсу, <math>t_{\text{к}}</math> – кінець імпульсу</p>	
3	Несинусоїдальність напруги та/або струму в перетині ЛСЕП	$u(t) = e(t); i(t) = J(t).$ <p>1. Однаковий гармонічний склад струму та напруги</p> $u(t) = U_m \sum_{l=1}^M \sin(k\omega t + \varphi_u^l);$ $J(t) = I_m \sum_{k=1}^N \sin(k\omega t + \varphi_i^k),$ <p>де <math>M = N, l = k</math></p>	

Продовження таблиці 1.15

№ з/п	Вид впливу на елемент або систему	Опис параметрів моделі	Схема
		<p>2. Різний гармонічний склад струму та напруги</p> $u(t) = U_m \sin(\omega t + \varphi_u);$ $J(t) = I_m \sum_{k=1}^N \sin(k\omega t + \varphi_i^k),$ <p>де <math>M \neq N, l \neq k</math></p>	
4	<p>Міжфазний енергообмін в ЛСЕР у разі симетричних та несиметричних режимів</p>	<p>Трипровідна трифазна ЛСЕР:</p> $u_{12}(t) = U_m \sin(\omega t); u_{23}(t) = U_m \sin(\omega t - 2\pi / 3);$ $u_{31}(t) = U_m \sin(\omega t + 2\pi / 3).$ <ul style="list-style-type: none"> <li>- симетричний режим <math>Z_1 = Z_2 = Z_3, I_1 = I_2 = I_3;</math></li> <li>- несиметричний режим <math>Z_1 \neq Z_2 \neq Z_3, I_1 \neq I_2 \neq I_3</math></li> </ul>	
		<p>Чотирипровідна трифазна ЛСЕР:</p> $u_1(t) = U_m \sin(\omega t); u_2(t) = U_m \sin(\omega t - 2\pi / 3);$ $u_3(t) = U_m \sin(\omega t + 2\pi / 3).$ <ul style="list-style-type: none"> <li>- симетричний режим <math>Z_n = 0, i_n(t) = 0;</math></li> <li>- несиметричний режим <math>Z_n \neq 0, i_n(t) \neq 0</math></li> </ul>	

Продовження таблиці 1.15

№ з/п	Вид впливу на елемент або систему	Опис параметрів моделі	Схема
5	Електромагнітний вплив у перетині ЛСЕП	$\frac{U_1 \cdot W_2}{U_2 \cdot W_1} > 1; \quad k_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{W_1}{W_2} \cdot k_\mu,$ <p>де <math>k_T</math> – коефіцієнт трансформації, <math>k_\mu</math> – коефіцієнт магнітного зв'язку</p> $u_1(t) = -e_1(t) + L_{\sigma 1} \frac{di_1(t)}{dt} + R_1 i_1(t),$ $u_2(t) = e_2(t) - L_{\sigma 2} \frac{di_2(t)}{dt} + R_2 i_2(t)$	
6	Взаємний вплив елементів (груп елементів) ЛСЕП	<ul style="list-style-type: none"> <li>– напруга, генерована першим джерелом (групою джерел):</li> </ul> $e_1(t) = U_m \sum_{k=1}^N \sin(k\omega t);$ <ul style="list-style-type: none"> <li>– напруга, генерована другим джерелом (групою джерел):</li> </ul> $e_2(t) = (U_m + \Delta U) \sum_{k=1}^N \sin(k\omega t + \varphi_u^k);$ <ul style="list-style-type: none"> <li>– параметри навантаження:</li> </ul> $Z_H = R(t) + \frac{d}{dt} [L(t) \dots] + \int \left[ \frac{dt}{C(t)} \dots \right]$	

Узагальнюючи наведене у табл. 1.15 в рамках дисертаційного дослідження в залежності від виду впливу (табл. 1.11) будуть використовуватись наступні макромоделі:

– «джерело напруги – джерело струму» – для аналізу несинусоїдальності та різних імпульсних впливів на джерела РГ, які викликані навантаженням;

– «два джерела напруги – еквівалентний опір» – для аналізу взаємного впливу джерел РГ;

– «трифазне джерело напруги – трифазний еквівалентний опір» – для аналізу міжфазного енергообміну;

– «два трифазних джерела напруги – трифазний еквівалентний опір» – для деталізацій взаємного впливу та міжфазного енергообміну за умови роботи трифазних джерел РГ;

– «трифазне джерело напруги – трифазне джерело струму» – для аналізу несинусоїдальності та різних імпульсних впливів, які викликані навантаженням за умови роботи трифазних джерел РГ.

## Висновки до розділу 1

1. На основі проведеного аналізу визначень Microgrid та локальних електроенергетичних систем запропоновано узагальнене визначення ЛСЕП, їх можливі варіанти структурних схем з джерелами РГ та її основних складових, що дало змогу виділити режими функціонування ЛСЕП з джерелами РГ та особливості протікання енергетичних процесів у зазначених системах.

2. Комплексний аналіз особливостей функціонування ЛСЕП з врахуванням сучасних вимог концепції Smart Grid дав змогу виявити основні проблеми роботи ЛСЕП у вітчизняних системах електропостачання та енергозабезпечення: нераціональне (марнотратне) використання електричної енергії; проблема енергетичної ефективності; досягнення необхідних рівнів якості електроенергії та електромагнітної сумісності; проблема якості електропостачання (надійність, стабільність, стійкість тощо).

3. Співставний аналіз методів оцінки обмінних процесів у ЛСЕП з розосередженими джерелами енергії дав змогу: визначити необхідність розширити відому систему показників якості електроенергії для адекватного оцінювання рівнів ЕМС в ЛСЕП з дотриманням вимог концепції Smart Grid та оцінити рівні перетоків енергії за допомогою відомих показників (аналізу втрат електроенергії та їх складових, обмінної потужності).

4. Проведено експертну оцінку важливості аналізу імпульсних завад, що виникають як в самому обладнанні, так і в перетині ЛСЕП, несинусоїдальності напруги та/або струму, міжфазний енергетичний обмін у середині електротехнічних пристроїв та перетині ЛСЕП.

5. Детальний аналіз різновидів та особливостей ЛСЕП дав змогу врахувати переваги використання обмінної потужності для детальної оцінки різних типів завад за ступенем їх важливості та сформулювати подальші напрямки дослідження, що необхідно розглянути у дисертаційній роботі.

## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІЗ ОБМІННИХ ПРОЦЕСІВ У ОДНОФАЗНИХ МАКРОМОДЕЛЯХ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Енергетичним процесам в ЛСЕП з джерелами РГ властиві різко змінні, нелінійні явища, що визначають спотворення форм струму та напруги. Теоретичні основи аналізу енергетичних процесів у лінійних системах не можуть бути безпосередньо використані у разі аналізу ЛСЕП з джерелами РГ. Виникає задача вибору найбільш ефективних методів аналізу електромагнітних процесів у ЛСЕП, оцінки взаємного впливу їх елементів та аналізу характеру протікання різних сторін енергетичних процесів.

#### 2.1 Вплив обмінних процесів на роботу паралельно працюючих різнорідних генераторів

Як зазначалося в першому розділі, однією з особливостей ЛСЕП є використання роботи різнорідних джерел РГ, у тому числі й ВДЕ. Ці генератори працюють паралельно між собою і паралельно з мережею. Відомо, що коли паралельно працюючі генератори мають різні зовнішні характеристики, і вони навантажені однаковим струмом. Тоді у разі змінни навантаження струми між ними будуть нерівномірними. Це в свою чергу спричинює появу обмінних процесів не лише між кожним генератором та спільним навантаженням, а також перетоків енергії між паралельно працюючими генераторами. Аналіз цих процесів розглянемо на прикладі еквівалентної моделі ЛСЕП, що складається з двох різнорідних генераторів (рис. 1.9), параметри яких можна записати таким чином:

- ЕРС, що генеруються відповідно першим та другим генераторами,

$$e_1(t) = E_m \sin(\omega t), \quad e_2(t) = (E_m + \Delta E) \sin(\omega t + \delta),$$

де  $E_m$  – амплітуда генерованої ЕРС;  $\Delta E$  – занчення відхилення ЕРС другого генератора;  $\delta$  - занчення відхилення фази другого генератора.

На еквівалентній схемі припустимо, що генератори мають внутрішні опори  $r_1, r_2$ .

Для спрощення аналізу допускаємо, що навантаженням має бути активно-індуктивний характер  $Z_{\text{н}} = R + jX_L$ .

Еквівалентна схема заміщення моделі ЛСЕП з двома генераторами, що живлять спільне навантаження, наведена на рис. 2.1.

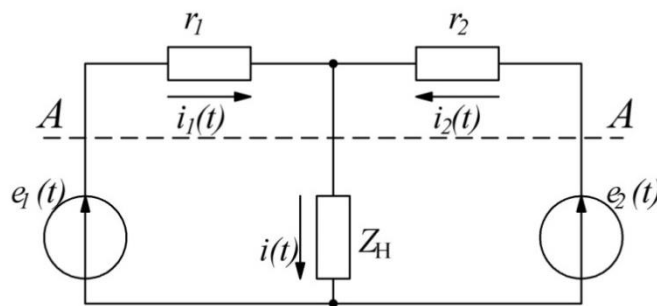


Рис. 2.1. Модель ЛСЕП з двома генераторами, що живлять спільне навантаження

Обмінна потужність  $Q_{\text{об}}$  є основним параметром, що характеризує обмінні процеси в перетині ЛСЕП і дає змогу оцінити частину генерованої потужності, яка повертається до джерела живлення [24–26]. Відповідно до виразу (1.17) можна сказати, що обмінна потужність  $Q_{\text{об}}$  залежить від таких параметрів: напруги, що формується в перетині ЛСЕП  $u(t)$ ; реактивної складової струму  $i_p(t)$  і, як наслідок, повного струму  $i(t)$ , що протікає через перетин ЛСЕП; періоду  $T$ ; інтервалу часу  $t^+$  коли активна потужність  $P$  надходить до навантаження. Отже, для оцінки перетоків потужності в перетині моделі ЛСЕП з двома генераторами, що живлять спільне навантаження (рис. 2.1), необхідно: в першу чергу, визначити всі електричні параметри схеми заміщення (струми та напругу в перетині); провести розрахунок обмінної потужності за формулою (1.17); оцінити взаємний вплив двох різнорідних генераторів.

### 2.1.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення для оцінки обмінних процесів у перетині ЛСЕП

Для визначення параметрів схеми заміщення існує низка методів [14]: метод еквівалентування; метод контурних струмів; метод вузлових потенціалів; метод накладання і т.п. Всі вони зводяться до різного формулювання законів Кірхгофа [14].

Метод еквівалентування використовують для систем з одним генератором. Методи контурних струмів та вузлових потенціалів дають змогу визначити струми, що протікають у колах схеми, що складається з  $n$  незалежних контурів, проте розрахунок зводиться до розв'язання системи рівнянь з  $n$  невідомими. В свою чергу метод накладання є спрощеною версією всіх наведених методів і призначений для розрахунку струмів в електричних колах з  $n = 2$ , а також за допомогою цього методу можна визначити розподіл струмів, генерованих окремими генераторами. Тому для визначення струмів, що протікають у перетині ЛСЕП з двома генераторами (рис. 2.1), використаємо метод накладання.

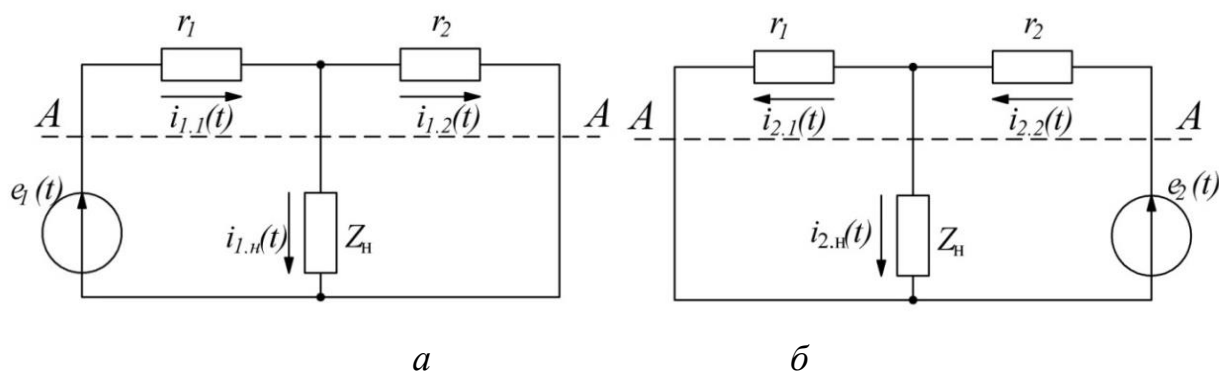


Рис. 2.2. Модель ЛСЕП з двома генераторами, що живлять спільне навантаження

Послідовність розрахунку струмів у колах схеми (рис.2.1) методом накладання наведена у табл. 2.1, де прийнято такі позначення  $\underline{Z}_i$  – комплексне значення опору відповідного  $i$ -го кола або еквівалентної частини схеми;  $\dot{I}_{i,j}$  –

комплексне значення струму, що генерується  $i$ -м генератором та протікає в  $j$ -му колі схеми;  $\dot{E}_i$  – комплексне значення ЕРС  $i$ -го генератора.

Таблиця 2.1

Схема 1 (рис. 2.2а)	Схема 2 (рис. 2.2б)
1. Розрахунок еквівалентного опору схеми:	
$\underline{Z}_{\text{ЕКВ.1}} = r_1 + \frac{\underline{Z}_H \cdot r_2}{\underline{Z}_H + r_2}$	$\underline{Z}_{\text{ЕКВ.2}} = r_2 + \frac{\underline{Z}_H \cdot r_1}{\underline{Z}_H + r_1}$
2. Розрахунок еквівалентного струму схеми:	
$\dot{I}_{1.1} = \frac{\dot{E}_1}{\underline{Z}_{\text{ЕКВ.1}}} = \frac{E_m}{\underline{Z}_{\text{ЕКВ.1}}}$	$\dot{I}_{2.2} = \frac{\dot{E}_2}{\underline{Z}_{\text{ЕКВ.2}}} = \frac{(E_m + \Delta E)e^{j\delta}}{\underline{Z}_{\text{ЕКВ.2}}}$
3. Розрахунок струмів у паралельних гілках (відповідно до методу протилежного плеча):	
$\dot{I}_{1.2} = \dot{I}_{1.1} \frac{\underline{Z}_H}{\underline{Z}_H + r_2}, \dot{I}_{1.H} = \dot{I}_{1.1} \frac{r_2}{\underline{Z}_H + r_2}$	$\dot{I}_{2.1} = \dot{I}_{2.2} \frac{\underline{Z}_H}{\underline{Z}_H + r_1}, \dot{I}_{2.H} = \dot{I}_{2.2} \frac{r_1}{\underline{Z}_H + r_1}$
4. Визначаються результуючі значення струмів у гілках схеми на рис. 2.1 методом накладання у комплексному вигляді:	
$\dot{I}_1 = \dot{I}_{1.1} - \dot{I}_{2.1}; \dot{I}_2 = \dot{I}_{2.2} - \dot{I}_{1.2}; \dot{I}_H = \dot{I}_{1.H} + \dot{I}_{2.H}$	

У результаті розрахунку отримано не лише результуючі значення струмів у колах схеми (рис. 2.1)  $\dot{I}_1$ ,  $\dot{I}_2$  та  $\dot{I}_H$ , а і струми, що генерують окремі генератори в колі навантаження  $\dot{I}_{1.H}$ ,  $\dot{I}_{2.H}$  та в колах протилежних генераторів  $\dot{I}_{1.2}$ ,  $\dot{I}_{2.1}$ . Після визначення струмів у всіх колах схеми заміщення (2.1) проводиться розрахунок обмінних потужностей за співвідношенням (1.19) у відповідних перетинах  $A - A$ ,  $B - B$  та  $C - C$ .

Для визначення перетоків потужності на параметри системи побудуємо графічні залежності діючих струмів ув колах моделі від параметрів допоміжного генератора Г2, таких як: амплітудне значення ЕРС  $E_2$  (рис. 2.3), внутрішній опір  $r_2$  (рис. 2.4), кут зсуву фаз  $\delta$  (рис. 2.5). Як видно з графіків, сума квадратів діючих значень струмів генераторів не є адитивною (сума вхідних струмів вузла 1 не дорівнює сумі вихідних). Отже, визначимо аналітично та графічно, чому дорівнює ця нев'язка [44, 54]:

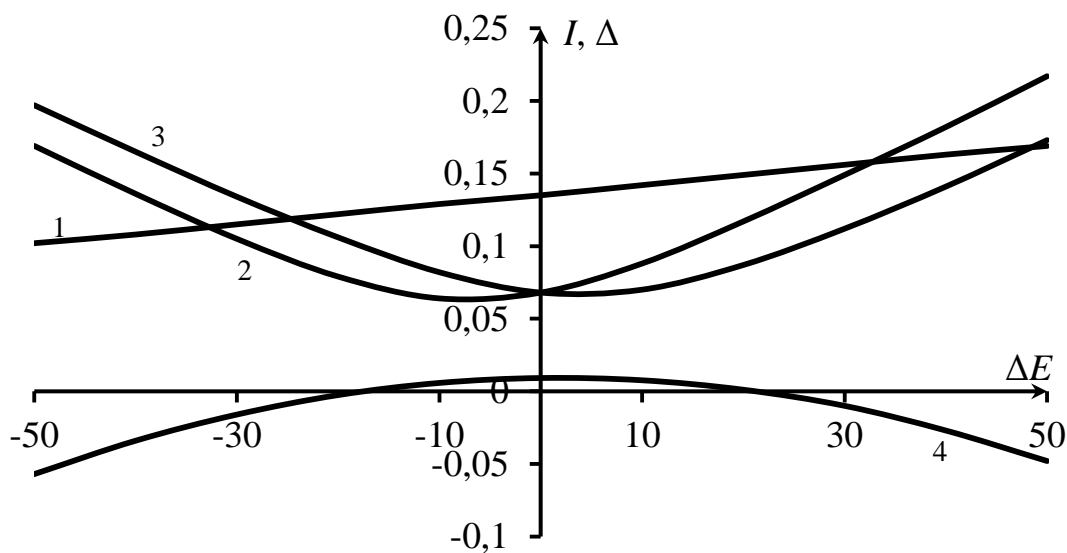
$$\begin{aligned}
 i_1(t) + i_2(t) &= i_3(t); & (i_1(t) + i_2(t))^2 &= i_H^2(t); \\
 i_1^2(t) + i_2^2(t) + 2i_1(t)i_2(t) &= i_H^2(t); \\
 \frac{1}{T} \int_0^T i_1^2(t) dt + \frac{1}{T} \int_0^T i_2^2(t) dt + \frac{2}{T} \int_0^T i_1(t)i_2(t) dt &= \frac{1}{T} \int_0^T i_H^2(t) dt; \\
 I_1^2 + I_2^2 &= I_H^2 - \frac{2}{T} \int_0^T i_1(t)i_2(t) dt.
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Проведемо математичні спрощення, після чого отримаємо квадратичну нев'язку діючих значень струмів:

$$I_1^2 + I_2^2 = I_H^2 - \Delta_I^2, \tag{2.2}$$

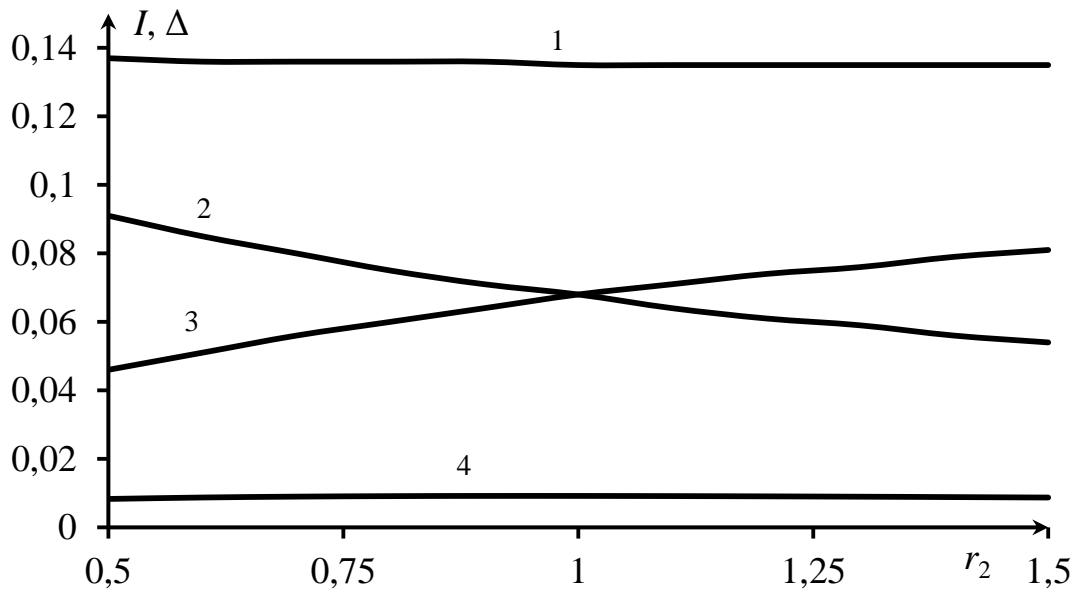
де  $I_i = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_i(t)^2 dt}$  – діюче значення струму в  $i$ -му колі моделі,

$$\Delta_I^2 = \frac{2}{T} \int_0^T i_1(t) \cdot i_2(t) dt. \tag{2.3}$$



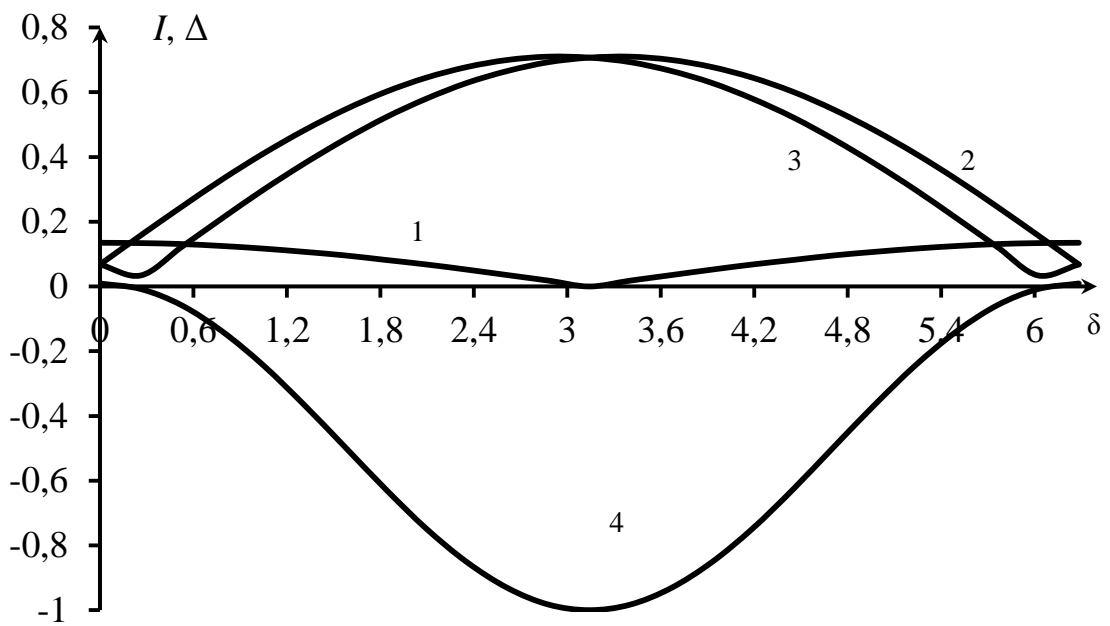
1— $I_H(\Delta E)$ , 2— $\Delta(\Delta E)$ , 3— $I_1(\Delta E)$ , 4— $I_2(\Delta E)$

Рис. 2.3. Графіки залежностей діючих значень струмів від зміни амплітудного значення ЕРС  $E_2$



1— $I_H(r_2)$ , 2— $\Delta(r_2)$ , 3— $I_1(r_2)$ , 4— $I_2(r_2)$

Рис. 2.4. Графіки залежностей діючих значень струмів від зміни амплітудного значення внутрішнього опору  $r_2$



1— $I_H(\delta)$ , 2— $\Delta(\delta)$ , 3— $I_2(\delta)$ , 4— $I_1(\delta)$

Рис. 2.5. Графіки залежностей діючих значень струмів від зміни у кутах зсуву фаз між ЕРС генераторів Г1 і Г2

У випадку значення ЕРС  $E_2$  генератора Г2, яке є більшим за ЕРС  $E_1$  генератора Г1, діюче значення струму в гілці генератора Г2 більше, ніж у гілці генератора Г1. У разі збільшення значення  $E_2$  збільшується квадратична нев'язка, у разі зменшення  $E_2$  зменшується  $\Delta_I^2$  (рис. 2.2). Збільшення значення внутрішнього опору  $r_2$  призводить до зменшення значення  $\Delta_I^2$ , та навпаки (рис. 2.3). У разі кутів зсуву фаз між ЕРС генераторів Г1 і Г2 (рис. 2.4), у діапазоні від 0 до 6,3 рад., на ділянці від 2,7 до 3,6 рад.,  $\Delta_I^2$  між різними значеннями струму від'ємна. Тобто сума квадратів дійсних значень струмів генераторів Г1 і Г2 більша за квадрат значення струму навантаження. Це явище можна пояснити втратами в елементах моделі та відповідає електричним законам. У разі зменшення значення кута зсуву фаз  $\varphi$  як у більшому, так і меншому значеннях його інтервалу  $\Delta_I^2$  зростає симетрично відносно  $\pi$  і набуває найбільшого значення у разі зсуву фаз, рівному 0. Така залежність є періодичною з періодичністю  $2\pi$ .

Квадратична нев'язка пояснюється взаємним впливом генераторів Г1 і Г2. Оскільки діюче значення струму в гілці визначається як інтегральний показник і є вже скомпенсованим взаємними перетоками потужності значення. Тому сума діючих значень струмів у гілках буде значно меншою, ніж діюче значення струму навантаження. У разі аналізу було виявлено, що як у простих, так і складних системах виникають проблеми трьох типів: неспівпадіння за амплітудою, фазою та внутрішнім опором. У системі присутні перетоки енергії між елементами моделі. Внаслідок чого сума квадратів діючих значень струмів генераторів не є адитивною відносно діючого струму в навантаженні.

Квадратична нев'язка діючих значень струмів дає змогу виявити взаємний обмін між генераторами, але не дає можливості оцінити перетоки енергії навіть у такій простій моделі, як два генератори, що живлять одне навантаження.

### 2.1.2 Розрахунок обмінних потужностей та оцінка частки впливу паралельно працюючих генераторів

Наявність нев'язки між діючими струмами в колах схеми заміщення (рис. 2.1), що незалежно від характеру навантаження присутня у випадку різнотипних генераторів Г1 та Г2, дає змогу стверджувати про наявність перетоків між генераторами та про їхній вплив один на одного. Після визначення струмів у всіх колах схеми заміщення (табл. 2.1) проводиться розрахунок обмінних потужностей за співвідношенням (1.19) у перетині  $A-A$ :

$$Q_{\text{об}} = \frac{1}{T} \int_0^{\frac{2\pi-\varphi_i}{\omega}} u(t) \cdot i_p(t) dt. \quad (2.4)$$

Відповідно до основного виразу обмінної потужності  $Q_{\text{об}}$  (1.19) необхідно визначити реактивні складові струмів у відповідних колах схеми заміщення (рис. 2.1) з врахуванням перетоків потужності, що викликано паралельною роботою генераторів:

$$\begin{aligned} i_{1p}(t) &= i_1(t) - u(t) \frac{P_1}{U^2} = i_1(t) - u_{1.1}(t) \frac{P_{1.1}}{U_{1.1}^2} + u_{1.2}(t) \frac{P_{1.2}}{U_{1.2}^2}; \\ i_{2p}(t) &= i_2(t) - u(t) \frac{P_2}{U^2} = i_2(t) - u_{2.2}(t) \frac{P_{2.2}}{U_{2.2}^2} + u_{2.1}(t) \frac{P_{2.1}}{U_{2.1}^2}; \\ i_{Hp}(t) &= i_H(t) - u(t) \frac{P_H}{U^2} = i_H(t) - u_{1.H}(t) \frac{P_{1.H}}{U_{1.H}^2} - u_{2.H}(t) \frac{P_{2.H}}{U_{2.H}^2}, \end{aligned} \quad (2.5)$$

де  $u_{1.1}(t) = e_1(t) - i_{1.1}(t)r_1$ ,  $u_{2.2}(t) = e_2(t) - i_{2.2}(t)r_2$  – миттєві значення напруги у перетині  $A-A$ , що наводяться відповідними генераторами;  $u(t) = u_1(t) = u_2(t) = e_1(t) - i_1(t)r_1 = e_2(t) - i_2(t)r_2$  – результуюче значення миттєвої напруги у перетині  $A-A$ ;

$U_{1.1} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u_{1.1}(t)^2 dt}$ ,  $U_{2.2} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u_{2.2}(t)^2 dt}$  – діючі значення напруги, наведеної в перетині  $A-A$  відповідними генераторами;

$U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u(t)^2 dt}$  – діюче значення результуючої напруги в перетині  $A-A$ ;

$p_{1.1}(t) = u_{1.1}(t)i_{1.1}(t) = e_1(t)i_{1.1}(t) - i_{1.1}(t)^2 R_1$ ,  $p_{2.2}(t) = u_{2.2}(t)i_{2.2}(t) = e_2(t)i_{2.2}(t) - i_{2.2}(t)^2 R_2$  –

миттєва потужність, що передається через перетин  $A-A$ , генерована відповідними генераторами;  $p_i(t) = u(t)i_i(t)$  – результуюча миттєва потужність, створена у  $i$ -му колі схеми заміщення рис. 2.1;  $P_{i,j} = \frac{1}{T} \int_0^T u_{i,j}(t)i_{i,j}(t)dt$  – активна потужність, генерована  $i$ -м генератором на  $j$ -й генератор;  $P_i = \frac{1}{T} \int_0^T (e_i(t)i_i(t) - i_i(t)^2 R_i)dt$  – результуюча потужність, згенерована  $i$ -м генератором у разі паралельної роботи (рис. 2.1);  $i_{ia}(t) = i_{i,ia}(t) - i_{i,ja}(t)$  – активні та реактивні складові струмів, що протікають у відповідних гілках результуючої схеми.

Враховуючи вирази (1.19) та (2.5), можна отримати такі модифікації формул обмінної  $Q_{\text{ОБ}}$  потужності для макромоделі, зображеної на рис. 2.1, з врахуванням перетоків потужності між генераторами:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ОБ.1}} &= \frac{1}{T} \int_0^{t_1^+} u(t) \left( i_1(t) - u_{1,1}(t) \frac{P_{1,1}}{U_{1,1}^2} + u_{1,2}(t) \frac{P_{1,2}}{U_{1,2}^2} \right) dt = Q_{\text{ОБ.1.1}} - Q_{\text{ОБ.1.2}}; \\ Q_{\text{ОБ.2}} &= \frac{1}{T} \int_0^{t_2^+} u(t) \left( i_2(t) - u_{2,2}(t) \frac{P_{2,2}}{U_{2,2}^2} + u_{2,1}(t) \frac{P_{2,1}}{U_{2,1}^2} \right) dt = Q_{\text{ОБ.2.2}} - Q_{\text{ОБ.2.1}}; \end{aligned} \quad (2.6)$$

де  $Q_{\text{ОБ.1.1}} = \frac{1}{T} \int_0^{t_1^+} u(t) \left( i_1(t) - u_{1,1}(t) \frac{P_{1,1}}{U_{1,1}^2} \right) dt$ ,  $Q_{\text{ОБ.2.2}} = \frac{1}{T} \int_0^{t_2^+} u(t) \left( i_2(t) - u_{2,2}(t) \frac{P_{2,2}}{U_{2,2}^2} \right) dt$  – складова обмінної потужності, що характеризує обмінні процеси, створені в

перетині відповідним генератором;  $Q_{\text{ОБ.1.2}} = \frac{1}{T} \int_0^{t_1^+} u(t) u_{1,2}(t) \frac{P_{1,2}}{U_{1,2}^2} dt$ ,

$Q_{\text{ОБ.2.1}} = \frac{1}{T} \int_0^{t_2^+} u(t) u_{2,1}(t) \frac{P_{2,1}}{U_{2,1}^2} dt$  – складова обмінної потужності, що характеризує

обмінні процеси, створені в перетині роботою сумісного генератора.

Оскільки відповідно до [39] обмінна потужність у перетині, що згенерована кількома джерелами, буде визначена як адитивна, сума обмінних потужностей і відповідатиме такому виразу:

$$Q_{\text{ОБ.}\Sigma} = Q_{\text{ОБ.1}} + Q_{\text{ОБ.2}} = \quad (2.7)$$

$$= \frac{1}{T} \int_0^{t_1^+} u(t) \left( i_1(t) - u_{1.1}(t) \frac{P_{1.1}}{U_{1.1}^2} + u_{1.2}(t) \frac{P_{1.2}}{U_{1.2}^2} \right) dt + \frac{1}{T} \int_0^{t_2^+} u(t) \left( i_2(t) - u_{2.2}(t) \frac{P_{2.2}}{U_{2.2}^2} + u_{2.1}(t) \frac{P_{2.1}}{U_{2.1}^2} \right) dt.$$

На рис. 2.5 – 2.7 наведено залежності обмінної потужності  $Q_{\text{ОБ}}$  в перетині  $A-A$  від параметрів другого генератора за умови, що генератор Г1 працює у незмінному режимі і навантаження на генератори залишається постійним. Припустимо, що генератори Г1 та Г2 описуються такими взаємопов'язаними виразами:

$$e_1(t) = E_m \sin(\omega t); \quad e_2(t) = E_{m2} \sin(\omega t + \delta) = (E_m + \Delta E) \sin(\omega t + \delta); \quad r_2 = n \cdot r_1,$$

де  $\Delta E$  – відхилення амплітуди другого генератора  $E_{m2}$  відносно амплітуди першого  $E_m$  ( $\Delta E = (0,5 \div 1,5) \cdot E_m$ );  $\delta$  – зсув фаз ЕРС генераторів Г1 та Г2 ( $\delta = 0 \div 2\pi$ );  $n$  – коефіцієнт пропорційності між внутрішніми опорами генераторів Г1 та Г2 ( $n = 0,1 \div 2$ ).

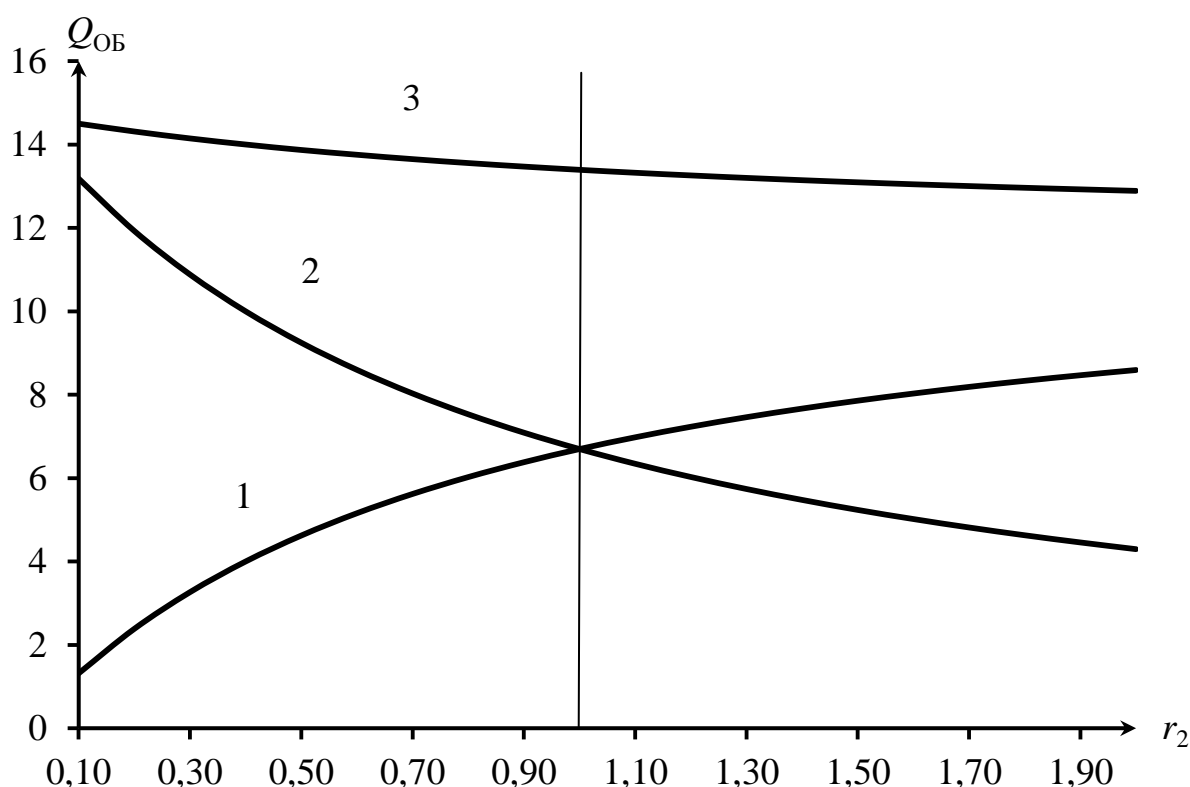


Рис. 2.6. Залежність обмінної потужності  $Q_{\text{ОБ}}$  в перетині  $A-A$  від внутрішнього опору другого генератора  $r_2$

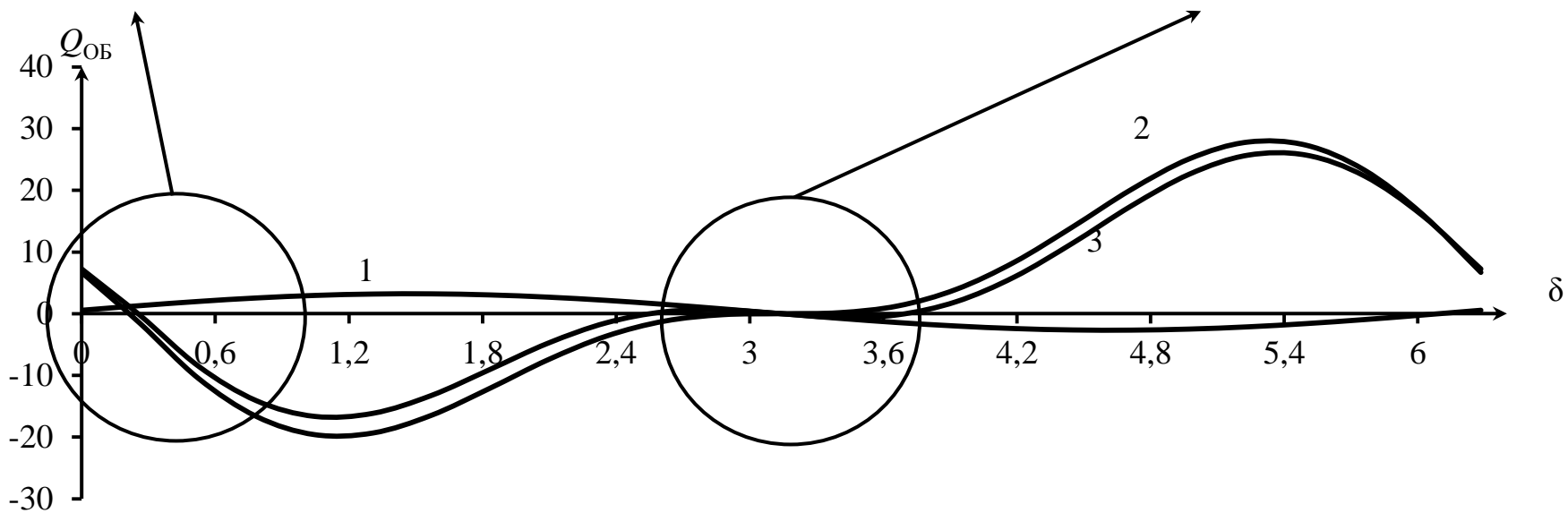
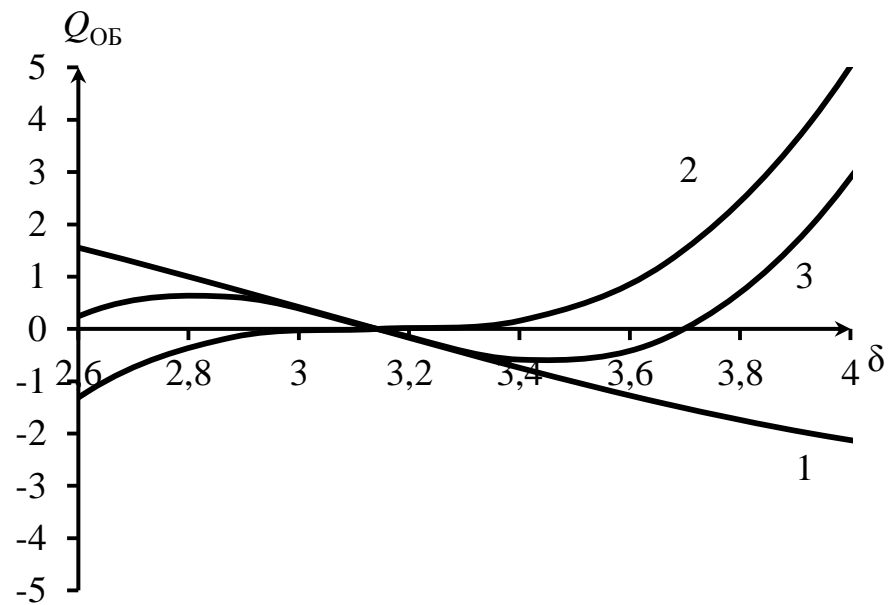
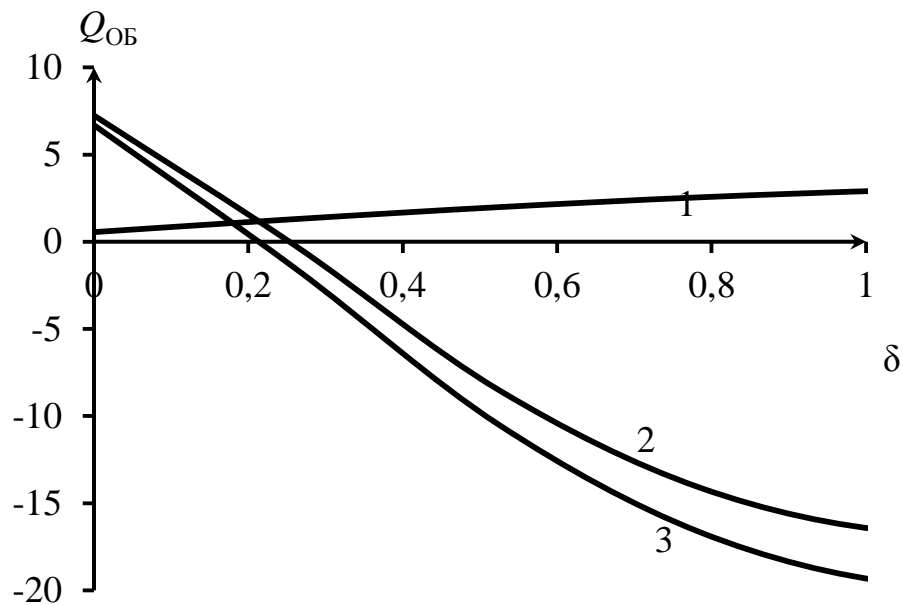


Рис.2.7. Залежність обмінної потужності  $Q_{\text{ОБ}}$  в перетині А–А від кута зсуву фаз  $\delta$  між ЕРС генераторів Г1 та Г2

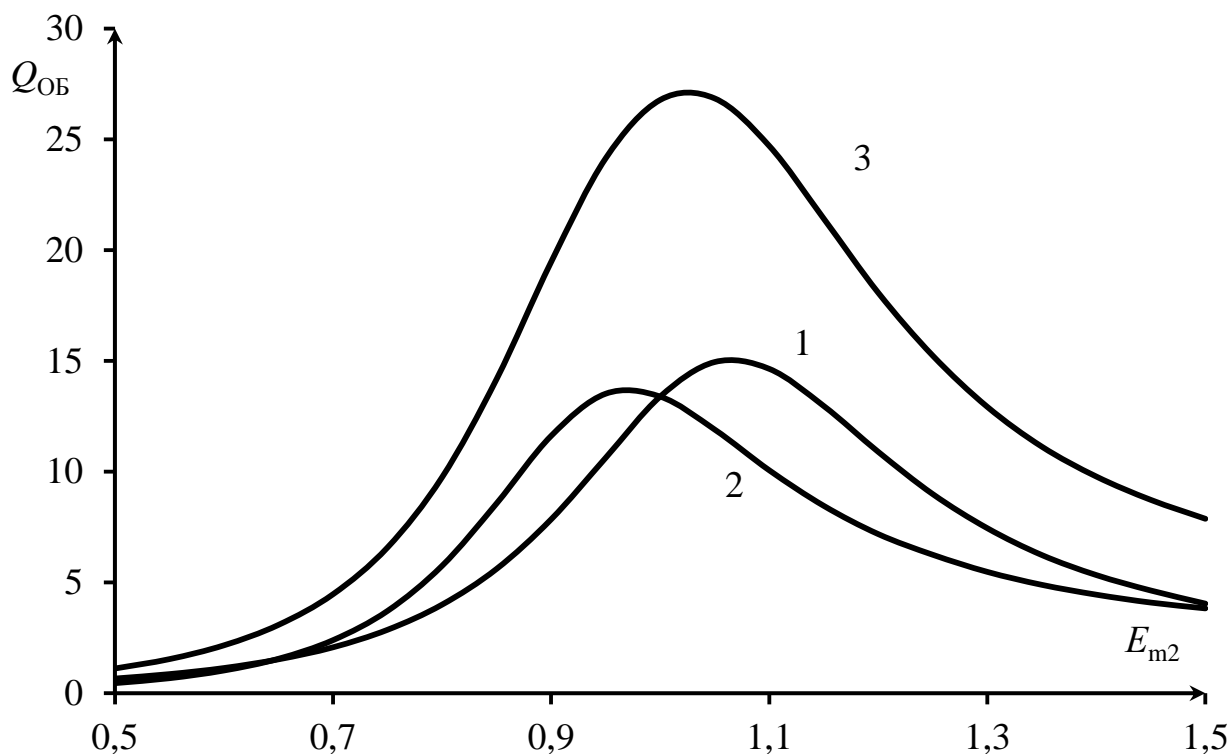


Рис.2.8. Залежність обмінної потужності  $Q_{OB}$  в перетині  $A-A$  від амплітуди другого генератора  $E_{m2}$

Криві 1 та 2 (рис. 2.6 – 2.8) відповідають відповідно процесам, викликаним у перетині  $A-A$  відповідними генераторами  $Q_{OB.1}$  та  $Q_{OB.2}$ , а крива 3 – результуючому значенню  $Q_{OB\Sigma}$ .

Рівень взаємного впливу з врахуванням обмінних процесів можна описати за допомогою частки взаємного впливу [30]. Частка взаємного впливу кожного з генераторів буде визначатися з таких співвідношень:

$$\Delta_1 = \frac{Q_{OB.1}}{Q_{OB.\Sigma}}; \quad \Delta_2 = \frac{Q_{OB.2}}{Q_{OB.\Sigma}}. \quad (2.8)$$

Підставляючи у вирази (2.5) значення з виразів (2.4), отримаємо співвідношення, що враховують вплив кожного джерела та навантаження на систему:

$$\Delta_1 = \frac{Q_{OB.1.1} - Q_{OB.1.2}}{Q_{OB.1.1} - Q_{OB.1.2} + Q_{OB.2.2} - Q_{OB.2.1}} \quad (2.9)$$

$$\Delta_2 = \frac{Q_{\text{об.2.2}} - Q_{\text{об.2.1}}}{Q_{\text{об.1.1}} - Q_{\text{об.1.2}} + Q_{\text{об.2.2}} - Q_{\text{об.2.1}}} \quad (2.10)$$

Зі співвідношень (2.7) та (2.8) видно, що у випадку, коли параметри генераторів однакові, незалежно від характеру навантаження частки взаємного впливу генераторів будуть однаковими  $\Delta_1 = \Delta_2$  і взаємокомпенсуватимуться.

## 2.2 Оцінка впливу джерел несинусоїдальної напруги та струму на режими роботи ЛСЕС

Проведений аналіз [40, 45, 54, 134, 135] показав, що основними ознаками наявності реактивної потужності в ЛСЕС, яке представляється генератором та лінійним навантаженням, є: нерівність активної та повної потужностей  $P \neq S$ ; відмінність від нуля кута зсуву фаз між струмом та напругою  $\varphi \neq 0$ ; наявність режиму повернення енергії від навантаження до генератора  $P^- \neq 0$ ; зміни у часі миттєвих значень провідностей та опорів на вхідних клеммах навантаження. В синусоїдальних системах ці ознаки взаємопов'язані і поява однієї з ознак викликає появу інших. Проте наявність у системі несинусоїдальних струмів та / або напруг вимагає формулювання додаткових енергетичних характеристик і показників, які дають змогу врахувати полігармонічність миттєвої потужності та відобразити різні сторони протікання обмінних процесів.

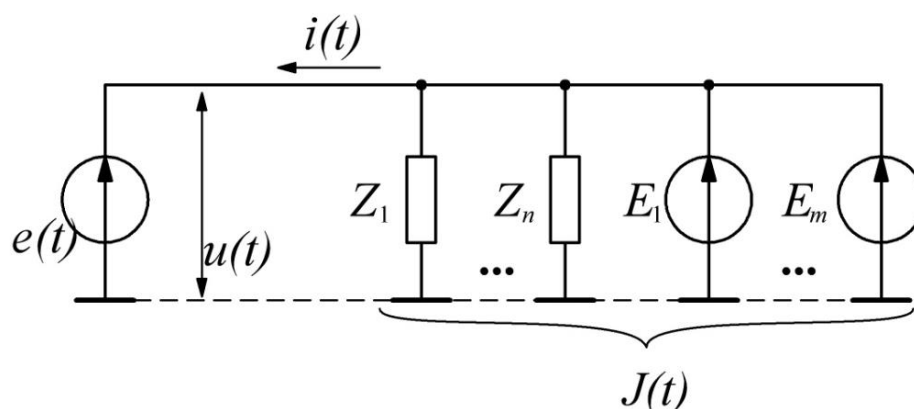


Рис. 2.9. Модель ЛСЕС з  $n$  навантажень та  $m$  джерел живлення

Розглянемо та порівняємо методи визначення реактивної потужності через ортогональні складові повної потужності  $S$  з застосуванням реактивної потужності Будеана  $Q_B$  (1.15) та на основі аналізу складових миттєвої потужності  $p(t)$  з використанням обмінної потужності  $Q_{OB}$  (1.19).

Для прикладу розглянемо модель перетину однофазної ЛСЕП (рис. 2.9), де еквівалентне джерело напруги  $e(t)$  характеризує результуючу несинусоїдальну напругу, яка формується всіма джерелами системи в перетині  $A-A$   $u(t)$ , а еквівалентне джерело струму  $J(t)$  характеризує несинусоїдальний струм, що протікатиме через перетин  $A-A$   $i(t)$ .

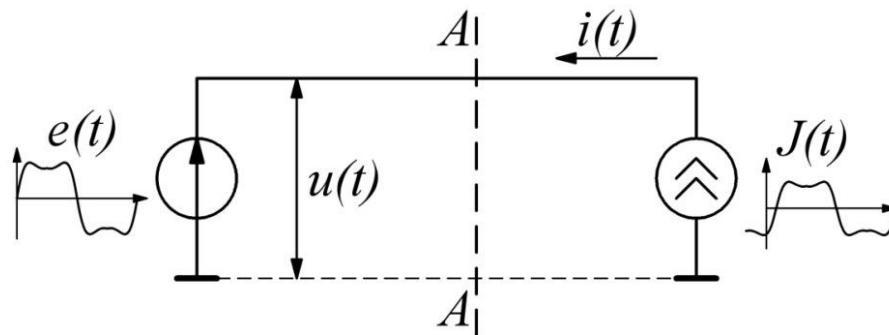


Рис. 2.10. Макромодель перетину ЛСЕП

У загальному випадку обмінна потужність для  $k$ -ї гармонічної складової, враховуючи вираз (1.17), визначається за формулою

$$Q_{OB(k)} = \frac{2 \cdot k}{T} \int_{T \frac{\varphi_u^k}{k\omega}}^{T \frac{\varphi_i^k}{k\omega}} u_k(t) \cdot i_{pk}(t) dt, \quad (2.11)$$

де  $u_k(t) = U_{mk} \sin(k\omega t + \varphi_u^k)$ ;  $i_{pk}(t)$  – реактивна складова струму  $k$ -ї гармоніки, яка дорівнюватиме

$$i_{pk}(t) = i_k(t) - \frac{u_k(t)P_k}{U_k^2} = I_{mk} \cos(k\omega t + \varphi_u^k) \sin(\varphi^k). \quad (2.12)$$

Після підстановки співвідношення (2.12) до виразу (2.11) обмінна потужність  $k$ -ї гармоніки визначатиметься за формулою

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{ОБ}(k)} &= \frac{2 \cdot k}{T} \int_{T - \frac{\varphi_u^k}{k \cdot \omega}}^{T - \frac{\varphi_i^k}{k \cdot \omega}} U_{mk} \sin(k\omega t + \varphi_u^k) \cdot I_{mk} \cos(k\omega t + \varphi_u^k) \sin(\varphi^k) dt = \\
 &= \pm \frac{U_{mk} I_{mk}}{8\pi} (3 \sin(\varphi) - \sin(3\varphi)) \quad (2.13)
 \end{aligned}$$

У виразі (2.10) знак «+» або «-» залежить від характеру навантаження: активно-емнісний або активно-індуктивний відповідно.

### 2.2.1 Аналіз несинусоїдальних режимів у разі однакового гармонічного складу струму та напруги

Обмінна потужність  $Q_{\text{ОБ}}$  є еквівалентом реактивної потужності і відповідає характеру навантаження та спричиненим ним додатковим технологічним втратам активної потужності (табл. 1.8). Відношення обмінної потужності до повної  $Q_{\text{ОБ}}/S$  пропорційно  $\sin(\varphi)$ , але ця величина не пропорційно залежатиме від кута зсуву фаз між струмом та напругою  $\varphi$  на відміну від  $Q/S = \sin(\varphi)$ . Це можна підтвердити на прикладі моделі рис. 2.10. Розглянемо приклад з однакоим гармонічним складом струму та напруги у перетині  $A - A$ :  $u(t) = U_{m1} \sin(\omega t) + U_{m3} \sin(3\omega t)$ ,  $i(t) = I_{m1} \sin(\omega t + \varphi_i) + I_{m3} \sin(3\omega t + 3\varphi_i)$ .

На рис. 2.11 та 2.12 наведено відношення реактивної потужності Будеана  $Q_B$  та обмінної потужності  $Q_{\text{ОБ}}$  до повної потужності  $S$  за умови, що  $k_{U3} = k_{I3} = k_{(3)}$ :

$$\begin{aligned}
 \frac{Q_{\text{ОБ}}}{S} &= \frac{\theta_1(\varphi_i) + k_{(3)} \theta_2(\varphi_i) - k_{(3)}^2 \theta_3(\varphi_i)}{8\pi(1 + k_{(3)}^2)}; & \frac{Q_{\text{ОБ}(1)}}{S} &= \frac{\theta_1(\varphi_i)}{8\pi(1 + k_{(3)}^2)}; \\
 \frac{Q_B}{S} &= \frac{\sin(\varphi_i) + k_{(3)}^2 \sin(3\varphi_i)}{(1 + k_{(3)}^2)}; & \frac{Q_1}{S} &= \frac{\sin(\varphi_i)}{(1 + k_{(3)}^2)},
 \end{aligned}$$

$$\text{де } \theta_1(\varphi_i) = 3\sin(\varphi_i) - \sin(3\varphi_i), \quad \theta_2(\varphi_i) = \frac{1}{2}(3\sin(\varphi_i) + 5\sin(3\varphi_i) + \sin(5\varphi_i) - \sin(7\varphi_i)),$$

$$\theta_3(\varphi_i) = \frac{1}{3}(-\sin(9\varphi_i) - 3\sin(3\varphi_i)); \quad S = U \cdot I = \frac{1}{2}\sqrt{(U_1^2 + U_3^2)(I_1^2 + I_3^2)} = U_{m1}I_{m1}(1 + k_{(3)}^2).$$

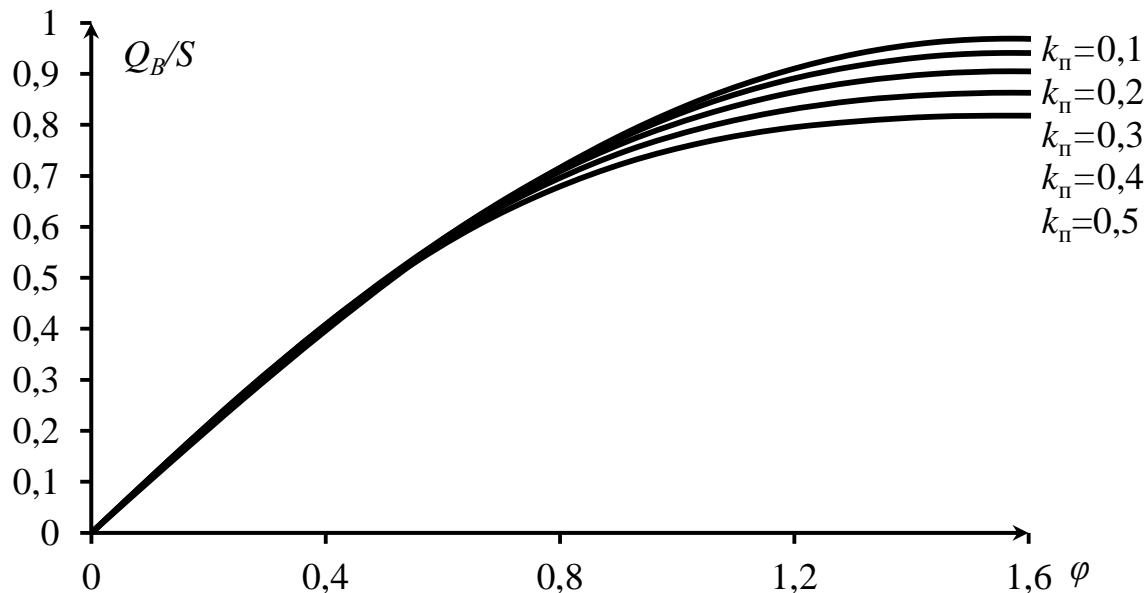


Рис. 2.11. Залежність відношення  $Q_B/S$  від коефіцієнта пульсації та кута зсуву основної гармонічної складової у разі однакового гармонічного складу струму та напруги

На рис. 2.11 наведено залежності реактивної потужності Будеана  $Q_B$  та обмінної потужності  $Q_{OB}$ ,  $Q_{OB(1)}$  для різних коефіцієнтів пульсації залежно від кута зсуву фаз між струмом та напругою  $\varphi$ . На рис. 2.12 можна виділити три основні зони. В I та III зоні як реактивна потужність Будеана, так і обмінна потужність не змінюються залежно від коефіцієнта пульсації. В зоні II реактивна потужність Будена відрізняється лише на 1,5–4% для коефіцієнтів пульсації відповідно 10, 20 та 30%, тоді як обмінна потужність відрізняється на 7–25%.

На рис. 2.11 можна виділити п'ять зон з точками перетину характеристик для відповідних коефіцієнтів пульсації. В зонах I, II, IV та V значення співвідношення  $Q_{OB}/S$  відрізняється не більше як на 1,5% для різних значень коефіцієнтів пульсації. Тоді як в III зоні розбіжність складає 5–7%.

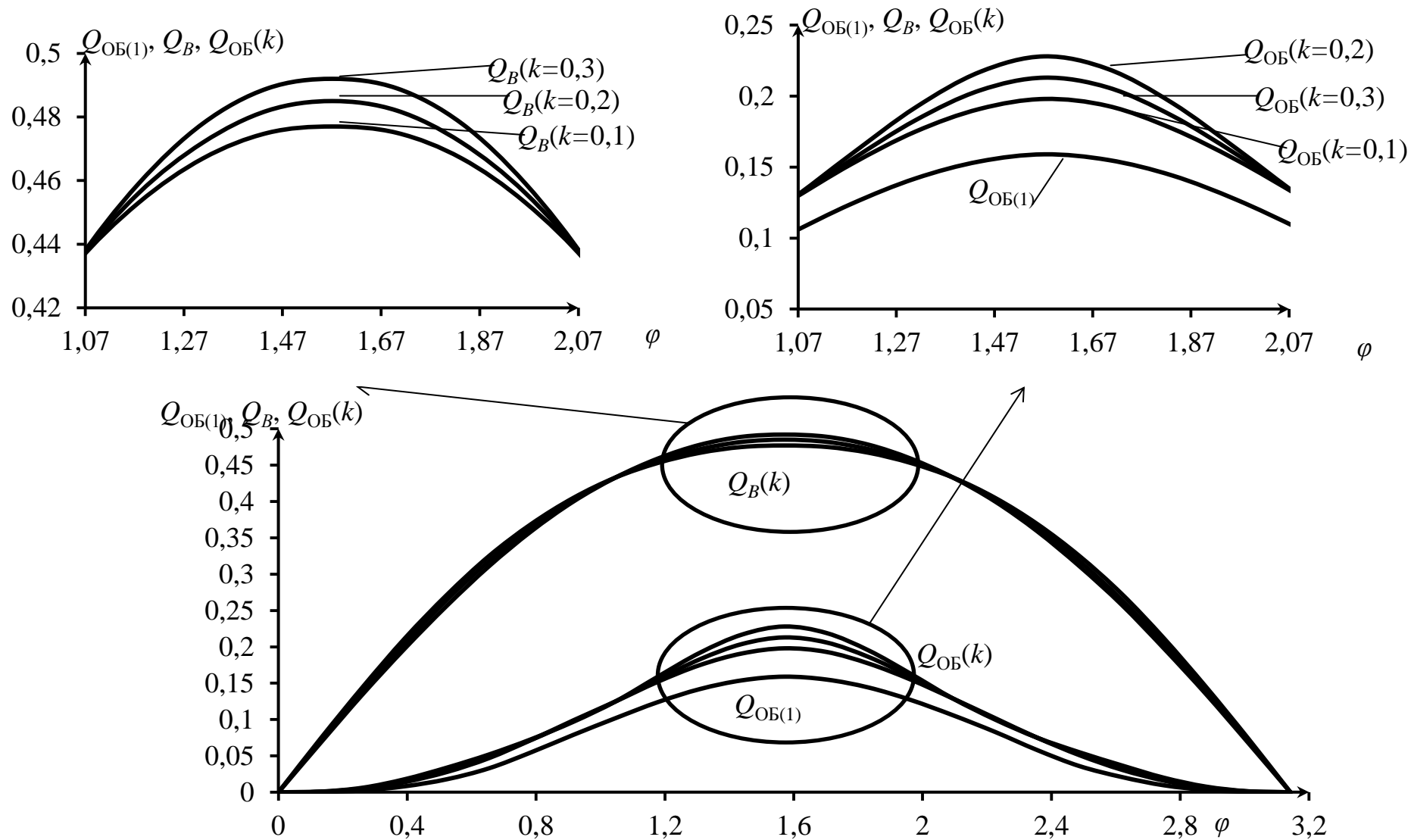


Рис. 2.12. Залежності  $Q_{OB(1)}, Q_B, Q_{OB(k)}$  від кута зсуву основної гармонічної складової у разі однакового гармонічного складу струму та напруги

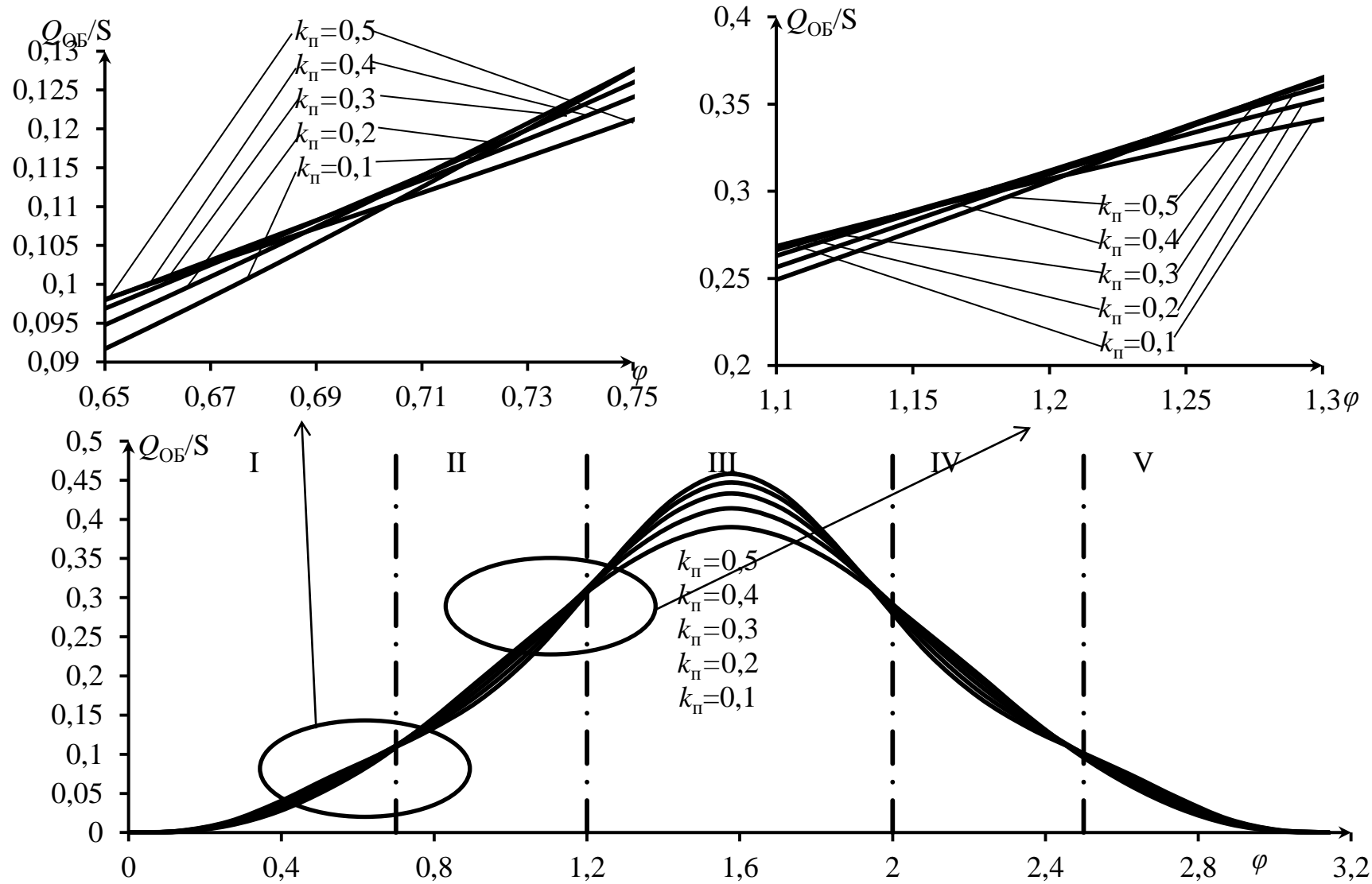


Рис. 2.13. Залежність відношення  $Q_{OB}/S$  від коефіцієнта пульсації та кута зсуву основної гармонічної складової у разі однакового гармонічного складу струму та напруги

## 2.2.2 Аналіз несинусоїдальних режимів у разі різнойменного спектра струму та напруги

Аналогічно як для однойменного спектра струму та напруги на прикладі моделі рис. 2.10 розглянемо різнойменний гармонічний склад струму та напруги у перетині  $A - A$ :

$$u(t) = U_{m1} \sin(\omega t) + U_{m3} \sin(3\omega t), \quad i(t) = I_{m1} \sin(\omega t + \varphi_i) + I_{m5} \sin(5\omega t + 5\varphi_i).$$

На рис. 2.8 – 2.10 наведено аналогічні залежності для різнойменного гармонічного складу, а на рис. 2.14 (як на рис. 2.11) наведено залежності реактивної потужності Будеана  $Q_B$  та обмінної потужності  $Q_{OB}$ ,  $Q_{OB(1)}$  для різних коефіцієнтів пульсації залежно від кута зсуву фаз між струмом та напругою  $\varphi$ . Також на рис. 2.5 явно можна виділити три основні зони. Проте на відміну від залежностей рис. 2.5 реактивної потужності Будеана  $Q_B$  не залежатиме від коефіцієнтів пульсації, оскільки буде рівною реактивній потужності за першою гармонікою:

$$Q_B = Q_1 + Q_3 + Q_5 = U_1 I_1 \sin(\varphi_1) + U_3 I_3 \sin(\varphi_3) + U_5 I_5 \sin(\varphi_5);$$

$$Q_B = U_1 I_1 \sin(\varphi_1) = Q_1, \quad (2.14)$$

де  $I_3 = 0$ ,  $U_5 = 0$ .

На рис. 2.6 та 2.7 наведено відношення реактивної потужності Будеана  $Q_B$  та обмінної потужності  $Q_{OB}$  до повної потужності  $S$ .

Залежності, наведені на рис. 2.15 та 2.16, також відрізняються від аналогічних залежностей, побудованих для випадку однакового гармонічного складу струмів та напруг. Залежності  $Q_{OB}/S$  та  $Q_B/S$  є аналогічними як для рис. 2.15 та 2.16. Як було зазначено раніше,  $Q_B$  не залежить від коефіцієнтів пульсації, проте на рис. 2.10 співвідношення  $Q_B/S$  залежить від коефіцієнтів пульсації. Це можна пояснити з таких співвідношень:

$$S = U \cdot I = \frac{U_1 I_1}{2} \sqrt{(1 + k_{U3}^2)(1 + k_{I5}^2)}; \quad \frac{Q_B}{S} = \frac{2 \sin(\varphi_1)}{\sqrt{(1 + k_{U3}^2)(1 + k_{I5}^2)}}. \quad (2.15)$$

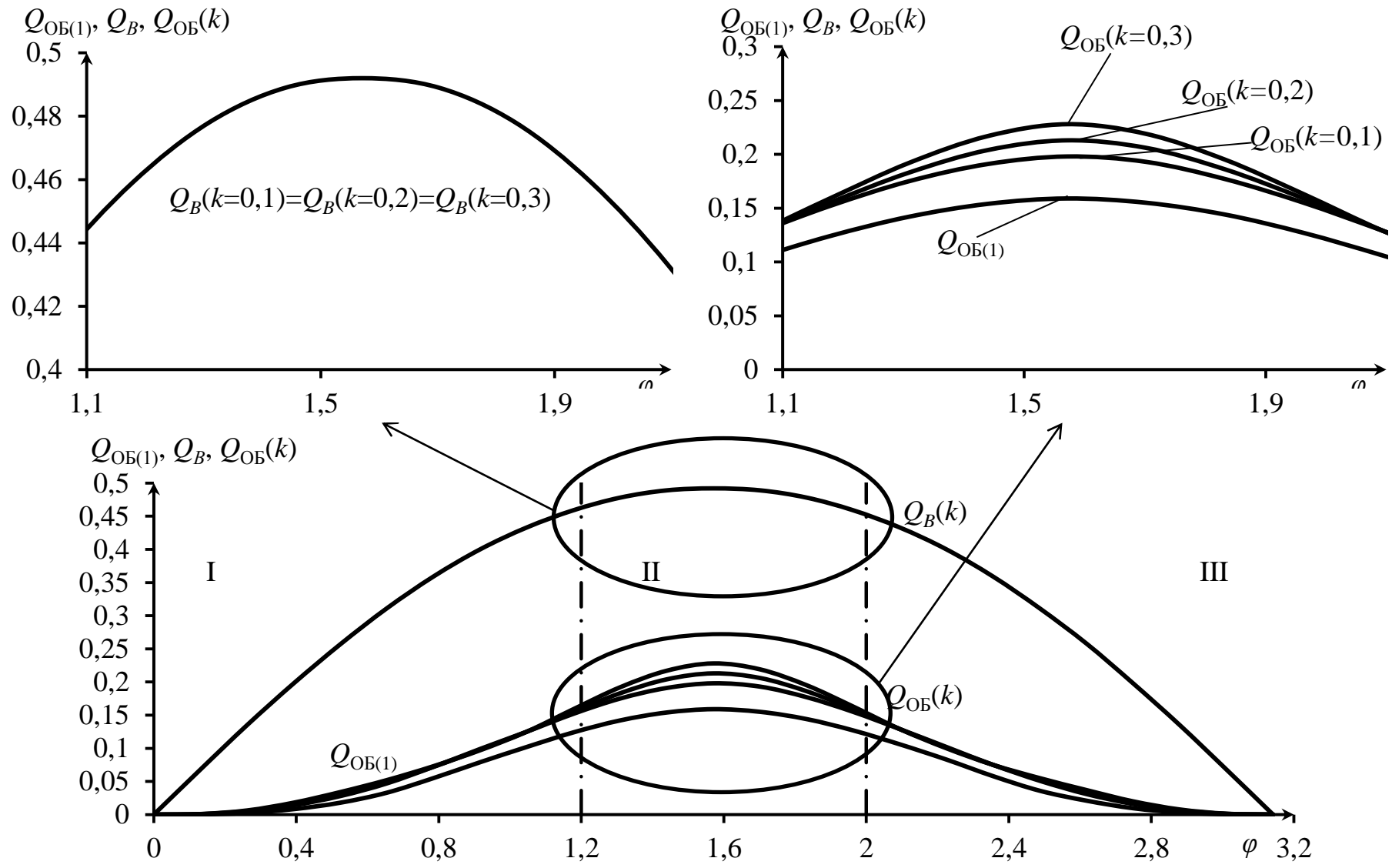


Рис. 2.14. Залежності  $Q_{OB(1)}, Q_B, Q_{OB(k)}$  від кута зсуву основної гармонічної складової у разі різного гармонічного складу струму та напруги

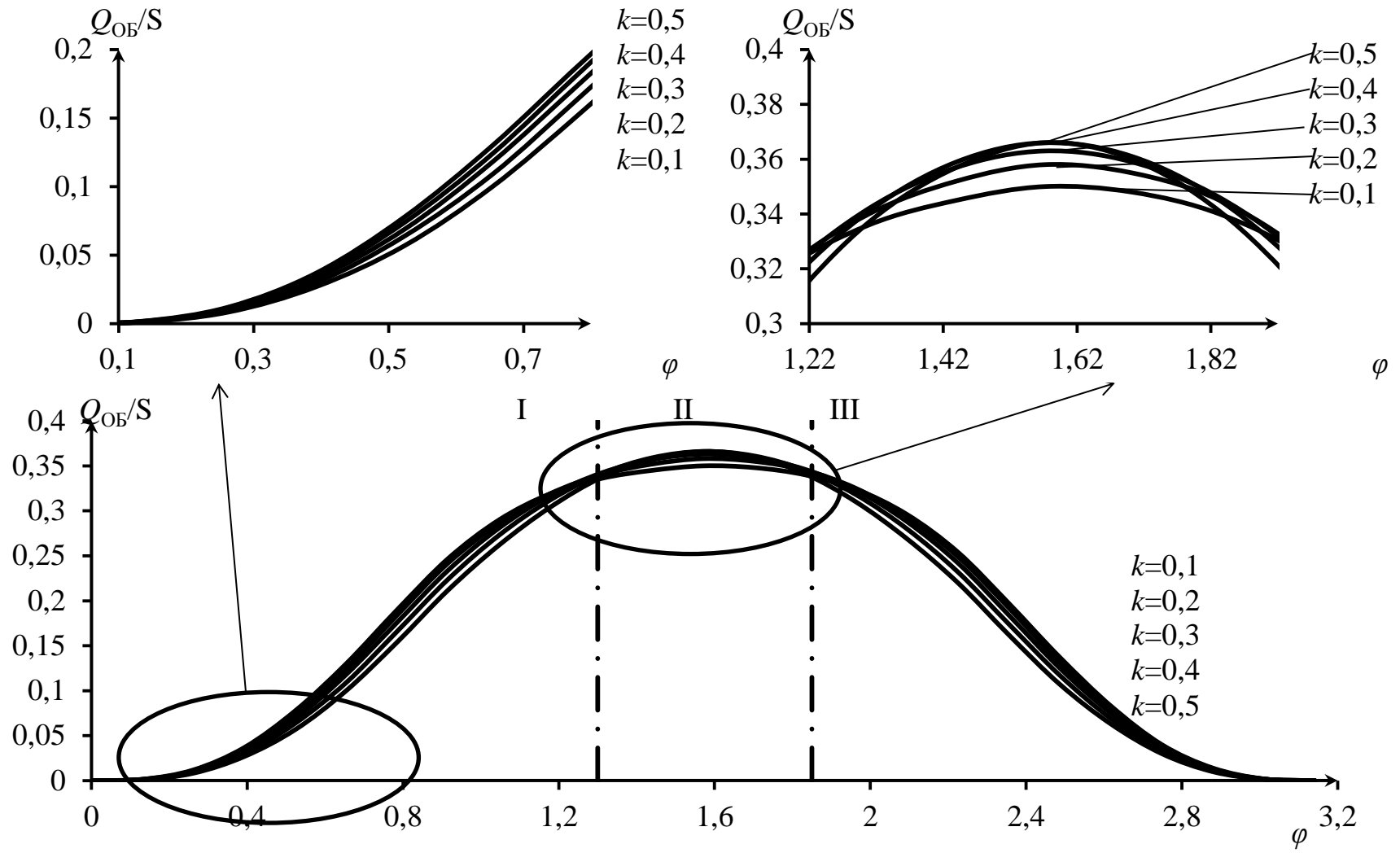


Рис. 2.15. Залежність відношення  $Q_{OB}/S$  від коефіцієнта пульсації та кута зсуву основної гармонічної складової у разі різного гармонічного складу струму та напруги

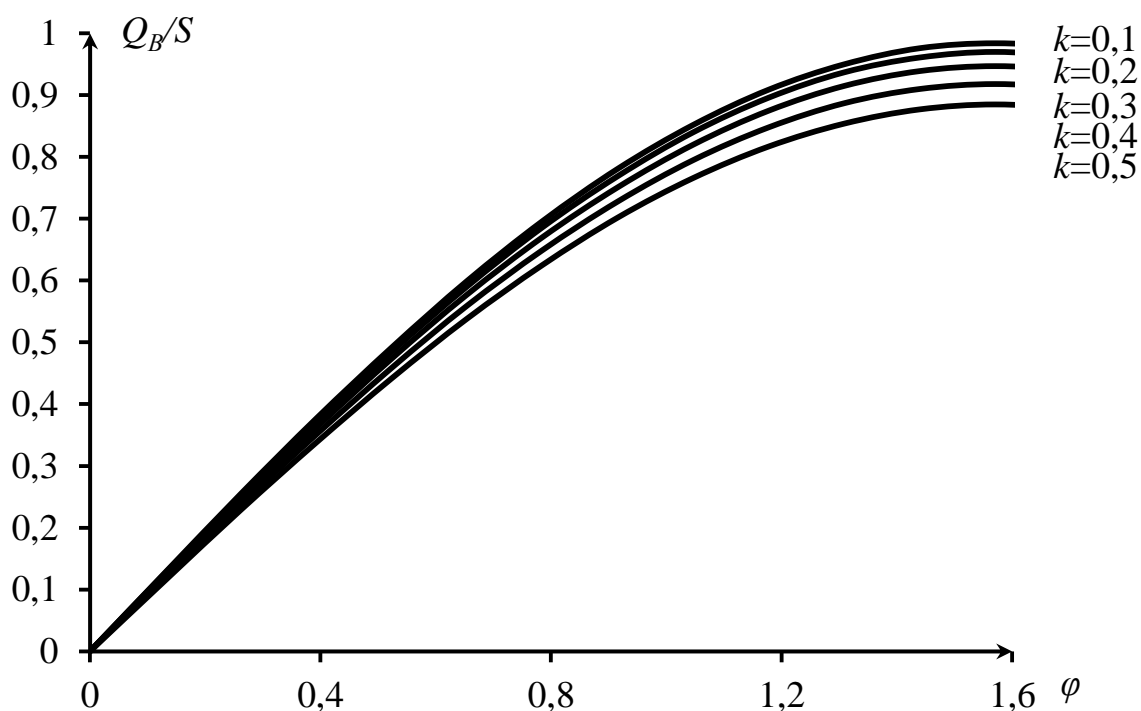


Рис. 2.16. Залежність відношення  $Q_B/S$  від коефіцієнта пульсації та кута зсуву основної гармонічної складової у разі різного гармонічного складу струму та напруги

Зі співвідношення (2.15) видно, що залежність  $Q_B/S$  буде синусоїдальна, амплітуда якої зменшуватиметься у разі зростання коефіцієнтів пульсації. Аналітичні співвідношення підтверджуються графіками, зображеними на рис. 2.16. У випадку різнойменного гармонічного складу струму  $i(t)$  та напруги  $u(t)$  реактивна потужність Будеана  $Q_B$  на відміну від обмінної потужності  $Q_{OB}$  не дає змоги оцінити вплив несинусоїдальності на втрати електричної енергії. У разі порівняння графіків, які відображають співвідношення  $Q_B/S$  для однойменного (рис. 2.13) та різноймінного (рис. 2.16) гармонічного складу струму та напруги, видно, що навіть при різнойменному складі, коли реактивна потужність Будеана  $Q_B$  рівна реактивній потужності за першою гармонікою  $Q_1$ , показник  $Q_B/S$  дає змогу оцінити рівень електричних втрат.

## 2.3 Аналіз впливу імпульсних завад на роботу елементів ЛСЕСП

Однією з ключових проблем роботи ЛСЕСП з джерелами РГ є наявність великої кількості перетворювальних пристроїв, що призводять до появи різних кондуктивних завад. Через дію завад змінюється графік навантажувальної, передаточної характеристик, коливаються діючі значення робочого струму та амплітуди. Порушення функціонування електротехнічних засобів, як і завад, неможливо передбачити. Це можна пояснити як наявністю великої кількості механізмів, що викликають завади, так і статичним характером завадостійкості у більшості електротехнічних пристроїв. Чим більша потужність використаного перетворювача, тим більші завади він вносить в ЛСЕСП, тому необхідно докладно дослідити питання впливу періодичних та випадкових імпульсних завад на роботу ЛСЕСП [1–4].

### 2.3.1 Оцінка обмінних процесів у разі впливу періодичних кондуктивних завад

Кондуктивні завади за тривалістю та регулярністю можуть бути безперервними (стаціонарними), короткотривалими, регулярними та випадковими. Стаціонарні кондуктивні завади легко передбачити та з ними простіше боротися. Для спрощення оцінки впливу завад необхідно визначити найбільш оптимальний спосіб їх математичного представлення. Аналіз форми представлення кондуктивної завади проведемо на прикладі макромоделі (рис. 2.4), де джерело напруги виступає в ролі еквівалентного генератора  $u(t)$ , а джерело струму – еквівалентного джерела періодичної завади  $J(t)$ . Розглянемо чотири варіанти форми періодичної завади, які зображені на рис. 2.17 за умови, що напруга еквівалентного генератора синусоїдальна  $u(t) = U_m \sin(\omega t)$  [134]:

- синусоїдальна:

$$J(t) = I_m \sin(\omega t + \varphi_i);$$

- трикутна форма завади (рис. 2.13а):

$$J(t) = \frac{8I_m}{\pi^2} \sum_{k=1}^N \frac{(-1)^{k+1} \sin((\omega t + \varphi_i)(2k-1))}{(2k-1)^2};$$

– прямокутна форма завади (рис. 2.13б):

$$J(t) = \frac{4I_m}{\pi} \sum_{k=1}^N \frac{\sin((\omega t + \varphi_i)(2k-1))}{(2k-1)};$$

– трапецеїдальна форма завади (рис. 2.13в):

$$J(t) = \frac{4I_m}{\alpha \cdot \pi} \sum_{k=1}^N \frac{\sin(\alpha(2k-1)) \sin((\omega t + \varphi_i)(2k-1))}{(2k-1)^2},$$

де  $\alpha$  – глибина трапеції.

Залежність миттєвих характеристик активної  $p(t)$  та обмінної  $q_{\text{ОБ}}(t)$  потужностей від форми представлення завади зображено на рис. 2.17 (трикутна – рис. 2.17а; прямокутна – рис. 2.17б; трапецеїдальна – рис. 2.17в).

Використовуючи співвідношення (1.19) визначимо обмінні потужності  $Q_{\text{ОБ}}$  для кожного з чотирьох варіантів та побудуємо їх залежності від кута зсуву фаз між струмом та напругою (рис. 2.18). В табл. 2.2 наведено розрахункові формули для визначення обмінної потужності  $Q_{\text{ОБ}}$  та реактивної складової струму  $i_p(t)$  залежно від форми імпульсу періодичної завади.

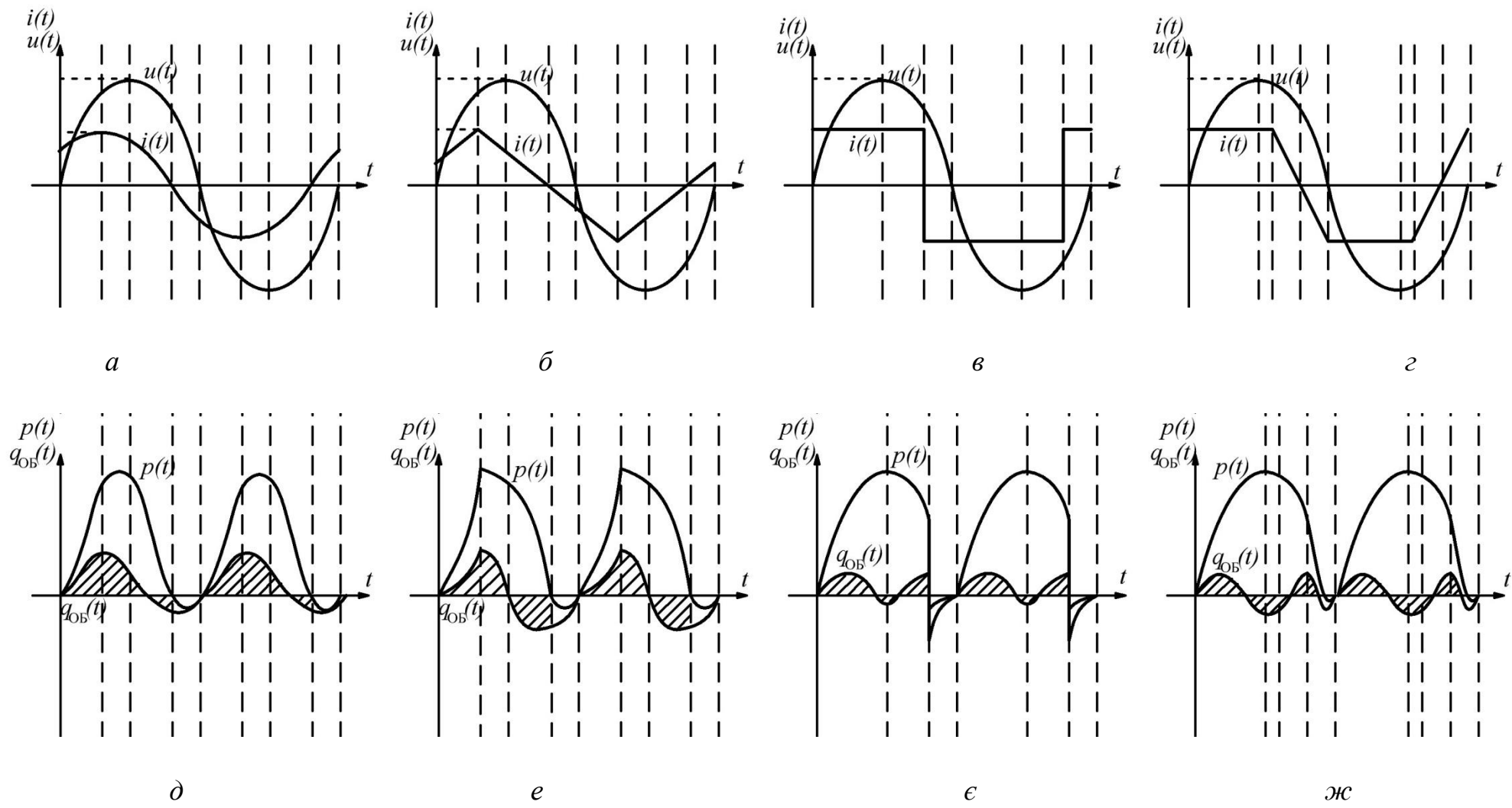


Рис. 2.17. Миттєві значення активної та обмінної потужностей залежно від форми

Таблиця 2.2

№ з/п	Форма періодичної завади	Формула визначення реактивної складової струму $i_p(t)$	Формула визначення обмінної потужності $Q_{\text{Об}}$
1	Синусоїдальна	$I_m \cos(\omega t) \sin(\varphi_i)$	$\frac{U_m I_m}{8\pi} (3\sin(\varphi_i) - \sin(3\varphi_i))$
2	Трикутна	$\frac{8I_m}{\pi^2} \sum_{k=1}^N \frac{(-1)^{k+1} \sin((\omega t + \varphi_i)(2k-1))}{(2k-1)^2} -$ $-I_m \sin(\omega t) \cos(\varphi_i)$	$\frac{U_m I_m}{\pi} \left( \sum_{k=1}^N \left[ \frac{(-1)^{k-1}}{\pi^2} \cdot \frac{\sin((2k-1)\varphi_i) - (2k-1)\sin(\varphi_i)}{(2k-1)^2(k-1)k} \right] - \right.$ $\left. - \frac{\cos(\varphi_i) - \cos^2(\varphi_i)}{2} \right)$
3	Прямокутна	$\frac{4I_m}{\pi} \sum_{k=1}^N \frac{\sin((\omega t + \varphi_i)(2k-1))}{(2k-1)} -$ $-I_m \sin(\omega t) \cos(\varphi_i)$	$\frac{U_m I_m}{2\pi} \left( \sum_{k=1}^N \left[ \frac{\sin((2k-1)\varphi_i) - (2k-1)\sin(\varphi_i)}{(2k-1)(k-1)k\pi} \right] - \right.$ $\left. - \cos(\varphi_i) + \cos^2(\varphi_i) \right)$
4	Трапецеїдальна	$\frac{4I_m}{\alpha \cdot \pi} \sum_{k=1}^N \frac{\sin(\alpha(2k-1)) \sin((\omega t + \varphi_i)(2k-1))}{(2k-1)^2} -$ $-I_m \sin(\omega t) \cos(\varphi_i)$	$\frac{U_m I_m}{2\pi} \left( \sum_{k=1}^N \left[ \frac{\sin(\alpha(2k-1))}{\pi\alpha} \cdot \frac{\sin((2k-1)\varphi_i) - (2k-1)\sin(\varphi_i)}{(2k-1)^2(k-1)k} \right] - \right.$ $\left. - \cos(\varphi_i) + \cos^2(\varphi_i) \right)$

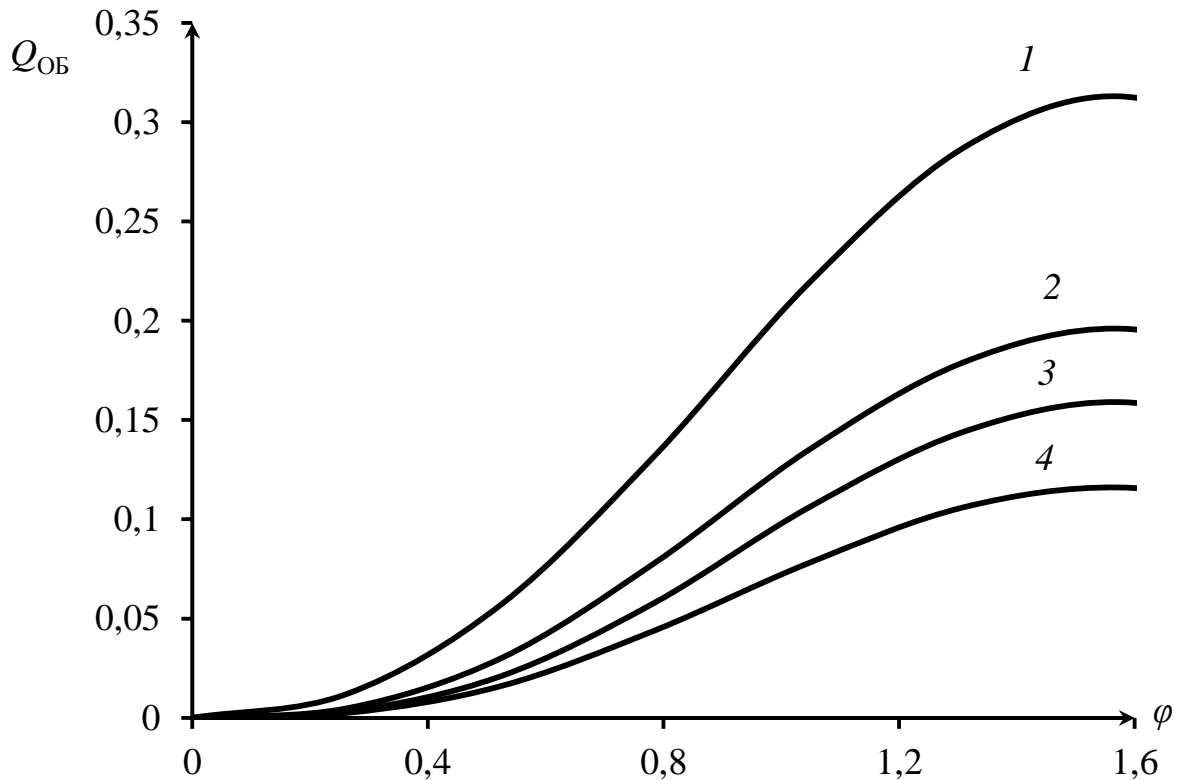


Рис. 2.18. Залежність  $Q_{\text{об}}$  від кута зсуву між синусоїдальною напругою та імпульсами різної форми

З рис. 2.18 видно, що найбільших значень досягає обмінна потужність для прямокутного періодичного імпульсу, а найменшого – для трикутного. Це пояснюється тим, що площа трикутника менша за площу синусоїди, трапеції та прямокутника для однакових амплітуди  $I_m$ , частоти  $\omega$  та фази  $\varphi_i$ .

### 2.3.2 Аналіз впливу прямокутних імпульсних завад різної тривалості

Припускаючи, що напруга, генерована джерелами живлення в перетині (рис. 2.10), синусоїдальна, а завади у вигляді періодичних імпульсів різної тривалості та з різною початковою фазою, побудуємо миттєві

характеристики напруги  $u(t)$ , струму  $i(t)$  та активної потужності  $p(t)$  для двох довільних варіантів тривалості періодичної імпульсної завади:

- зсув фаз між струмом та напругою рівний нулю  $\varphi = 0$ , а тривалість імпульсів  $\tau = T/4$  (рис.2.19а);

- зсув фаз між струмом та напругою не рівний нулю  $\varphi \neq 0$ , а тривалість імпульсів  $\tau = T/12$  (рис.2.19б);

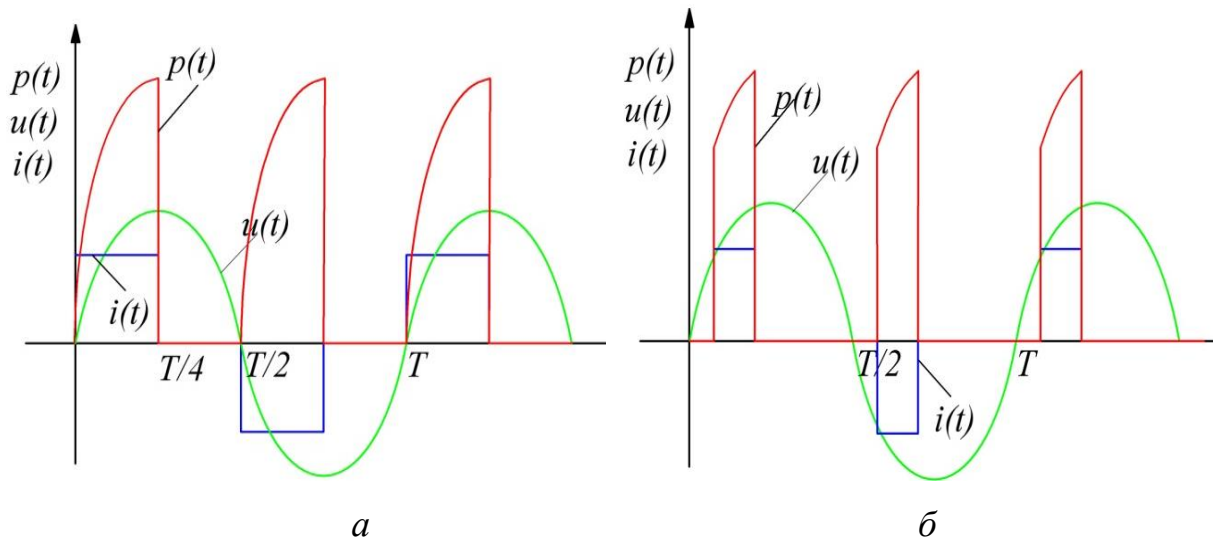


Рис. 2.19. Накладення струму імпульсної завади різної тривалості на синусоїдальну напругу

Аналогічно випадку дії прямокутної періодичної завади (рис. 2.17б, д) запишемо розподіл сигналів напруги та струму періодичної імпульсної завади різної тривалості  $\tau$  для випадків, коли зсув фаз між струмом та напругою рівний нулю  $\varphi = 0$  та не рівний нулю  $\varphi \neq 0$  (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Джерело	$\varphi = 0$	$\varphi \neq 0$
$u(t)$	$U_m \sin(\omega t)$	
$i(t)$	$\begin{cases} I_m, & 0 \leq t < \tau \\ -I_m, & \frac{T}{2} \leq t < \frac{T}{2} + \tau \\ 0, & \tau \leq t < \frac{T}{2}, \frac{T}{2} + \tau \leq T \end{cases}$	$\begin{cases} I_m, & \frac{\varphi T}{2\pi} \leq t < \frac{\varphi T}{2\pi} + \tau \\ -I_m, & \frac{T}{2\pi}(\pi + \varphi) \leq t < \frac{T}{2\pi}(\pi + \varphi) + \tau \\ 0, & 0 \leq t < \frac{\varphi T}{2\pi}, \frac{\varphi T}{2\pi} + \tau \leq t < \frac{T}{2\pi}(\pi + \varphi), \frac{T}{2\pi}(\pi + \varphi) \leq t < T \end{cases}$

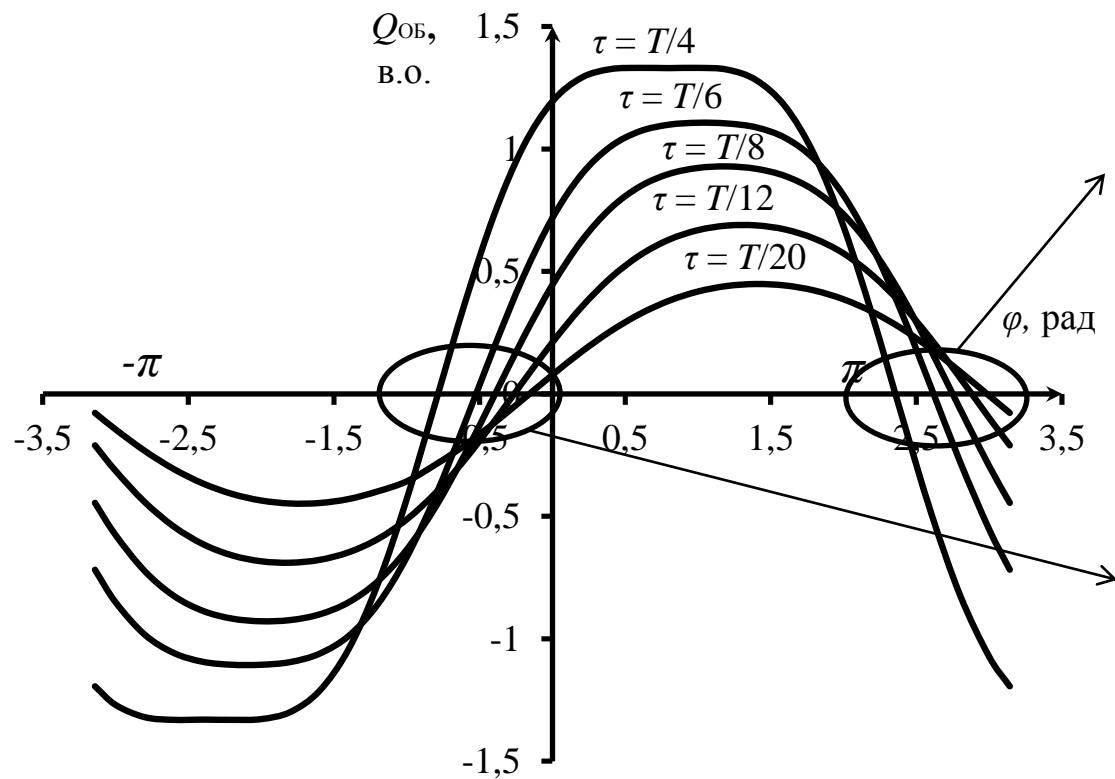


Рис. 2.20. Залежність обмінної потужності від кута зсуву фаз у разі різної тривалості імпульсу

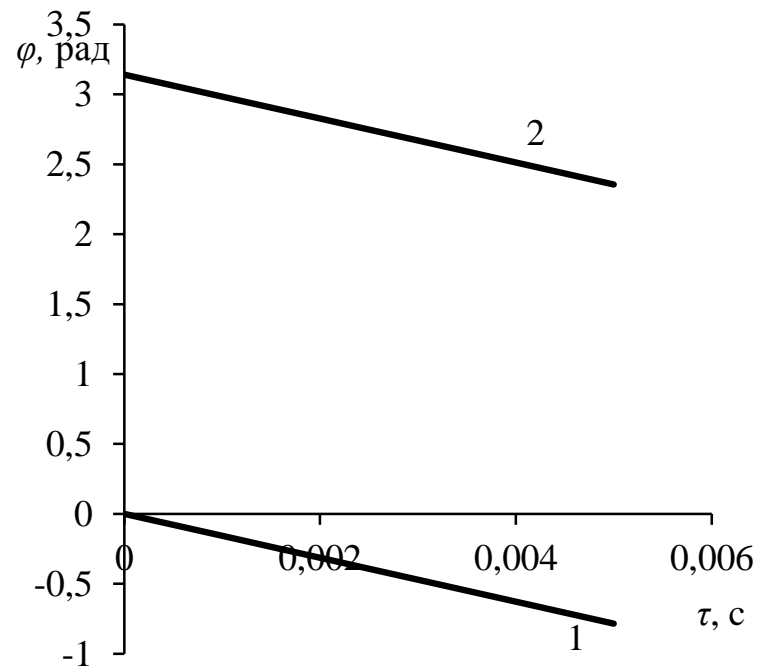


Рис. 2.21. Множини кутів, за яких обмінна потужність відсутня  $Q_{об} = 0$

Отримані дані дали змогу провести аналіз рівномірних періодичних різних за формою збурювальних сигналів та надали базу для проведення аналізу періодичних нерівномірних імпульсних збурювальних сигналів на генератор. На рис. 2.20 наведено графічні залежності обмінної потужності від кута зсуву фаз у разі дії різних за тривалістю імпульсних сигналів заваду межах від  $T/20$  до  $T/4$ .

У разі аналізу графіків, зображених на рис. 2.20, можна побачити, що точки рівності нулю обмінної потужності за різних кутів зсуву фаз та тривалості імпульсу не співпадають, а утворюють дві несиметричні відносно нуля множини. Побудувавши ці множини відносно до тривалості імпульсної завади  $\tau$  (рис. 2.21), ми отримали дві паралельні лінії, що відповідають множинам 1 – від’ємних значень кута зсуву фаз  $\varphi$  та 2 – додатних.

За допомогою характеристики, зображеної на рис. 2.21, можна визначати оптимальний режим роботи конкретного генератора, знаючи характер збурювальної дії та тривалість імпульсів. Характеристики, зображені на рис. 2.21, є універсальними для випадку синусоїдальної (умовно синусоїдальної) напруги в еквівалентному перетині ЛСЕП і дають змогу виконувати прогнозування обмінних процесів з певним рівнем допущень. Значення кута зсуву фаз при  $Q_{\text{об}} = 0$  не залежить від значень еквівалентних амплітуд живлячої напруги  $U_m$  та струму  $I_m$  в перетині

## 2.4 Аналіз особливостей роботи елементів ЛСЕП з магнітними зв’язками

Будь-яка ЛСЕП є сукупністю джерел електроенергії, систем перетворення, розподілу, транспортування та споживання електричної енергії. Одним з прикладів перетворювача електричної енергії є трансформатор. Конструктивно трансформатори виконані так, що котушки намотуються на один сердечник і працюють за рахунок електромагнітних явищ. За протікання електричного струму в первинній котушці створюється магнітний потік, який пронизує і витки вторинної котушки. Магнітний потік, пронизуючи первинну обмотку, наводить у ній ЕРС самоіндукції, а пронизуючи вторинну обмотку, наводить в ній ЕРС взаємоіндукції.

Подібні явища також матимуть місце в провідниках зі струмом, розташованих досить близько один до одного.

### 2.4.1 Оцінка обмінних процесів у перетинах первинного та вторинного кіл трансформатора

У першому розділі зазначено, що процеси, які протікають у магнітопов'язаних елементах, мають ряд особливостей. Постає питання, як протікатимуть обмінні процеси у разі роботи трансформатора, приклад ЛСЕП зображено на рис. 2.22. Розглянемо обмінні процеси, які протікають у перетинах первинної  $A-A$  та вторинної  $B-B$  обмоток трансформатора з врахуванням електромагнітних явищ.

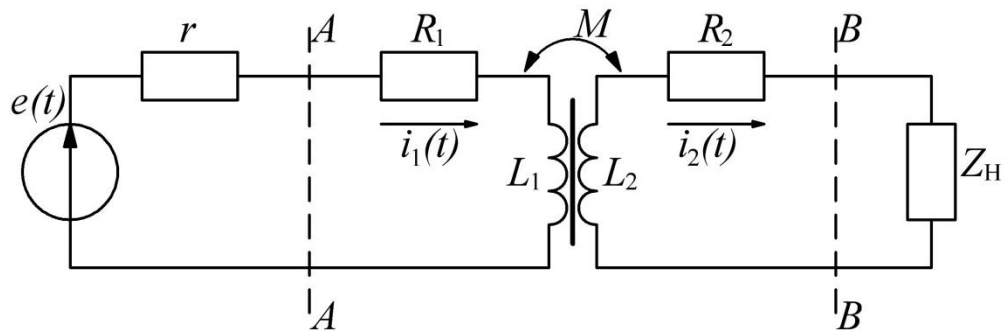


Рис. 2.22. Схема ЛСЕП з трансформатором

Система рівнянь, що описує ЛСЕП, яка складається з еквівалентного джерела електроенергії  $e(t)$  та підключеного до нього активно-індуктивного навантаження  $Z_H$ , підключених за допомогою трансформатора (рис. 2.22), матиме вигляд

$$\begin{cases} \dot{E} = \underline{Z}_1 \cdot \dot{I}_1 - jX_k \dot{I}_2 \\ 0 = -jX_k \cdot \dot{I}_1 + j\underline{Z}_2 \dot{I}_2 \end{cases} \quad (2.16)$$

де  $\underline{Z}_1 = (j\omega L_1 + R_1 + r)$ ,  $\underline{Z}_2 = (j\omega L_2 + R_2 + R_H)$  – еквівалентні опори відповідно первинного та вторинного кіл;  $X_k = k\omega\sqrt{L_1 L_2}$  – опір взаємоіндукції первинної та вторинної обмоток трансформатора.

У разі розв'язання системи рівнянь (2.16) можна визначити струми на первинній  $\dot{I}_1$  та вторинній  $\dot{I}_2$  стороні трансформатора:

$$\begin{cases} \dot{i}_2 = \frac{-jX_k \dot{E}}{X_k^2 + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2} \\ \dot{i}_1 = \frac{\dot{E} \cdot \underline{Z}_2}{X_k^2 + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2} \end{cases} \quad (2.17)$$

Виділимо активні та реактивні складові струмів у первинному та вторинному колі:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = F_1(k) \\ \dot{I}_2 = F_2(k) \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \dot{I}_1(k) = \dot{I}_{1a}(k) + j\dot{I}_{1p}(k) \\ \dot{I}_2(k) = \dot{I}_{2a}(k) + j\dot{I}_{2p}(k) \end{cases};$$

$$\begin{cases} \dot{i}_1 = \frac{\dot{E} \cdot [k^2 A_1 + B_1]}{k^4 C + k^2 D + F} + j \frac{\dot{E} \cdot [k^2 A_2 + B_2]}{k^4 C + k^2 D + F} \\ \dot{i}_2 = \frac{\dot{E} \cdot k \cdot A_3}{k^4 H + k^2 G + Y} + j \frac{\dot{E} \cdot [k^3 A_4 + k \cdot B_4]}{k^4 H + k^2 G + Y} \end{cases} \quad (2.18)$$

У результаті переходу від комплексної форми до миттєвих значень отримаємо

$$\begin{cases} i_1(t, k) = i_{1a}(t, k) + i_{1p}(t, k) \\ i_2(t, k) = i_{2a}(t, k) + i_{2p}(t, k) \end{cases} \quad (2.19)$$

Визначаємо обмінні потужності у відповідних перетинах системи [29, 30, 42, 43, 46]:

$$\begin{cases} Q_{\text{ОБА-А}}(k) = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u_{A-A}(t, k) i_{1p}(t, k) dt \\ Q_{\text{ОБВ-В}}(k) = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u_{B-B}(t, k) i_{2p}(t, k) dt \end{cases} \quad (2.20)$$

Виходячи з виразів (2.20) обмінна потужність у перетині системи з електромагнітним перетворювачем залежить від рівня магнітного зв'язку між

первинною та вторинною обмотками. Залежності  $Q_{\text{ОБА-А}}(k)$  та  $Q_{\text{ОБВ-В}}(k)$  наведено на рис. 2.23 та 2.24 відповідно.

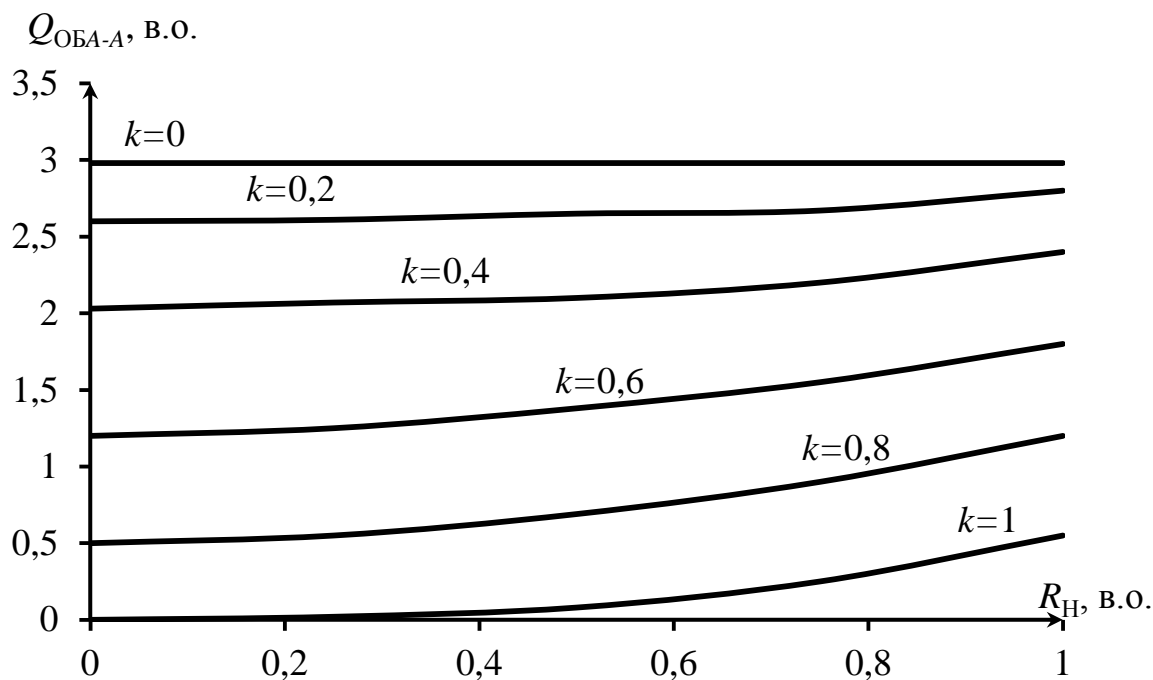


Рис. 2.23. Залежність обмінної потужності в перетині первинного кола трансформатора від коефіцієнта зв'язку

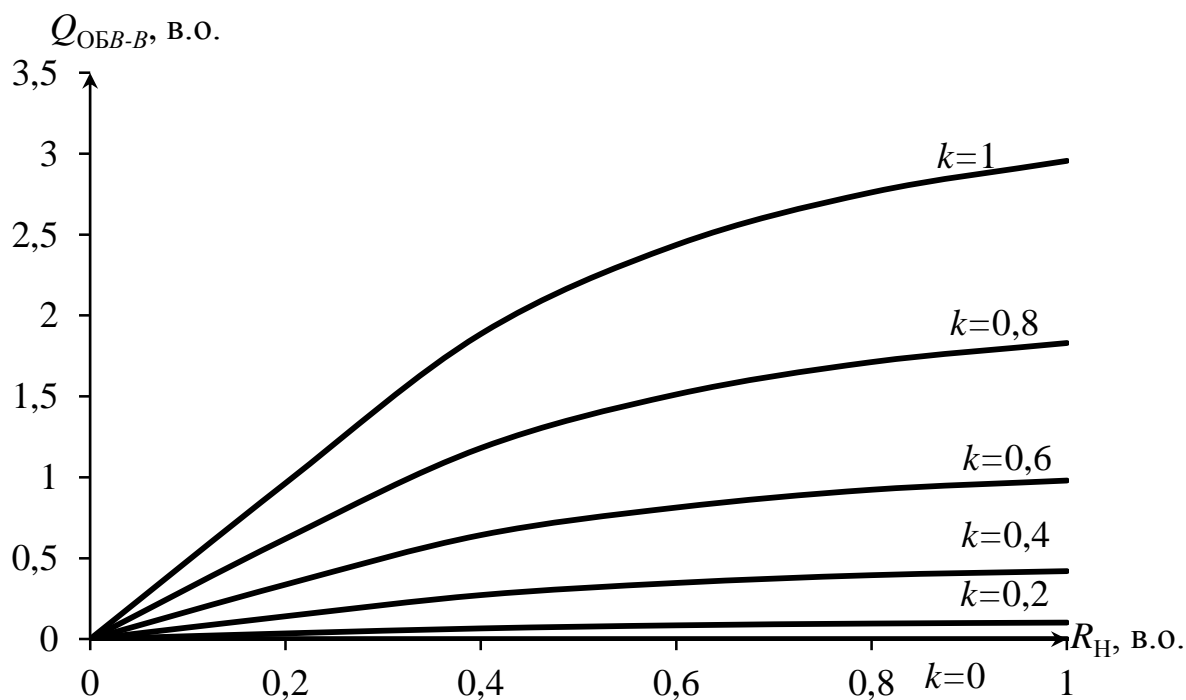


Рис. 2.24 Залежність обмінної потужності в перетині вторинного кола трансформатора від коефіцієнта зв'язку

З рис. 2.23 та 2.24 видно, що інтенсивність протікання обмінних процесів зі зростанням коефіцієнта зв'язку в первинному колі знижується, а у вторинному – зростає. Функція  $Q_{ОБА-А}(k)$  від опору навантаження у разі  $k = 0$  є лінійною, проте у разі зростання коефіцієнта до  $k = 1$  графіки стають криволінійними та нахиленими до осі на деякий кут. Тоді як графіки функції  $Q_{ОБВ-В}(k)$  стають прямолінійними з наближенням коефіцієнта зв'язку до  $k = 1$ .

Отже, для будь-яких значень коефіцієнта зв'язку та навантаження  $Q_{ОБА-А}(k) \neq Q_{ОБВ-В}(k)$ . Позначимо різницю цих потужностей як

$$\Delta Q_{ОБ}(k) = Q_{ОБВ-В}(k) - Q_{ОБА-А}(k). \quad (2.21)$$

Різниця  $\Delta Q_{ОБ}(k)$  є суттєвою і характеризує реальні втрати потужності в трансформаторі. Аналогічно можна проаналізувати обмінні процеси в системах з іншими перетворювачами електроенергії.

#### 2.4.2 Аналіз впливу джерела несинусоїдальної напруги на роботу ЛСЕС з магнітопов'язаними елементами

Як було зазначено, поява вищих гармонік та коливання частоти призводять до насичення магнітопроводів трансформаторів та електричних машин. Оскільки принцип роботи трансформаторів заснований на законах електромагнітної індукції, то для уточнення характеристик обмінних процесів розглянемо особливості роботи магнітопов'язаних елементів. Розглянемо схему на рис. 2.10 будуть задані у вигляді несинусоїдальної напруги

$$u(t) = u_1(t) + u_{(v)}(t) = U_m \sin(\omega t) + k_{U(v)} U_m \sin(v\omega t)$$

За законом Ома струм першої та  $v$ -ї гармонік визначатиметься з виразів:

$$i_{(1)}(t) = \frac{U_m \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right)}{\omega(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})}; \quad i_{(v)}(t) = \frac{U_m k_{U(v)} \sin\left(v\omega t - \frac{v\pi}{2}\right)}{\omega v(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})} \quad (2.22)$$

Відповідно реактивні складові струму першої та 3-ї гармонік з використанням виразу (1.19) має вигляд

$$i_{p(1)}(t) = \frac{-\sqrt{2}U_m \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{4}\right)}{\omega(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})}; \quad i_{p(3)}(t) = \frac{-\sqrt{2}U_m k_{U(3)} \sin\left(3\omega t - \frac{3\pi}{4}\right)}{\omega 3(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})} \quad (2.23)$$

Зі співвідношення (1.19) визначається обмінна потужність для першої гармоніки:

$$\begin{aligned} Q_{\text{об}(1)} &= \frac{2}{T} \int_0^{\frac{\varphi}{\omega}} u_{(1)}(t) i_{p(1)}(t) dt = \\ &= \frac{\sqrt{2}U_m^2 \cdot a_0}{4\omega\pi(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})}. \end{aligned} \quad (2.24)$$

Обмінна потужність залежно від коефіцієнта магнітного зв'язку та коефіцієнта несинусоїдальності при  $\nu = 3$ :

$$\begin{aligned} Q_{\text{об}} &= \frac{2}{T} \int_0^{\frac{\varphi}{\omega}} u(t) i_p(t) dt = \frac{2}{T} \int_0^{\frac{\varphi}{\omega}} (u_{(1)}(t) + u_{(3)}(t)) (i_{p(1)}(t) + i_{p(3)}(t)) dt = \\ &= \frac{\sqrt{2}U_m^2 (a_0 + a_1 \cdot k_{U(3)} + a_2 k_{U(3)}^2)}{4\omega\pi(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})}. \end{aligned} \quad (2.25)$$

Обмінна потужність залежно від коефіцієнта магнітного зв'язку та коефіцієнта несинусоїдальності в загальному випадку:

$$\begin{aligned} Q_{\text{об}} &= \frac{1}{T} \int_0^{t^+} \sum_{i=1}^N u_i(t) \sum_{j=1}^N i_{p_j}(t) dt = \\ &= \frac{\sqrt{2}U_m^2 \left( a_0 + a_1 \cdot \sum_{j=2}^N a_j k_{(j)} + \sum_{i=2}^N a_i k_{(i)} \sum_{j=2}^N a_j k_{(j)} \right)}{4\omega\pi(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})}. \end{aligned} \quad (2.26)$$

Відповідно до формули (1.20) реактивну потужність за першою, третьою гармонікою та потужність Будеана залежно від коефіцієнта магнітного зв'язку можна записати у вигляді

$$Q_1 = \frac{U_m^2}{2\omega(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})}; \quad Q_3 = \frac{-U_m^2 k_{U(3)}^2}{6\omega(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})}; \quad (2.27)$$

$$Q_B = Q_1 + Q_3 = \frac{U_m^2(3 - k_{U(3)}^2)}{6\omega(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})}. \quad (2.28)$$

Відношення обмінної потужності до реактивної потужності першої гармоніки має вигляд

$$\begin{aligned} \frac{Q_{\text{ОБ}(1)}}{Q_1} &= \frac{\frac{-\sqrt{2}U_m^2}{4\omega\pi(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})} \left( (\omega\pi - 1)\sqrt{2} - 2\sin(\omega\pi - \frac{\pi}{4}) \right)}{\frac{U_m^2}{2\omega(L_1 + L_2 \pm k_\mu \sqrt{L_1 L_2})}} = \\ &= \frac{\sqrt{2}}{2\pi} \left( 2\sin(\omega\pi - \frac{\pi}{4}) - (\omega\pi - 1)\sqrt{2} \right) = \frac{\sqrt{2} \sin(\omega\pi - \frac{\pi}{4}) - (\omega\pi - 1)}{\pi}. \quad (2.29) \end{aligned}$$

Аналогічно визначимо відношення обмінної потужності та реактивної потужності Будаєна:

$$\begin{aligned} \frac{Q_{\text{ОБ}}}{Q_B} &= \frac{6\sqrt{2} \left( 2\sin(\omega\pi - \frac{\pi}{4}) - (\omega\pi - 1)\sqrt{2} \right)}{4\pi(3 - k_{U(3)}^2)} - \\ &- \frac{\sqrt{2}k_{U(3)} \left( 6\sin(\omega\pi + \frac{\pi}{4}) - 3\sin(2\omega\pi - \frac{\pi}{4}) + 2\sin(\omega\pi - \frac{3\pi}{4}) - \sin(\omega\pi - \frac{\pi}{4}) - 4\sqrt{2} \right)}{4\pi(3 - k_{U(3)}^2)} + \\ &+ \frac{3\sqrt{2}k_{U(3)}^2 \left( 2\sin\left(6\omega t - \frac{3\pi}{4}\right) - (9\pi\omega - 1)\sqrt{2} \right)}{4\pi(3 - k_{U(3)}^2)}. \quad (2.30) \end{aligned}$$

За допомогою наведених формул (2.23) – (2.27) можна розрахувати залежність обмінних процесів та коефіцієнтів пульсації з врахуванням магнітного зв'язку елементів ЛСЕП. На базі наведених співвідношень розглянемо взаємний вплив двох генераторів, що живлять одне навантаження, підключене через трансформатор (рис. 2.22). Параметри генераторів у частотній та комплексній формах в несинусоїдальному режимі матимуть вигляд

$$e_1(t) = E_{m(1)} \sin(\omega t) + E_{m(3)} \sin(3\omega t) = E_{m(1)} \sin(\omega t) + k_{U(3)} E_{m(1)} \sin(3\omega t);$$

$$e_2(t) = (E_{m(1)} + \Delta E) \sin(\omega t + \delta) + k_{U(3)} (E_{m(1)} + \Delta E) \sin(3\omega t + 3\delta);$$

$$\dot{E}_{1(v)} = k_{U(v)} E_{m(1)}; \quad \dot{E}_{2(v)} = k_{U(v)} (E_{m(1)} + \Delta E) e^{\delta v}.$$

На рис. 2.22 наведено еквівалентну схему з магнітними зв'язками між котушками (рис. 2.22а) та еквівалентну схему заміщення без магнітних зв'язків (рис. 2.22б).

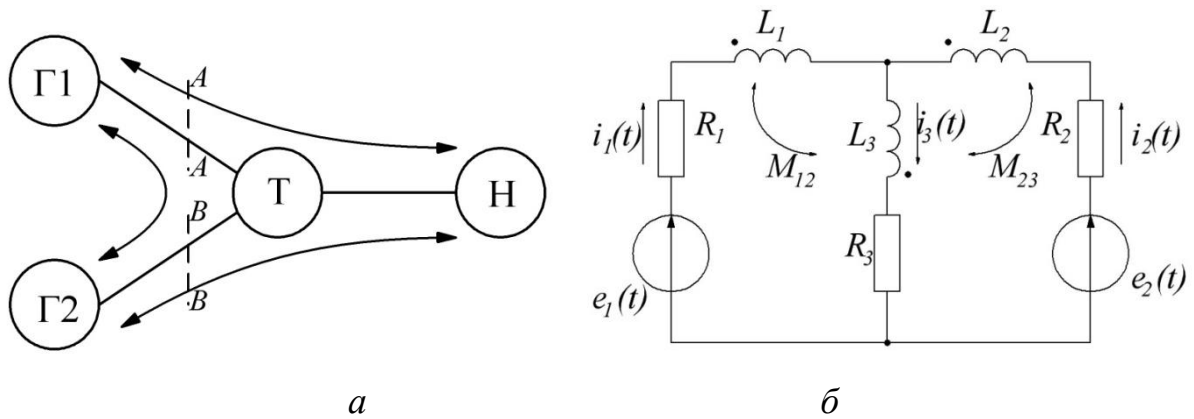


Рис. 2.22. Макромодель та схема заміщення ЛСЕП з двома генераторами, що живлять навантаження через трансформатор

Параметри еквівалентної схеми заміщення можна записати у вигляді таких виразів:

$$\underline{Z}_{1(v)} = R_1 + j \cdot \nu \cdot (X_{L1} + X_{M13}) = R_1 + j \cdot \nu \cdot \omega (L_1 + k \sqrt{L_1 L_3});$$

$$\underline{Z}_{2(v)} = R_2 + j \cdot \nu \cdot (X_{L2} - X_{M23}) = R_2 + j \cdot \nu \cdot \omega (L_2 - k \sqrt{L_2 L_3});$$

$$\underline{Z}_{3(v)} = R_3 + j \cdot \nu \cdot (X_{L3} + X_{M13} - X_{M23}) = R_3 + j \cdot \nu \cdot \omega (L_3 + L + k \sqrt{L_1 L_3} - k \sqrt{L_2 L_3}).$$

Використовуючи метод накладання, визначаємо струми, що протікатимуть в колах еквівалентної схеми заміщення:

$$\dot{I}_{1(v)} = k_{U(v)} \frac{E_{m(1)} (\underline{Z}_{2(v)} + \underline{Z}_{3(v)}) - (E_{m(1)} + \Delta E) e^{\delta v} \underline{Z}_{1(v)}}{\underline{Z}_{1(v)} \underline{Z}_{2(v)} + \underline{Z}_{1(v)} \underline{Z}_{3(v)} + \underline{Z}_{2(v)} \underline{Z}_{3(v)}},$$

$$\dot{I}_{2(v)} = k_{U(v)} \frac{(E_{m(1)} + \Delta E) e^{\delta v} (\underline{Z}_{1(v)} + \underline{Z}_{3(v)}) - E_{m(1)} \underline{Z}_{2(v)}}{\underline{Z}_{1(v)} \underline{Z}_{2(v)} + \underline{Z}_{1(v)} \underline{Z}_{3(v)} + \underline{Z}_{2(v)} \underline{Z}_{3(v)}},$$

$$\dot{I}_{3(v)} = k_{U(v)} \frac{E_{m(1)} \underline{Z}_{2(v)} + (E_{m(1)} + \Delta E) e^{\delta v} \underline{Z}_{1(v)}}{\underline{Z}_{1(v)} \underline{Z}_{2(v)} + \underline{Z}_{1(v)} \underline{Z}_{3(v)} + \underline{Z}_{2(v)} \underline{Z}_{3(v)}}.$$

де  $\underline{Z}_{1(v)} \underline{Z}_{2(v)} + \underline{Z}_{1(v)} \underline{Z}_{3(v)} + \underline{Z}_{2(v)} \underline{Z}_{3(v)} =$

$$= \left[ R_1 + j \cdot v \cdot \omega (L_1 + k \sqrt{L_1 L_3}) \right] \left[ R_2 + j \cdot v \cdot \omega (L_2 - k \sqrt{L_2 L_3}) \right] +$$

$$+ \left[ R_1 + j \cdot v \cdot \omega (L_1 + k \sqrt{L_1 L_3}) \right] \left[ R + j \cdot v \cdot \omega (L_3 + L + k \sqrt{L_1 L_3} - k \sqrt{L_2 L_3}) \right] +$$

$$+ \left[ R + j \cdot v \cdot \omega (L_3 + L + k \sqrt{L_1 L_3} - k \sqrt{L_2 L_3}) \right] \left[ R_2 + j \cdot v \cdot \omega (L_2 - k \sqrt{L_2 L_3}) \right]$$

Побудуємо графічні залежності обмінної потужності та реактивної потужності Будеана для різних значень коефіцієнта магнітного зв'язку та коефіцієнта несинусоїдальності в перетині  $A-A$  та  $B-B$  відповідного генератора (рис. 2.23 – 2.26).

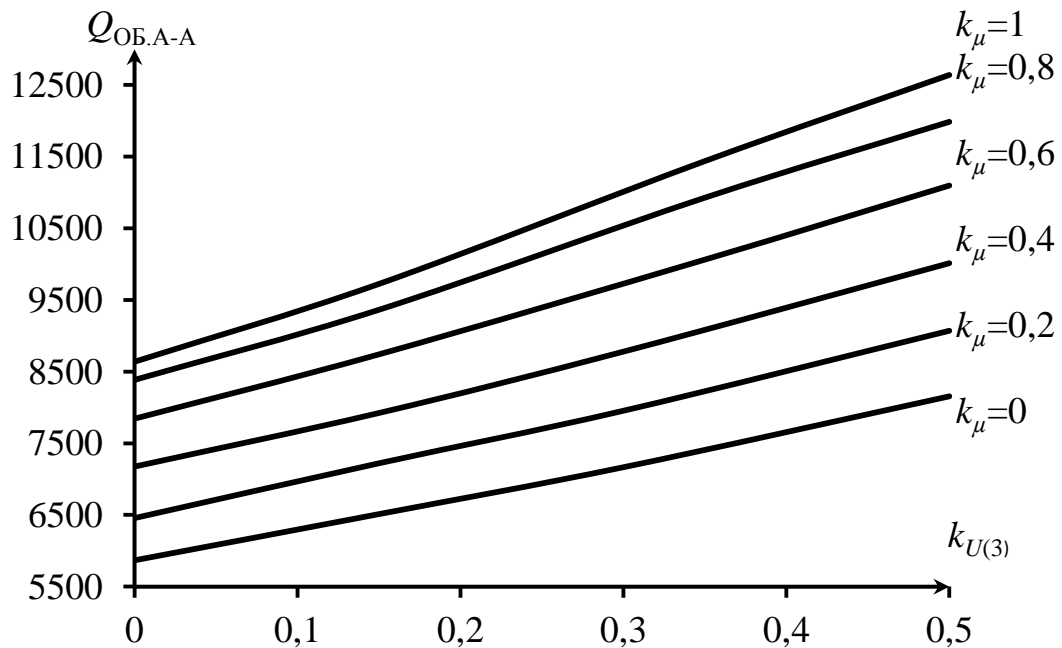


Рис. 2.23. Залежності обмінної потужності  $Q_{\text{ОБ}}$  в перетині  $A-A$  від коефіцієнтів пульсації  $k_{U(3)}$  у разі різних значень коефіцієнтів магнітного зв'язку  $k_{\mu}$

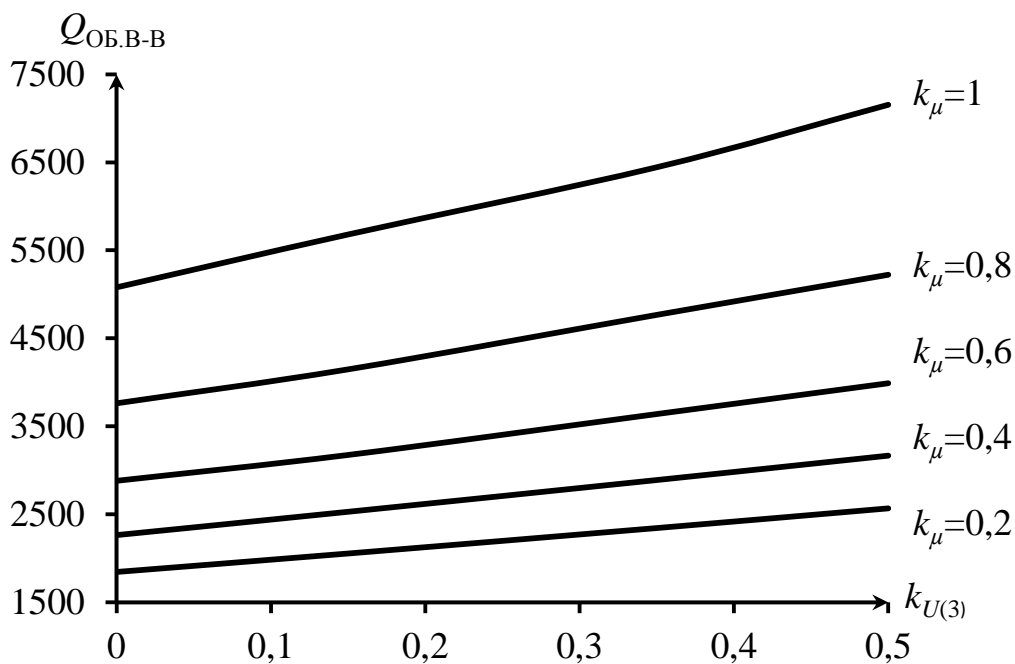


Рис. 2.24. Залежності обмінної потужності  $Q_{OB}$  в перетині  $B-B$  від коефіцієнтів пульсації  $k_{U(3)}$  у разі різних значень коефіцієнтів магнітного зв'язку  $k_{\mu}$

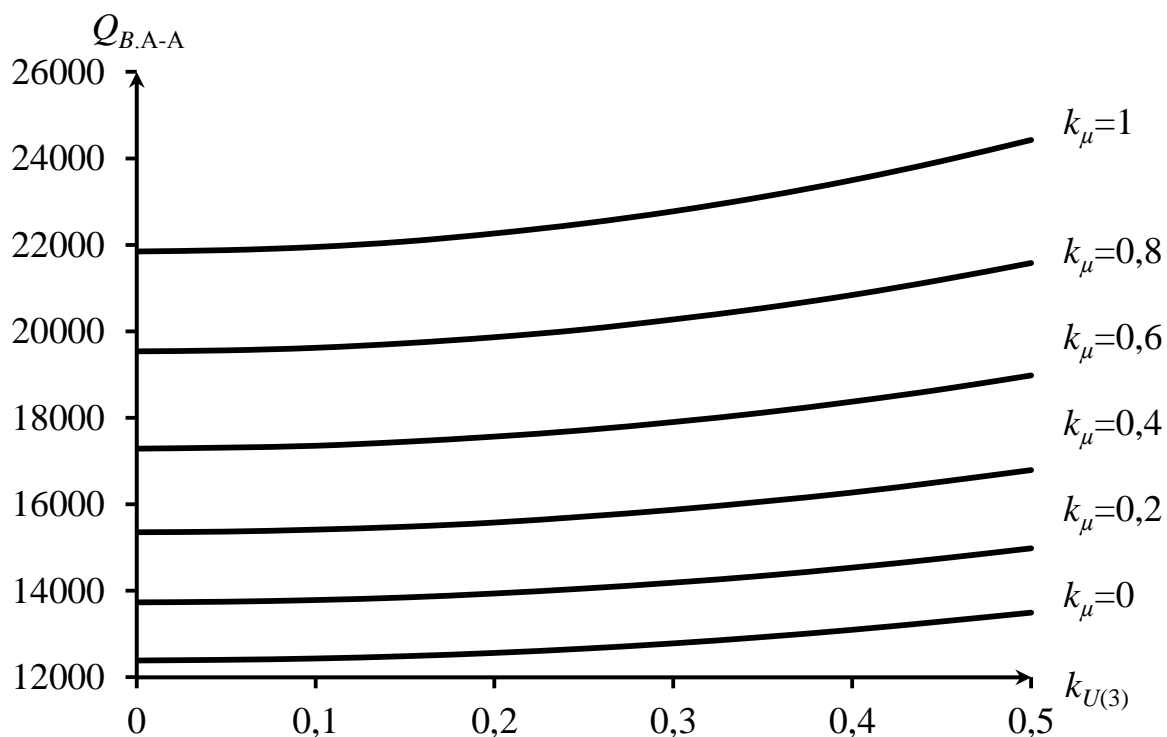


Рис. 2.25. Залежності реактивної потужності Будеана  $Q_B$  в перетині  $A-A$  від коефіцієнтів пульсації  $k_{U(3)}$  у разі різних значень коефіцієнтів магнітного зв'язку  $k_{\mu}$

Як видно з графіків, реактивна потужність Будеана та обмінна потужність в перетині  $A-A$  буде більшою, ніж у перетині  $B-B$  навіть у синусоїдальному режимі джерел напруги  $k_{U(v)} = 0$  та відсутності магнітних зв'язків між котушками  $k_\mu = 0$ .

Це пояснюється наявністю втрат реактивної потужності трансформатора:

$$\Delta Q_B = Q_{B.A-A} - Q_{B.B-B}, \quad \Delta Q_{OB} = Q_{OB.A-A} - Q_{OB.B-B}. \quad (2.31)$$

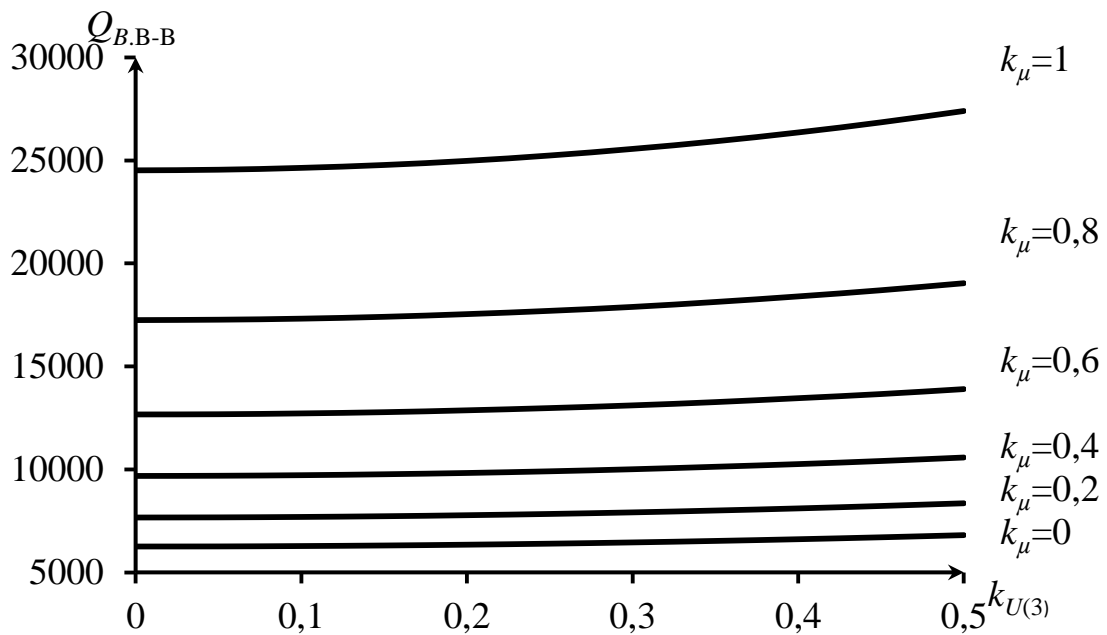


Рис. 2.26. Залежності реактивної потужності Будеана  $Q_B$  в перетині  $B-B$  від коефіцієнтів пульсації  $k_{U(3)}$  у разі різних значень коефіцієнтів магнітного зв'язку  $k_\mu$

Швидкість зростання обмінної потужності залежно від рівня магнітного зв'язку в перетині  $B-B$  буде більшою, ніж в перетині  $A-A$ . Це можна пояснити тим, що обмотка трансформатора, до якої підключено генератор більшої потужності ( $G_2$ ), включена зустрічно з іншими обмотками. Тому обмотка  $L_2$  спотворює магнітний потік, спрямований проти основного потоку двох інших котушок  $L_1$  та  $L_3$ .

## Висновки до розділу 2

1. Аналіз обмінних процесів у макромоделях ЛСЕП з двома різнорідними генераторами показав, що при суто активному навантаженні, вся потужність, яка генерується генераторами, споживається активним навантаженням, а перетоки між генераторами взаємокомпенсуються. У випадку появи реактивного опору в навантаженні виникають перетоки потужності. Несинусоїдальність напруги, що генерується одним і/або двома генераторами, також викликає взаємообмін електромагнітною енергією між елементами макромоделі.

2. Проведено аналіз обмінних процесів у ЛСЕП у разі впливу на джерела живлення різних типів імпульсних завад несинусоїдальної напруги та струму на базі спрощеної еквівалентної макромоделі ЛСЕП із заміною реальних параметрів у перетині системи еквівалентними джерелами напруга в перетині – ідеальним джерелом ЕРС  $e(t)$  та струм через відповідний перетин – ідеальним джерелом струму  $J(t)$ . Такий підхід дає змогу врахувати реальні експлуатаційні характеристики вітчизняного обладнання (інверторів, трансформаторів, генераторів, ліній електропередачі і т.п.) у разі дії різних типів періодичних кондуктивних завад та впроваджувати відповідні засоби забезпечення необхідних значень ПЯЕ і, як результат, зниження додаткових втрат у разі роботи обладнання.

4. Проведений аналіз обмінних процесів у ЛСЕП з врахуванням реальних характеристик елементів з електромагнітними зв'язками (трансформаторами, реакторами, лініями електропередачі, електричними машинами і т.п.) дав змогу сформулювати макромоделі ЛСЕП з трансформатором та проаналізувати залежності обмінних процесів від рівня магнітного зв'язку  $k$  в перетині первинного та вторинного кіл трансформатора, адекватно оцінити перетоки енергії та скласти реальний баланс потужності в реальних ЛСЕП з трансформаторами та врахувати особливості протікання енергетичних процесів у елементах ЛСЕП з електромагнітним перетворенням енергії.

### РОЗДІЛ 3

## АНАЛІЗ ОБМІННИХ ПРОЦЕСІВ У ПЕРЕТИНІ ТРИФАЗНИХ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 3.1 Особливості опису обмінних процесів у трифазних ЛСЕП

У другому розділі дисертаційної роботи проведено аналіз обмінних процесів ЛСЕП у разі впливу різних типів джерел завад та під впливом джерел несинусоїдальної напруги та струму незалежно від причин, що їх викликали з використанням макромоделей. Але для врахування реальних експлуатаційних характеристик вітчизняного обладнання (інверторів, трансформаторів, генераторів, ліній електропередачі і т.п.) необхідно розглянути процеси, що відбуваються в перетинах ЛСЕП, більш детально та врахувати особливості протікання обмінних процесів у трифазних системах.

#### 3.1.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення трифазної ЛСЕП для оцінки обмінних процесів

У разі аналізу трифазних ЛСЕП (рис. 3.1) не завжди вдається адекватно і точно визначити початкові параметри для розрахунку активної потужності. Інколи є неможливим виміряти деякі з них, тому взаємозв'язок між ними наведено в табл. 3.1.

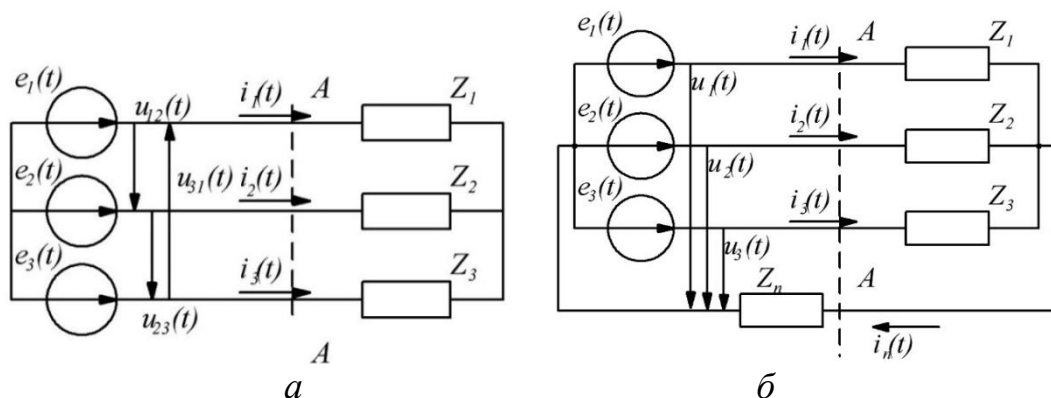


Рис. 3.1. Еквівалентні схеми трифазних три- та чотирипровідних ЛСЕП

Таблиця 3.1

Трифазна трипровідна система (рис. 3.1а)	Трифазна чотирипровідна система (рис. 3.1а)
1) $\{i(t)\}, \{Z\} \Rightarrow \{u(t)\}, \{p(t)\}$	
$u_{12}(t) = i_1(t)Z_1 - i_2(t)Z_2; u_{23}(t) = i_2(t)Z_2 - i_3(t)Z_3; u_{31}(t) = i_3(t)Z_3 - i_1(t)Z_1.$	$u_1(t) = i_1(t)Z_1 - i_n(t)Z_n; u_2(t) = i_2(t)Z_2 - i_n(t)Z_n; u_3(t) = i_3(t)Z_3 - i_n(t)Z_n.$
$p(t) = i_1^2(t)Z_1 + i_2^2(t)Z_2 + i_3^2(t)Z_3.$	$p(t) = i_1^2(t)Z_1 + i_2^2(t)Z_2 + i_3^2(t)Z_3.$
2) $\{u(t)\}, \{i(t)\} \Rightarrow \{Z\}, \{p(t)\}$	
$Z_1 = \frac{u_{12}(t) + u_{23}(t) + u_{31}(t)}{2i_1}; Z_2 = \frac{u_{12}(t) + u_{23}(t) + u_{31}(t)}{2i_2};$ $Z_3 = \frac{u_{12}(t) + u_{23}(t) + u_{31}(t)}{2i_3}.$	$Z_1 = \frac{3u_1(t) - u_2(t) - u_3(t)}{4i_1}; Z_2 = \frac{-u_1(t) + 3u_2(t) - u_3(t)}{4i_2};$ $Z_3 = \frac{-u_1(t) - u_2(t) + 3u_3(t)}{4i_3}.$
$p(t) = \frac{(u_{12}(t) + u_{23}(t) + u_{31}(t))(i_1(t) + i_2(t) + i_3(t))}{2}.$	$p(t) = \frac{i_1(3u_1(t) - u_2(t) - u_3(t)) + i_2(-u_1(t) + 3u_2(t) - u_3(t)) + i_3(-u_1(t) - u_2(t) + 3u_3(t))}{4}.$
3) $\{u(t)\}, \{Z\} \Rightarrow \{i(t)\}, \{p(t)\}$	
$i_1(t) = \frac{u_{12}(t)Z_3 - u_{31}(t)Z_2}{Z_1Z_2 + Z_1Z_3 + Z_2Z_3};$ $i_2(t) = \frac{u_{23}(t)Z_1 - u_{12}(t)Z_3}{Z_1Z_2 + Z_1Z_3 + Z_2Z_3};$ $i_3(t) = \frac{u_{31}(t)Z_2 - u_{23}(t)Z_1}{Z_1Z_2 + Z_1Z_3 + Z_2Z_3}.$	$i_1(t) = \frac{(u_1(t) - u_2(t))Z_3Z_n}{Z_1Z_2Z_3 + Z_1Z_2Z_n + Z_1Z_3Z_n + Z_2Z_3Z_n} + \frac{(u_1(t) - u_3(t))Z_2Z_n - u_1Z_2Z_3}{Z_1Z_2Z_3 + Z_1Z_2Z_n + Z_1Z_3Z_n + Z_2Z_3Z_n};$ $i_2(t) = \frac{(u_2(t) - u_1(t))Z_3Z_n}{Z_1Z_2Z_3 + Z_1Z_2Z_n + Z_1Z_3Z_n + Z_2Z_3Z_n} + \frac{(u_2(t) - u_3(t))Z_1Z_n - u_2Z_1Z_3}{Z_1Z_2Z_3 + Z_1Z_2Z_n + Z_1Z_3Z_n + Z_2Z_3Z_n};$ $i_3(t) = \frac{(u_3(t) - u_1(t))Z_2Z_n}{Z_1Z_2Z_3 + Z_1Z_2Z_n + Z_1Z_3Z_n + Z_2Z_3Z_n} + \frac{(u_3(t) - u_2(t))Z_1Z_n - u_3Z_1Z_2}{Z_1Z_2Z_3 + Z_1Z_2Z_n + Z_1Z_3Z_n + Z_2Z_3Z_n}.$
$p(t) = \frac{(u_{12}Z_3)^2(Z_1 + Z_2) + (u_{31}Z_2)^2(Z_1 + Z_3)}{(Z_1Z_2 + Z_1Z_3 + Z_2Z_3)^2} +$ $+\frac{(u_{23}Z_1)^2(Z_2 + Z_3) - 2Z_1Z_2Z_3(u_{12}(t)u_{31}(t))}{(Z_1Z_2 + Z_1Z_3 + Z_2Z_3)^2} +$ $+\frac{u_{12}(t)u_{23}(t) + u_{31}(t)u_{23}(t)}{(Z_1Z_2 + Z_1Z_3 + Z_2Z_3)^2}.$	$p(t) = \left( \frac{(u_1(t) - u_2(t))Z_3Z_n + (u_1(t) - u_3(t))Z_2Z_n - u_1Z_2Z_3}{Z_1Z_2Z_3 + Z_1Z_2Z_n + Z_1Z_3Z_n + Z_2Z_3Z_n} \right)^2 \cdot Z_1 +$ $+\left( \frac{(u_2(t) - u_1(t))Z_3Z_n + (u_2(t) - u_3(t))Z_1Z_n - u_2Z_1Z_3}{Z_1Z_2Z_3 + Z_1Z_2Z_n + Z_1Z_3Z_n + Z_2Z_3Z_n} \right)^2 \cdot Z_2 +$ $+\left( \frac{(u_3(t) - u_1(t))Z_2Z_n + (u_3(t) - u_2(t))Z_1Z_n - u_3Z_1Z_2}{Z_1Z_2Z_3 + Z_1Z_2Z_n + Z_1Z_3Z_n + Z_2Z_3Z_n} \right)^2 \cdot Z_3.$

У табл. 3.1 наведено зведені формули для три- (рис. 3.1а) та чотирипровідних (рис. 3.1б) перетинів трифазних систем для трьох варіантів можливих початкових даних та алгоритм вибору вимірювальної інформації:

1. За відомими значеннями миттєвих струмів  $\{i(t)\}$  та опорам навантаження  $\{Z\}$  необхідно визначити напругу  $\{u(t)\}$ ;
2. За відомими значеннями миттєвих струмів  $\{i(t)\}$  та напруг  $\{u(t)\}$  необхідно визначити опори навантаження  $\{Z\}$ ;
3. За відомими значеннями миттєвих напруг  $\{u(t)\}$  та опорів навантаження  $\{Z\}$  необхідно визначити значення струмів.

### 3.1.2 Розрахунок обмінних процесів у перетині трифазної ЛСЕП

У разі аналізі обмінних процесів у багатофазних ЛСЕП необхідно брати до уваги, що ці процеси відбуваються між багатофазним навантаженням та багатофазними генераторами, а також окремими фазами генератора та навантаження, тобто необхідно враховувати спосіб підключення фаз генератора і навантаження та їх взаємозв'язок, симетрію та несиметрію енергетичних режимів, урівноваженість та неурівноваженість фаз генераторів. У цьому випадку обмінна потужність визначається як у перетинах генератор – навантаження  $Q_{\text{об}\Sigma}$ , так і в перетинах окремих фаз  $Q_{\text{об}i}$ . Відповідно до [41, 42, 44, 54] для симетричного та несиметричного режимів роботи трифазної ЛСЕП має місце співвідношення

$$Q_{\text{об}\Sigma} \leq \sum Q_{\text{об}}. \quad (3.1)$$

Зі співвідношення (3.1) випливає така нерівність:

$$\frac{Q_{\text{об}\Sigma}}{\sum Q_{\text{об}}} \leq 1. \quad (3.2)$$

Розрахунок обмінної потужності в перетині трифазної ЛСЕП розглянемо на прикладі трипровідної схеми заміщення, зображеної на рис. 3.1а, для якої задамо такі параметри:

- фазна напруга в перетині системи, що генерується трифазним джерелом:

$$e_1(t) = E_m \sin(\omega t); e_2(t) = E_m \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right); e_3(t) = E_m \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right). \quad (3.3)$$

– активно-індуктивне навантаження:

$$\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1 = Z_1 e^{j\varphi_1}; \underline{Z}_2 = R_2 + jX_2 = Z_2 e^{j\varphi_2}; \underline{Z}_3 = R_3 + jX_3 = Z_3 e^{j\varphi_3}. \quad (3.4)$$

Щоб визначити, за яких умов виконується і чому чисельно дорівнюватиме відношення (3.2), необхідно розрахувати обмінну потужність через еквівалентний перетин  $Q_{\text{ОБ}\Sigma}$  (рис. 3.2а) та сумарну обмінну потужність через перетин трифазної системи  $\Sigma Q_{\text{ОБ}}$  (рис. 3.2б).

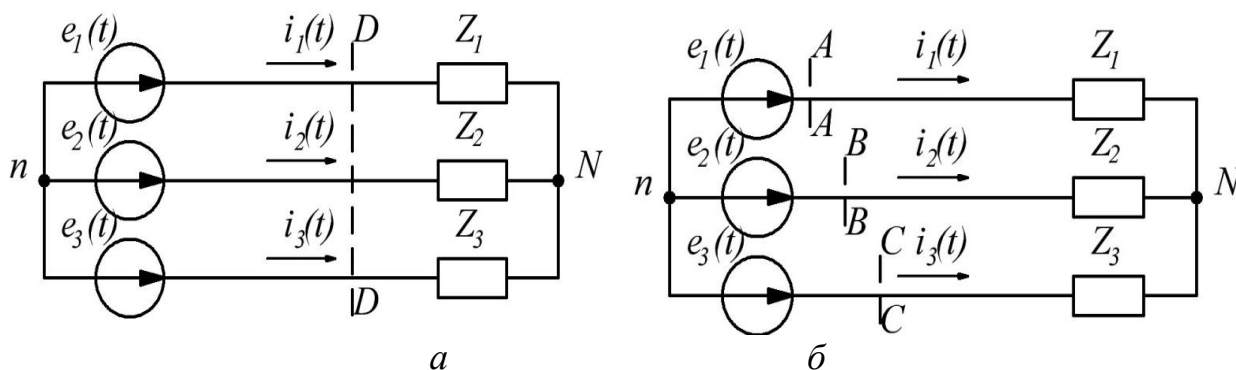


Рис. 3.2. Схеми заміщення трифазної трипровідної ЛСЕП

Проведемо еквівалентування трифазної ЛСЕП, наведеної на рис. 3.2а, та виконаємо її перетворення до вигляду схеми, зображеної на рис. 3.2б, відповідно до правил та законів еквівалентування складних систем з  $N$ -ю кількістю джерел (в цьому випадку  $N = 3$ )[41, 42].

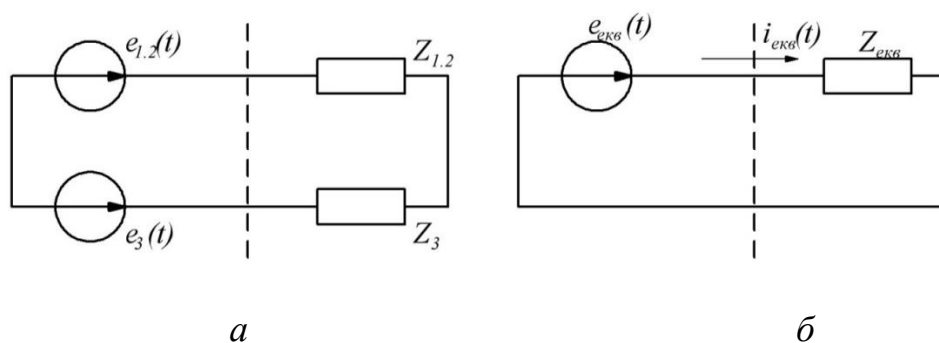


Рис. 3.3. Перетворення еквівалентної схеми заміщення до одного контура

Еквівалентні параметри для еквівалентної схеми заміщення (рис. 3.3б) можна записати у такому вигляді:

– еквівалентна ЕРС:

$$\dot{E}_{\text{ЕКВ}} = \frac{\dot{E}_1 \underline{Z}_2 + \dot{E}_2 \underline{Z}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2} - \dot{E}_3 = E_{\text{м.ЕКВ}} e^{j\varphi^u_{\text{ЕКВ}}}; \quad (3.5)$$

– еквівалентний опір системи:

$$\underline{Z}_{\text{ЕКВ}} = \frac{\underline{Z}_1 \underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2} + \underline{Z}_3 = Z_{\text{м.ЕКВ}} e^{j\varphi^z_{\text{ЕКВ}}}; \quad (3.6)$$

– еквівалентний струм:

$$\dot{i}_{\text{ЕКВ}} = \frac{\dot{E}_{\text{ЕКВ}}}{\underline{Z}_{\text{ЕКВ}}} = \frac{\dot{E}_1 \underline{Z}_2 + \dot{E}_2 \underline{Z}_1 - \dot{E}_3 (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2)}{\underline{Z}_1 \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 \underline{Z}_3} = I_{\text{м.ЕКВ}} e^{j\varphi^i_{\text{ЕКВ}}}. \quad (3.7)$$

де  $I_{\text{м.ЕКВ}} = \frac{E_{\text{м.ЕКВ}}}{Z_{\text{м.ЕКВ}}}$ ;  $\varphi^i_{\text{ЕКВ}} = \varphi^u_{\text{ЕКВ}} - \varphi^z_{\text{ЕКВ}}$ .

Відповідно до формули (1.19) обмінна потужність через еквівалентний перетин трифазної трипровідної ЛСЕП буде визначена за таким співвідношенням:

$$Q_{\text{об}\Sigma} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u_{\text{ЕКВ}}(t) i_{\text{р.ЕКВ}}(t) dt, \quad (3.8)$$

де  $i_{\text{р.ЕКВ}}(t) = i_{\text{ЕКВ}}(t) - i_{\text{а.ЕКВ}}(t)$  – реактивна складова еквівалентного струму;

$i_{\text{а.ЕКВ}}(t) = \frac{u_{\text{ЕКВ}}(t) \cdot P_{\text{ЕКВ}}}{U_{\text{ЕКВ}}^2}$  – активна складова еквівалентного струму;

$i_{\text{ЕКВ}}(t) = I_{\text{м.ЕКВ}} \sin(\omega t + \varphi_{\text{ЕКВ}})$  – еквівалентний струм, що протікатиме через еквівалентний перетин;  $u_{\text{ЕКВ}}(t) = E_{\text{м.ЕКВ}} \sin(\omega t + \varphi^u_{\text{ЕКВ}})$  – миттєве значення

еквівалентної напруги у перетині трифазної ЛСЕП;  $U_{\text{ЕКВ}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u_{\text{ЕКВ}}^2(t) dt}$  –

миттєве значення еквівалентної напруги у перетині трифазної ЛСЕП;

$P_{\text{ЕКВ}} = \frac{1}{T} \int_0^T u_{\text{ЕКВ}}(t) i_{\text{ЕКВ}}(t) dt$  – еквівалентна активна потужність, що передається від

еквівалентного генератора до еквівалентного навантаження.

З іншого боку, виходячи з початкових параметрів можна визначити струми, що протікатимуть у відповідній фазі незалежно від характеру навантаження за такими формулами:

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{E}_1 - \dot{U}_{NN}}{\underline{Z}_1}; \quad \dot{I}_2 = \frac{\dot{E}_2 - \dot{U}_{NN}}{\underline{Z}_2}; \quad \dot{I}_3 = \frac{\dot{E}_3 - \dot{U}_{NN}}{\underline{Z}_3}, \quad (3.9)$$

де  $\dot{U}_{NN} = \frac{\dot{E}_1 \underline{Z}_2 \underline{Z}_3 + \dot{E}_2 \underline{Z}_1 \underline{Z}_3 + \dot{E}_3 \underline{Z}_2 \underline{Z}_1}{\underline{Z}_1 \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1 \underline{Z}_3 + \underline{Z}_2 \underline{Z}_3}$  – симетруюча напруга.

За формулою (1.19) та враховуючи співвідношення (1.15) обмінна потужність, що передається через перетин  $A - A$  від трифазного джерела до трифазного навантаження, визначимо у вигляді адитивної суми:

$$\Sigma Q_{\text{ОБ}} = Q_{\text{ОБ1}} + Q_{\text{ОБ2}} + Q_{\text{ОБ3}}, \quad (3.10)$$

де  $Q_{\text{ОБ}i} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u_i(t) \cdot i_{pi}(t) dt$  – обмінні потужність  $i$ -ї фази;  $u_i(t)$  – фазна напруга  $i$ -ї

фази;  $i_{pi}(t) = i_i(t) - i_{ai}(t)$  – реактивна складова струму  $i$ -ї фази;  $i_{ai}(t) = \frac{u_i(t) \cdot P_i}{U_i^2}$  –

активна складова струму  $i$ -ї фази;  $U_i = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u_i(t)^2 dt}$  – діюче значення напруги в  $i$ -

й фазі;  $P_i = \frac{1}{T} \int_0^T u_i(t) \cdot i_i(t) dt$  – активна потужність  $i$ -ї фази.

Для більш наочного представлення нерівності (3.2) введемо позначення

$$\Delta Q_{\text{ОБ}} = \frac{Q_{\text{ОБ}\Sigma}}{\Sigma Q_{\text{ОБ}}}, \quad (3.11)$$

та побудуємо графічну залежність  $\Delta Q_{\text{ОБ}}$  від навантаження за умови симетричного та несиметричного режимів (рис. 3.4).

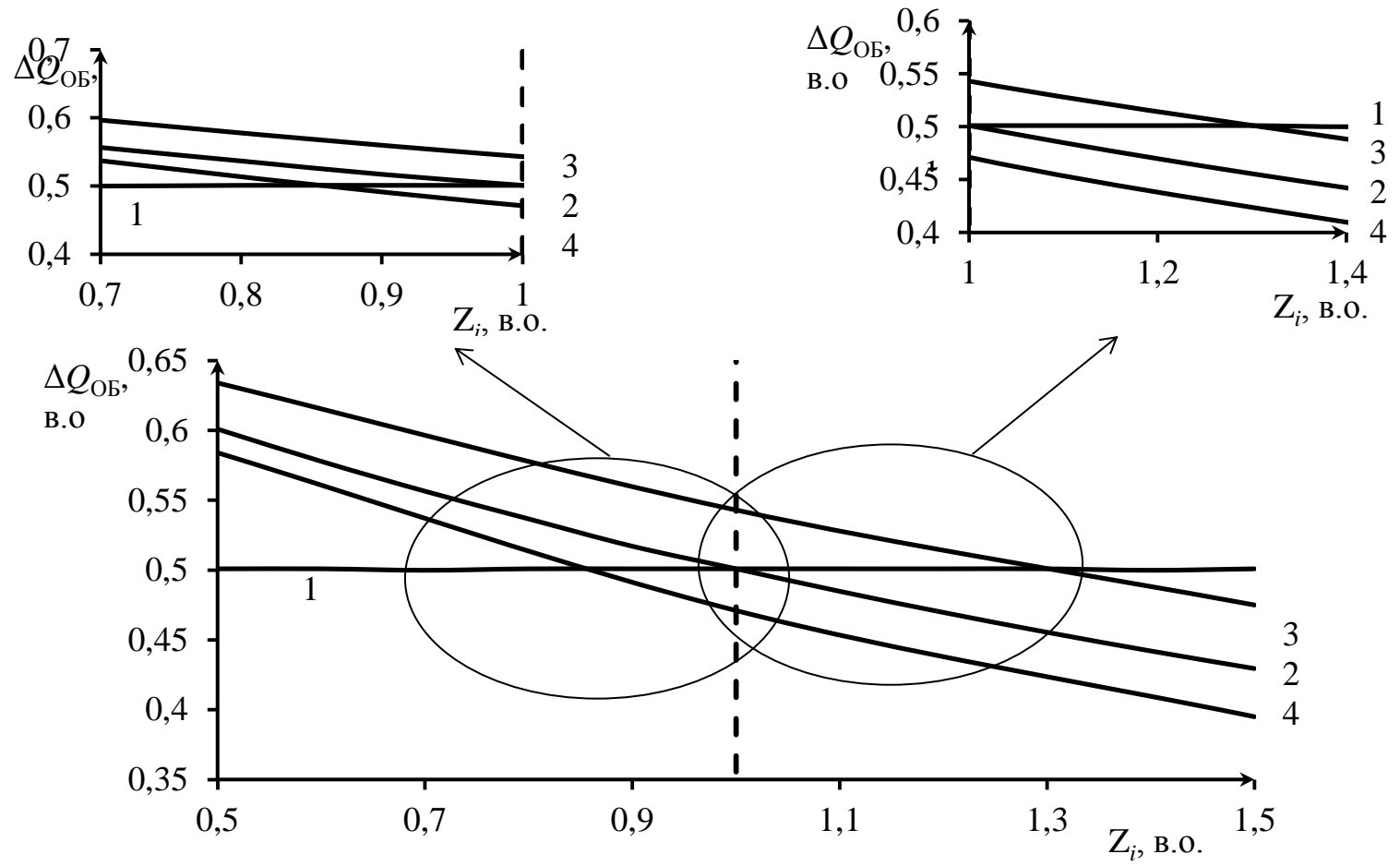


Рис. 3.4. Залежності відхилення  $\Delta Q_{\text{ОБ}}$  від навантаження

1 – симетричне регулювання навантаження; 2 – однофазна несиметрія; 3 – двофазна несиметрія з перенавантаженою однією фазою; 4 – двофазна несиметрія з недовантаженою однією фазою

Крива 1 (рис. 3.4) відповідає симетричному режиму роботи трифазної ЛСЕСП і відхилення  $\Delta Q_{\text{Об}}$  не залежить від значення навантаження (рис. 3.4, крива 1). У випадку, коли  $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_3$ , а  $\underline{Z}_1 = (0,5..1,5)\underline{Z}_2$  (рис. 3.4, крива 2), зростання навантаження призводить до плавного зменшення відхилення  $\Delta Q_{\text{Об}}$ . У разі збільшення навантаження на одній з фаз відхилення продовжує зменшуватись. За результатами проведеного дослідження можна зробити висновок, що неоднозначність перебігу обмінних процесів у трифазних ЛСЕСП досить значна і потребує внесення коректив у методики визначення та розрахунків обмінної потужності для багатофазних систем.

### 3.2 Оцінка впливу ПЯЕ на обмінні процеси у перетині трифазної ЛСЕСП

У випадку аналізу симетричних трифазних ЛСЕСП з несинусоїдальними величинами (ЕРС, напруг або струмів), які мають однакову форму в усіх трьох фазах і зсунутих відносно один одного на  $1/3$  періоду першої гармоніки містять у всіх трьох фазах однакові за амплітудою гармоніки, проте фазові зрушення між гармоніками фаз будуть різні. У разі з'єднання фаз джерела зіркою лінійна напруга не містить гармонік, кратних трьом, оскільки ці гармоніки наявні в фазних напругах, у разі віднімання компенсуються. У випадку з'єднання фаз джерела і приймача зіркою струм в нейтральному проводі буде протікати навіть за повної симетрії несинусоїдальних фазних напруг і фаз приймача, що обумовлений збіганням за фазою складових струмів у навантаженні, порядок яких дорівнює трьом. За відсутності нейтрального проводу в фазах приймача не можуть протікати струми цих гармонік, оскільки вони відсутні в лінійних напругах. Тому в зовнішніх колах, що живляться від джерела зі з'єднанням фаз трикутником, гармоніки, кратні трьом, будуть відсутні. Таке з'єднання фаз джерела і застосовується в енергетичних системах, де воно дає змогу виключити гармоніки, кратні трьом, і тим самим наблизити форми кривих напруг і струмів до синусоїдальних.

### 3.2.1 Аналіз обмінних процесів у трифазних ЛСЕР, викликаних наявністю вищих гармонік струму

У разі роботи ЛСЕР необхідно враховувати характер навантаження та роль пристроїв керування та перетворення електричної енергії. Найчастіше в регульованому електроприводі використовують тиристорне керування, до основних недоліків яких відносять: жорсткий зв'язок з мережею живлення (всі коливання напруги в мережі безпосередньо передаються в систему приводу, а поштовхи навантаження – в мережу); низький коефіцієнт потужності у разі регулювання напруги в бік зниження (генерація реактивної потужності); генерація вищих гармонік напруги, що здійснюють негативний вплив на мережу живлення.

Щоб провести детальний аналіз процесів, що виникають у разі несинусоїдальності в трифазному перетині ЛСЕР, розглянемо макромодель, наведену на рис. 3.5. Припустимо, що в перетині ЛСЕР напруга, генерована системою  $u(t) = \{u_A(t); u_B(t); u_C(t)\}$ , синусоїдальна, а джерело струму  $J(t) = \{i_A(t); i_B(t); i_C(t)\}$  характеризує несинусоїдальність еквівалентного трифазного навантаження як в симетричному, так і несиметричному режимах. У табл. 3.2 наведено три можливих варіанти фазних струмів у перетині А–А.

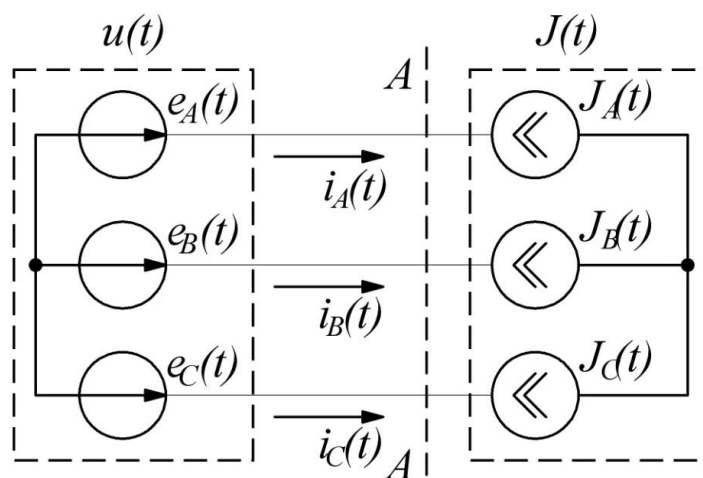


Рис. 3.5. Модель перетину трифазної ЛСЕР для аналізу несинусоїдальності

Таблиця 3.2

№ з/п	Фазна напруга у перетині А-А	Струм у перетині А-А	
		Опис	Формула
1	$\begin{cases} u_A(t) = U_m \sin(\omega t) \\ u_B(t) = U_m \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ u_C(t) = U_m \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{cases}$	Трифазний несинусоїдальний симетричний струм	$\begin{cases} i_A(t) = i_{A(1)}(t) + i_{A(3)}(t) \\ i_B(t) = i_{B(1)}(t) + i_{B(3)}(t) \\ i_C(t) = i_{C(1)}(t) + i_{C(3)}(t) \end{cases}$
2		Трифазний несинусоїдальний несиметричний струм (двофазна несиметрія)	$\begin{cases} i_A(t) = i_{A(1)}(t) \\ i_B(t) = i_{B(1)}(t) + i_{B(3)}(t) \\ i_C(t) = i_{C(1)}(t) + i_{C(3)}(t) \end{cases}$
3		Трифазний несинусоїдальний несиметричний струм (однофазна несиметрія)	$\begin{cases} i_A(t) = i_{A(1)}(t) \\ i_B(t) = i_{B(1)}(t) \\ i_C(t) = i_{C(1)}(t) + i_{C(3)}(t) \end{cases}$

У табл. 3.2 введено такі скорочення:  $i_{i(1)}(t) = I_{m(1)} \sin(\omega t + \varphi_{i(1)} \pm 2\pi/3)$  та  $i_{i(3)}(t) = -I_{m(3)} \sin(3\omega t + \varphi_{i(3)} \pm 2\pi/3)$ . Знак «-» для третьої гармонічної складової струму відповідає напрямку завади, що впливає на джерела системи ЛСЕР.

У межах періоду роботи ЛСЕР часові інтервали ЕНС не співпадають для фаз за режимом («Г» – генерує, «С» – споживає). Рівняння балансу для відповідних ЕНС наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

№ з/п	Інтервал часу	Режим роботи				Рівняння балансу
		А	В	С	Н	
1	$t_2 - t_1$	С	Г	Г	С	$W_{B.1}^+ + W_{C.1}^+ = \int_{t_1}^{t_2} p_H(t)dt + W_{OБН.1} - W_{A.1}^-$
2	$t_3 - t_2$	С	Г	С	С	$W_{B.2}^+ = \int_{t_2}^{t_3} p_H(t)dt + W_{OБН.2} - W_{A.2}^- - W_{C.2}^-$
3	$t_4 - t_3$	Г	Г	С	С	$W_{A.3}^+ + W_{B.3}^+ = \int_{t_3}^{t_4} p_H(t)dt + W_{OБН.3} - W_{C.3}^-$
4	$t_5 - t_4$	Г	Г	Г	С	$W_{A.4}^+ + W_{B.4}^+ + W_{C.4}^+ = \int_{t_4}^{t_5} p_H(t)dt + W_{OБН.4}$
5	$t_6 - t_5$	Г	С	Г	С	$W_{A.5}^+ + W_{C.5}^+ = \int_{t_5}^{t_6} p_H(t)dt + W_{OБН.5} - W_{B.5}^-$
6	$t_7 - t_6$	Г	Г	Г	С	$W_{A.6}^+ + W_{B.6}^+ + W_{C.6}^+ = \int_{t_6}^{t_7} p_H(t)dt + W_{OБН.6}$

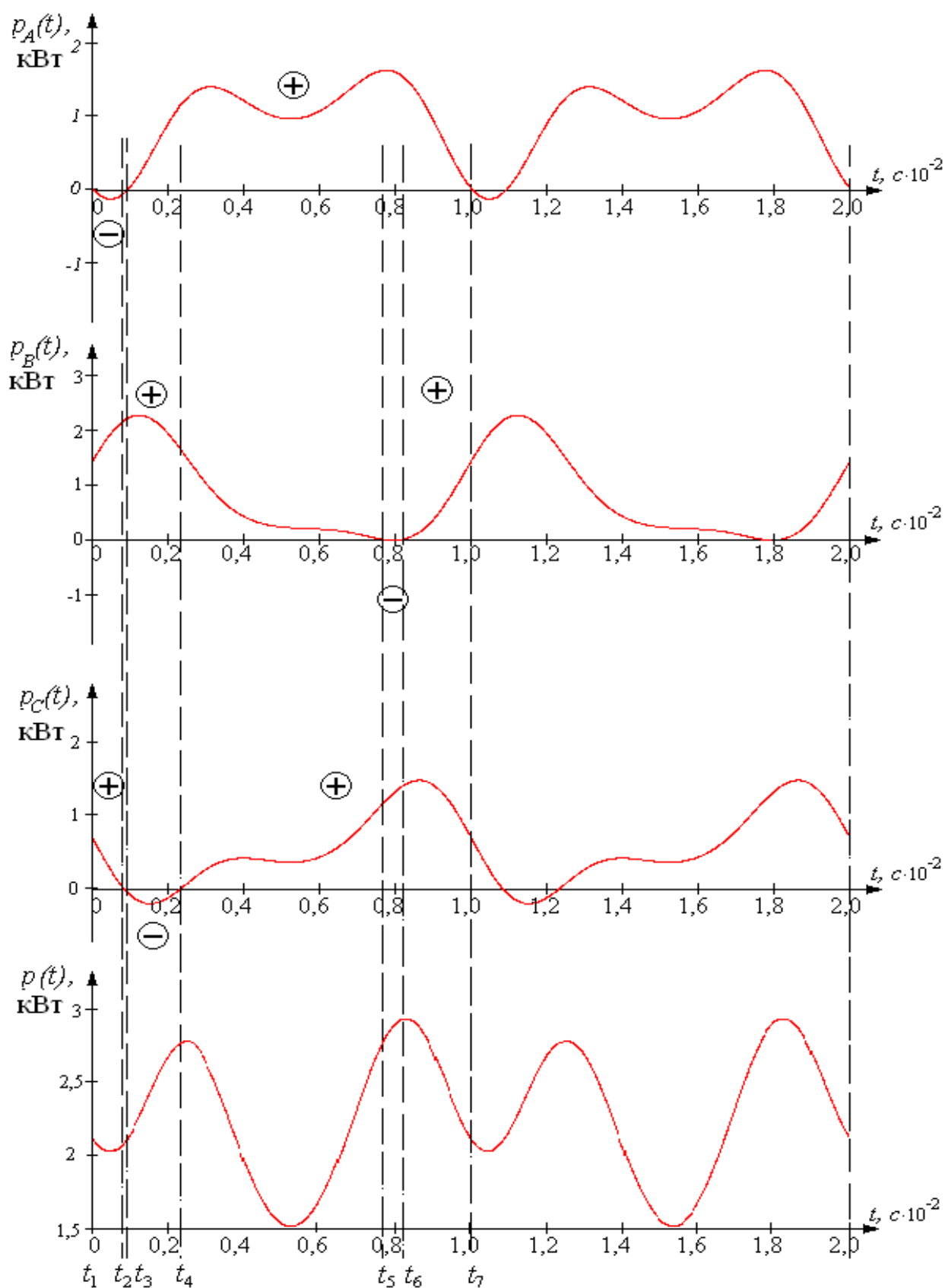


Рис. 3.6. Накладення графіків миттєвої потужності відповідних фаз

Як видно з рис. 3.5, потужність, що споживається навантаженням, додатна. Але за генерації миттєва потужність окремої фази має як додатні, так і від'ємні проміжки. Наприклад, фаза  $A$  на генерує потужність лише на інтервалі  $t_3-t_7$ , тоді як на інтервалі  $t_1-t_3$  акумулює енергію. В табл. 3.3 наведено баланс потоків енергії через перетини кола за відповідні проміжки часу. Оскільки функції струму та напруги, а відповідно і миттєвої потужності, є періодичними (рис. 3.5), то баланс складається за півперіод ( $\Delta t = T/2$ ), оскільки енергетичні процеси в другому півперіоді будуть однаковими. В результаті обмінна енергія запишеться як

$$W_{\text{ОБ}} = W_{\text{ОБН.1}} + W_{\text{ОБН.2}} + W_{\text{ОБН.3}} + W_{\text{ОБН.4}} + W_{\text{ОБН.5}} + W_{\text{ОБН.6}}. \quad (3.12)$$

Для режиму роботи трифазної ЛСЕР, зображеного на рис. 3.6, обмінна потужність за період буде рівною:

$$Q_{\text{ОБ}} = W_{\text{ОБ}}/T = W_{\{\Gamma\}} - W_{\{C\}}/T, \quad (3.13)$$

де  $W_{\{\Gamma\}}$ ,  $W_{\{C\}}$  – відповідно енергія генерована та спожита в перетині трифазної ЛСЕР.

Рівність нулю різниця  $W_{\{\Gamma\}} - W_{\{C\}} = 0$  характеризує відсутність (взаємокомпенсацію) перетоків між фазами трифазного еквівалентного генератора трифазного навантаження. Оскільки у відповідному перетині моделі трифазної ЛСЕР (рис. 3.5) струм характеризується несинусоїдальністю, тоді відповідно  $W_{\{\Gamma\}} - W_{\{C\}} \neq 0$ , а отже, в еквівалентному перетині наявні перетоки потужності.

Оскільки обмінна потужність через трифазний перетин дорівнює сумі відповідно обмінних потужностей через перетин відповідних фаз, то можна записати такі вирази:

- для обмінної потужності за першою гармонічною складовою:

$$Q_{\text{ОБ(1)}} = \frac{1}{T} \int_0^{t_A^+} u_A(t) i_{\text{Ap(1)}}(t) dt + \frac{1}{T} \int_0^{t_B^+} u_B(t) i_{\text{Bp(1)}}(t) dt + \frac{1}{T} \int_0^{t_C^+} u_C(t) i_{\text{Cp(1)}}(t) dt; \quad (3.14)$$

- для обмінної потужності за третьою гармонічною складовою:

$$Q_{\text{ОБ(3)}} = \frac{1}{T} \int_0^{t_A^+} u_A(t) i_{\text{Ap(3)}}(t) dt + \frac{1}{T} \int_0^{t_B^+} u_B(t) i_{\text{Bp(3)}}(t) dt + \frac{1}{T} \int_0^{t_C^+} u_C(t) i_{\text{Cp(3)}}(t) dt; \quad (3.15)$$

- для загальної обмінної потужності:

$$Q_{\text{ОБ}} = \frac{1}{T} \int_0^{t_A^+} u_A(t) i_{\text{Ар}}(t) dt + \frac{1}{T} \int_0^{t_B^+} u_B(t) i_{\text{Вр}}(t) dt + \frac{1}{T} \int_0^{t_C^+} u_C(t) i_{\text{Ср}}(t) dt, \quad (3.16)$$

де  $i_{\text{Ар}}(t) = i_{\text{Ар(1)}}(t) + i_{\text{Ар(3)}}(t)$ ,  $i_{\text{Вр}}(t) = i_{\text{Вр(1)}}(t) + i_{\text{Вр(3)}}(t)$ ,  $i_{\text{Ср}}(t) = i_{\text{Ср(1)}}(t) + i_{\text{Ср(3)}}(t)$  – реактивні складові струмів відповідних фаз у перетині А–А.

Реактивні складові струмів, що протікають у відповідних фазах через перетин А–А основної гармоніки:

$$\begin{cases} i_{\text{Ар(1)}}(t) = I_{m(1)} \sin(\varphi_{i(1)}) \cos(\omega t) \\ i_{\text{Вр(1)}}(t) = I_{m(1)} \sin(\varphi_{i(1)}) \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ i_{\text{Ср(1)}}(t) = I_{m(1)} \sin(\varphi_{i(1)}) \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}), \end{cases} \quad (3.17)$$

а для третьої гармоніки:

$$\begin{cases} i_{\text{Ар(3)}}(t) = -I_{m(1)} k_{I(3)} \sin(3\omega t + \varphi_{i(3)}) \\ i_{\text{Вр(3)}}(t) = -I_{m(1)} k_{I(3)} \sin(3\omega t + \varphi_{i(3)} - \frac{2\pi}{3}) \\ i_{\text{Ср(3)}}(t) = -I_{m(1)} k_{I(3)} \sin(3\omega t + \varphi_{i(3)} + \frac{2\pi}{3}), \end{cases} \quad (3.18)$$

де  $k_{I(3)} = \frac{I_{m(3)}}{I_{m(1)}}$  – коефіцієнт пульсації струму;  $\varphi_{i(3)} = 3\varphi_{i(1)}$ .

Підставивши у вираз (3.14) значення фазних напруг (3.13) та реактивних складових струмів (3.17) – (3.18) обмінна потужність за першою гармонічною складовою в загальному вигляді буде рівною:

$$Q_{\text{ОБ(1)}} = \frac{3U_{m(1)} I_{m(1)}}{8\pi} [\sin^2(\varphi_{i(1)})], \quad (3.19)$$

обмінна потужність викликана третьою гармонічною складовою:

$$Q_{\text{ОБ(3)}} = \frac{-3U_{m(1)} I_{m(1)} k_{I(3)}}{8\pi} \left[ \left( 3 + \frac{2}{3\sqrt{3}} \right) \sin(\varphi_{i(1)}) + \sin(3\varphi_{i(1)}) \right], \quad (3.20)$$

відповідно загальна обмінна потужність:

$$Q_{\text{об}} = \frac{U_{m(1)} I_{m(1)}}{8\pi} \left[ 12 \sin^2(2\varphi_{i(1)}) - k_{I(3)} (3\sqrt{3} \cos(\varphi_{i(1)}) - \sin(3\varphi_{i(1)})) \right]. \quad (3.21)$$

За результатами проведених розрахунків побудуємо графіки (рис. 3.6), що детально відображають перебіг обмінних процесів у перетині відповідних фаз. На рис. 3.6 зображені криві для трифазної несинусоїдальної завади відповідно до першого випадку (табл. 3.3), коли навантаження симетричне несинусоїдальне.

На рис. 3.7 наведено залежності складових обмінної потужності  $Q_{\text{об}}$  в перетині трифазної ЛСЕР для випадку, коли струм у перетині можна описати як симетрично несинусоїдальний. Незважаючи на те, що струми в перетині  $A - A$  симетричні, обмінні процеси протікають нерівномірно. Так, адитивна складова обмінної потужності в фазі  $A$  для несинусоїдального струму перевищує обмінну потужність у фазах  $B$  та  $C$  приблизно на 5 – 10 % (за кута зсуву фаз у межах від  $\varphi = \pi/4$  рад ( $45^\circ$ ) до  $\varphi = 3\pi/4$  рад ( $135^\circ$ )). Така розбіжність у розподілі обмінних потужностей спричинена наявністю вищих гармонічних складових (третьої гармоніки струму), оскільки розподіл обмінних потужностей основної гармоніки є рівномірним  $Q_{\text{об},A(1)} = Q_{\text{об},B(1)} = Q_{\text{об},C(1)}$  (рис. 3.7). Залежність обмінної  $Q_{\text{об}}$  потужності через перетин  $A-A$  від коефіцієнта пульсації за фіксованого значення кута зсуву фаз  $\varphi$  у межах від  $0^\circ$  до  $90^\circ$  з кроком  $15^\circ$  наведена на рис. 3.8.

Залежності, зображені на рис. 3.8, відображають лише зростання обмінної потужності в загальному перетині, але не відображають вплив несинусоїдальності, викликані навантаженням. Тому визначимо розподіл складової обмінної потужності, викликані наявністю третьої гармонічної складової струму  $Q_{\text{об}(3)}$  (рис. 3.9).

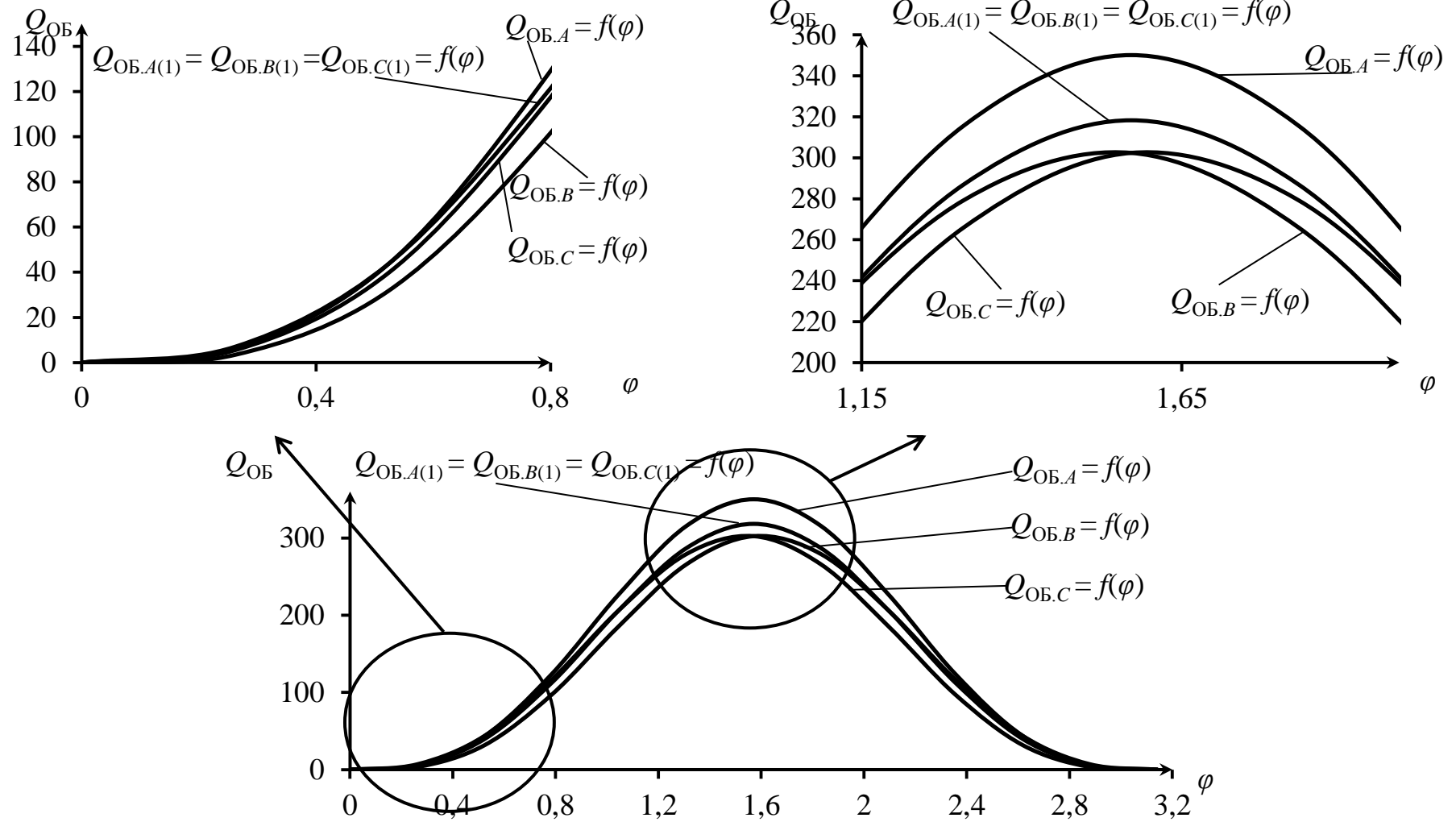


Рис. 3.7. Залежність обмінної потужності від кута зсуву фаз між напругою та струмом у відповідній фазі перетину ЛСЕР

Складова обмінної потужності, що викликана наявністю третьої гармонічної складової струму  $Q_{\text{ОБ}(3)}$ , набуватиме максимальних значень за кута  $\varphi = 45^\circ$ , а за кутів  $\varphi = 0^\circ$  та  $\varphi = 90^\circ$  обмінні процеси, викликані наявністю третьої гармонічної складової струму, відсутні ( $Q_{\text{ОБ}(3)} = 0$ ).

Для трьох варіантів несинусоїдальних несиметричних струмів у перетині (табл. 3.3) визначимо залежність складової обмінної потужності, викликаній наявністю третьої гармонічної складової струму  $Q_{\text{ОБ}(3)}$  у разі  $\varphi = 45^\circ$  (рис. 3.10), оскільки за такого значення зсуву фаз між струмом та напругою  $Q_{\text{ОБ}(3)}$  набуває максимальних значень.

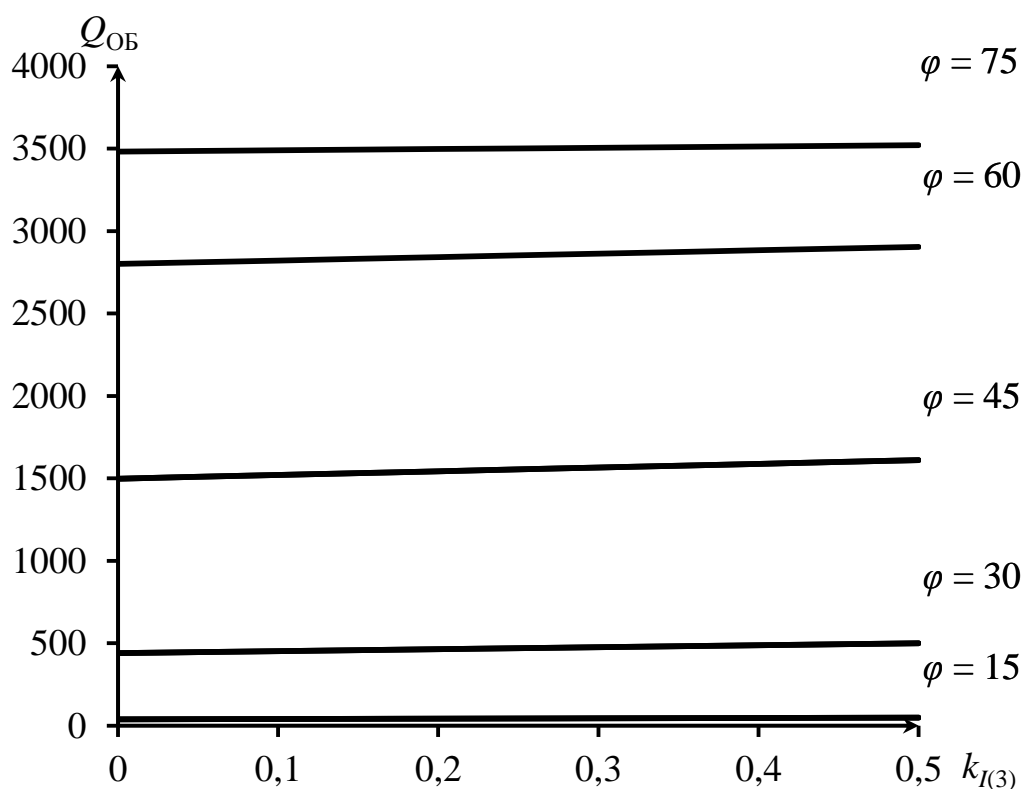


Рис. 3.8. Залежність обмінної  $Q_{\text{ОБ}}$  потужності через перетин А–А від коефіцієнта пульсації

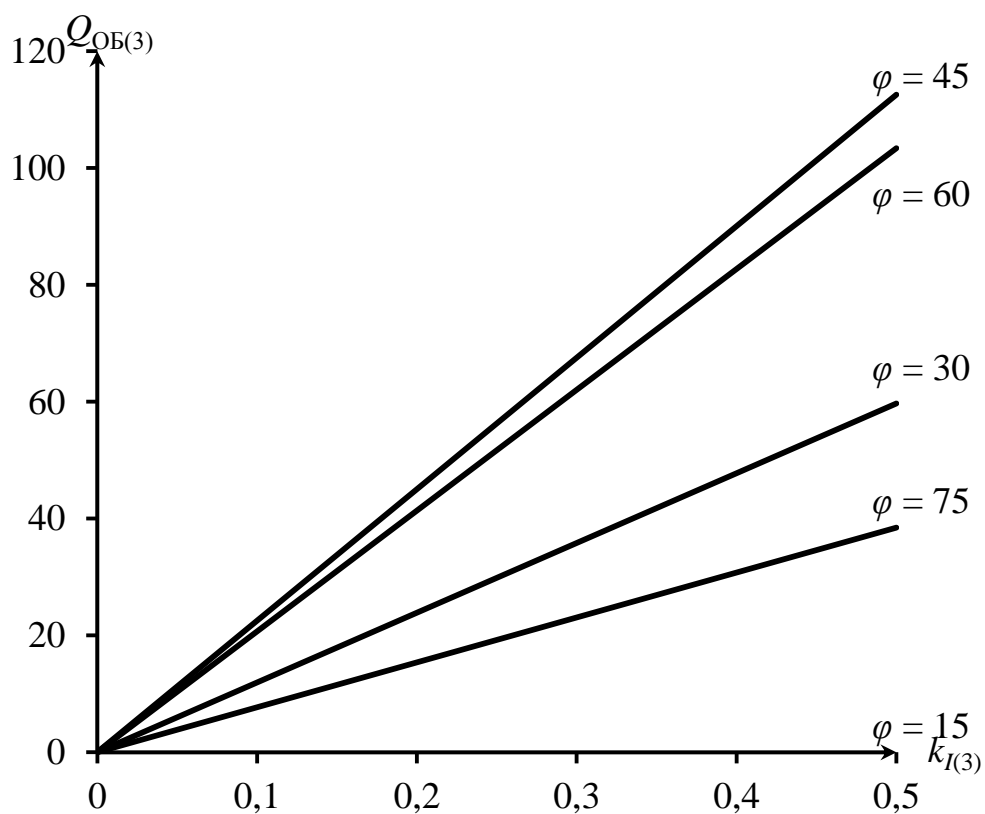


Рис. 3.9. Залежність обмінної  $Q_{OB(3)}$  потужності через перетин А–А від коефіцієнта пульсації

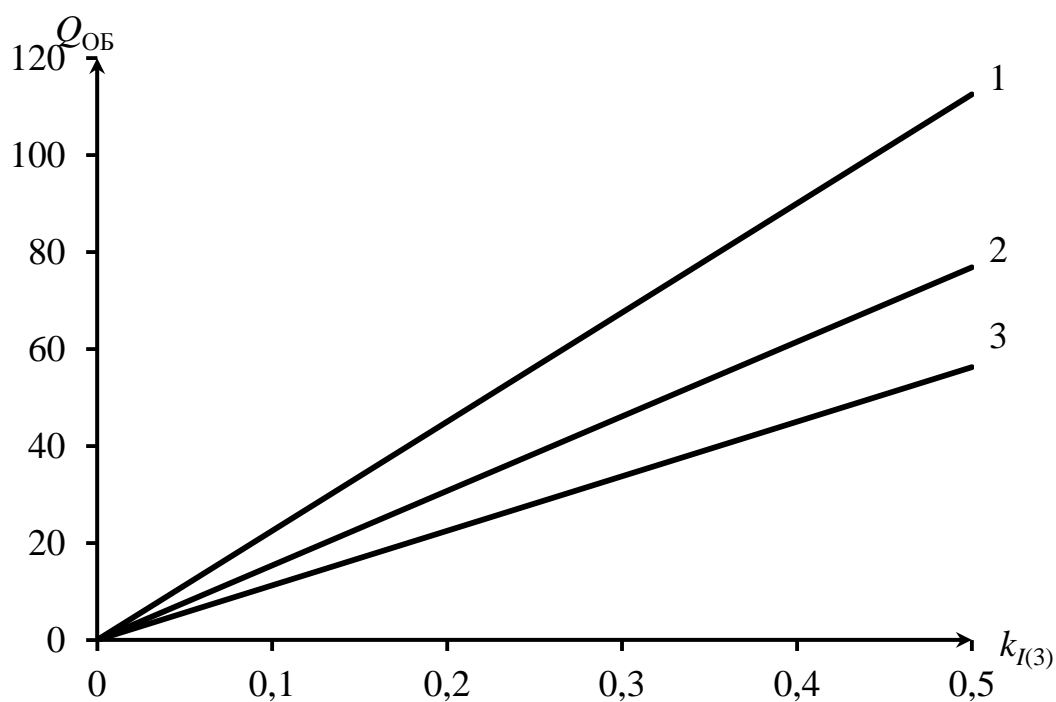


Рис. 3.10. Залежність обмінної  $Q_{OB(3)}$  потужності через перетин А–А від коефіцієнта пульсації для трьох варіантів

Отже, як видно з проведеного аналізу, якщо в перетині трифазної ЛСЕСП присутні струми вищих гармонік (не залежно від причини їх появи), обмінні процеси будуть протікати нерівномірно і викликать несиметрію (струми нульової послідовності) навіть за умови, що несинусоїдальні струми будуть симетричними. Найбільшого впливу на обмінні процеси завдають струми вищих гармонік, зсунуті відносно напруги на кут  $45^\circ$ .

### 3.2.2 Аналіз частки взаємного впливу фаз у перетині трифазної ЛСЕСП

Обмінна потужність у різних перетинах системи буде відрізнятися, і визначити її оптимальне значення для конкретного перетину інколи є неможливим. У другому розділі дисертації було запропоновано ввести поняття частки взаємного впливу (див. співвідношення (2.8)), яка в загальному випадку буде визначатися за формулою

$$\Delta_i = \frac{Q_{\text{об.}i}}{\sum Q_{\text{об}}} \cdot 100\% , \quad (3.22)$$

де для еквівалентної моделі трифазної системи (рис. 3.5)  $Q_{\text{об.}i}$  – обмінна потужність у перетині  $i$ -ї фази;  $\sum Q_{\text{об}}$  – загальна обмінна потужність через трифазний перетин.

Для симетричного режиму трифазної системи має місце співвідношення частки взаємного впливу в перетинах фаз [47–50]:

$$\Delta_H = \Delta_A = \Delta_B = \Delta_C = 33,3(3)\% , \quad (3.23)$$

де  $\Delta_H$  – нормальне значення частки взаємного впливу.

Враховуючи зазначене, актуальним є визначення зв'язку між існуючими ПЯЕ (у цій роботі показниками несиметрії за зворотною та нульовою послідовностями) та часткою взаємного впливу в перетині трифазної ЛСЕСП. Для подальшого аналізу використаємо та розширимо формули (1.15) – (1.17).

За отриманими результатами моделювання обмінні процеси відбуваються в системі як при несиметричному так і симетричному режимах роботи. За умови, що трифазна система живиться від симетричної напруги, діючі значення напруг

рівні діючому значенню номінальної напруги  $U_A = U_B = U_C = U_H$ . З формул, наведених у табл. 1.7, виведемо рівності для номінальної напруги  $U_H$  з врахуванням коефіцієнтів несиметрії  $k_{U2}$ ,  $k_{U0}$ , які визначаються у відносних одиницях (в.о.):

$$U_H = U_2 \cdot k_{U2}; \quad U_H = U_0 \cdot k_{U0}. \quad (3.24)$$

Для розрахунку обмінної потужності  $\Sigma Q_{Об}$  за формулою (3.10) необхідно для початку визначити реактивні складові миттєвого струму  $i$ -ї фази. Враховуючи співвідношення (3.25), отримаємо вираз:

$$i_{pi}(t) = i_i(t) - \frac{u_i(t)P_i}{U_2^2 k_{U2}^2}. \quad (3.25)$$

Обмінну потужність у перетині  $i$ -ї фази визначимо шляхом підстановки виразу (3.25) в формулу обмінної потужності  $Q_{Обi}$ :

$$\begin{aligned} Q_{Обi} &= \frac{1}{T} \int_0^{t_i^+} u_i(t) \left( i_i(t) - \frac{u_i(t)P_i}{U_2^2 k_{U2}^2} \right) dt = \frac{1}{T} \int_0^{t_i^+} \left( u_i(t)i_i(t) - \frac{u_i(t)^2 P_i}{U_2^2 k_{U2}^2} \right) dt = \\ &= \frac{1}{T} \int_0^{t_i^+} \left( p_i(t) - \frac{u_i(t)^2 P_i}{U_2^2 k_{U2}^2} \right) dt = \frac{1}{T} \int_0^{t_i^+} p_i(t) dt - \frac{1}{T} \frac{P_i}{U_2^2 k_{U2}^2} \int_0^{t_i^+} u_i(t)^2 dt = \\ &= P_i^+ - \frac{1}{T} \frac{P_i}{U_2^2 k_{U2}^2} \int_0^{t_i^+} u_i(t)^2 dt, \end{aligned} \quad (3.26)$$

де  $P_i^+ = \frac{1}{T} \int_0^{t_i^+} p_i(t) dt$  – частина потужності, що надходить до навантаження через перетин системи за період  $t_i^+$  в  $i$ -й фазі системи.

Підставивши вирази (3.26) у формулу (3.10), отримаємо рівність для сумарної обмінної потужності через перетин трифазної системи залежно від коефіцієнта несиметрії за зворотною послідовністю  $k_{U2}$ :

$$\Sigma Q_{Об} = P_A^+ - \frac{1}{T} \frac{P_A}{U_2^2 k_{U2}^2} \int_0^{t_A^+} u_A(t)^2 dt + P_B^+ -$$

$$\begin{aligned}
& -\frac{1}{T} \frac{P_B}{U_2^2 k_{U2}^2} \int_0^{t_B^+} u_B(t)^2 dt + P_C^+ - \frac{1}{T} \frac{P_C}{U_2^2 k_{U2}^2} \int_0^{t_C^+} u_C(t)^2 dt; \\
& \Sigma Q_{\text{ОБ}} = P^+ - \frac{\sum_{n=1}^3 \left( P_n \int_0^{t_n^+} u_n(t)^2 dt \right)}{T \cdot U_2^2 k_{U2}^2}, \quad (3.27)
\end{aligned}$$

де  $P^+ = \frac{1}{T} \sum_{n=1}^3 \int_0^{t_n^+} p_n(t) dt$  – частина потужності, що надходить до навантаження через перетин трифазної системи за період  $t_i^+$ .

Сумарну обмінну потужність через перетин трифазної ЛСЕП залежно від коефіцієнта несиметрії за нульовою послідовністю  $k_{U0}$  можна записати аналогічно:

$$\Sigma Q_{\text{ОБ}} = P^+ - \frac{\sum_{n=1}^3 \left( P_n \int_0^{t_n^+} u_n(t)^2 dt \right)}{T \cdot U_0^2 k_{U0}^2} \quad (3.28)$$

Зі співвідношень (3.27) та (3.28) можна виразити зв'язок коефіцієнтів несиметрії за зворотною  $k_{U2}$  та нульовою  $k_{U0}$  послідовностями та обмінною потужністю:

$$k_{U2} = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^3 \left( P_n \int_0^{t_n^+} u_n(t)^2 dt \right)}{T \cdot U_2^2 (\Sigma Q_{\text{ОБ}} - P^+)}}; \quad k_{U0} = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^3 \left( P_n \int_0^{t_n^+} u_n(t)^2 dt \right)}{T \cdot U_0^2 (\Sigma Q_{\text{ОБ}} - P^+)}}. \quad (3.29)$$

Отже, підставивши у формулу (3.22) співвідношення (3.26) – (3.28), отримаємо вирази, що відобразять зв'язок між часткою взаємного впливу  $\Delta_i$  (у в.о.) та коефіцієнтами несиметрії відповідно за зворотною послідовністю  $k_{U2}$ :

$$\Delta_i(k_{U2}) = \frac{Q_{\text{ОБ}.i}}{\Sigma Q_{\text{ОБ}}} = \frac{P_i^+ \cdot T \cdot U_2^2 \cdot k_{U2}^2 - P_i \int_0^{t_i^+} u_i(t)^2 dt}{P^+ \cdot T \cdot U_2^2 \cdot k_{U2}^2 - \sum_{n=1}^3 \left( P_n \int_0^{t_n^+} u_n(t)^2 dt \right)}, \quad (3.30)$$

та за нульовою  $k_{U0}$  послідовністю:

$$\Delta_i(k_{U0}) = \frac{Q_{\text{ОБ.}i}}{\sum Q_{\text{ОБ}}} = \frac{P_i^+ \cdot T \cdot U_0^2 \cdot k_{U0}^2 - P_i \int_0^{t_i^+} u_i(t)^2 dt}{P^+ \cdot T \cdot U_0^2 \cdot k_{U0}^2 - \sum_{n=1}^3 \left( P_n \int_0^{t_n^+} u_n(t)^2 dt \right)}. \quad (3.31)$$

Формули (3.30) та (3.31) характеризують зв'язок між нормованими ПЯЕ у разі несиметрії та взаємним впливом елементів фаз у пертині трифазної ЛСЕР. Основні діючі документи, що нормують ПЯЕ та електромагнітну сумісність технічних засобів [1–5], розрізняють нормально (НДМ) та гранично допустимі межі (ГДМ) значень ПЯЕ. НДМ та ГДМ значень коефіцієнтів несиметрії для електричних мереж напругою до 1 кВ відповідно дорівнюють  $\pm 2,0$  та  $\pm 4,0$  %. Підставивши чисельні значення НДМ та ГДМ коефіцієнтів несиметрії у виведені залежності (3.30) та (3.31), можна визначити відповідні допустимі межі частки взаємного впливу. На основі отриманих виразів (3.30) та (3.31) побудуємо залежності частки взаємного впливу в перетині трифазної ЛСЕР для трипровідного (рис. 3.11) та чотирипровідного (рис. 3.12) виконання. Несиметричний режим будемо створювати шляхом зміни опору навантаження фази  $A$  ( $R_A$ ) в межах  $0 \dots 2$  в.о. так, що значення опору  $R_A = 1$  в.о. відповідатиме симетричному режиму, тобто коли має виконуватися рівність  $\Delta_A = \Delta_B = \Delta_C$ .

Як видно з рис. 3.13 та 3.14, коефіцієнти несиметрії досягають 13 % у разі зростання опору навантаження в діапазоні  $0 \dots 2$  в.о. На рис. 3.13 та 3.14 побудуємо зміну коефіцієнтів несиметрії від навантаження  $R_A$ , що дасть змогу порівняти нормовані ПЯЕ при несиметрії ( $k_{U2\%}$ ,  $k_{U0\%}$ ) та частку взаємного впливу елементів фаз. Відповідно до допустимих меж коефіцієнтів несиметрії визначимо та позначимо на рис. 3.11 і 3.12 шість зон, де I, VI – коефіцієнти несиметрії, що перевищують ГДМ (тобто  $k_{U2(0)} > 4\%$ ); II, V – коефіцієнти несиметрії, що перевищують НДМ, але не перевищують ГДМ (тобто  $4\% > k_{U2(0)} > 2\%$ ); I, IV – коефіцієнти несиметрії, що знаходяться в НДМ (тобто  $k_{U2(0)} < 2\%$ ).

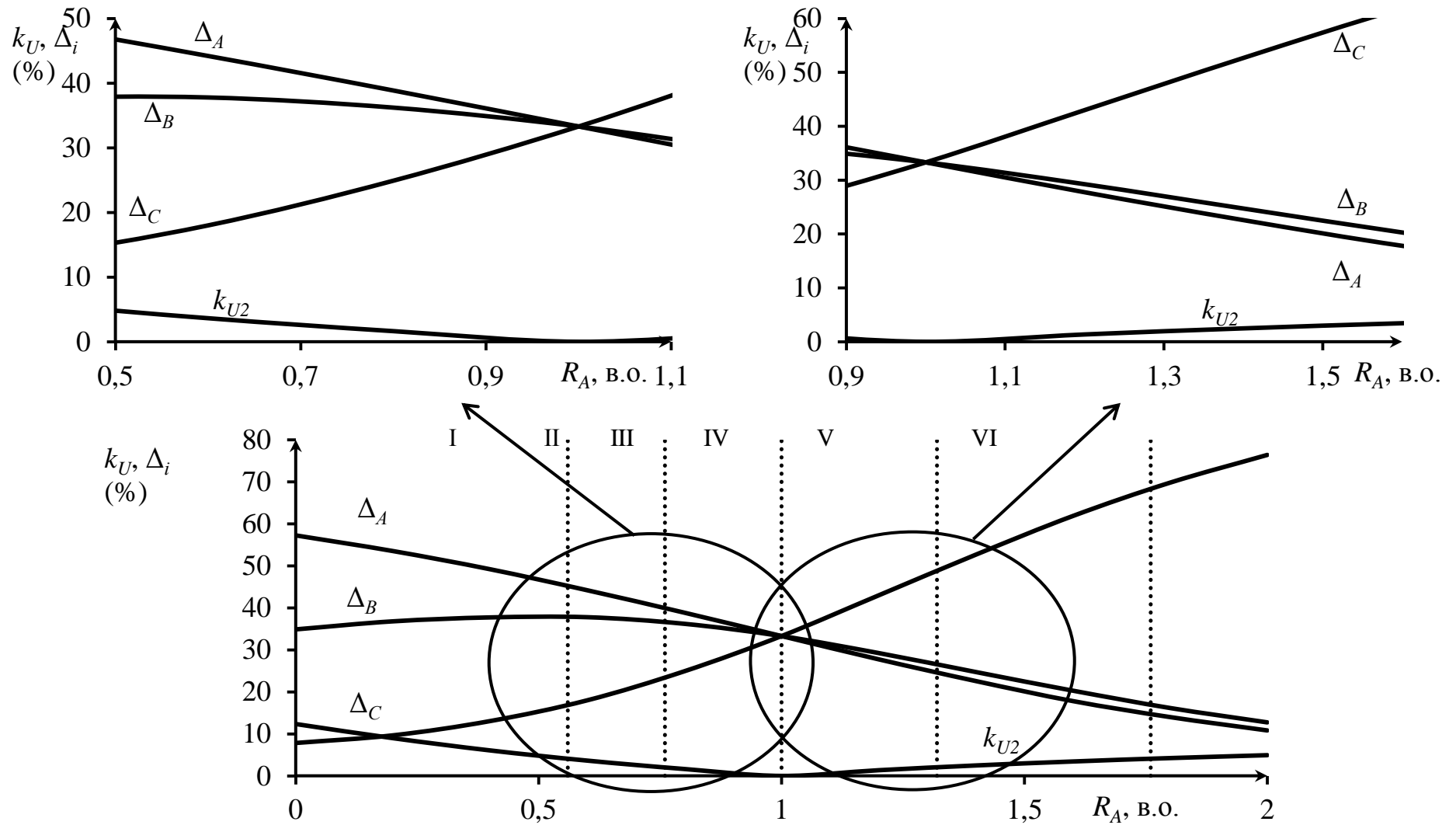


Рис. 3.11. Частка взаємного впливу та коефіцієнти несиметрії для трипровідної трифазної ЛСЕП

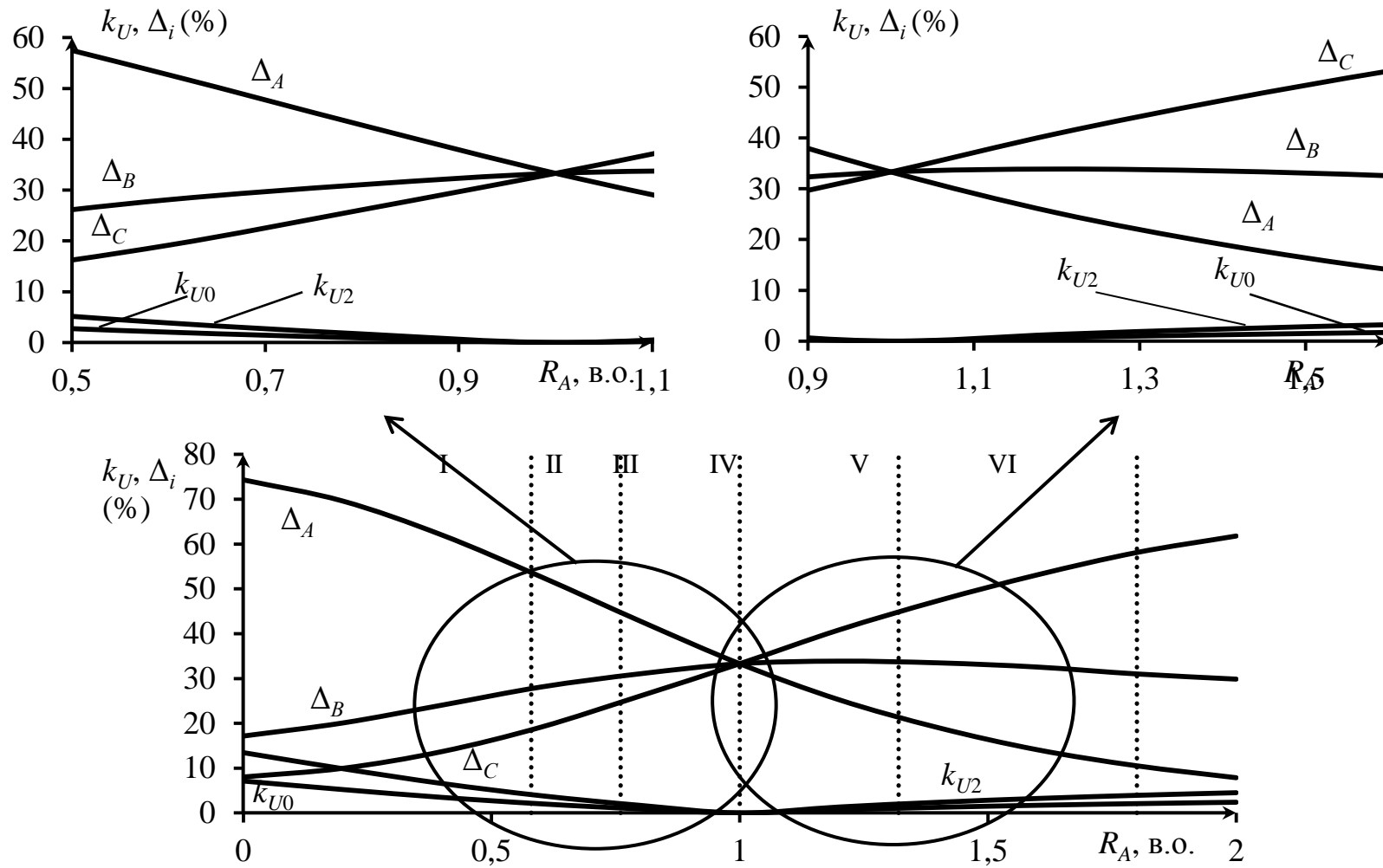


Рис. 3.12. Частка взаємного впливу та коефіцієнти несиметрії для чотирипровідної трифазної ЛСЕП

З врахуванням співвідношення (3.23) та розмежування зон на рис. 3.11 і 3.12 можна визначити допустимі відхилення частки взаємного впливу:

$$\lambda_i = \Delta_i - \Delta_H, \quad (3.32)$$

де  $\lambda_i$  – відхилення частки взаємного впливу  $\Delta_i$  від нормального значення, і для НДМ складає  $-8\% < \lambda_i < +19,5\%$ , а для ГДМ  $-19,5\% < \lambda_i < +36,5\%$ .

Отже, аналіз обмінних процесів у разі роботі ЛСЕП з врахуванням реальних можливих порушень ПЯЕ (несинусоїдальності та несиметрії) з використанням комплексної оцінки зв'язку між коефіцієнтами несиметрії (за зворотною  $k_{U2}$  та нульовою  $k_{U0}$  послідовністями) і коефіцієнтів несинусоїдальності (коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги  $k_U$  коефіцієнт  $n$ -ї гармонічної складової напруги  $k_{U(n)}$ ) з обмінною потужністю  $Q_{\text{Об}}$  та часткою взаємного впливу  $\Delta_i$  дає змогу оцінити з врахуванням нормованих ПЯЕ допустимі перетоки енергії як між фазами окремого трифазного навантаження, так і між фазами паралельно працюючих трифазних генераторів, а також урівноважити обмінні процеси у разі роботи несиметричного однофазного навантаження.

### 3.3 Оцінка взаємного впливу різнорідних та різнотипних джерел РГ

Отримані раніше результати дають можливість оцінити взаємний вплив різнотипних генераторів та їх вплив на навантаження як на лінійне та нелінійне, проаналізувати вплив зовнішніх завад різного характеру, форми та тривалості на генератори електроенергії, охарактеризувати вплив різних гармонічних складових частоти сигналів та різних завад на обмінні процеси, продіагностувати процеси рекуперації електроенергії в мережу задля покращення якісних характеристик електроенергії на всіх етапах її життєвого циклу.

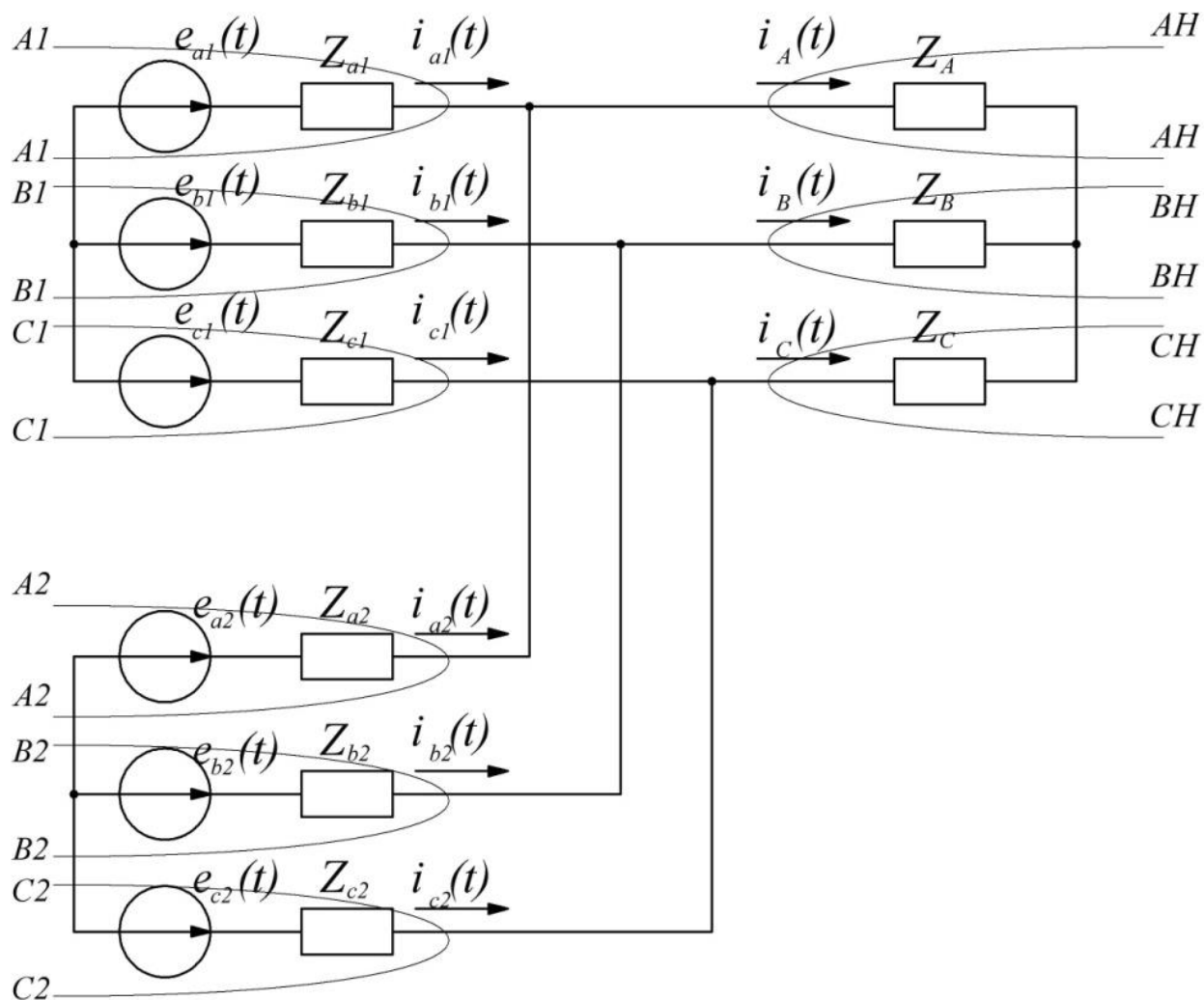


Рис. 3.13. Схема заміщення трифазної моделі двох генераторів, що живлять спільне навантаження

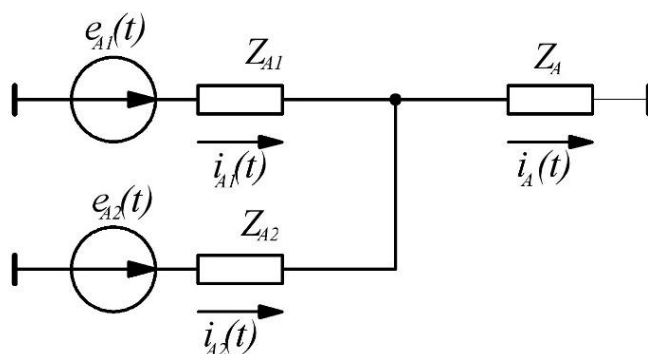


Рис. 3.14. Схема заміщення фази А

У другому розділі дисертації розглянуто взаємний вплив джерел електроживлення в перетинах однофазних макромоделей ЛСЕСП в синусоїдальному та несинусоїдальному режимах їх роботи. Аналіз обмінних процесів у трифазних ЛСЕСП показав, що необхідно враховувати перетоки енергії не тільки між трифазним джерелом та трифазним навантаженням, а і перетоки (взаємний вплив фаз) між фазами трифазного генератора та трифазного навантаження, тому виникає питання, як будуть протікати енергетичні процеси у разі роботи двох трифазних генераторів різної потужності у разі живлення одного трифазного навантаження. Схему заміщення системи трифазної ЛСЕСП наведено на рис. 3.13, а також виокремлено перетини кожного джерела та навантаження.

### 3.3.1 Оцінка власного та взаємного впливу фаз у разі сумісної роботи трифазних джерел РГ

Для симетричного режиму роботи моделі (рис. 3.13) взаємний вплив суміжних фаз взаємокомпенсується і параметри струму та напруги в перетинах будуть залежати лише від власних характеристик кожної  $i$ -ї фази. На рис. 3.14 представлено приклад схеми заміщення однієї фази  $A$ .

Обмінні процеси в фазах будуть визначатися обмінними потужностями в перетині трифазних джерел. Обмінні потужності, що характеризують взаємний вплив двох джерел у відповідній фазі з врахуванням співвідношень (1.19), можна визначити так:

$$Q_{\text{об.}A1-A1} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} [u_{A1}^2(t) \cdot g_{A11} - u_{A1}(t)u_{A2}(t) \cdot g_{A12}] dt; \quad (3.33)$$

$$Q_{\text{об.}A2-A2} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} [u_{A2}^2(t) \cdot g_{A22} - u_{A1}(t)u_{A2}(t) \cdot g_{A21}] dt. \quad (3.34)$$

де  $g_{A11} = (Z_A + Z_{A2}) / Y_{A12} - P_{A1} / U_{A1}^2$ ;  $g_{A22} = (Z_A + Z_{A1}) / Y_{A12} - P_{A2} / U_{A2}^2$  – власні провідності фаз  $A$  відповідно першого та другого джерел;  $g_{A12} = g_{A21} = Z_A / Y_{A12}$ , –

взаємна провідність між фазами  $A$  першого та другого джерел;

$$Y_{A12} = Z_A Z_{A1} + Z_{A1} Z_{A2} + Z_A Z_{A2}.$$

З формул (3.33) та (3.34) видно, що обмінну потужність можна розділити на складові, які характеризують власний вплив та взаємний вплив фаз окремих джерел живлення. Для фази  $B$  та  $C$  залежності будуть аналогічними:

$$Q_{\text{Об.}B1-B1} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} [u_{B1}^2(t) \cdot g_{B11} - u_{B1}(t)u_{B2}(t) \cdot g_{A12}] dt; \quad (3.35)$$

$$Q_{\text{Об.}B2-B2} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} [u_{B2}^2(t) \cdot g_{B22} - u_{B21}(t)u_{B2}(t) \cdot g_{A12}] dt; \quad (3.36)$$

$$Q_{\text{Об.}C1-C1} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} [u_{C1}^2(t) \cdot g_{C11} - u_{C1}(t)u_{C2}(t) \cdot g_{C12}] dt; \quad (3.37)$$

$$Q_{\text{Об.}C2-C2} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} [u_{C2}^2(t) \cdot g_{C22} - u_{C1}(t)u_{C2}(t) \cdot g_{C21}] dt. \quad (3.38)$$

І відповідно обмінні процеси, викликані в перетині трифазної ЛСЕП окремими генераторами, можна записати у вигляді таких співвідношень:

$$Q_{\text{Об.}1} = Q_{\text{Об.}A1-A1} + Q_{\text{Об.}B1-B1} + Q_{\text{Об.}C1-C1}; \quad (3.39)$$

$$Q_{\text{Об.}2} = Q_{\text{Об.}A2-A2} + Q_{\text{Об.}B2-B2} + Q_{\text{Об.}C2-C2}. \quad (3.40)$$

З формул (3.35) – (3.40) видно, що окремі параметри електричної системи здійснюють вплив на фази трифазних джерел електроживлення. Проте ці співвідношення є актуальними лише у випадку симетричних режимів роботи ЛСЕП, тому необхідно вивести залежності, що будуть враховувати мінливість характеру навантаження та генерації.

Виходячи з наведених співвідношень, можна вивести співвідношення, що характеризують взаємний вплив не лише між трифазним навантаженням та між трифазним джерелом, а також взаємний вплив окремих фаз трифазного джерела з врахуванням можливості несиметричного режиму навантаження:

$$Q_{\text{Об.}A} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} [u_A^2(t)(g_{AA} - g_A)(1 - Z_A g_{AA}) - (u_B(t)g_{BA} + u_C(t)g_{CA})^2 Z_A -$$

$$-(u_A(t)u_B(t)g_{BA} + u_A(t)u_C(t)g_{CA})(1 + g_A Z_A)]dt; \quad (3.41)$$

$$Q_{\text{об.}B} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} [u_B^2(t)(g_{BB} - g_B)(1 - Z_B g_{BB}) - (u_A(t)g_{AB} + u_C(t)g_{CB})^2 Z_B - \\ -(u_A(t)u_B(t)g_{AB} + u_B(t)u_C(t)g_{CB})(1 + g_B Z_B)]dt; \quad (3.42)$$

$$Q_{\text{об.}C} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} [u_C^2(t)(g_{CC} - g_C)(1 - Z_C g_{CC}) - (u_B(t)g_{BC} + u_A(t)g_{AC})^2 Z_C - \\ -(u_C(t)u_B(t)g_{BC} + u_A(t)u_C(t)g_{AC})(1 + g_C Z_C)]dt; \quad (3.43)$$

де  $g_{AA} = (Z'_B + Z'_C)/Z_{ABC}$ ;  $g_{BB} = (Z'_A + Z'_C)/Z_{ABC}$ ;  $g_{CC} = (Z'_B + Z'_A)/Z_{ABC}$ ;

$g_{BA} = g_{AB} = Z'_C/Z_{ABC}$ ;  $g_{CA} = g_{AC} = Z'_B/Z_{ABC}$ ;  $g_{CB} = g_{BC} = Z'_A/Z_{ABC}$  – власні та взаємні

провідності відповідних фаз у разі еквівалентування трифазної системи для

визначення струму методом накладення;  $g_A = \int_0^T (Z_{AA} - \frac{u_B(t)Z_{BA} + u_C(t)Z_{CA}}{u_A(t)})dt$  ;

$g_B = \int_0^T (Z_{BB} - \frac{u_A(t)Z_{AB} + u_C(t)Z_{CB}}{u_B(t)})dt$ ;  $g_C = \int_0^T (Z_{CC} - \frac{u_B(t)Z_{BC} + u_A(t)Z_{AC}}{u_C(t)})dt$  – активні

складові провідностей відповідних фаз;  $Z_{ABC} = Z'_A Z'_B + Z'_A Z'_C + Z'_B Z'_C$ ;  $Z'_A = Z_A + Z_a$ ;

$Z'_B = Z_B + Z_b$ ;  $Z'_C = Z_c + Z_c$ .

Враховуючи, що інтеграл різниці рівний різниці інтегралів, можна розділити попередні вирази на дві складові з врахуванням знака інтегрування і отримати такі вирази:

$$Q_{\text{об.}A} = \frac{(1 - Z_A g_{AA})g_A}{T} \int_0^{t^+} u_A^2(t)dt - \quad (3.44)$$

$$- \frac{1}{T} \int_0^{t^+} [(u_B(t)g_{BA} + u_C(t)g_{CA})^2 Z_A + (u_A(t)u_B(t)g_{BA} + u_A(t)u_C(t)g_{CA})(1 + g_A Z_A)]dt;$$

$$Q_{\text{об.}B} = \frac{(1 - Z_B g_{BB})g_B}{T} \int_0^{t^+} u_B^2(t)dt - \quad (3.45)$$

$$-\frac{1}{T} \int_0^{t^+} [(u_A(t)g_{BA} + u_C(t)g_{CB})^2 Z_B + (u_B(t)u_A(t)g_{BA} + u_B(t)u_C(t)g_{CB})(1 + g_B Z_B)] dt;$$

$$Q_{\text{об.}C} = \frac{(1 - Z_C g_{CC})g_C'}{T} \int_0^{t^+} u_C^2(t) dt - \quad (3.46)$$

$$-\frac{1}{T} \int_0^{t^+} [(u_B(t)g_{BC} + u_A(t)g_{CA})^2 Z_C + (u_C(t)u_B(t)g_{BC} + u_A(t)u_C(t)g_{CA})(1 + g_C Z_C)] dt;$$

де  $g_A' = g_{AA} - g_A$ ,  $g_B' = g_{BB} - g_B$ ,  $g_C' = g_{CC} - g_C$ .

Для спрощення запису виразів (3.44)–(3.46) введемо такі позначення:

$$Q_{\text{об.}A} = Q_{\text{об.}AA} + Q_{\text{об.}BC}; \quad (3.47)$$

$$Q_{\text{об.}B} = Q_{\text{об.}BB} + Q_{\text{об.}AC}; \quad (3.48)$$

$$Q_{\text{об.}C} = Q_{\text{об.}CC} + Q_{\text{об.}AB}. \quad (3.49)$$

де  $Q_{\text{об.}AA}$ ,  $Q_{\text{об.}BB}$ ,  $Q_{\text{об.}CC}$  – складові обмінної потужності, що характеризують власний вплив окремих фаз;  $Q_{\text{об.}AB}$ ,  $Q_{\text{об.}BC}$ ,  $Q_{\text{об.}AC}$ , – складові обмінної потужності, що характеризують взаємний вплив трифазної системи на відповідну фазу.

Обмінна потужність через перетин трифазної ЛСЕП з двома трифазними джерелами, що живлять одне трифазне навантаження, визначається з виразу

$$Q_{\text{об}} = \sum_{i=1}^m Q_{\text{об.}i} = Q_{\text{об.}A} + Q_{\text{об.}B} + Q_{\text{об.}C},$$

$$Q_{\text{об}} = Q_{\text{об.}AA} + Q_{\text{об.}BB} + Q_{\text{об.}CC} + (Q_{\text{об.}AB} + Q_{\text{об.}BC} + Q_{\text{об.}AC}). \quad (3.50)$$

Використання співвідношень (3.44) – (3.50) дає змогу формально розділити перетоки обмінної потужності між фазами, між основним трифазним джерелом та трифазним навантаженням, між допоміжним трифазним джерелом та трифазним навантаженням та між трифазними джерелами в цілому. При цьому дольовий внесок кожного трифазного генератора можна записати у вигляді частки впливу (табл. 3.4).

Таблиця 3.4

Перетин трифазної ЛСЕП	Перетин $i$ -го генератора трифазної ЛСЕП		
	$J_i$	...	$\Sigma_i$
$J$	$\Delta_{J-J.1} = \frac{Q_{\text{ОБ.}J1-J1}}{Q_{\text{ОБ.}J}};$ $\Delta_{J-A.2} = \frac{Q_{\text{ОБ.}J2-J2}}{Q_{\text{ОБ.}J}}.$	...	$\Delta_{J.1} = \frac{Q_{\text{ОБ.}1}}{Q_{\text{ОБ.}J}};$ $\Delta_{J.2} = \frac{Q_{\text{ОБ.}2}}{Q_{\text{ОБ.}J}}.$
...	...	...	...
$\Sigma$	$\Delta_{J.1} = \frac{Q_{\text{ОБ.}J1-J1}}{Q_{\text{ОБ}}};$ $\Delta_{J.2} = \frac{Q_{\text{ОБ.}J2-J2}}{Q_{\text{ОБ}}}.$	...	$\Delta_1 = \frac{Q_{\text{ОБ.}1}}{Q_{\text{ОБ}}};$ $\Delta_2 = \frac{Q_{\text{ОБ.}2}}{Q_{\text{ОБ}}}.$

За допомогою співвідношень, наведених у табл. 3.4, можна чисельно визначити частку впливу не тільки трифазних генераторів на трифазне навантаження та їх взаємний вплив один на одного, а і визначити вплив елементів кожної фази кожного з генераторів на роботу власного генератора, сумісного генератора, навантаження та на ЛСЕП в цілому.

### 3.3.2 Аналіз сумісної роботи джерел РГ з різними характеристиками

У разі сумісної роботи ЛСЕП з джерелами РГ, параметри генерації яких за своєю природою залежать від зовнішніх умов (хмарність, штиль і т.п.), виникає проблема нерівномірності генерованої потужності. Нехай одне з джерел оберемо як базове і його параметри не будуть змінюватись під час аналізу. Потужність іншого джерела буде змінюватись у межах від 0 до  $1,5P_1$ .

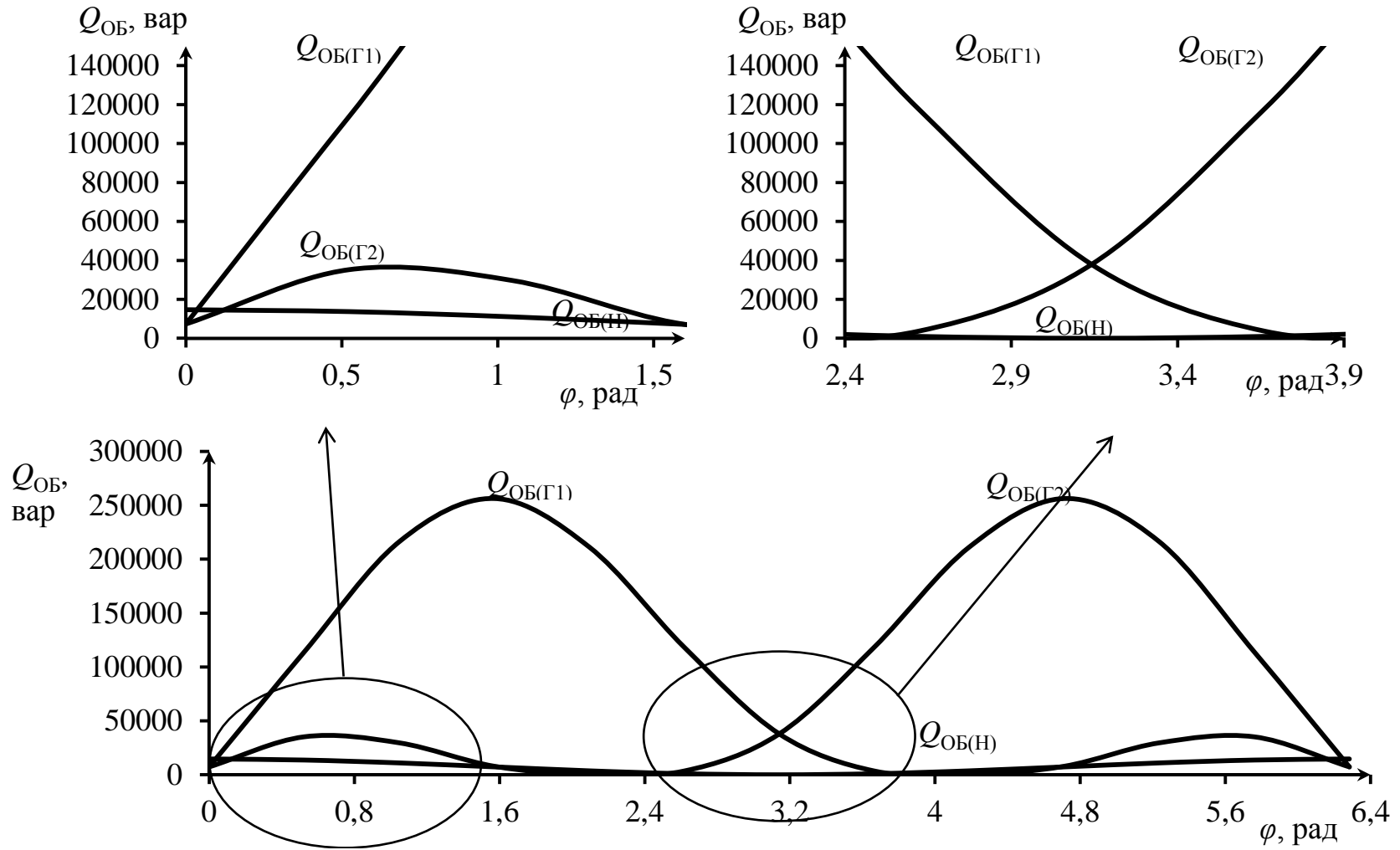


Рис. 3.15. Результуючі обмінні потужності через трифазні перетини генераторів та навантаження для генераторів однакої потужності від кута зсуву між фазами генераторів

На рис. 3.15 – 3.17 наведено залежність обмінної потужності для випадку несинхронно включених двох однакових джерел у разі роботи на симетричне навантаження (рис. 3.16) та на несиметричне навантаження (рис. 3.17) в перетинах відповідно фаз  $A$ ,  $B$  та  $C$ . Для конкретного виду навантаження за кута відхилення напруги генераторів в  $\pi$  обмінна потужність через всі перетини є мінімальною та рівною нулю, що пояснюється взаємокомпенсацією у разі включення в протифазу. Максимальні екстремуми обмінної потужності спостерігаються за кутів  $\pi/2$  та  $5\pi/3$  як у разі симетричного навантаження, так і несиметричного. Проте за несиметрії їх значення в фазі, що є джерелом несиметрії, значно менше. Такий характер графіків пояснюється впливом не лише суміжних фаз трифазного джерела, а і несиметричного трифазного навантаження.

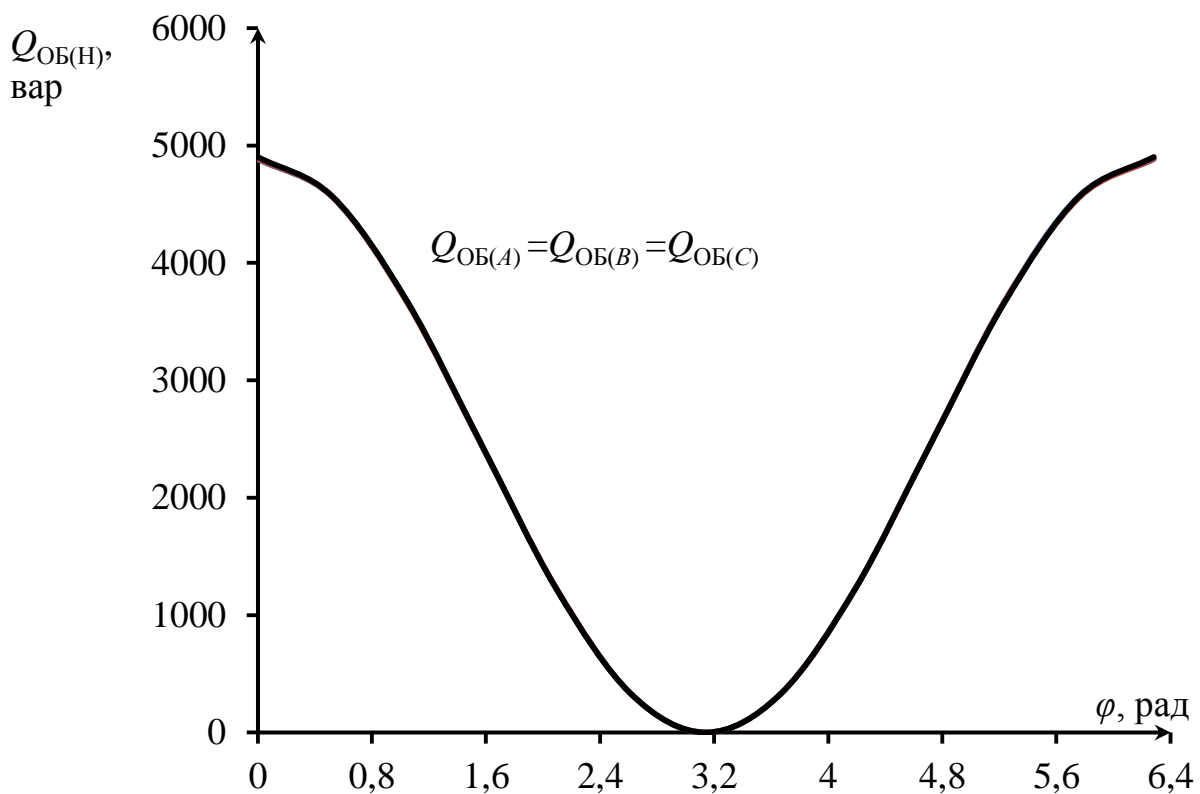


Рис. 3.16. Обмінна потужність у трифазному перетині симетричного навантаження

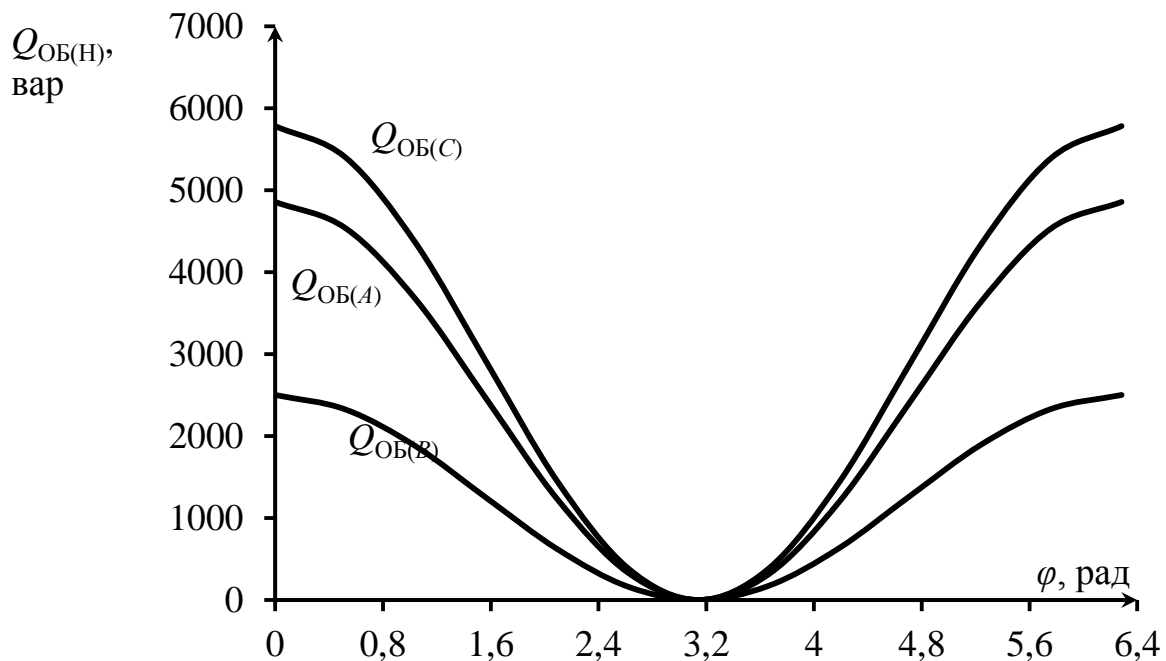


Рис. 3.17. Обмінна потужність у трифазному перетині несиметричного навантаження

Обмінна потужність через відповідні перетини джерел та навантаження залежно від потужності другого джерела наведено на рис. 3.18 – 3.21. Як видно з рис. 3.18 обмінна потужність через відповідні перетини фаз залежно від потужності допоміжного джерела є лінійною. Для перетинів допоміжного джерела (рис. 3.19) обмінна потужність змінюється не лінійно з більшою швидкістю. Проте в перетинах фаз навантаження така залежність є лінійною (рис. 3.20).

У випадку зростання потужності допоміжного джерела в межах від 0 до  $1,5P_1$  зростає і обмінна потужність (рис. 3.21). Швидкість зростання відрізняється із-за впливу несиметричного навантаження. Кут  $\psi$ , що характеризується відношенням індуктивної складової опору до активної, є найменшим у фазі B, а найбільшим в фазі C. Складова опору, що характеризує амплітудну несиметрію навантаження Z, найбільша в фазі C і найменша – у фазі B. Отже, фазна несиметрія здійснює суттєвий вплив на обмінні процеси в трифазній ЛСЕСП, тоді як амплітудна несиметрія призводить до зменшення швидкості зростання обмінної потужності.

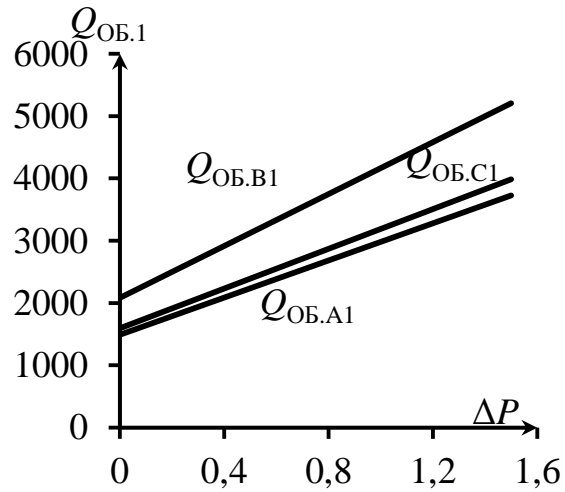


Рис. 3.18. Обмінні потужності фаз базового генератора

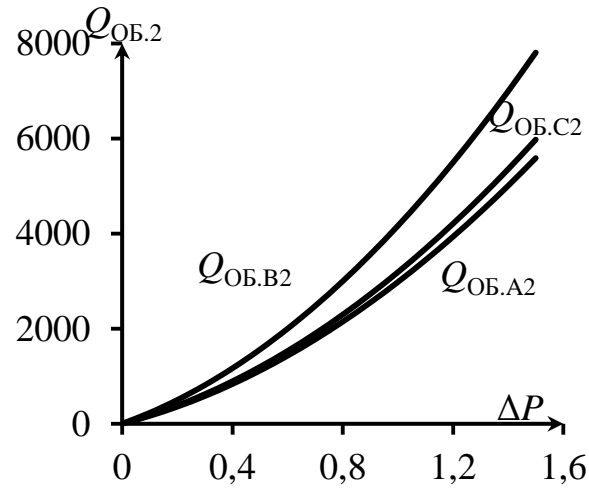


Рис. 3.19. Обмінні потужності фаз другого генератора

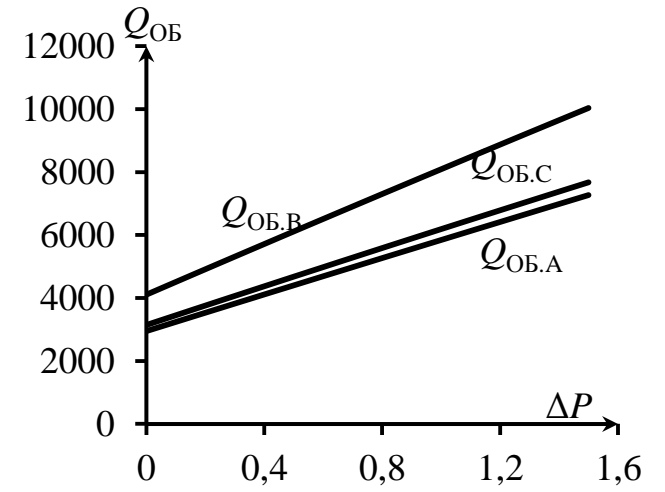


Рис. 3.20. Обмінні потужності фаз у перетині навантаження

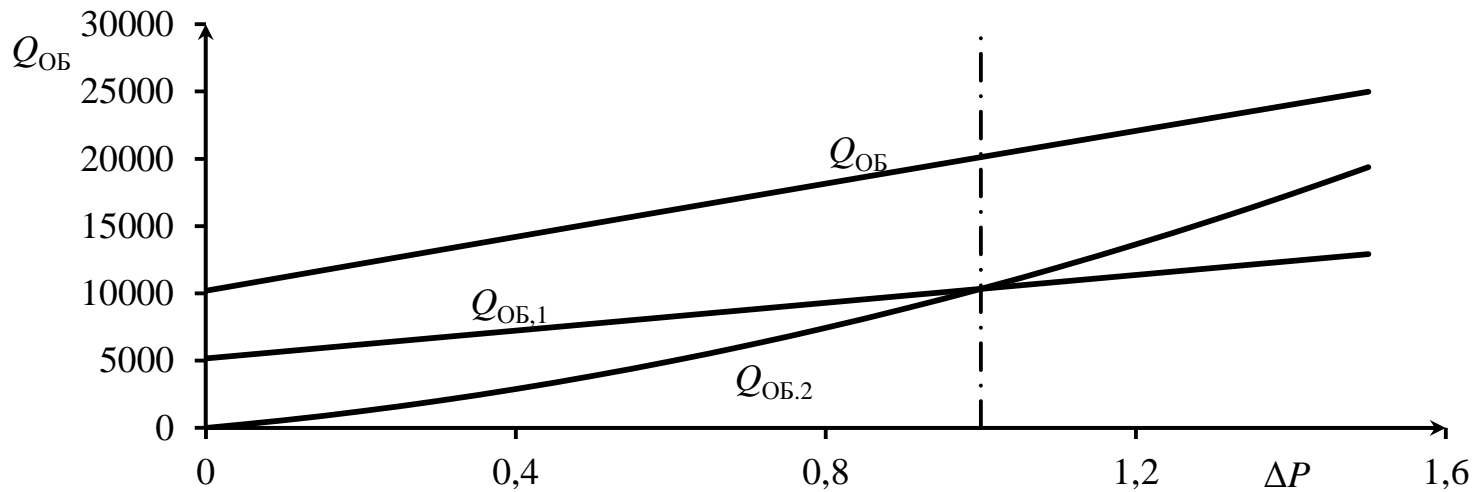


Рис. 3.21. Обмінні потужності у перетині трифазної ЛСЕСП

### 3.4 Обмінні процеси в перетинах ЛСЕП з магнітопов'язаними елементами

На прикладі однофазних макромоделей розглянуто залежності обмінних процесів від коефіцієнта магнітного зв'язку  $k$  для еквівалентних магнітопов'язаних елементів та виведено аналітичні залежності цього коефіцієнта від коефіцієнта пульсації (несинусоїдальності струмів та напруг у перетині ЛСЕП). Для трифазних систем магнітопов'язані елементи можуть бути як частиною навантаження, так і у вигляді перетворювального пристрою (трансформатора). Для початку розглянемо вплив електромагнітних процесів в ЛСЕП, викликаних наявністю магнітопов'язаних елементів у навантаженні. Варіанти міжфазних магнітних зв'язків наведено у табл. 3.5.

На прикладі двофазного зустрічного магнітного зв'язку в чотирипровідній трифазній ЛСЕП (рис. 3.22) визначимо взаємний вплив фаз трифазного джерела в перетині  $A-A$ , виходячи з таких умов: генератор є симетричним та синусоїдальним; навантаження, коефіцієнт магнітного зв'язку у навантаженні між фазами  $B$  та  $C$  дорівнює  $k$ .

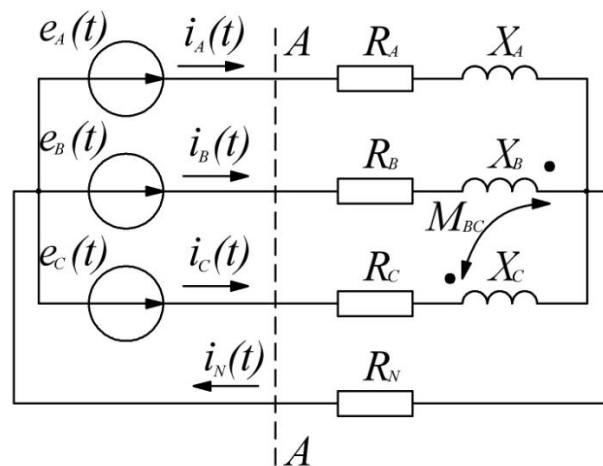


Рис. 3.22. Модель трифазної системи з двофазним магнітним зв'язком

Відповідно до алгоритму розрахунку обмінної потужності необхідно розрахувати реактивні складові струмів у відповідних фазах перетину.

Таблиця 3.5

№ з/п	Тип схеми міжфазного магнітного зв'язку	
	Трифазна трипровідна	Трифазна чотирипровідна
1	Двофазний магнітний зв'язок з прямим включенням	
2	Двофазний магнітний зв'язок з зустрічним включенням	
3	Трифазний магнітний зв'язок з прямим включенням	
4	Трифазний магнітний зв'язок з комбінованим включенням	

Для початку запишемо систему рівнянь відповідно до законів Кірхгофа:

$$\begin{cases} \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C - \dot{I}_N = 0 \\ \dot{I}_A R_A + \dot{I}_A \cdot jX_A + \dot{I}_N R_N = \dot{E}_A \\ \dot{I}_B R_B + \dot{I}_B \cdot jX_B - \dot{I}_C \cdot jX_{BC} + \dot{I}_N R_N = \dot{E}_B \\ \dot{I}_C R_C + \dot{I}_C \cdot jX_C - \dot{I}_B \cdot jX_{BC} + \dot{I}_N R_N = \dot{E}_C \end{cases}$$

де  $X_{BC} = k\sqrt{X_B \cdot X_C}$  – опор взаємної індуктивності між фазами  $B$  та  $C$ , що визначається з  $M_{BC} = k\sqrt{L_B L_C} \Rightarrow M_{BC}\omega = k\omega\sqrt{L_B L_C} \Rightarrow X_{BC} = k\sqrt{L_B \omega \cdot L_C \omega}$ .

Для розв'язку системи рівнянь використаємо матричний метод. Для цього запишемо матрицю коефіцієнтів за невідомих  $\mathbf{Z}$  та матрицю за вільних членів  $\mathbf{E}$ :

$$\mathbf{Z} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & -1 \\ R_A + jX_A & 0 & 0 & R_N \\ 0 & R_B + jX_B & -jX_{BC} & R_N \\ 0 & -jX_{BC} & R_C + jX_C & R_N \end{pmatrix}; \quad \mathbf{E} = \begin{pmatrix} 0 \\ \dot{E}_A \\ \dot{E}_B \\ \dot{E}_C \end{pmatrix}$$

Розв'язок системи рівнянь виконується за формулою

$$\mathbf{I}_{\text{PEЗ}} = \mathbf{Z}^{-1} \cdot \mathbf{E}$$

$$\mathbf{I}_{\text{PEЗ}} = \begin{pmatrix} \dot{I}_A = I_{\text{Am}} \cdot e^{j\varphi_A} \\ \dot{I}_B = I_{\text{Bm}} \cdot e^{j\varphi_B} \\ \dot{I}_C = I_{\text{Cm}} \cdot e^{j\varphi_C} \\ \dot{I}_N = I_{\text{Nm}} \cdot e^{j\varphi_N} \end{pmatrix}$$

Отже, миттєві значення та реактивні струму в загальному вигляді можна записати так:

$$i_i(t) = I_{\text{im}} \cdot \sin(\omega t + \varphi_i); \quad i_{\text{ip}}(t) = i_i(t) - \frac{u_i(t)P_i}{U_i^2},$$

де  $U_i = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u_i(t)^2 dt}; \quad P_i = \frac{1}{T} \int_0^T u_i(t)i_i(t)dt.$

Використовуючи співвідношення (1.19), визначимо обмінну потужність в окремих фазах перетину  $A-A$ . Загальна обмінна потужність через перетин

$$Q_{\text{об}\Sigma} = Q_{\text{об}A} + Q_{\text{об}B} + Q_{\text{об}C}.$$

Розрахуємо частку впливу фази А на загальну систему в перетині  $A-A$ :

$$\Delta_A = \frac{Q_{\text{об}A}}{Q_{\text{об}\Sigma}}, \quad \Delta_B = \frac{Q_{\text{об}B}}{Q_{\text{об}\Sigma}}, \quad \Delta_C = \frac{Q_{\text{об}C}}{Q_{\text{об}\Sigma}}.$$

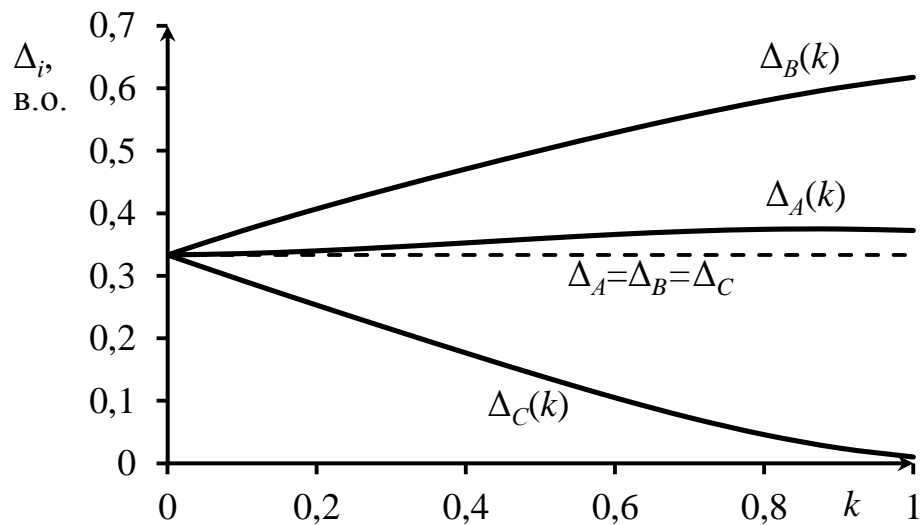


Рис. 3.23. Залежність частки взаємного впливу фаз від коефіцієнта магнітного зв'язку у разі узгодженого включення

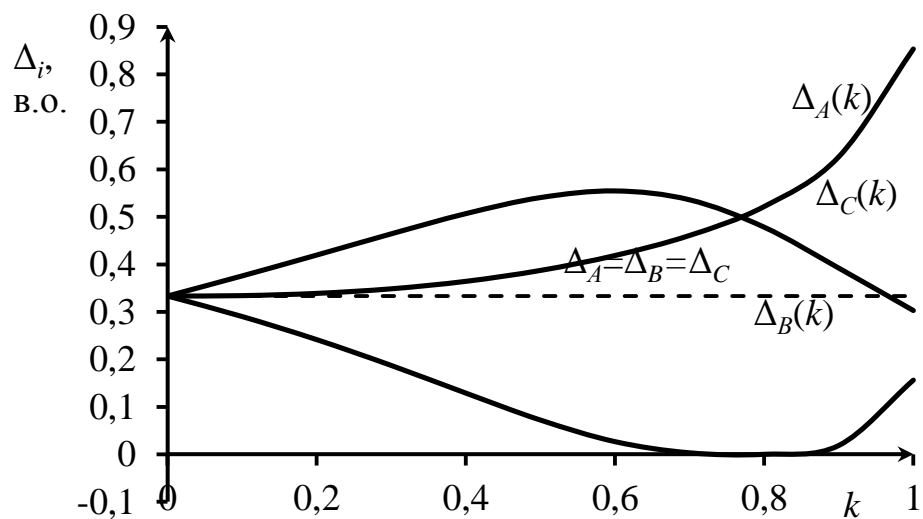


Рис. 3.24. Залежність частки взаємного впливу фаз від коефіцієнта магнітного зв'язку у разі зустрічного включення

На рис. 3.23 та 3.24 наведено залежності частки взаємного впливу  $\Delta_i$   $i$ -ї фази від коефіцієнта магнітного зв'язку  $k$  для двох варіантів включення обмоток навантаження (узгодженого та зустрічного). Штриховою лінією на рис. 3.23 та 3.24 показано симетричний режим роботи навантаження  $\Delta_A = \Delta_B = \Delta_C = 0,33$  в.о. Навіть за відсутності магнітного зв'язку фази  $A$  з іншими фазами магнітний зв'язок фаз  $B$  та  $C$  здійснює суттєвий вплив на обмінні процеси в перетині ЛСЕП як при узгодженому, так і зустрічному включенні.

Оскільки як перетворювальні пристрої в системах електропостачання застосовують трифазні трансформатори, тому розглянемо трифазний стержневий трансформатор зі з'єднанням «Y/Y», схема заміщення якої зображена на рис. 3.25.

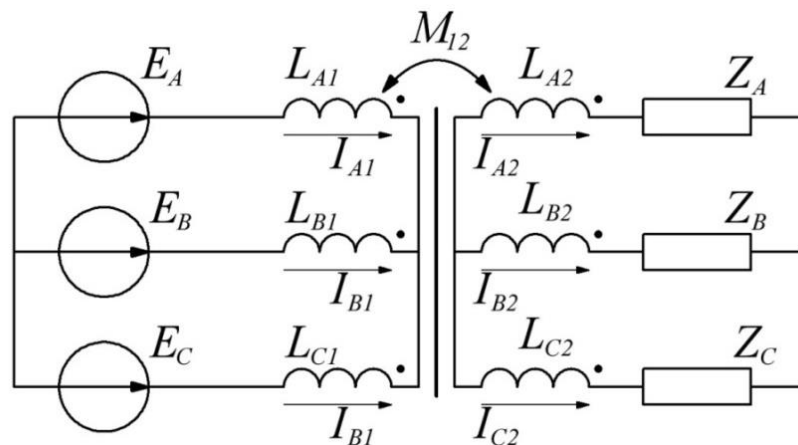


Рис. 3.25. Модель трифазної ЛСЕП з трансформатором

Визначаємо обмінні потужності у відповідно у перетинах первинного та вторинного кіл трансформатора [40, 42]:

$$\begin{cases} Q_{\text{об.1}}(k) = \sum_{i=1}^N Q_{\text{об.1}i}(k) \\ Q_{\text{об.2}}(k) = \sum_{i=1}^N Q_{\text{об.2}i}(k) \end{cases} \quad (3.51)$$

де  $N = 3$  – для трипровідного трифазного перетину ЛСЕП;  $N = 4$  – для чотирпровідного трифазного перетину ЛСЕП;  $Q_{\text{об.1}i}(k)$ ,  $Q_{\text{об.2}i}(k)$  – обмінні потужності  $i$ -ї фази, що відображають обмінні процеси відповідно в

перетинах первинного та вторинного кіл трифазного трансформатора залежно від коефіцієнта магнітного зв'язку  $k$ .

З урахуванням співвідношень (1.19) та (3.10) вираз (3.51) обмінних потужностей для перетину первинного та вторинного кіл трансформатора можна записати:

$$\begin{cases} Q_{\text{ОБ.1}}(k) = \sum_{i=1}^N \int_0^{t_{i+}^+} u_{1i}(t) \cdot i_{p1i}(t, k) dt \\ Q_{\text{ОБ.2}}(k) = \sum_{i=1}^N \int_0^{t_{2i}^+} u_{2i}(t) \cdot i_{p2i}(t, k) dt \end{cases} \quad (3.53)$$

Побудуємо залежність обмінної потужності  $Q_{\text{ОБ}}$  у перетині первинного кола від навантаження у разі різних значень коефіцієнта магнітного зв'язку.

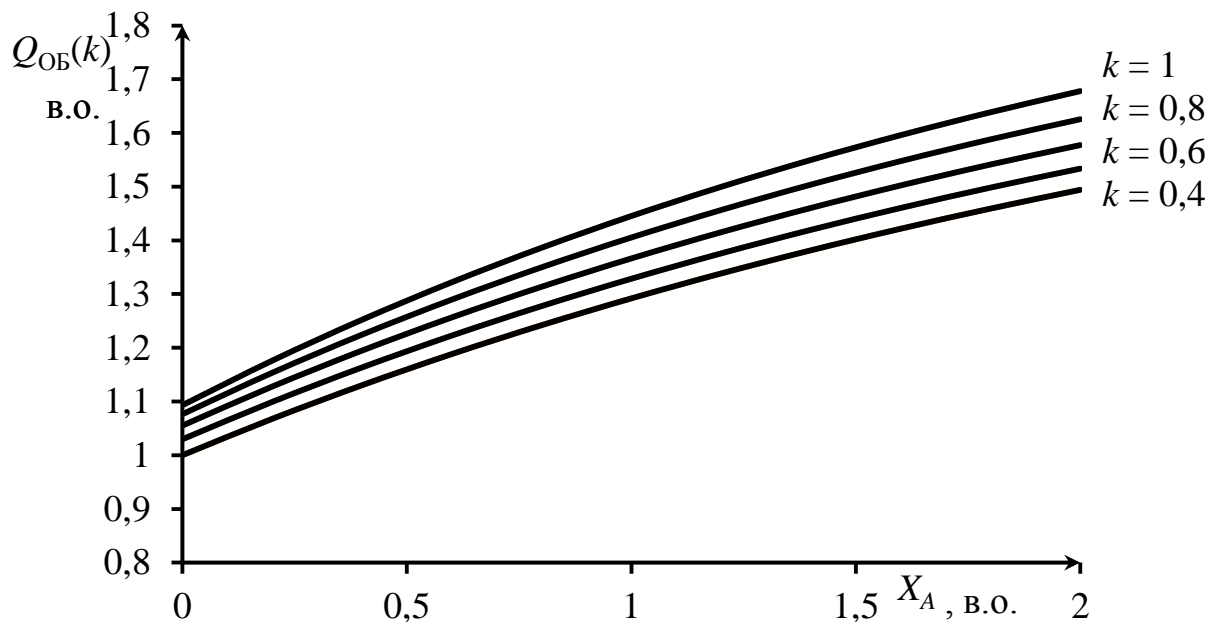


Рис. 3.26. Залежність обмінної потужності в перетині первинного кола

Виходячи зі сказаного, аналіз енергетичних процесів у системах електроживлення без врахування магнітних процесів між елементами системи не є повноцінним. Для моделей, наведених у роботі як для однофазної, так і для трифазної, відхилення результатів розрахунку обмінної потужності з урахуванням коефіцієнта магнітного зв'язку і без його врахування досягає 15% неврахованих втрат (рис. 3.26).

### Висновки до розділу 3

1. Виконано аналіз міжфазного енергообміну в перетині трифазної моделі ЛСЕП та аналіз обмінних процесів у перетині трифазної ЛСЕП з двома джерелами живлення за умов амплітудного дисбалансу, розфазування генераторів та частотної нестабільності, що дало змогу проводити оцінку взаємного впливу суміжних фаз, перетоків потужності між фазами пристрою, нерівномірність завантаження фаз та уточнення енергетичних характеристик ЛСЕП для симетричного та несиметричного режимів роботи.

2. Аналіз міжфазного енергообміну в перетині трифазної моделі ЛСЕП та аналіз обмінних процесів у перетині трифазної ЛСЕП з двома джерелами живлення за умов амплітудного дисбалансу, розфазування генераторів та частотної нестабільності, дав змогу проводити оцінку взаємного впливу суміжних фаз, перетоків потужності між фазами пристрою, нерівномірність завантаження фаз та уточнення енергетичних характеристик ЛСЕП для симетричного та несиметричного режимів роботи.

3. У результаті аналізу обмінних процесів у разі роботі ЛСЕП з врахуванням реальних можливих порушень ПЯЕ (несинусоїдальності та несиметрії) отримано ряд аналітичних та графічних залежностей, визначено чисельно нормально та гранично допустимі значення часткою взаємного впливу  $\Delta_i$ . Це дає змогу оцінити з врахуванням нормованих ПЯЕ допустимі перетоки енергії як між фазами окремого трифазного навантаження, так і між фазами паралельно працюючих трифазних генераторів, а також урівноважити обмінні процеси у разі роботи несиметричного однофазного навантаження.

4. Аналіз обмінних процесів у ЛСЕП з врахуванням реальних характеристик елементів з електромагнітними зв'язками дав змогу адекватно оцінити перетоки енергії та складання реального балансу потужності в ЛСЕП з трансформаторами та враховувати особливості протікання енергетичних процесів в елементах ЛСЕП з електромагнітним перетворенням енергії.

## РОЗДІЛ 4

### ОЦІНЮВАННЯ ОБМІННИХ ПРОЦЕСІВ У ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ РІЗНОГО ФУНКЦІОНАЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ

#### 4.1 Основні положення нормативно-методичного забезпечення оцінки обмінних процесів

Розроблені в дисертаційній роботі теоретичні положення, викладені в розділах 1–3, використано для визначення частки взаємного впливу елементів та її зв'язку з показниками якості електроенергії в перетині трифазної локальної системи електропостачання в процесі експлуатації. Вона призначена для застосування енергетичними компаніями, які мають ліцензії на здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії магістральними або локальними електричними мережами, зацікавленими суб'єктами господарювання, для визначення частки взаємного впливу в перетинах локальних електричних мереж середнього та високого рівнів напруги. Методика не поширюється на електричні мережі, спорудження яких визначають спеціальні правила і норми (контактна мережа електротранспорту, лінії зв'язку, сигналізації тощо).

Теоретичні положення дисертаційної роботи реалізовані у випадках побудови вимірювальних характеристик обмінних процесів у перетинах, що містять електромагнітні спотворюючі пристрої та оцінки перетоків потужності, наукова новизна яких підтверджена авторськими свідоцтвами.

У разі проведення енергетичного обстеження ЛСЕП з джерелами РГ електромагнітними перетворюючими пристроями важливо використовувати нормативно-методичне забезпечення, яке враховує технологічні особливості обладнання і дає змогу проводити експертизи для оцінки перетоків потужності, рівнів нераціонального та марнотратного використання електроенергії.

Розроблено нормативно-методичне забезпечення розширеного енергетичного аудиту з використанням обмінної потужності. Основні етапи

проведення енергетичного дослідження з використанням запропонованих методик:

1) Вимірювання миттєвих та інтегральних характеристик проводиться в контрольних перетинах систем: у вузлах системи, на клеммах електрогенераторів, електричних двигунів, силових трансформаторів, потужних нелінійних споживачів. Отримано дані про миттєві та діючі значення струмів  $i(t)$  та напруг  $u(t)$ , активної потужності  $P$ , коефіцієнтів потужності  $\cos\varphi$  та показників якості електроенергії відповідно до [2, 3] та з урахуванням можливих рівнів метрологічно-інформаційного забезпечення:

– рівень А – виконання вимірювань за умов, коли індивідуальні метрологічні характеристики засобів вимірювальної техніки та графіки відомі;

– рівень Б – виконання вимірювань за умов, коли індивідуальні метрологічні характеристики засобів вимірювальної техніки невідомі, а графіки навантаження відомі;

– рівень В – виконання вимірювань за умов, коли індивідуальні метрологічні характеристики засобів вимірювальної техніки та графіки навантаження відомі.

2) Виміряні дані реєструються на електронних носіях та експортуються в зручній для обробки формі до програмних елементів та модулів.

3) Виділення характерних елементів та груп елементів проводять з використанням співставного (компаративного) методу та за допомогою методу експертних оцінок (індивідуальне опитування для безпосереднього оцінювання) формують перелік груп найбільш поширених елементів та отримують рейтинг важливості (значимості) аналізу.

4) Побудова макромоделей.

5) Розрахунок електромагнітних процесів відбувається з врахуванням конструктивних характеристик обладнання, що генерує електромагнітні (кондуктивні) завади: високовольтні лінії електропередачі, силові трансформатори, електрогенератори, двигуни. Для оцінки рівнів

електромагнітних впливів використовується конструктивний коефіцієнт магнітного зв'язку.

6) Проводиться вибір енергетичних характеристик та показників для формування обмежень критеріїв оцінки обмінних процесів.

7) Здійснюються розробка та реалізація заходів для забезпечення оптимальних режимів роботи обладнання та компенсації рівнів взаємних негативних впливів.

Новизна теоретичних положень, що використані в методиках, ґрунтується на такому:

- комплексний підхід до аналізу систем електроживлення, в тому числі і ЛСЕП з джерелами РГ;
- використання оригінальних енергетичних характеристик та показників;
- використання нових алгоритмів розрахунку обмінної потужності та частки взаємного впливу (дольового вкладу) елементів ЛСЕП;
- систематизація технологічних, режимних та організаційних заходів підвищення енергетичної ефективності.

Задачі, що вирішуються з використанням наведених методик:

- аналіз особливостей структури та режимів роботи ЛСЕП з джерелами РГ, зокрема спотворення кривих напруги та струму, рівні реактивної потужності, якість електроенергії тощо;
- оцінювання перетовів енергії між елементами (групами елементів) ЛСЕП;
- розробка та впровадження рекомендацій щодо забезпечення оптимальних процесів систем електроживлення, в тому числі і ЛСЕП з джерелами РГ.

У нормативно-методичному забезпеченні дається оцінка систем електроживлення, у тому числі і ЛСЕП з різнорідними джерелами та споживачами електричної енергії, алгоритми обчислення енергетичних характеристик та показників, алгоритми обмінних процесів, що адекватно відображають обмінні процеси у виділеному класі систем, особливості електроенергетичного обладнання. Подається характеристика метрологічного

забезпечення для проведення експрес-аудиту енергетичних характеристик об'єктів.

У порівнянні з відомими методиками запропоноване нормативно-методичне забезпечення більш детально враховує особливості енергетичних процесів у ЛСЕП з джерелами РГ, наявність нелінійних спотворювальних навантажень (у тому числі і електромагнітних пристроїв), зокрема, вищих гармонічних складових у спектрах струму і напруги, двонаправленість потоків потужності в перетинах ЛСЕП, перетоки електроенергії між різномірними джерелами електроенергії тощо.

Нормативно-методичне забезпечення було використано для проведення розширеного енергетичного аудиту та експрес-оцінки взаємного впливу обладнання на підприємствах з обробки шкіряних виробів м. Васильків Київської обл. з різним способом підключення до загальної електричної мережі та аналізу паралельної роботи резервних систем електропостачання на об'єктах, що підтверджується відповідними актами впровадження, поданими в Додатку Е.

## **4.2 Програмно-алгоритмічне забезпечення аналізу обмінних процесів**

### **4.2.1 Спеціалізований програмний модуль для розрахунку обмінної потужності**

Розроблено алгоритм визначення обмінної потужності та частки взаємного впливу в довільному перетині однофазної та/або трифазної ЛСЕП на базі спеціалізованого програмного модуля, який дає змогу: проводити розрахунок обмінної потужності незалежно від будови та режимів роботи ЛСЕП і використовує лише виміряні значення струму  $i(t)$  та напруги  $u(t)$  в досліджуваному перетині за необхідний проміжок часу із заданою точністю та спрощує процедуру розрахунку обмінної потужності у разі проведення експрес-аудитів.

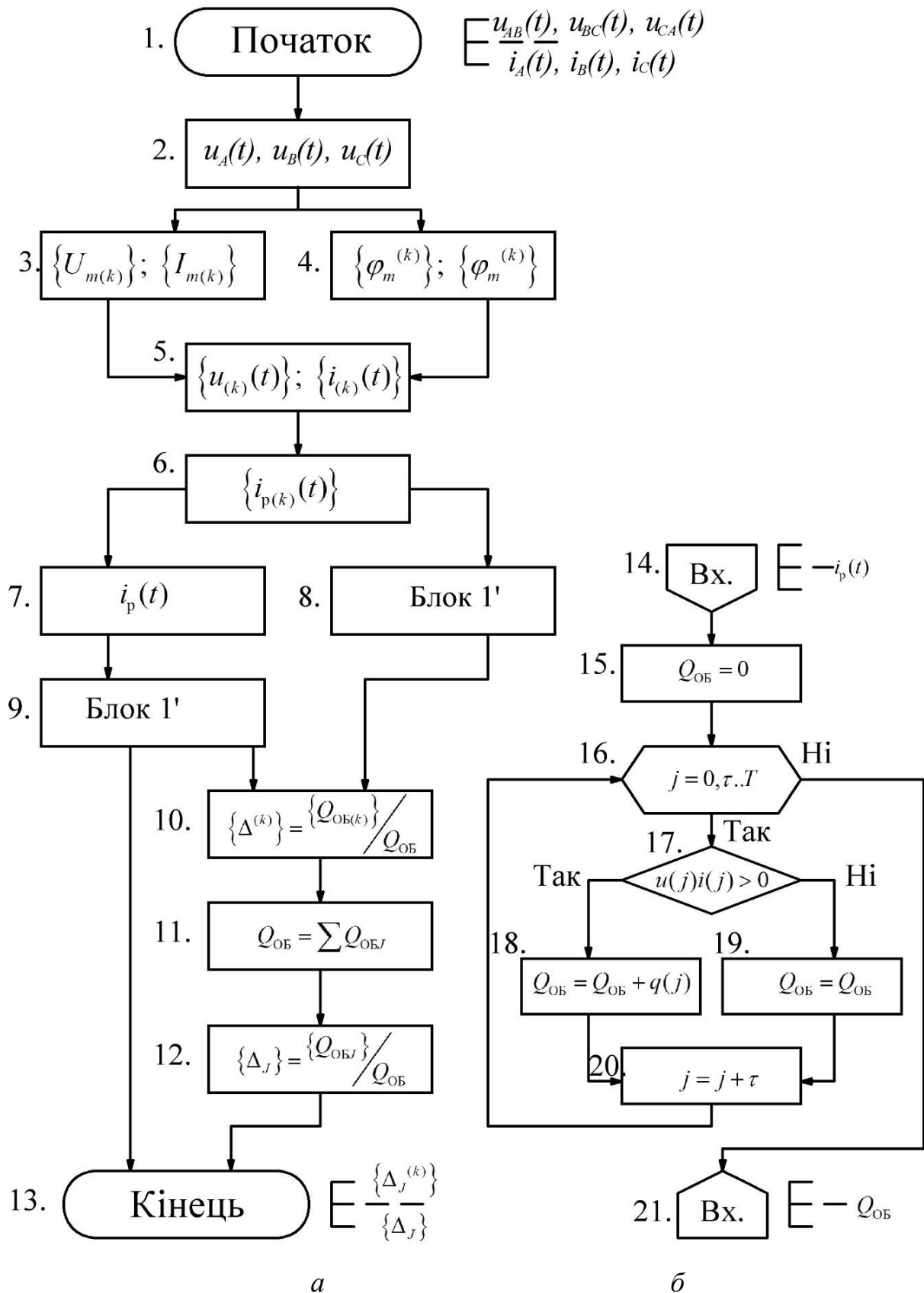


Рис. 4.1. Алгоритм розрахунку частки взаємного впливу  $J$ -ї фази та частки впливу  $k$ -ї гармонічної складової  $J$ -ї фази на інші фази

Використовуючи програмне забезпечення, для прикладу MathCAD, представимо програмний модуль, що реалізує роботу **блоку 1'**, опис якого наведено в табл. 4.2 – розрахунок обмінної потужності в досліджуваному перетині системи:

$$Q_{\text{об}} = \left\{ \begin{array}{l} q \leftarrow 0 \\ P \leftarrow \frac{1}{T} \int_0^{\tau} u(t) \cdot i(t) dt \\ U \leftarrow \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^{\tau} u(t)^2 dt} \\ \text{for } j \in 0, \tau..T \\ \left| \begin{array}{l} q \leftarrow q + \frac{1}{T} \int_j^{j+\tau} u(t) \left( i(t) - u(t) \frac{P}{U^2} \right) dt \text{ if } \begin{cases} u(j) \cdot i(j) \geq 0 \\ u(j+\tau) \cdot i(j+\tau) \geq 0 \end{cases} \\ q \leftarrow q \text{ otherwise} \end{array} \right. \\ \text{return } q \end{array} \right. \quad (4.1)$$

де  $\tau$  – крок інтегрування.

У результаті роботи цього алгоритму можна в довільному перетині трифазної ЛСЕП оцінити частку впливу  $J$ -ї фази та частку впливу  $k$ -ї гармонічної складової  $J$ -ї фази на інші фази та систему в цілому.

Таблиці 4.1 Опис етапів роботи блок-схеми головного алгоритму оцінки обмінних процесів (рис. 4.1а)

Номер блоку	Опис блока алгоритму
1	Початок роботи програми. Отримання вихідних миттєвих лінійних значень струму $i_A(t)$ , $i_B(t)$ , $i_C(t)$ та миттєвих фазних значень напруги $u_{AB}(t)$ , $u_{BC}(t)$ , $u_{CA}(t)$ . Перехід до <b>блока 2</b> .
2	Розрахунок миттєвих лінійних значень напруги $u_A(t)$ , $u_B(t)$ , $u_C(t)$ . Перехід до <b>блока 3</b> .
3	Виконується розрахунок амплітуд напруги $\{U_{m(k)}\}$ та струму $\{I_{m(k)}\}$ $k$ -ї гармонічної складової $J$ -ї фази. Перехід до <b>блока 5</b> .

## Продовження таблиці 4.1

4	Виконується розрахунок фази напруги $\{\varphi_u^{(k)}\}$ та струму $\{\varphi_i^{(k)}\}$ $k$ -ї гармонічної складової $J$ -ї фази. Перехід до <b>блока 5</b> .
5	Визначаються миттєві значення напруг $\{u_{(k)}(t)\}$ та струмів $\{i_{(k)}(t)\}$ $k$ -ї гармонічної складової $J$ -ї фази. Перехід до <b>блока 6</b> .
6	Проводиться визначення реактивних складових струмів $\{i_{p(k)}(t)\}$ $k$ -ї гармонічної складової $J$ -ї фази. Перехід до <b>блоків 6 та 7</b> .
7	Виконується розрахунок загальної реактивної складової струмів $i_p(t)$ $J$ -ї фази. Перехід до <b>блока 9</b> .
8	Подаються реактивні складові струмів $\{i_{p(k)}(t)\}$ $k$ -ї гармонічної складової $J$ -ї фази на додатковий <b>блок 1'</b> (табл. 4.2). Перехід до <b>блока 10</b> .
9	Подається значення загальної реактивної складової струмів $i_p(t)$ $J$ -ї фази на додатковий <b>блок 1'</b> (табл. 4.2). Перехід до <b>блоків 10 та 13</b> .
10	Виконується розрахунок частки взаємного впливу $k$ -ї гармонічної складової $J$ -ї фази на інші фази відповідно до виразу: $\{\Delta_J^{(k)}\} = \frac{\{Q_{OBJ}^{(k)}\}}{Q_{OBJ}}$ . Перехід до <b>блока 11</b> .
11	Виконується розрахунок обмінної потужності, що передається через загальний перетин системи відповідно до виразу $Q_{OB} = \sum Q_{OBJ}$ . Перехід до <b>блока 12</b> .
12	Проводиться розрахунок частки взаємного впливу $J$ -ї фази на суміжні фази та системи в цілому відповідно до співвідношення: $\{\Delta_J\} = \frac{\{Q_{OBJ}\}}{Q_{OB}}$ . Перехід до <b>блока 13</b> .
13	Кінець роботи алгоритму. Видача результатів у вигляді таблиці або матриці частки впливу $J$ -ї фази $\{\Delta_J\}$ та частку впливу $k$ -ї гармонічної складової $\{\Delta_J^{(k)}\}$ $J$ -ї фази на інші фази та систему в цілому.

Таблиці 4.2 Опис етапів роботи блок-схеми блоку 1 головного алгоритму оцінки обмінних процесів (рис. 4.1б)

Номер блоку	Опис блоку алгоритму
14	Вхідний елемент <b>блока 1</b> . Подає до <b>блока 1</b> миттєве значення реактивної складової струму $J$ -ї фази $k$ -ї гармонічної складової $i_p(t)$ . Перехід до <b>блока 15</b> .
15	Присвоєння початкового значення обмінної потужності $Q_{OB} = 0$ . Перехід до <b>блока 16</b> .

## Продовження таблиці 4.2

16	Початок циклу <b>for</b> , що здійснюватиме перебирання $j$ -х значень реактивної складової струму $J$ -ї фази $k$ -ї гармонічної складової. Якщо $j \in 0, \tau, T$ , то перехід до <b>блока 4</b> , в іншому випадку – до <b>блока 17</b> .
17	Перевірка знака активної потужності на $j$ -му інтервалі за умови (оператор <b>if</b> ) $u(j)i(i) > 0$ , $u(j + \tau)i(i + \tau) > 0$ . У разі виконання умови виконується перехід до <b>блока 18</b> , в іншому випадку до <b>блока 19</b> .
18	Виконується присвоєння наступного значення обмінної потужності відповідно до виразу: $Q_{\text{об}} = Q_{\text{об}} + \frac{1}{T} \int_j^{j+\tau} u(t)(i(t) - u(t) \frac{P}{U^2}) dt$ . Перехід до <b>блока 20</b> .
19	Виконується присвоєння наступного значення обмінної потужності відповідно до виразу $Q_{\text{об}} = Q_{\text{об}}$ . Перехід до <b>блока 20</b> .
20	Перехід до наступного інтервалу часу $j = j + \tau$ . Повернення до <b>блока 15</b> .
21	Отримання кінцевого значення обмінної потужності $Q_{\text{об}}$ . Вихід з <b>блока 1</b> .

Аналітичні вирази для визначення обмінної потужності в досліджуваному перетині ЛСЕП є складними в реалізації, якщо необхідно детально дослідити обмінні процеси на короткому інтервалі часу для систем зі складними типами сигналів.

Для використання основної формули обмінної потужності (1.19) необхідно визначити частини активної потужності  $P^+$  та  $P^-$ , що передається через досліджуваний перетин за відповідні інтервали часу  $t^+$  та  $t^-$ , які можна розрахувати за умови:

$$p(t) = u(t) \cdot i(t) = 0; \quad \text{або} \quad \begin{cases} u(t) = 0 \\ i(t) = 0 \end{cases}.$$

У випадку, коли струм та напруга в перетині ЛСЕП синусоїдальні, тобто мають вигляд  $i(t) = I_m \sin(\omega t + \varphi_i)$  та  $u(t) = U_m \sin(\omega t + \varphi_u)$  (рис. 2.10).

Для визначення інтервалів необхідно розв'язати систему рівнянь:

$$\begin{cases} I_m \sin(\omega t + \varphi_i) = 0 \\ U_m \sin(\omega t + \varphi_u) = 0 \end{cases}, \text{ а відповідно } \begin{cases} \omega t + \varphi_i = 0 \\ \omega t + \varphi_u = 0 \end{cases}.$$

У результаті отримаємо два розв'язки:

$$\begin{cases} t = \frac{-\varphi_u}{\omega} \\ t = \frac{-\varphi_i}{\omega} \end{cases}.$$

Обмінна потужність у перетині ЛСЕСП на інтервалі, рівному одному періоду  $T$ , з урахуванням рівномірності протікання енергетичних процесів у на досліджуваному періоді, буде визначатися за виразом

$$Q_{\text{об}} = \frac{2}{T} \int_{-\varphi_i/\omega}^{-\varphi_u/\omega} u(t) \cdot i_p(t) dt.$$

У випадку наявності вищих гармонік, наприклад третьої, струму та напруги (рис. 4.2а), для визначення інтервалів необхідно розв'язати систему рівнянь:

$$\begin{cases} u(t) = U_{m1} \sin(\omega t + \varphi_u) + U_{m3} \sin(3\omega t + 3\varphi_u) = 0 \\ i(t) = I_{m1} \sin(\omega t + \varphi_i) + I_{m3} \sin(3\omega t + 3\varphi_i) = 0 \end{cases},$$

розв'язок якої матиме вигляд:

$$\begin{cases} t = \frac{-\varphi_u}{\omega} \\ t = \frac{\arcsin \sqrt{\frac{1+3k_{U3}}{4k_{U3}}} - \varphi_u}{\omega} \\ t = \frac{-\varphi_i}{\omega} \\ t = \frac{\arcsin \sqrt{\frac{1+3k_{I3}}{4k_{I3}}} - \varphi_i}{\omega} \end{cases}.$$

Як видно з наведених прикладів, для більш складних несинусоїдальних сигналів процедура визначення інтервалів інтегрування вимагає розв'язання складних тригонометричних рівнянь типу

$$\sin(\omega t + \varphi_1) + \sum_{k=2}^N k_{(k)} \sin(k\omega t + \varphi_k) = 0.$$

Якщо розбити період  $T$  на маленькі інтервали  $\tau$  (рис. 4.3) і проаналізувати окремі інтервали часу за знаком миттєвої потужності  $p(t)$  в даному інтервалі, то обмінну потужність можна визначити як математичну суму  $Q_{\text{ОБ}i}$ :

$$Q_{\text{ОБ}} = \frac{1}{T} \sum_{i=0}^T \int_i^{i+\tau} u(t) i_p(t) dt \Big|_{\substack{p(i) > 0 \\ p(i+\tau) > 0}}.$$

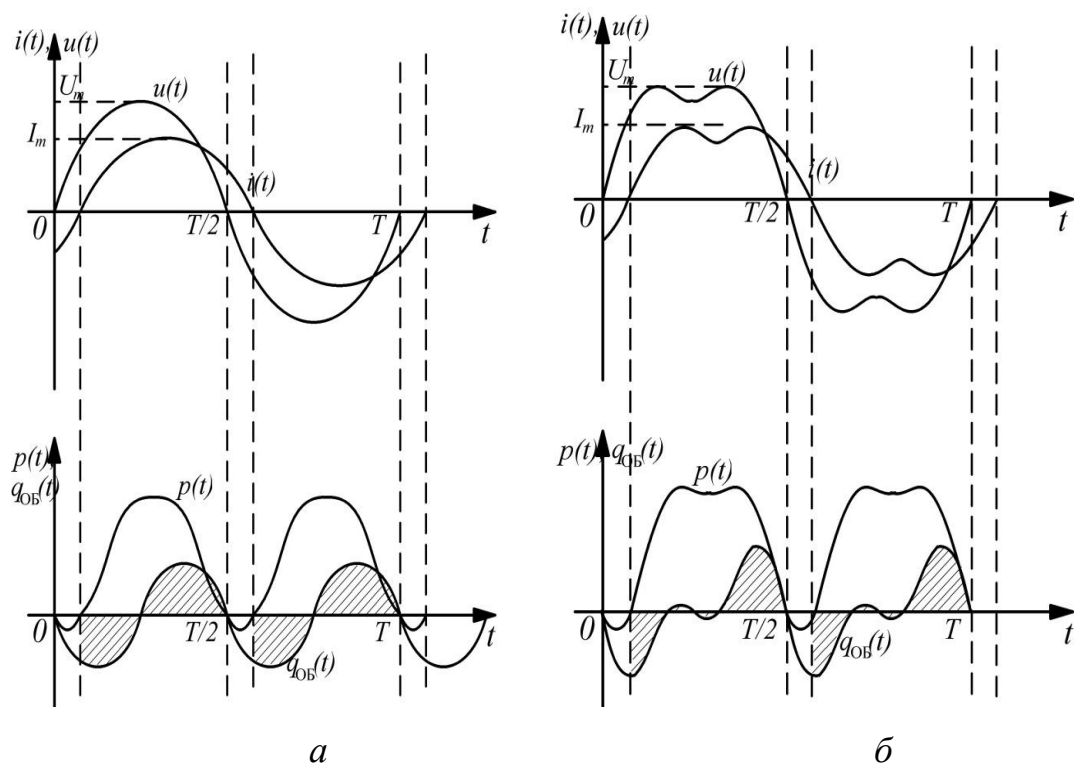


Рис. 4.2. Криві миттєвих струмів, напруг та потужностей для синусоїдального *а* та несинусоїдального *б* випадків

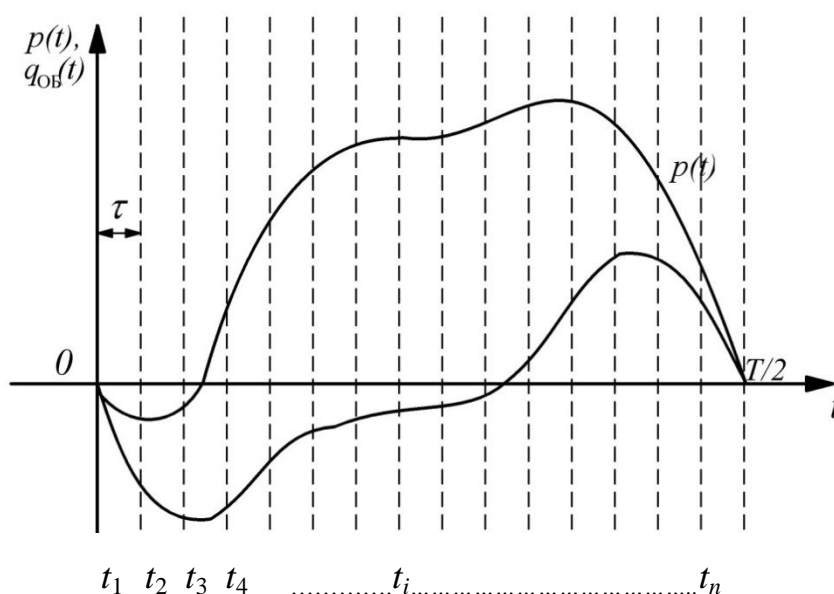


Рис. 4.3. Градування кривих миттєвих потужностей на інтервалі  $\tau$

Чим більше інтервалів, тобто чим менше значення  $\tau$ , тим більша точність даного виразу. Виконавши розрахунок обмінної потужності відповідно до формул (1.7) та (4.1), можна визначити відносну похибку розрахунку:

$$\delta_{\%} = \left( \frac{Q_{\text{ОБ}} - Q'_{\text{ОБ}}}{Q_{\text{ОБ}}} \right) \cdot 100\% ,$$

де  $Q_{\text{ОБ}}$  – обмінна потужність, визначена за формулою;  $Q'_{\text{ОБ}}$  – обмінна потужність, розрахована з використанням програмного модуля.

У результаті виникає питання, яке значення  $\tau$  буде достатнім для забезпечення високої точності розрахунку з використанням цього програмного модуля. На рис. 4.4 наведено залежність відносної похибки від інтервалу  $\tau$  для чотирьох варіантів вихідних даних (I, II криві – для синусоїдальних струмів і напруг відповідно активно-індуктивного та індуктивного навантаження, III, IV криві – для несинусоїдальних струмів і напруг відповідно різнойменних та однойменних гармонічних складів).

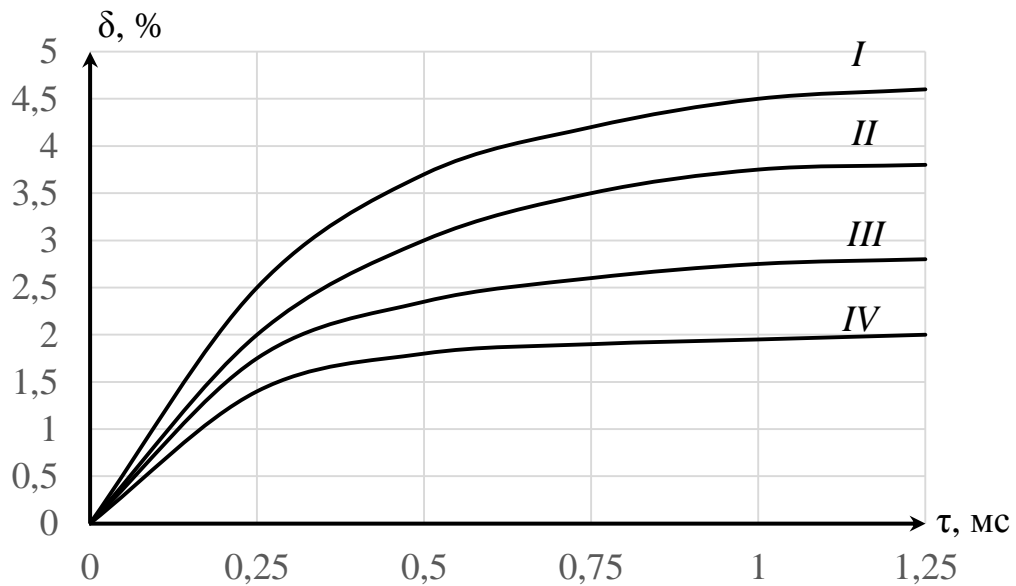


Рис. 4.4. Залежність відносної похибки розрахунку від інтервалу інтегрування

Як видно з рис. 4.4, відносна похибка розрахунку обмінної потужності з кроком  $\tau < 0,001$  не перевищує 5 %. Інтервали вимірювання пристроїв реєстрації якості електроенергії складають 1 мс за періоди, рівні від 20 мс, отже, програмний модуль може бути використаний для оцінки обмінних процесів.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Вимірювальна інформація за період $T$					Розрахункова інформація за період $T$					
2	№ з/п	$t$	$i(t)$	$u(t)$	$\varphi$	$p(t)$	$P$	$U$	$i_{p1}(t)$	$q_{об}(t)$	$Q_k$
3	1	$t_1$	$i_1(t)$	$u_1(t)$	$\varphi_1$	$p_1(t)$	$P$	$U$	$i_{p1}(t)$	$q_{об1}(t)$	$Q_{k1}$
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
$i+1$	$i$	$t_i$	$i_i(t)$	$u_i(t)$	$\varphi_i$	$p_i(t)$	$P$	$U$	$i_{pi}(t)$	$q_{обi}(t)$	$Q_{ki}$
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
$N+1$	$N$	$t_N$	$i_N(t)$	$u_N(t)$	$\varphi_N$	$p_N(t)$	$P$	$U$	$i_{pN}(t)$	$q_{обN}(t)$	$Q_{kN}$

Рис. 4.5. Приклад інтерфейсу програмного забезпечення для визначення обмінної потужності з використанням Excel

Стовпчик А заповнюється автоматично залежно від кількості вимірних точок. У стовпчики В, С, D та Е вносяться відповідно значення миттєвого струму  $i_i(t)$ , напруги  $u_i(t)$  та кута зсуву фаз  $\varphi_i$  для  $i$ -го моменту часу  $t_i$ . Значення у стовпчиках F – K розраховуються відповідно до алгоритму, зображеного на рис. 4.1.

Результуюче значення обмінної потужності в перетині за визначений перетин  $T$  визначається за співвідношенням

$$Q_{\text{об}} = \sum_{k=1}^N Q_k.$$

Запропоноване нормативно-методичне забезпечення дає змогу: визначити обмінну потужність та частку взаємного впливу (дольову участь) в довільному перетині ЛСЕП з врахуванням особливостей їх конфігурації, режимів роботи окремих елементів та ЛСЕП в цілому; отримати інформацію про обмінні процеси в ЛСЕП з різним рівнем інформаційного забезпечення; адекватно враховувати особливості протікання режимів у ЛСЕП, зокрема, двонаправленість потоків електроенергії та визначити реальний їх розподіл в елементах ЛСЕП.

#### **4.2.2 Застосування програмного модуля для оцінки впливу відхилення частоти**

На одному рівні з несиметрією та несинусоїдальністю в системах електропостачання загального призначення є коливання частоти. Відповідно до стандартів [2, 3] нормально допустимі та гранично допустимі межі коливання частоти складають  $\pm 0,2$  Гц та  $\pm 0,4$  Гц. У пункті 2.1 та 2.2 було розглянуто залежність обмінних процесів від коефіцієнтів несиметрії та несинусоїдальності. Тому важливо оцінити зв'язок між коливаннями частоти з обмінною потужністю.

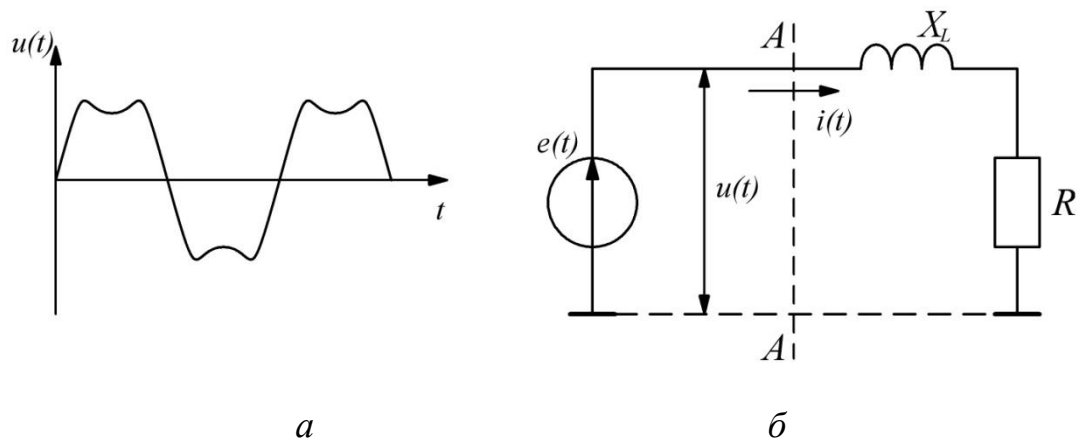


Рис. 4.6. Модель для оцінки впливу коливань частоти джерела живлення на обмінні процеси в ЛСЕС

Якщо напруга в перетині  $A - A$  (рис. 4.6) створена всіма джерелами буде синусоїдальною:  $u(t) = U_m \sin(2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f) \cdot t)$ , і за умови, що навантаження не буде генерувати вищі гармоніки, струм, що протікатиме через перетин, також буде синусоїдальним:

$$i(t) = I_m \sin(2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f) \cdot t + \varphi_i),$$

де  $I_m = \frac{U_m}{\sqrt{R^2 + (2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)L)^2}}$  – амплітуда струму;  $\varphi_i = \arctan \frac{2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)L}{R}$  –

фаза.

Відповідно до виразу (1.19) обмінна потужність визначається як

$$Q_{\text{об}} = \frac{1}{T} \int_0^{\frac{-\varphi_i}{\omega}} u(t) \cdot i_p(t) dt = \frac{U_m^2 \sin^3 \left( \arctan \frac{2\pi(f + \Delta f)L}{R} \right)}{4\pi \sqrt{R^2 + (2\pi(f + \Delta f)L)^2}}. \quad (4.2)$$

де  $T = 1/(f + \Delta f)$  – період;  $\omega = 2\pi(f + \Delta f)$  – циклічна частота;  $\Delta f$  – коливання частоти.

Припустимо, що в перетині однофазної ЛСЕС (рис. 2.11) всіма джерелами формується несинусоїдальна напруга, яку запишемо у вигляді

$$u(t) = U_{m(1)} \sin(2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f) \cdot t) + U_{m(1)} k_{U3} \sin(6 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f) \cdot t).$$

За умови активно-індуктивного навантаження, що характеризується активним опором  $R$  та індуктивністю  $L$ , через перетин буде протікати струм з амплітудами відповідних гармонічних складових:

$$I_{m(1)} = \frac{U_{m(1)}}{\sqrt{R^2 + (2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)L)^2}}; \quad I_{m(3)} = \frac{U_{m(1)} k_{U3}}{\sqrt{R^2 + (6 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)L)^2}},$$

що зсунуті відносно напруги відповідно на кути:

$$\varphi_{i(1)} = \arctan \frac{2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)L}{R}; \quad \varphi_{i(3)} = \arctan \frac{6 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)L}{R}.$$

Коефіцієнт пульсації струму третьої гармонічної складової буде рівний співвідношенню:

$$k_{I3} = \frac{I_{m(3)}}{I_{m(1)}} = \frac{k_{U3} \sqrt{R^2 + (2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)L)^2}}{\sqrt{R^2 + (6 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)L)^2}}. \quad (4.3)$$

Отже, загальний струм, що протікатиме через перетин однофазної ЛСЕР, можна записати у такому вигляді:

$$i(t) = I_{m(1)} \sin(2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f) \cdot t + \varphi_{i(1)}) + I_{m(3)} \sin(6 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f) \cdot t + \varphi_{i(3)}).$$

Обмінна потужність буде залежати від коливання частоти і матиме такий вигляд для основної гармонічної складової:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ОБ}(1)} &= \frac{1}{T} \int_0^{\frac{-\varphi_{i(1)}}{2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)}} u_{(1)}(t) \cdot i_{p(1)}(t) dt = (f + \Delta f) \int_0^{\frac{-\varphi_{i(1)}}{2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)}} u_{(1)}(t) \cdot \left[ i_{(1)}(t) - u_{(1)} \frac{P_{(1)}}{U_{(1)}^2} \right] dt = \\ &= \frac{U_{m(1)}^2 (3 \sin \varphi_{i(1)} - \sin(3\varphi_{i(1)}))}{16\pi \sqrt{R^2 + (2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)L)^2}}; \end{aligned}$$

для третьої гармонічної складової:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ОБ}(3)} &= \frac{1}{T} \int_0^{\frac{-\varphi_{i(3)}}{2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)}} u_{(3)}(t) \cdot i_{p(3)}(t) dt = (f + \Delta f) \int_0^{\frac{-\varphi_{i(3)}}{2 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)}} u_{(3)}(t) \cdot \left[ i_{(3)}(t) - u_{(3)} \frac{P_{(3)}}{U_{(3)}^2} \right] dt = \\ &= \frac{U_{m(3)}^2 (2 \sin(\varphi_{i(3)}) + \sin(5\varphi_{i(3)}) - \sin(7\varphi_{i(3)}))}{24\pi \sqrt{R^2 + (6 \cdot \pi \cdot (f + \Delta f)L)^2}}. \end{aligned}$$

Незважаючи на складність аналітичних виразів, розрахунок та побудова графіків з використанням програмного модуля (4.1) спрощує процедуру і

результуюча обмінна потужність в перетині  $A - A$  залежно від коефіцієнта пульсації  $k_{U3}$  та у разі різних значень коливання частоти  $\Delta f$  (рис. 4.7).

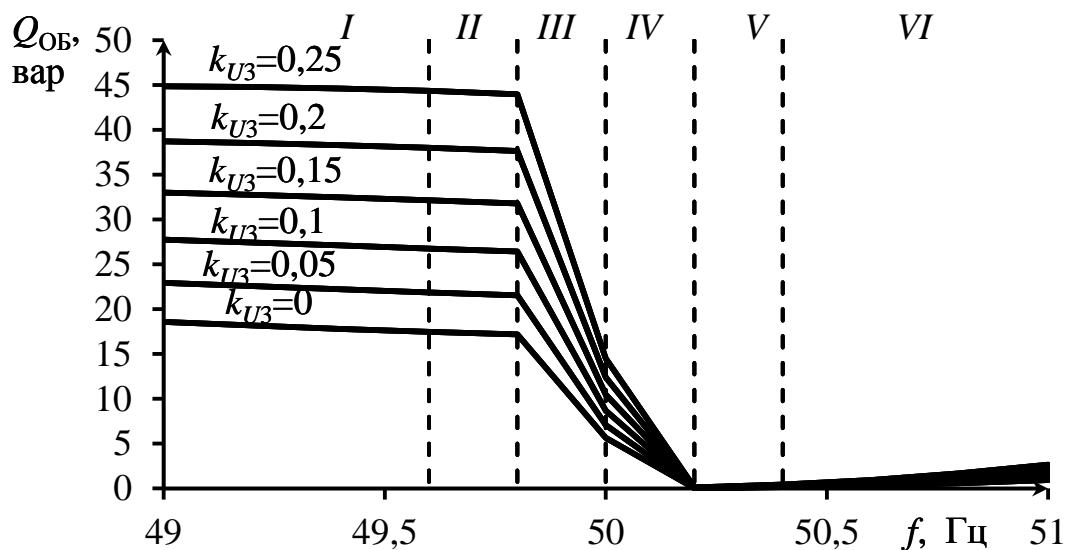


Рис. 4.7. Залежності обмінної потужності від коливань частоти у разі різних значень коефіцієнтів пульсації

На рис. 4.7 можна виділити зони, що не відповідають нормам [2-3] – зона I та VI; зони, де коливання частоти відповідають гранично допустимим значенням  $\Delta f = \pm 0,4$  Гц – II та V; зони, що відповідають нормально допустимим значенням  $\Delta f = \pm 0,2$  Гц – III та IV. Як видно з рис. 4.7, у разі значень коливання частоти, менших 49,8 Гц обмінна потужність зростає. Це приводить до зміни балансу активних потужностей у ЛСЕП, що забезпечується за частоти 50 Гц. Незначне зменшення частоти може викликати насичення і, як наслідок, зростання втрат у сталі та появу вищих гармонік у напрузі. Також зменшення частоти призводить до збільшення механічних втрат у двигунах. Зростання частоти призводить до падіння обмінної потужності в перетині, що пов'язано зі зменшенням періоду дії напруги та взаємною компенсацією основної та третьої гармонічних складових.

### **4.3 Аналіз та оптимізація обмінних процесів на об'єктах**

#### **4.3.1 Аналіз обмінних процесів на підприємстві з власною трансформаторною підстанцією**

Нормативно-методичне забезпечення використано для проведення розширеного енергетичного аудиту на підприємстві з власною трансформаторною підстанцією ТП. На підприємстві встановлено системи автоматичного контролю електроспоживання, що дало змогу отримати необхідну вимірювальну інформацію для оцінки обмінних процесів у трьох трифазних перетинах. На рис. 4.8 зображено схему електропостачання підприємства та показано три перетини, де проводилися контрольні вимірювання:  $A1 - A1$  на ввідних шинах трансформаторної підстанції;  $A2 - A2$  на ввідних шинах I-ї групи споживачів;  $A3 - A3$  на клемах дубильного станка з встановленою потужністю 55 кВт.

У результаті обстеження, що проводилося протягом доби, отримано ряд вимірювальних даних, які було транспортовано в програмне середовище Excel для подальшої обробки.

На рис. 4.9 та 4.10 показано миттєві характеристики трифазних відповідно до напруги та струму, що були виміряні в перетині  $A1-A1$  за три досліджуваних періоди. Ці характеристики відповідають трьом різним режимам роботи підприємства.

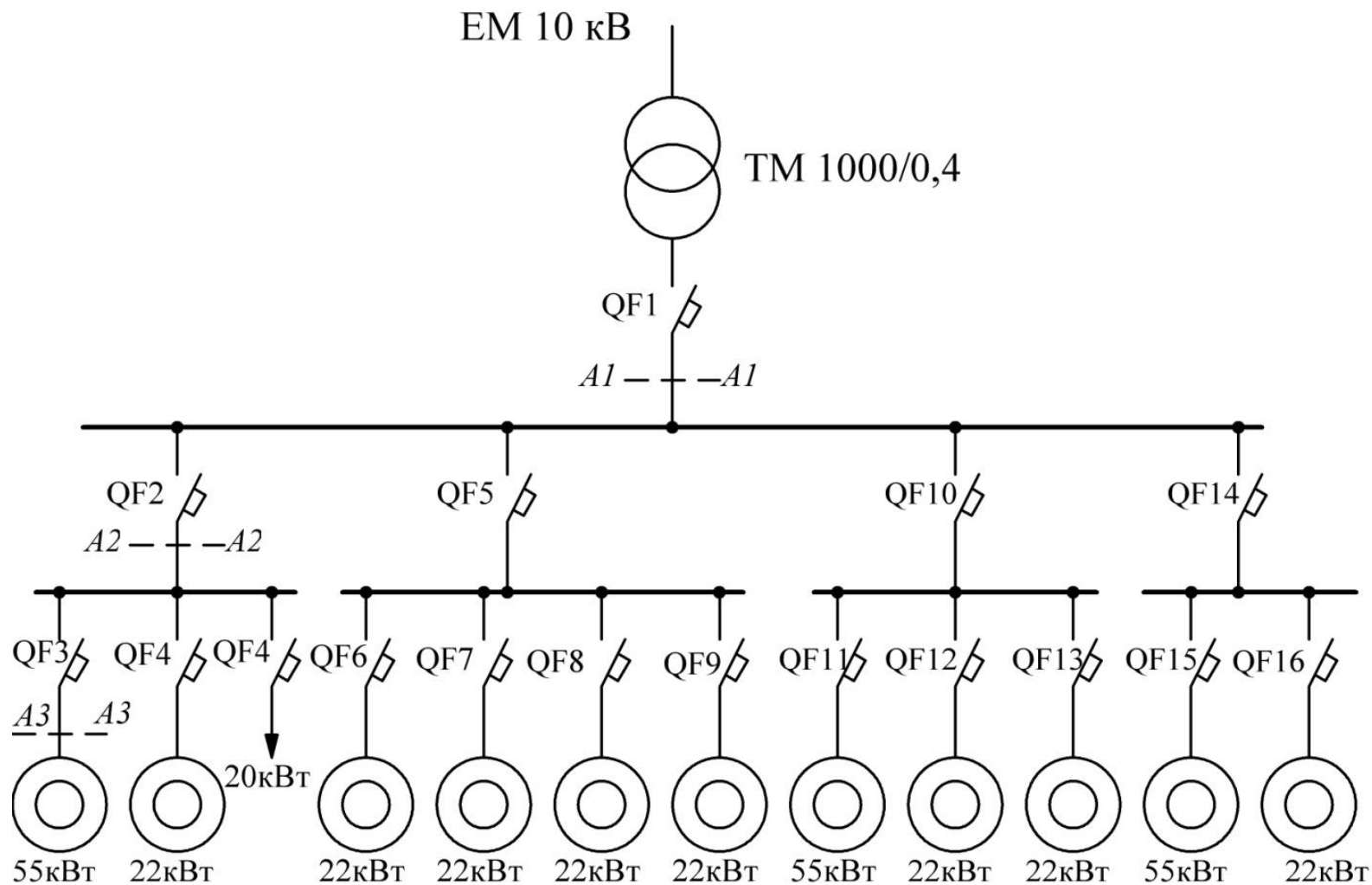


Рис. 4.8 Схема електропостачання підприємства з власним ТП

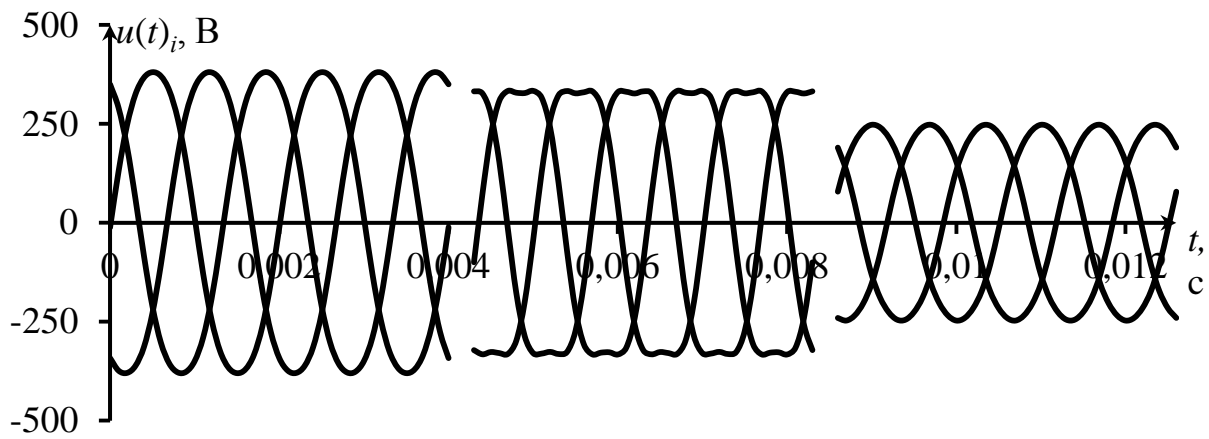


Рис. 4.9. Миттєві значення лінійних напруг у трифазному перетині  $A1 - A1$  за три часові інтервали

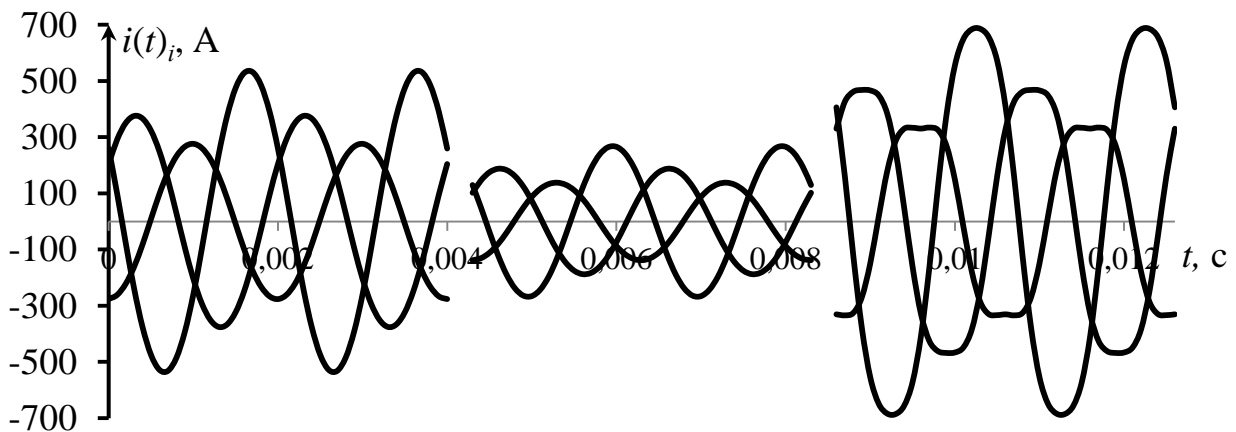


Рис. 4.10. Миттєві значення фазних струмів у трифазному перетині  $A1 - A1$  за три часові інтервали

У першому та третьому досліджуваних періодах напруга в перетині  $A1-A1$  була квазісинусоїдальною, проте спостерігалися великі відхилення, що перевищували нормально допустимі значення в  $\pm 10\%$ . Напруга в другому періоді була несинусоїдальною, оскільки на цей період було підключено найбільшу кількість нелінійних споживачів (а саме: дубильні барабани, преси, міксери і т.п.). В усіх трьох періодах напруга була симетричною.

На рис. 4.11 – 4.13 наведено пофазний розподіл миттєвих вимірної активної потужності та розрахункової обмінної потужностей, а на рис. 4.14 – їх результуючі значення на трьох контрольних періодах.

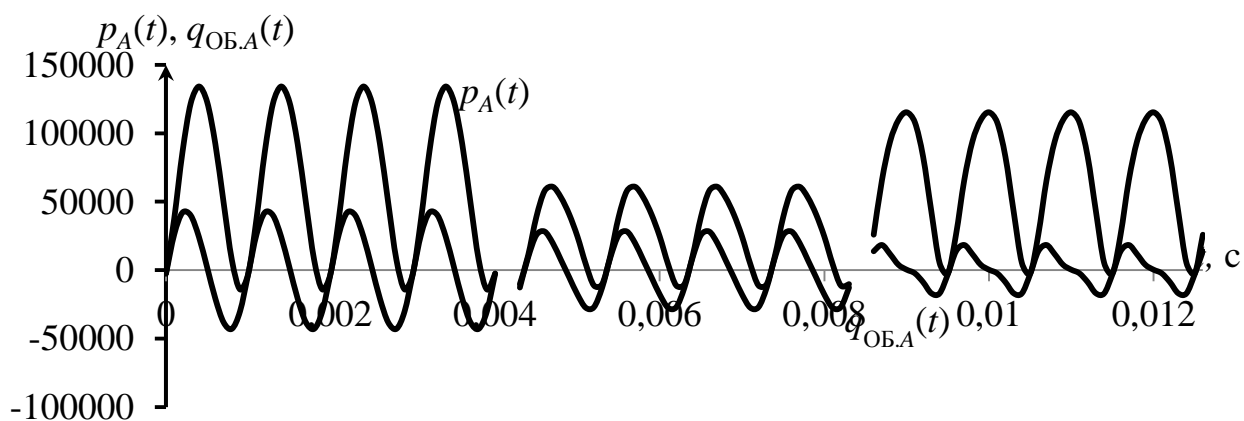


Рис. 4.11. Миттєві характеристики активної та обмінної потужностей фази  $A$  в перетині  $A1 - A1$  за три часові інтервали

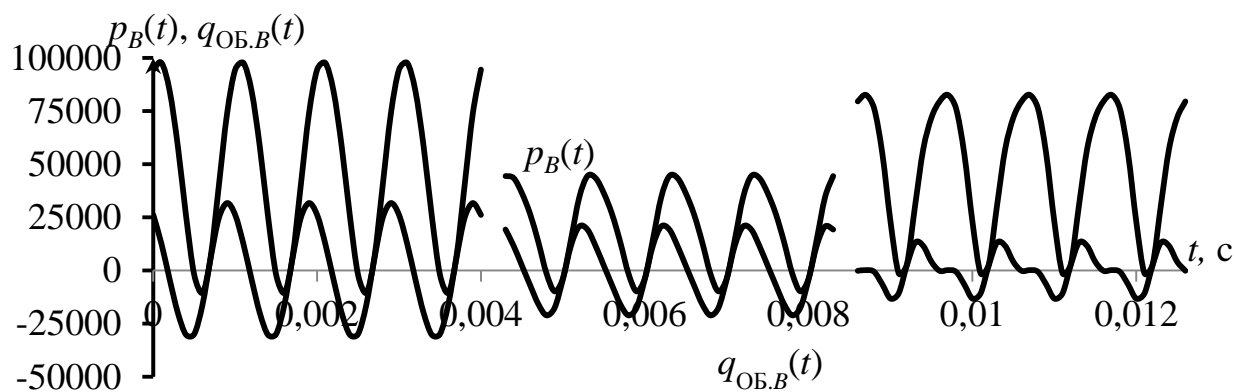


Рис. 4.12. Миттєві характеристики активної та обмінної потужностей фази  $B$  в перетині  $A1 - A1$  за три часові інтервали

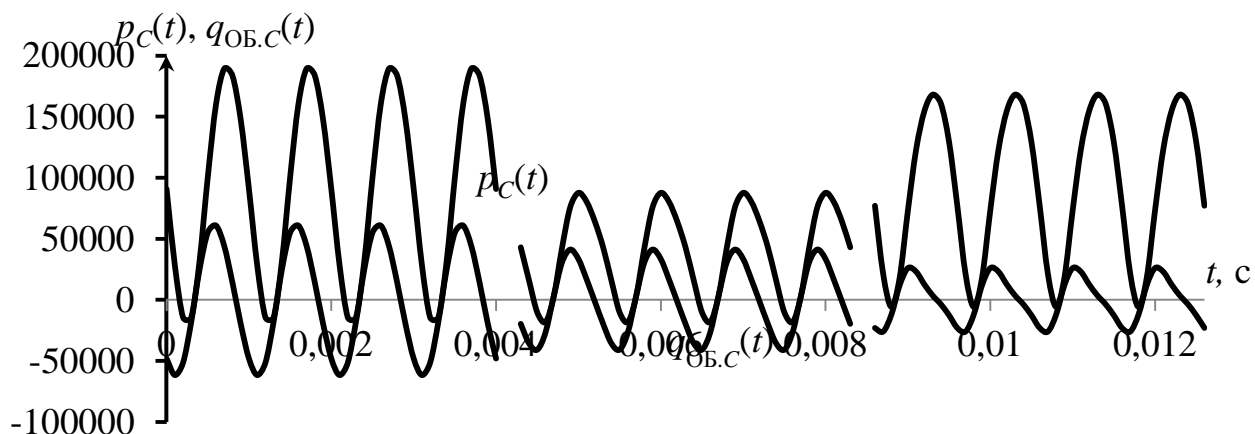


Рис. 4.13. Миттєві характеристики активної та обмінної потужностей фази  $C$  в перетині  $A1 - A1$  за три часові інтервали

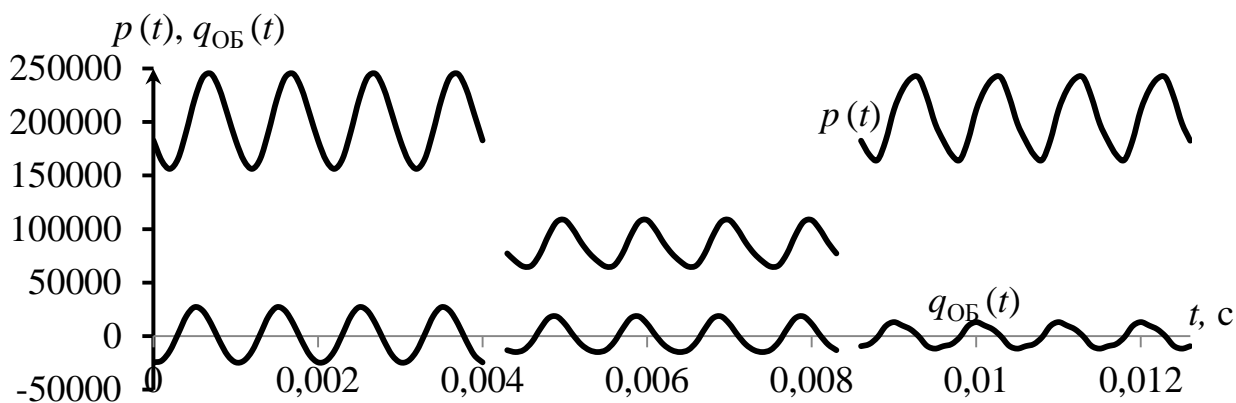


Рис. 4.14. Миттєві характеристики активної та обмінної потужностей у трифазному перетині  $A1 - A1$  за три часові інтервали

У 3-му розділі дисертаційної роботи було зазначено, що для детального аналізу обмінних процесів у трифазному перетині необхідно проводити обчислення в перетині кожної фази окремо. Це твердження підтверджується на рис. 4.11 – 4.14. У разі аналізу рис. 4.14 впливає, що обмінна потужність на всіх досліджуваних періодах у перетині  $A1 - A1$  рівна нулю, оскільки миттєва потужність  $p(t) > 0$ . Проте з рис. 4.11 – 4.13 видно, що в фазах присутні взаємні перетоки потужності, тобто в трифазному перетині відбувається взаємодія між фазами перетину.

Детальний аналіз обмінних процесів у контрольних перетинах розглянемо для 10 часових інтервалів. З рис. 4.9 видно, що в перетині  $A1 - A1$  напруга містить гармонічні складові вищих порядків, тому як ортогональну характеристику енергетичних процесів було обрано реактивну потужність Будеана (1.13). На рис. 4.15 – 4.23 наведено пофазні значення реактивної потужності Будеана відповідно у перетинах  $A1 - A1$  (рис. 4.18),  $A2 - A2$  (рис. 4.19),  $A3 - A3$  (рис. 4.22), обмінної потужності відповідно у перетинах  $A1 - A1$  (рис. 4.15),  $A2 - A2$  (рис. 4.18),  $A3 - A3$  (рис. 4.21) та результуючі значення даних характеристик у перетинах  $A1 - A1$  (рис. 4.17),  $A2 - A2$  (рис. 4.20),  $A3 - A3$  (рис. 4.23).

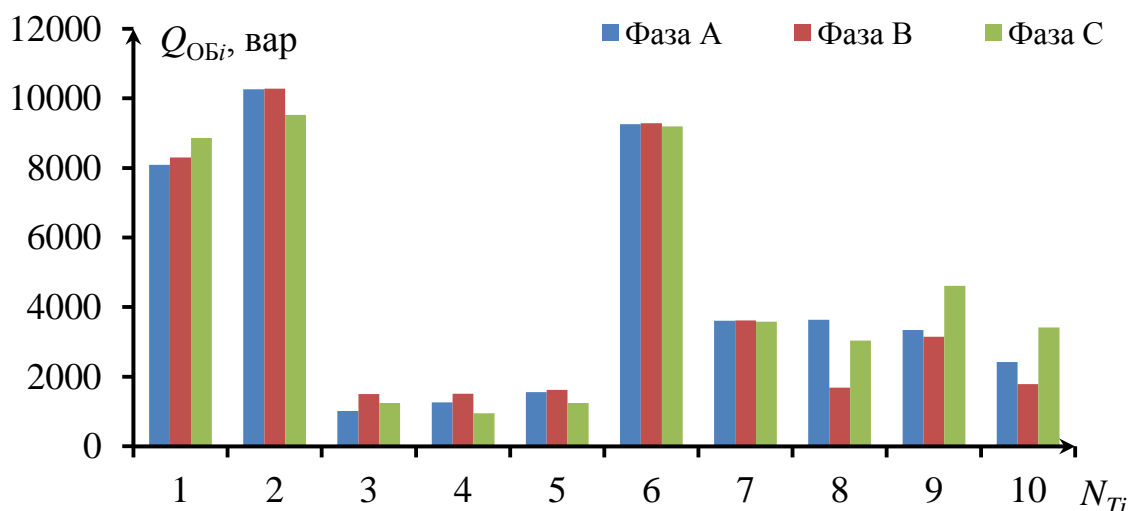


Рис.4.15. Фазний розподіл обмінної потужності  $Q_{Обi}$  в перетині А1–А1 для 10 досліджуваних часових інтервалів

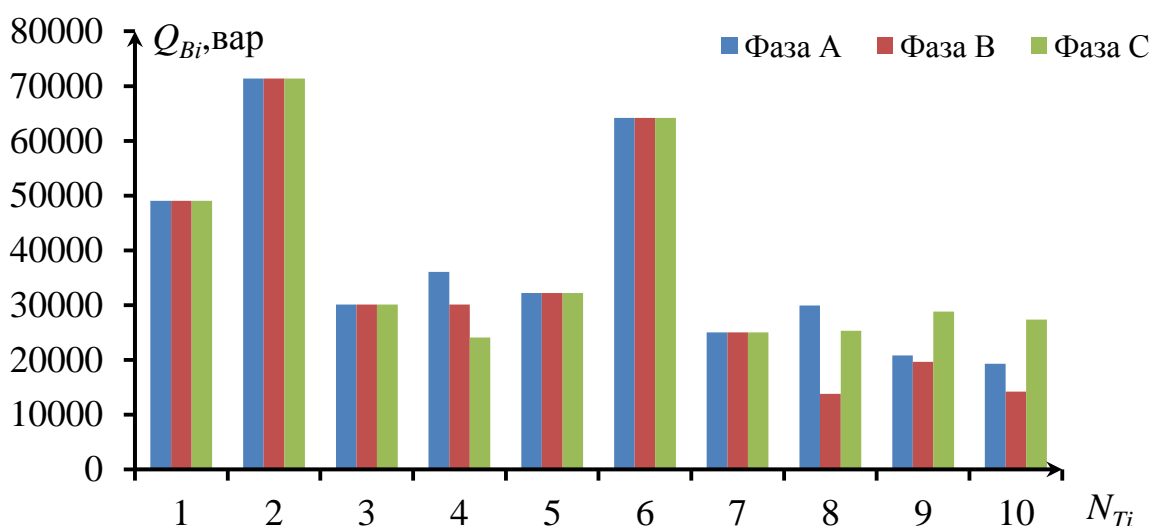


Рис.4.16. Фазний розподіл реактивної потужності Будеана  $Q_{Bi}$  в перетині А1–А1 для 10 досліджуваних часових інтервалів

Реактивна потужність Будеана в перетині А1–А1 (рис. 4.16) рівномірно розподілена між фазами в 1-, 2-, 3-, 5-, 6- та 7-му інтервалах, що відповідало симетричному режиму роботи навантаження, а на 4-, 8-, 9- та 10-му інтервалах спостерігалася нерівномірність розподілу з різним рівнем завантаженості фаз – несиметрія. Тоді як обмінна потужність (рис. 1.15) майже на всіх інтервалах розподілялася нерівномірно, що можна пояснити взаємним нерівномірним впливом вищих гармонічних складових у перетині. На рис. 4.17 наведено

результуючі характеристики обмінної та реактивної потужностей Будеана в перетині  $A1-A1$ . В 3-, 4- та 5-му періодах обмінна потужність мінімальна, а в 1-, 2- та 6-му періодах була максимальною, що співпадало з максимальними значеннями реактивної потужності Будеана. Також в 1-, 2- та 6-му періодах спостерігалася несиметрія, викликана взаємними перетоками струмів вищих гармонічних складових.

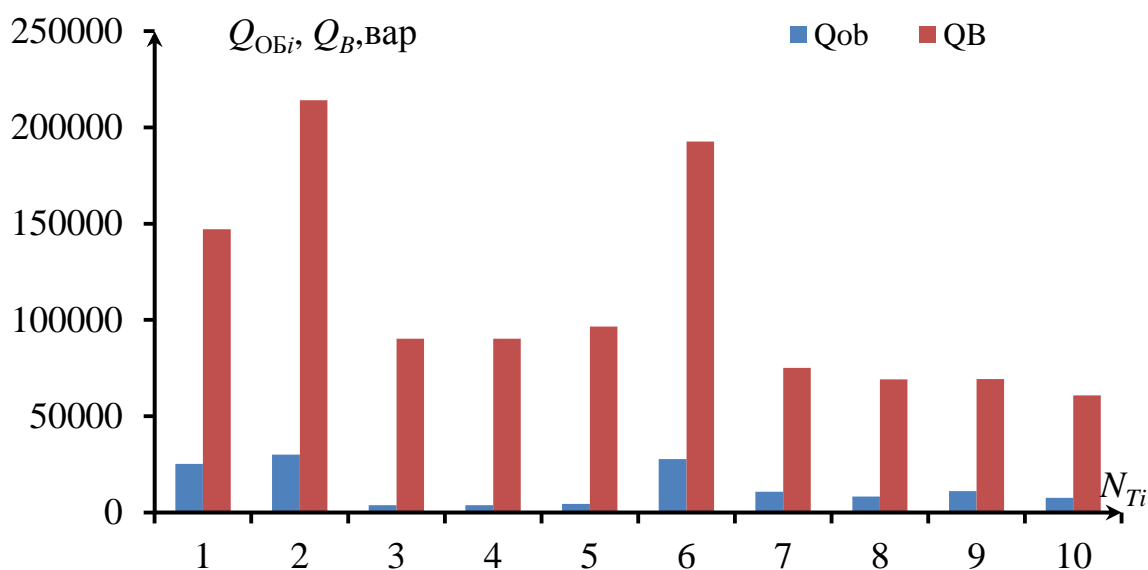


Рис. 4.17. Співвідношення реактивної потужності Будеана  $Q_{Bi}$  та обмінної потужності  $Q_{OBi}$  в перетині  $A1-A1$  для 10-ти досліджуваних часових інтервалів

Оскільки все силове обладнання підприємства є трифазним, то в системі не має виникати несиметрія, проте навантаження на обслуговування персоналу підприємства створює несиметрію і, як видно з графіків рис. 4.15–4.17, це викликає спотворення напруги і на основних вводах підприємства. З врахуванням зазначеного вище другим контрольованим перетином було обрано перетин, до якого безпосередньо підключене навантаження власних потреб ( $A2 - A2$ ).

На рис. 4.18 – 4.20 побудовано аналогічні залежності пофазного розподілу обмінної та реактивної потужностей Будеана та результуючі характеристики в перетині  $A2 - A2$ .

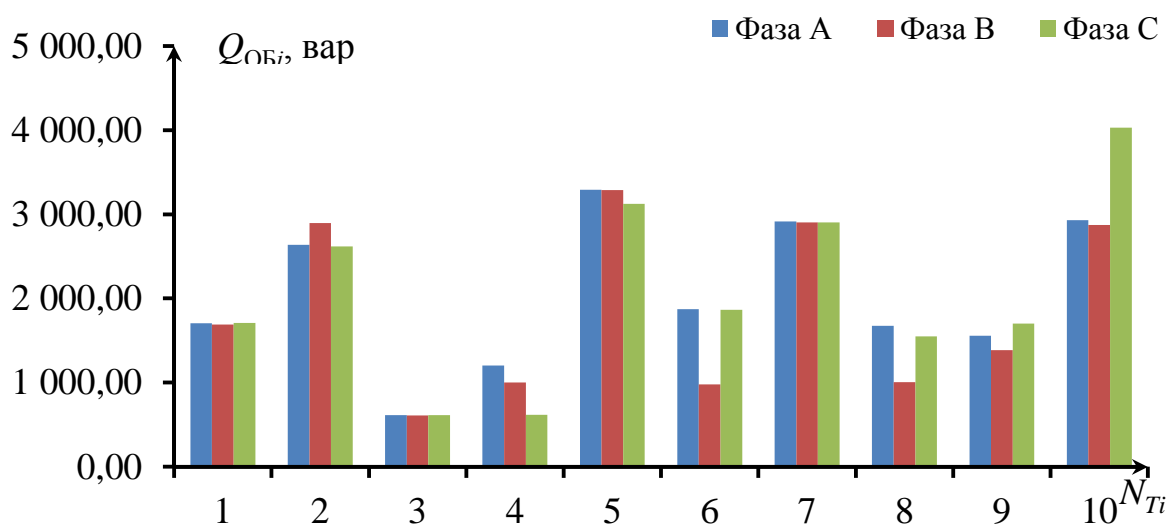


Рис.4.18. Фазний розподіл обмінної потужності  $Q_{OBi}$  в перетині А2–А2 для 10-ти досліджуваних часових інтервалів

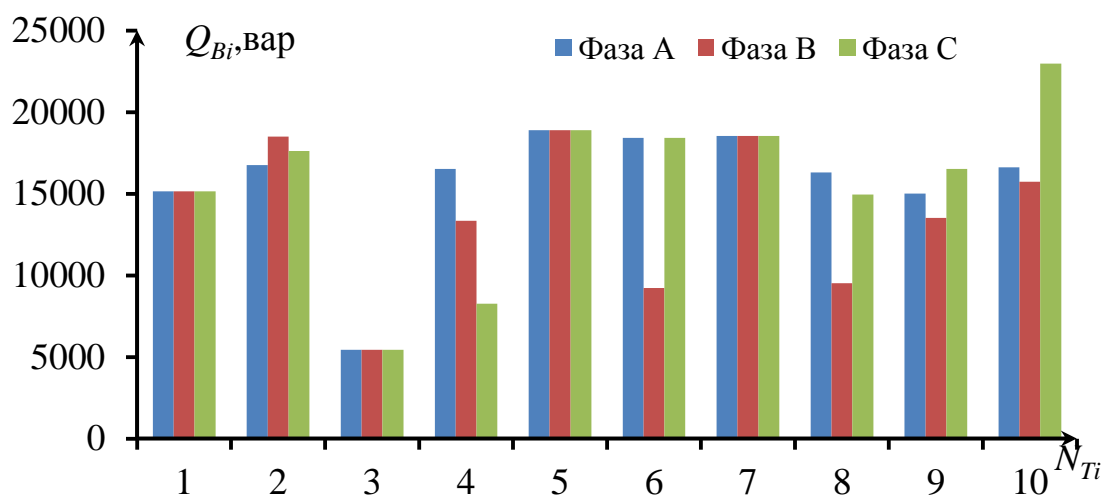


Рис.4.19. Фазний розподіл реактивної потужності Будеана  $Q_{Bi}$  в перетині А2–А2 для 10-ти досліджуваних часових інтервалів

Несиметрія, викликана навантаженням, спостерігалася на більшості досліджуваних інтервалах (рис. 4.19), проте з фазного розподілу обмінної потужності (рис. 4.18) видно, що пофазна рівномірність протікання обмінних процесів спостерігалася лише на 3- та 7-му періодах.

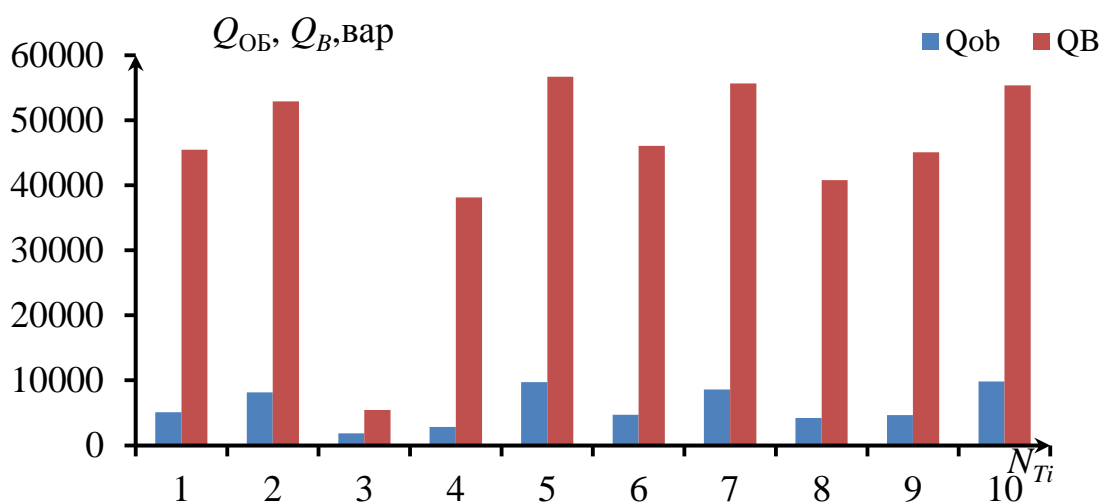


Рис.4.20. Співвідношення реактивної потужності Будеана  $Q_{Bi}$  та обмінної потужності  $Q_{Обi}$  в перетині А2–А2 для 10-ти досліджуваних часових інтервалів

Оскільки до вузла з несиметричним навантаженням підключено один з найпотужніших агрегатів підприємства (дубильний станок), тому теретім перетином було обрано А3–А3 (рис. 4.8). Проведено аналогічні вимірювання та побудовано відповідні залежності, що показані на рис. 4.21 – 4.23.

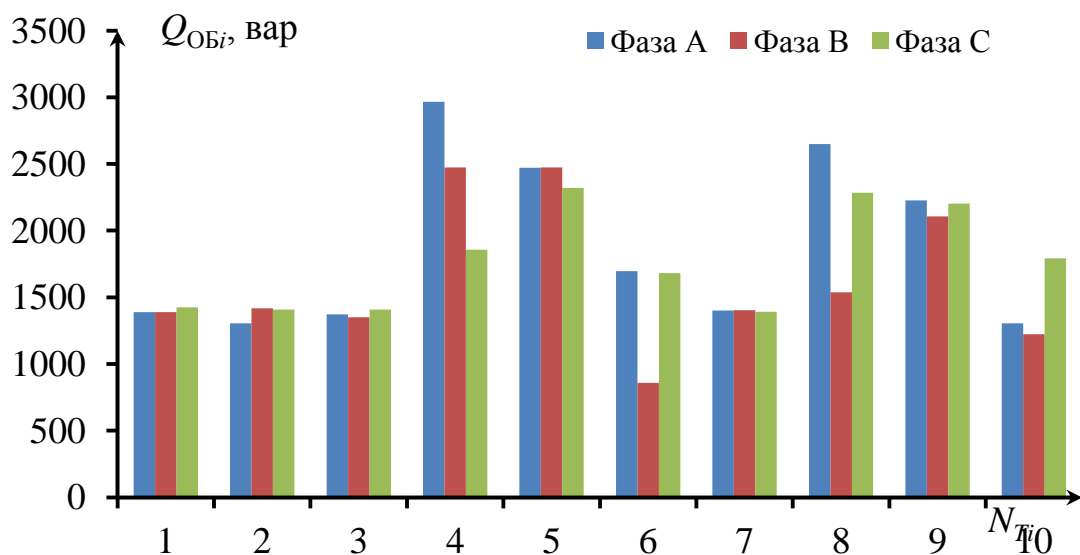


Рис.4.21. Фазний розподіл обмінної потужності  $Q_{Обi}$  в перетині А3–А3 для 10-ти досліджуваних часових інтервалів

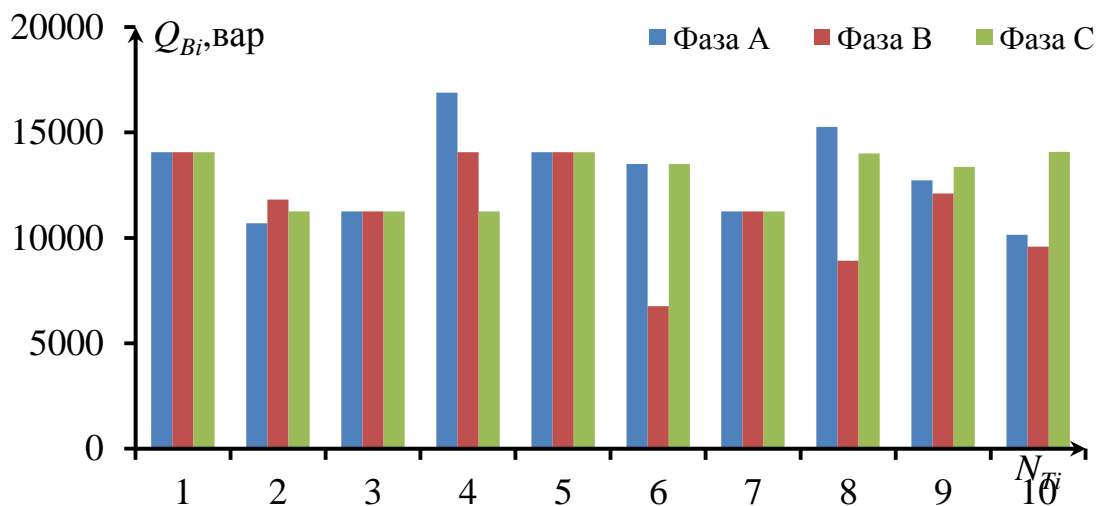


Рис.4.22. Фазний розподіл реактивної потужності Будеана  $Q_{Bi}$  в перетині А3–А3 для 10-ти досліджуваних часових інтервалів

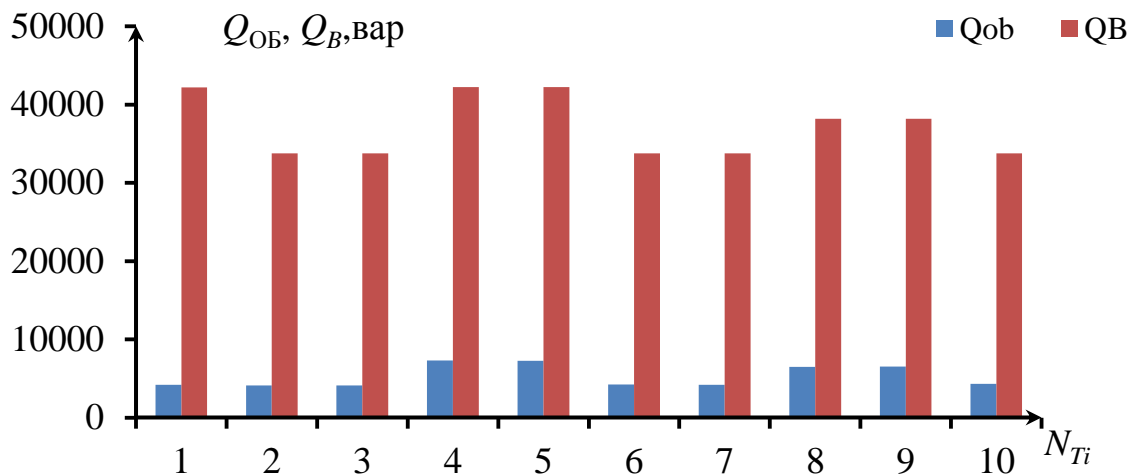


Рис.4.23. Співвідношення реактивної потужності Будеана  $Q_{Bi}$  та обмінної потужності  $Q_{OB}$  в перетині А3–А3 для 10-ти досліджуваних часових інтервалів

Характеристики Будеана в перетинах А2–А2 (рис. 4.21) та А3–А3 (рис. 4.22) пропорційні, тоді як характеристики у відповідних перетинах обмінної потужності суттєво відрізняються. Обмінна потужність як параметр для детального аналізу енергетичних процесів дає змогу повноцінно оцінити енергетичні характеристики в досліджуваному перетині.

У випадку комплексного аналізу результатів проведених досліджень було рекомендовано для покращення якісних характеристик напруни і, як наслідок, зменшення втрат потужності в перетинах підприємства ТОВ «СлаВа»

встановлення трифазного фільтросиметруючого нормалізатора напруги типу ТСТ2 40 кВА, що дасть змогу отримати такі позитивні ефекти: можливість підключення різних одно- або двофазних споживачів; реальність підключення однофазних споживачів до генератора, навіть за умови, що потужність споживача перевищує потужність фази генератора; збільшення терміну служби обладнання і його безвідмовної роботи; значне зниження рівня споживання електроенергії; зниження зносу обладнання, зменшення витрат на його ремонт і обслуговування. Використання сонячних панелей для повноцінного забезпечення електричною енергією виявилось нерентабельним через недостатню площу для їх встановлення.

#### 4.3.2 Аналіз сумісної роботи обладнання на підприємстві, що живиться від загальної електромережі 220/380 В

На рис. 4.24 наведено схему електроживлення підприємства з обробки виробів з шкіри та хутра, що отримує живлення від шин загальної електромережі з номінальною напругою 0,4 кВ.

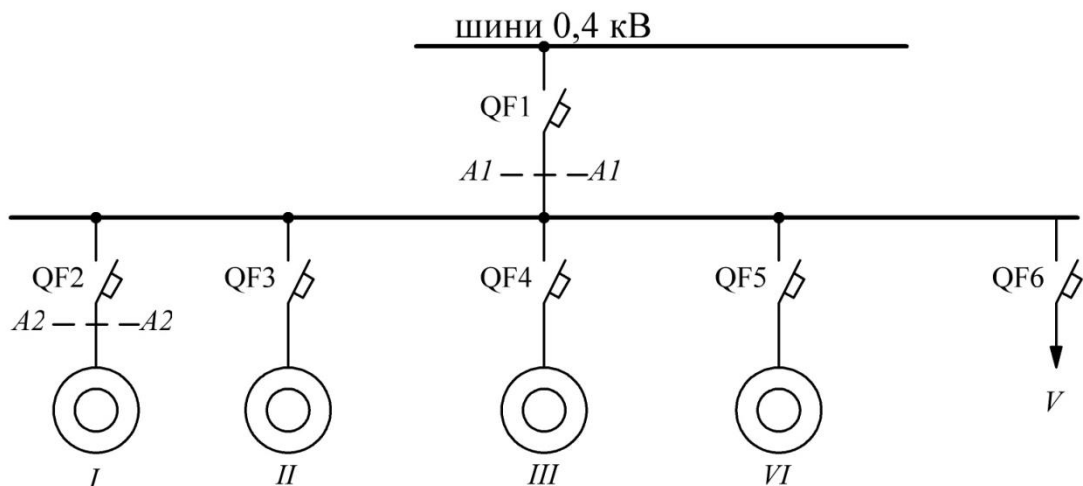


Рис. 4.24. Структурна схема електропостачання підприємства

Відповідно до алгоритму (рис. 4.1) та з використанням програмно-алгоритмічного забезпечення було визначено розподіл дольового впливу електротехнічного обладнання в перетині  $A1-A1$  підприємства (рис.4.25). На рис.

4.25 наведено дольовий вплив п'яти споживачів I, II та III з встановленою потужністю 55 кВт, VI – 15 кВт та V – 5 кВт протягом 10-ти інтервалів.

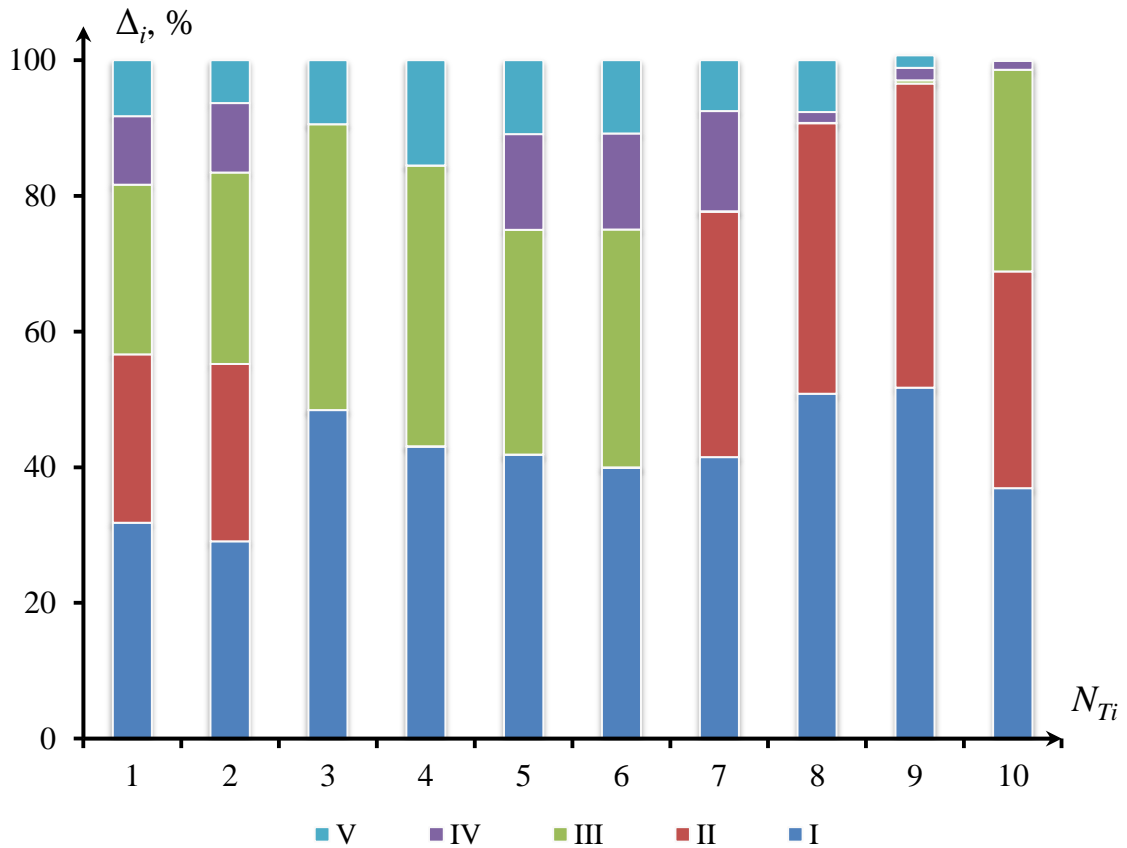


Рис.4.25. Частка взаємного впливу споживачів в перетині  $A1-A1$  для 10-ти досліджуваних часових інтервалів

З рис. 4.25 видно, що на 1-, 2- та 10-му інтервалах верстати I – III здійснюють рівномірний взаємний вплив. На інтервалах 3 – 6-му II верстат був відключений, а VI не впливав на інших споживачів у 3- та 4-му періодах. Тому було проведено детальний пофазний аналіз обмінних процесів у перетні  $A1-A1$  та побудовано розподіл обмінної потужності у фазах перетину (рис. 4.26).

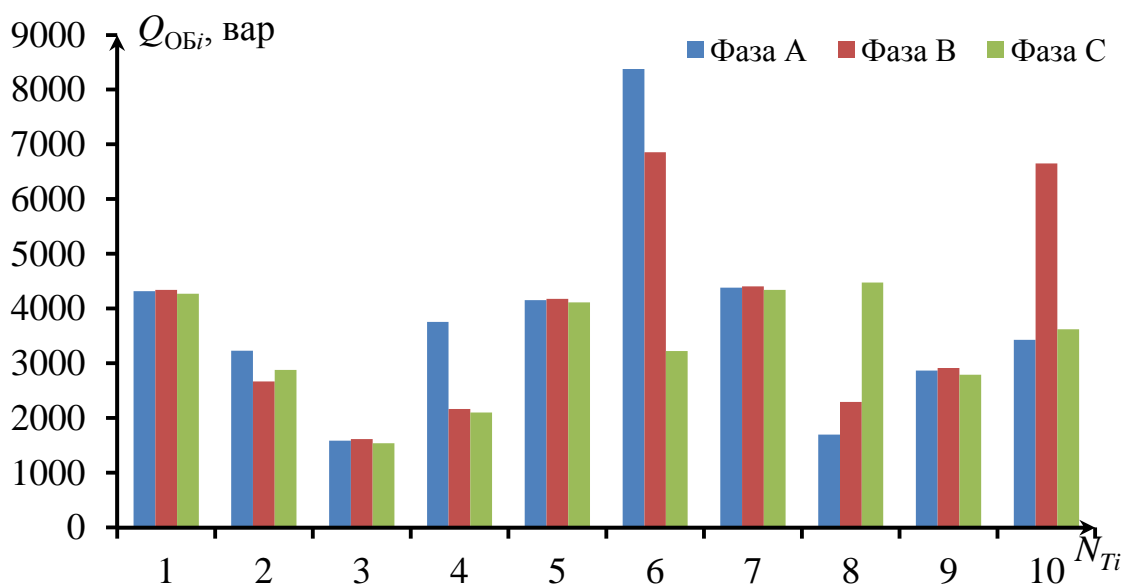


Рис.4.26. Фазний розподіл обмінної потужності  $Q_{Обi}$  в перетині А1–А1 для 10-ти досліджуваних часових інтервалів

З рис. 4.26 видно нерівномірність проаналізованого розподілу навантаження. З урахуванням того, що силове навантаження підприємства трифазне, причиною нерівномірності завантаження фаз є V група споживачів. Проте, як видно з рис.4.27, на всіх досліджуваних періодах I агрегат постійно працює і вносить найбільший дольовий вклад, тому було детально проаналізовано обмінні процеси в перетині А2–А2 (рис. 4.27).

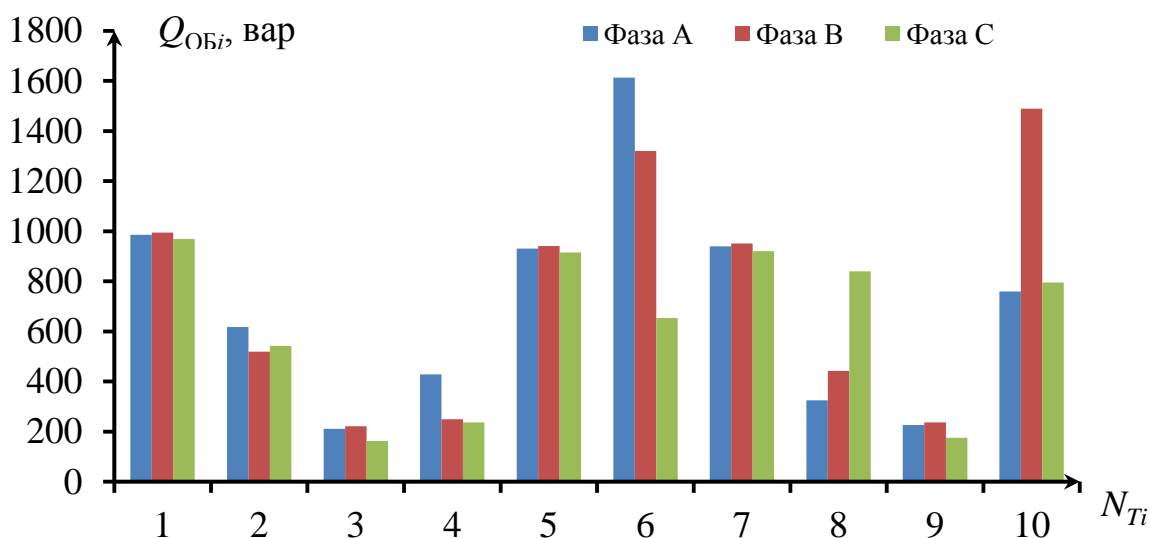


Рис.4.27. Фазний розподіл обмінної потужності  $Q_{Обi}$  в перетині А2–А2 для 10-ти досліджуваних часових інтервалів

Найбільший перекося фаз у перетині  $A2 - A2$  спостерігався на 6-, 8- та 10-му інтервалах. Тому, як бачимо, менш потужні споживачі здатні здійснювати суттєвий вплив на сумісне потужне обладнання. Така нерівномірність була викликана неузгодженим влученням кількох однофазних пристроїв обігріву в офісному приміщенні підприємства. В результаті проведеного аналізу було запропоновано виконати реорганізацію однофазних споживачів для V-ї групи, що в свою чергу дало змогу знизити споживання (як наслідок, зменшити втрати) електроенергії на 6,2 % та отримати позитивний економічний ефект.

#### 4.4 Оцінка взаємного впливу ЛСЕС з кількома резервними джерелами живлення

Аналіз паралельної роботи кількох джерел було здійснено на базі системи резервного електропостачання, що використовуються для живлення серверного обладнання ТОВ «Простонет» у смт. Калинівка Київської обл., спрощена схема електроживлення якого зображено на рис. 4.28.

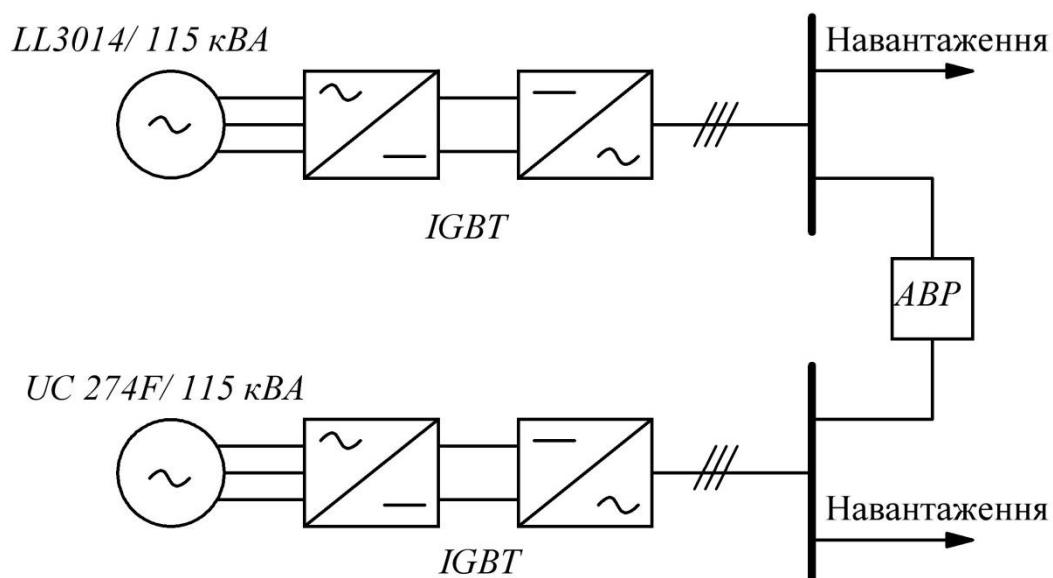


Рис. 4.28. Схема резервного живлення серверного обладнання на об'єкті ТОВ «Простонет»

Планові тестові включення системи резервного електропостачання проводилися протягом двох годин, з яких кожен агрегат окремо вмикали на

холостому режимі протягом 20 хв. Після прогону на холостому режимі до генераторів, поступово збільшуючи, підключали секції навантаження. На рис. 4.29 – 4.33 наведено миттєві характеристики пофазно струмів, напруг та миттєвих потужностей у разі завантаження генераторів на 50 %, а на рис. 4.34 – 4.38 – у разі завантаження на 100 %.

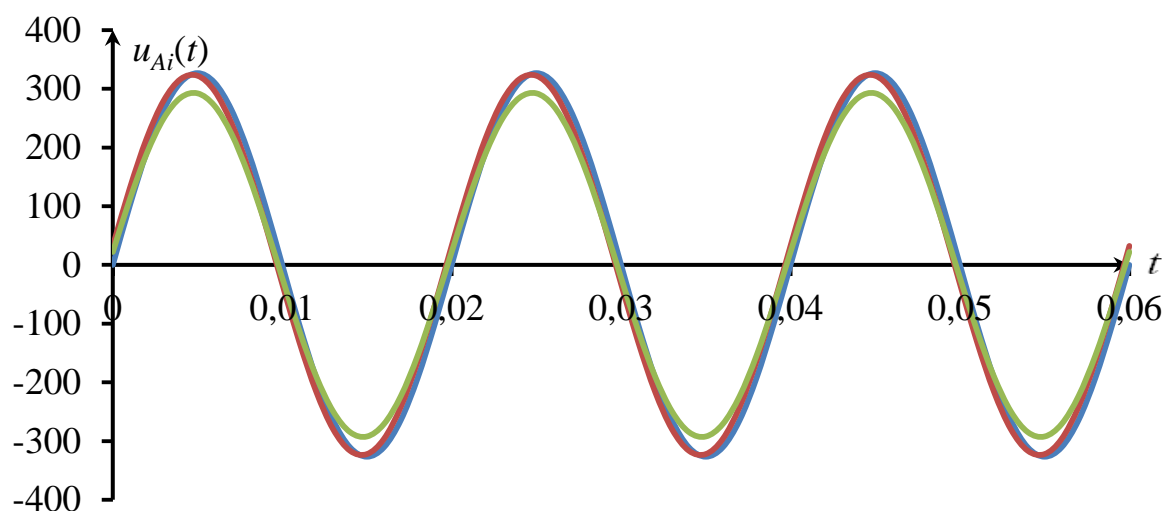


Рис. 4.29. Миттєві значення лінійної напруги фази  $A$  в перетинах генераторів у разі навантаження 50 % за три часові інтервали

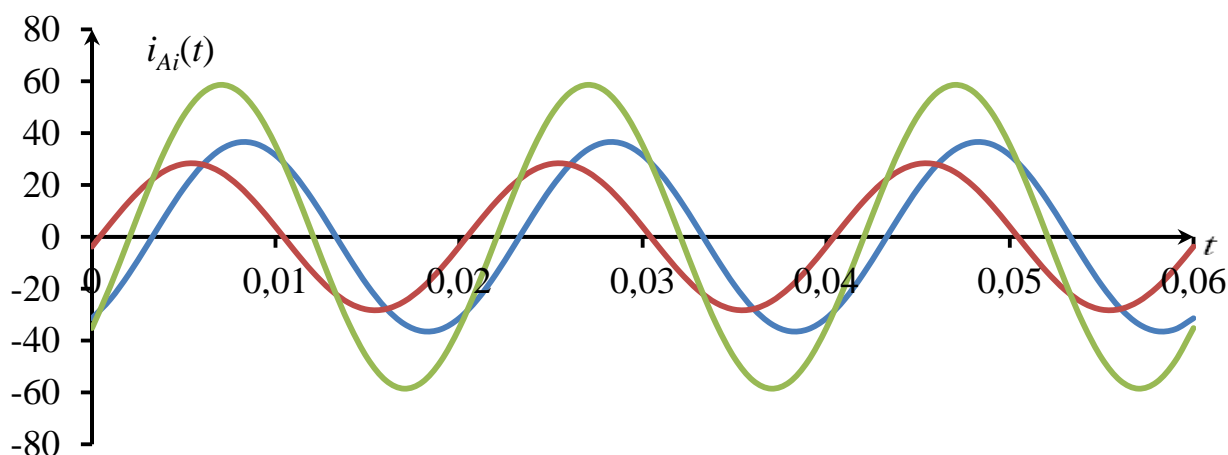


Рис. 4.30. Миттєві значення фазних струмів фази  $A$  в перетинах генераторів у разі навантаження 50 % за три часові інтервали

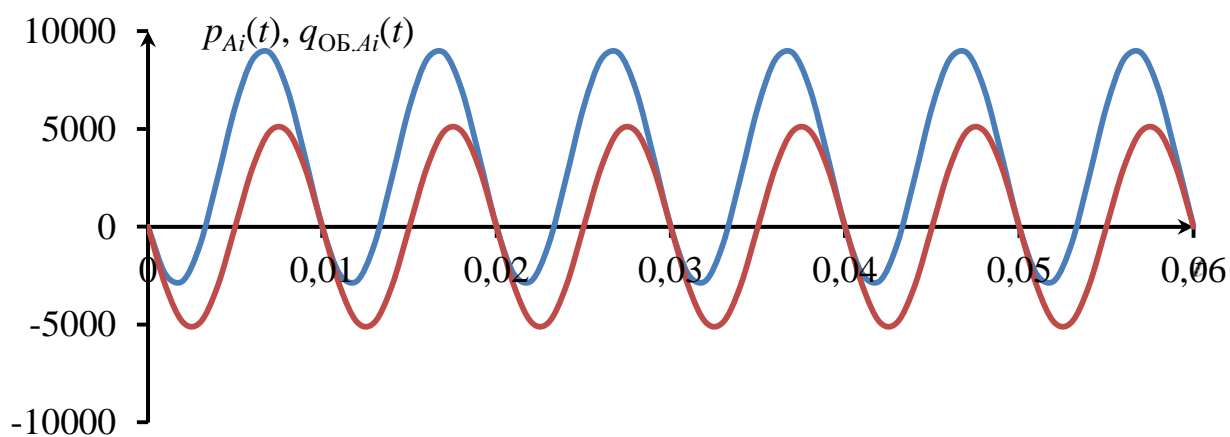


Рис. 4.31. Миттєві характеристики активної та обмінної потужностей фази  $A$  у разі навантаження 50 % за три часові інтервали

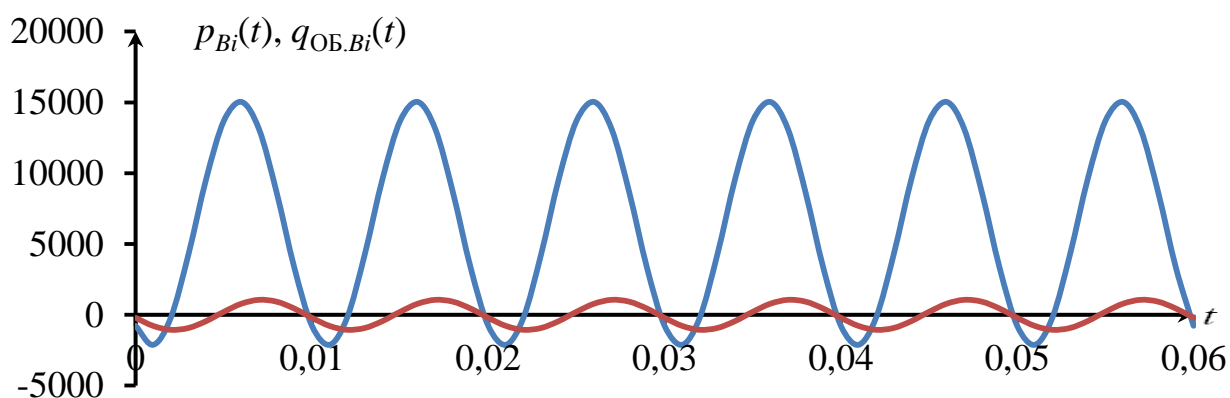


Рис. 4.32. Миттєві характеристики активної та обмінної потужностей фази  $B$  у разі навантаження 50 % за три часові інтервали

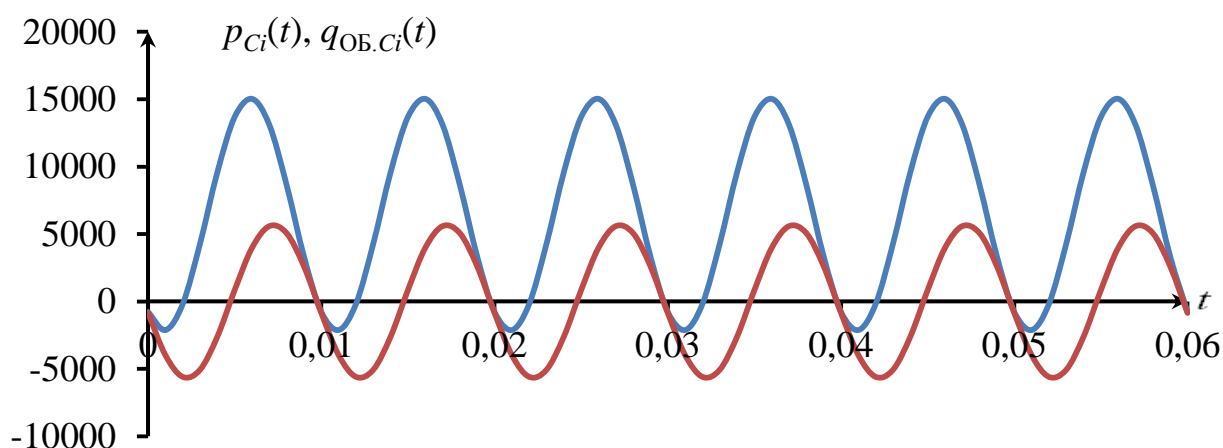


Рис. 4.33. Миттєві характеристики активної та обмінної потужностей фази  $C$  у разі навантаження 50 % за три часові інтервали

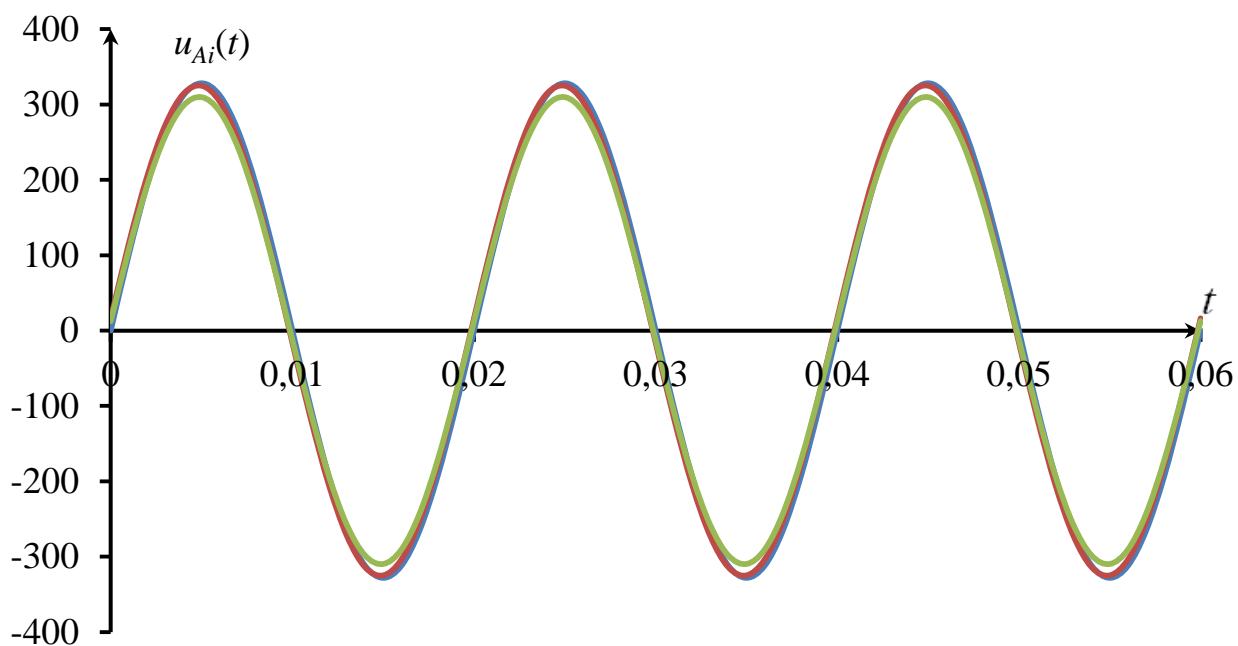


Рис. 4.34. Миттєві значення лінійної напруги фази  $A$  в перетинах генераторів у разі навантаження 100 % за три часові інтервали

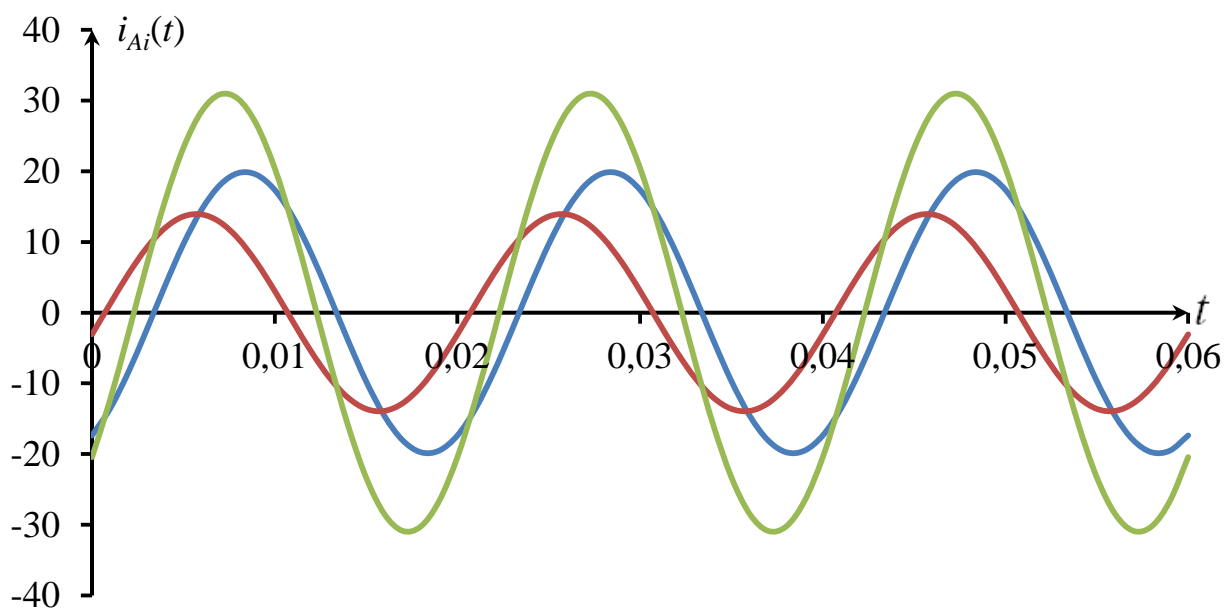


Рис.4.35. Миттєві значення фазних струмів фази  $A$  в перетинах генераторів у разі навантаження 100 % за три часові інтервали

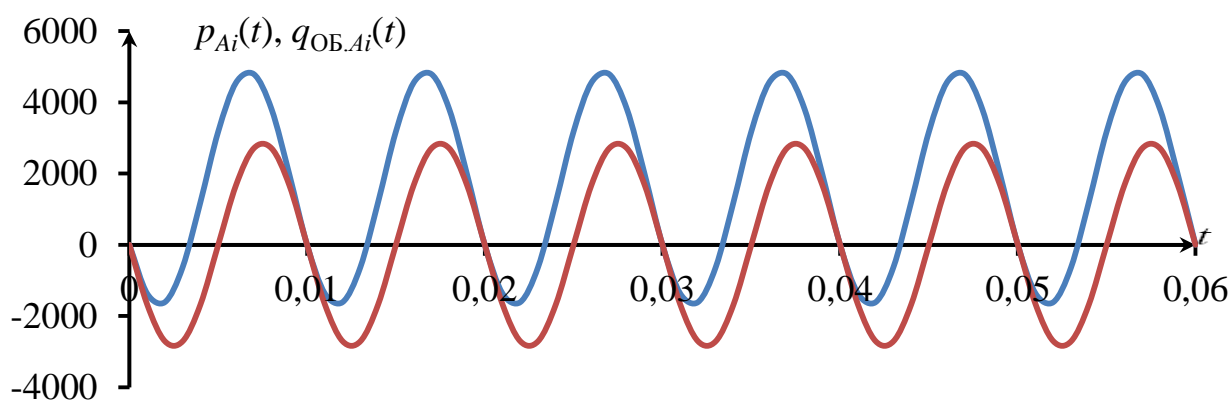


Рис. 4.36. Миттєві характеристики активної та обмінної потужностей фази  $A$  у разі навантаження 100 % за три часові інтервали

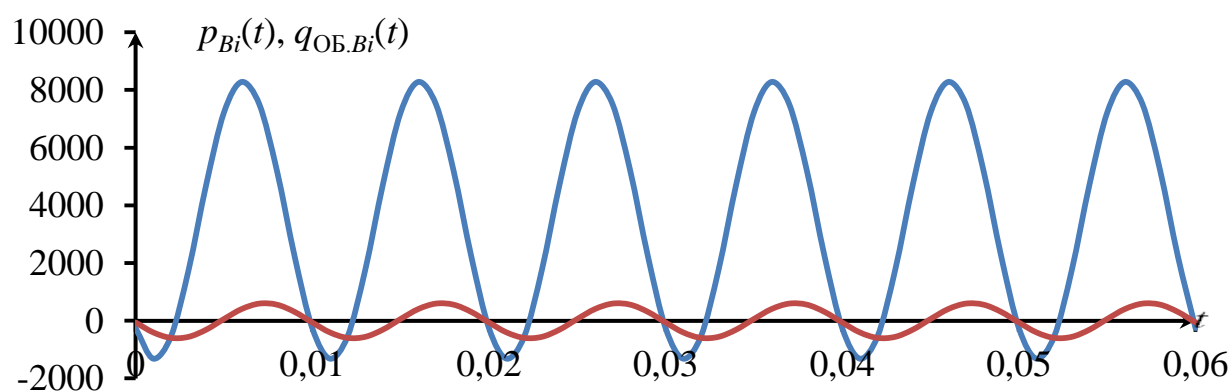


Рис. 4.37. Миттєві характеристики активної та обмінної потужностей фази  $B$  у разі навантаження 100 % за три часові інтервали

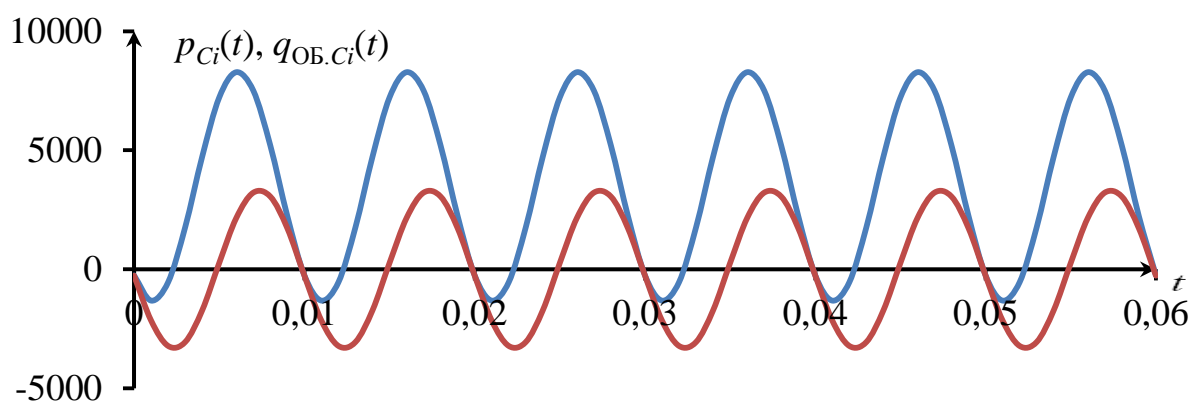


Рис. 4.38. Миттєві характеристики активної та обмінної потужностей фази  $C$  у разі навантаження 100 % за три часові інтервали

З наведених характеристик на рис. 4.29 – 4.38 видно, що навіть незначна різниця в параметрах генераторів призводить до значних нерівномірностей розподілу енергії між генераторами. На рис. 4.39 зображено нерівномірність розподілу обмінної потужності між генераторами та навантаженням. Обмінні процеси в перетині першого генератора протікають рівномірно, тоді як у перетині другого генератора у разі зростання навантаження інтенсивність протікання обмінних процесів послаблюється.

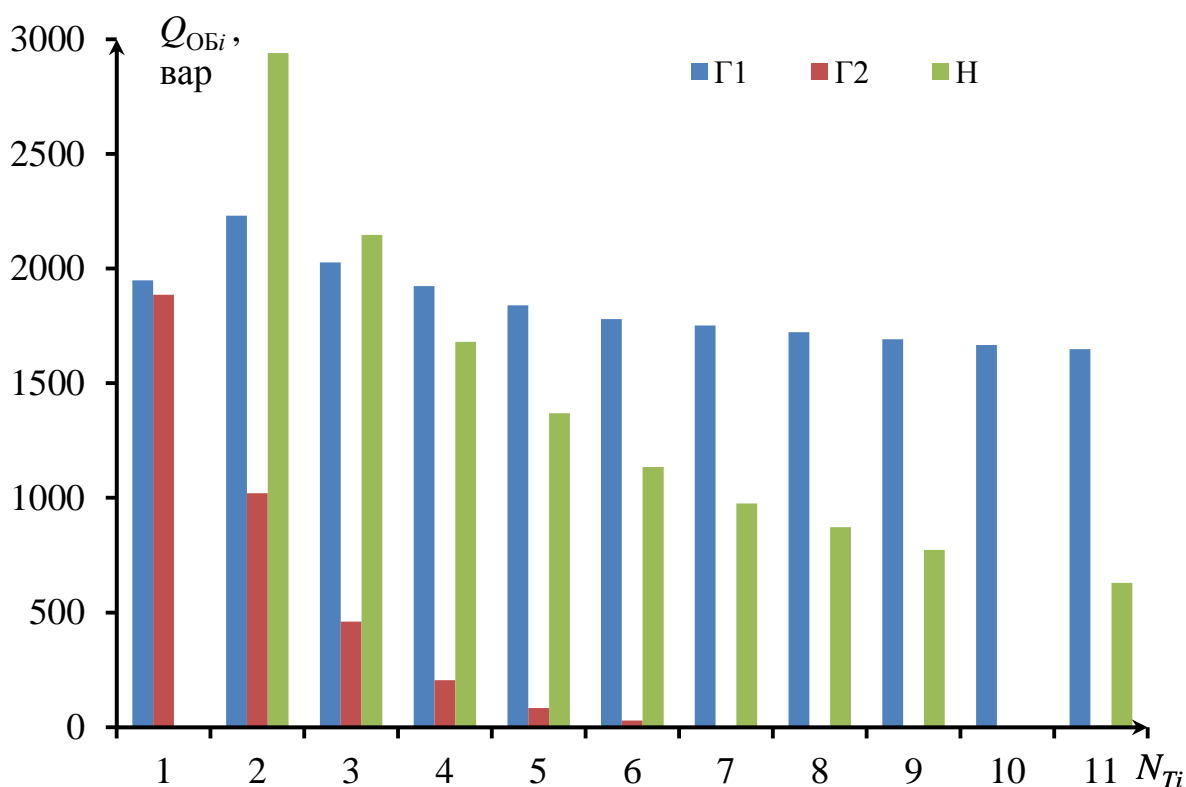


Рис.4.39. Розподіл обмінної потужності між генераторами та навантаженням для 11-ти досліджуваних часових інтервалів

На рис. 4.40 показано фазний розподіл обмінної потужності в перетині навантаження. Побудовані характеристики на рис. 4.39 підтверджують теоретичні положення та розрахункові характеристики (рис. 3.5 – 3.7), що були наведені в попередніх розділах дисертації. З рис. 4.40 видно, що обмінна потужність у перетині навантаження зменшується зі зростанням навантаження.

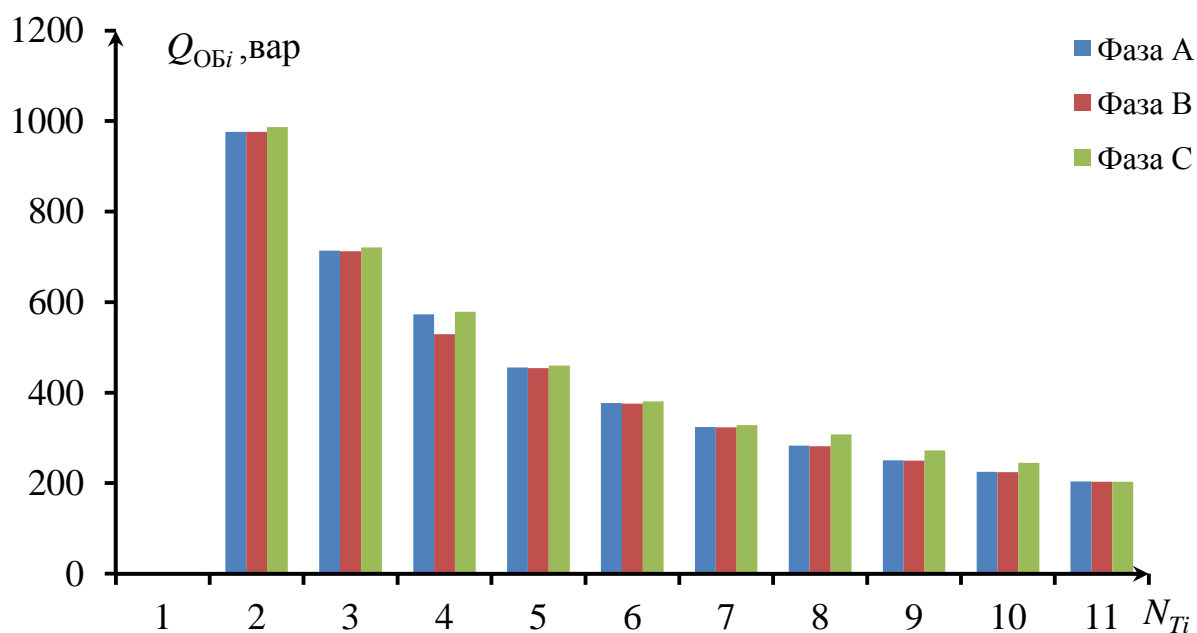


Рис.4.40. Фазний розподіл обмінної потужності  $Q_{Обi}$  в перетині навантаження для 11-ти досліджуваних часових інтервалів

Первинна електротехнологічна експертиза з використанням нормативно-методичного та програмно-алгоритмічного забезпечення на об'єктах показала, що в більшості випадків частина втрат електроенергії виникає з причин нерівноваженої роботи силового обладнання підприємств. Отримані результати аналізу та пропозиції, підтверджені актами та впровадженням у виробничий і навчальний процес, що наведені у Додатку Е, показують ефективність розроблених нормативно-методичних та програмно-алгоритмічних заходів у різних типах систем електропостачання, у тому числі й з використанням джерел РГ.

## Висновки до розділу 4

1. Запропоноване нормативно-методичне забезпечення, що дає змогу: визначати обмінну потужність та частку взаємного впливу (дольову участь) в довільному перетині ЛСЕП з врахуванням особливостей їх конфігурації, режимів роботи окремих елементів та ЛСЕП в цілому; отримати інформацію про обмінні процеси в ЛСЕП з різним рівнем інформаційного забезпечення вимірювальних систем контролю.

2. Розроблений спеціалізований програмний модуль та програмно-алгоритмічне забезпечення дали змогу підвищити точність та швидкості обчислення характеристик обмінних процесів у разі багатоваріантних розрахунків. Програмний модуль дає змогу отримати значення обмінної потужності та частку впливу елемента (групи елементів) системи елетропостачання за необхідний період часу за наявності відповідних вимірювальних даних струму та напруги за фіксованої точності розрахунків, що не перевищує 5 %.

3. Проведений комплексний аналіз енергетичних процесів на об'єктах, що використовують додаткові (резервні) джерела живлення з використанням програмно-алгоритмічного забезпечення. Виконано оцінку взаємного впливу споживачів, що найбільш впливають на суміжні об'єкти та електромережу. Запропоновані енергоефективні міроприємства дають змогу зменшити споживання електричної енергії до 7 %.

4. Впроваджено нормативно-методичні рекомендації, що дало змогу оптимально реорганізувати робочий процес для забезпечення мінімального взаємного впливу обладнання, покращити якість напруги, зменшити зворотні потоки енергії в мережу та знизити електричні втрати.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі набула подальшого розвитку теорія процесів енергообміну між елементами в ЛСЕП, у тому числі з джерелами РГ, враховуючи несинусоїдальність струмів та напруг, електромагнітний та спотворювальний взаємний вплив. Отримані в дисертаційній роботі результати становлять суттєвий внесок у подальший розвиток теорії обмінних процесів у нелінійних та нестационарних ЛСЕП.

1. Проведений співставний аналіз методів оцінки обмінних процесів у ЛСЕП з розосередженими джерелами енергії дав змогу визначити необхідність розширити відому систему показників якості електроенергії для адекватного оцінювання рівнів ЕМС в ЛСЕП з дотриманням вимог концепції Smart Grid та оцінки рівнів перетоків енергії за допомогою відомих показників (аналізу втрат електроенергії та їх складових, обмінної потужності).

2. Здійснений детальний аналіз обмінних процесів ЛСЕП за впливу різних типів джерел імпульсних завад з використанням спрощеної (формування макромоделей) еквівалентної однофазної моделі ЛСЕП зі заміною параметрів системи еквівалентними джерелам напруги та струму, що дало змогу врахувати реальні експлуатаційні характеристики вітчизняного обладнання (інверторів, трансформаторів, генераторів, ліній електропередачі і т.п.) при дії різних типів періодичних кондуктивних завад.

3. Розширено метод аналізу обмінних процесів для оцінки міжфазного енергообміну в перетині трифазної моделі ЛСЕП та виконано аналіз обмінних процесів у перетині трифазної ЛСЕП з двома джерелами живлення за умов амплітудного дисбалансу, розфазування генераторів та частотної нестабільності, що дало змогу проводити оцінку взаємного впливу суміжних фаз, перетоків потужності між фазами пристрою, нерівномірності завантаження фаз та уточнення енергетичних характеристик ЛСЕП для симетричного та несиметричного режимів роботи.

4. Проведено аналіз обмінних процесів ЛСЕП під впливом джерел несинусоїдальних струму та/або напруги, викликані особливостями режимів роботи як окремих елементів, так і системи в цілому. Це дало змогу врахувати реальні експлуатаційні характеристики та їх вплив на якість електроенергії. Запропоновано використовувати в якості комплексного ПЯЕ частку впливу, що в перетині трифазної ЛСЕП з врахуванням існуючих нормованих ПЯЕ її НДМ досягає  $\pm 6\%$ , а ГДМ –  $\pm 8\%$ .

5. Проведено аналіз обмінних процесів у ЛСЕП з врахуванням реальних характеристик елементів з електромагнітними зв'язками (трансформаторами, реакторами, електричними машинами, лініями електропередачі і т.п.), що дало змогу адекватно оцінити перетоки енергії та складання реального балансу потужності (до 15 % додаткових втрат) в ЛСЕП з трансформаторами та враховувати особливості (амплітудного дисбалансу, розфазування генераторів, частотної нестабільності) протікання енергетичних процесів в елементах ЛСЕП з електромагнітним перетворенням енергії.

6. Розроблено нормативно-методичне та програмно-алгоритмічне забезпечення розширеного енергетичного аудиту для аналізу обмінних процесів у перетинах ЛСЕП різної конфігурації та різних режимів роботи їх елементів. У результаті це дало змогу визначати обмінну потужність та частку взаємного впливу в довільному перетині ЛСЕП з врахуванням особливостей їх конфігурації, режимів роботи окремих елементів та ЛСЕП в цілому, отримувати інформацію про обмінні процеси в ЛСЕП з різним рівнем інформаційного забезпечення (до 70 %) та адекватно враховувати особливості протікання режимів у ЛСЕП, зокрема, двонаправленість потоків електроенергії та визначити реальний їх розподіл в елементах ЛСЕП.

7. Результати дисертаційної роботи рекомендовано для використання зазначеним вище організаціям та підприємствам (де за попередніми розрахунками можна досягти зниження економічних витрат до 7 %), іншим науковим та промисловим установам, які займаються аналізом та оптимізацією

обмінних процесів у системах електропостачання, у тому числі й ЛСЕП з джерелами РГ.

8. Обґрунтованість наукових положень, висновків та рекомендацій підтверджується використанням коректних методів досліджень, узгодженням розрахунків та результатів експериментів, апробацією основних положень та отриманих результатів, представлених на наукових конференціях і семінарах.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ГОСТ 13109-97 Электрична енергія. Сумісність технічних засобів. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
2. ГОСТ Р 51317.2.4-2000 Уровни електромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения. Изд-во стандартов. 2000.
3. ДСТУ EN 50160-2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності.
4. Закон України «Про електроенергетику»: №575/97-вр. від 16.10.1997. Редакція від 16.07.2015 р.
5. РД 153-34.0-15.501-00, РД 153-34.0-15.502-2002. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. *Энергосервис*. 2003. Ч. 1-2.
6. СОУ-Н ЕЕ40.1-37471933- 55:2011 Методика вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
7. Алексеев Б.А. Планы повышения эффективного использования электроэнергии в Европе: роль силовой электроники. *Энергоэксперт*. 2009. № 6. С. 82–84.
8. Амелькина Н.А., Бодрухина С.С., Цырук С.А. Определение фактического вклада несимметричных потребителей в искажение качества электроэнергии в точке общего присоединения. *Электрика*. 2005. №4.
9. Артюх С.Ф., Махотило К.В., Сапельников К.В. Предпосылки к созданию энергогенерирующих узлов гибридного типа на базе возобновляемых источников энергии. *Електротехніка і енергетика*. 2015. № 1 (17) С. 13–17.
10. Бадер М.П. Перспективы развития возобновляемой электроэнергетики и обеспечение электроэнергетической безопасности и электромагнитной совместимости. *Електротехніка*. 2015. № 9. С.19–25.

11. Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П., Жуйков В.Я., Кириленко О.В., Лук'яненко Л.М., Миколаєць Д.А., Осипенко К.С., Павловський В.В., Рибіна О.Б., Стелюк А.О., Танкевич С.Є., Трач І.В. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. *Інститут електродинаміки НАН України*. 2016. 400 с.
12. Базюк Т.М. Підвищення ефективності інтеграції розосереджених джерел енергії в мережах систем електропостачання. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2012. Спец. вип. С. 98–102.
13. Білодід В.Д., Таранець К.В. Мала енергетика та її значення в регіональних системах майбутнього. *Проблеми загальної енергетики*. 2008. № 18. С. 40–47.
14. Бессонов, Л. А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. *Гардарики*. 2007. –701 с.
15. Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б., Севостьянов А.А. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике. *НГТУ*. 2004. 214 с.
16. Вариводов В.Н., Коваленко Ю.А. Интеллектуальные электрические сети. *Электричество*. 2011. № 9. С. 4–9.
17. Войцицький А.П., Колос Ю.А. Аналіз причин погіршення якості показників електроенергії, які характеризують форму напруги. *Вісник ЖНАЕУ*. 2016. №1(5). С. 264 – 269.
18. Воропай Н.И. Предпосылки и перспективы развития распределенной генерации в электроэнергетических системах. *Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов*. Благовещенск, октябрь 5–7, 2005.
19. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы. *Известия РАН. Энергетика*. 2014. № 1. С. 64 – 73.
20. Гамм А.З., Голуб И.И. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе. *Электричество*. 2003. № 3. С. 9–16.
21. Гамм А.З., Голуб И.И., Русина А.Г. Адресность потокораспределения для электроэнергетиков. *Новосиб. НГТУ*. 2016. 284 с.

22. Гамазин С.И., Петрович В.А., Никифорова В.Н. Определение фактического вклада потребителя в искажение параметров качества электрической энергии. *Промышленная энергетика*. 2003. № 1. С. 32–38.

23. Глобальные проекты Smart Grid. Доклад Европейской Комиссии. *Энергоэксперт*. 2011. №5. С. 104-108.

24. Горенко Д.С., Мельничук Г.В. Аналіз впливу кондуктивних завод на систему з нетрадиційними джерелами електроенергії. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. №4. С. 72–80

25. Горенко Д.С., Денисюк С.П. Аналіз обмінних процесів в гібридних системах електроживлення на базі нетрадиційних джерел електроенергії. Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція *Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2016*. Київ, 30 травня – 1 червня 2016. С. 18–19.

26. Горенко Д.С. Обмінні процеси при паралельній роботі вітро- та гідро-електроенергетичних установках. Міжнародна науково-практична конференція *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*. Київ, 9 – 30 вересня 2016 р. С. 124–127.

27. Горенко Д.С. Аналіз обмінних процесів при паралельній роботі двох трифазних електрогенераторів. Міжнародна науково-практична конференція *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*. Київ, 28-30 вересня 2017р. С. 220–224.

28. Горенко Д.С., Степовий О.В. Аналіз впливу несинусоїдальної завади на однофазну систему електроживлення. Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція *Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2017*. Київ, 25 – 27 квітня 2018. С. 22–23.

29. Горенко Д.С. Порівняння обмінних процесів в перетинах первинного та вторинного ланцюгів трансформатора. *Międzynarodowa konferencja multidyscyplinarna Kluczowe problemy edukacja i nauka: perspektywy rozwoju dla Ukrainy i Polski*. Stalowa Wola, Polska. 20–21 lipca 2018. С. 79–83.

30. Горенко Д.С., Денисюк С.П., Радиш І.П. Електромагнітна сумісність та обмінні процеси в автономних системах електроживлення. Proc. The international research and practical conference *The Development of Technical Sciences: Problems and Solutions*. Brno, 27–28 April 2018. Vol. 1. Pp. 130–133.
31. Горенко Д.С., Мельничук Г.В. Кондуктивні завади в системах електрифікованого транспорту. Міжнародна науково-практична конференція. *Електрифікація транспорту «Транселектро – 2017»* Дніпро, 20 – 21 грудня 2018. С. 15–20.
32. Горенко Д.С., Соколовський П.В., Радиш І.П. Особливості протікання енергетичних процесів в автономних системах електроживлення. Матеріали Х Міжнародної науково-технічної конференції Інституту енергозбереження та енергоменеджменту *Енергетика. Екологія. Людина*. Київ, 26 – 27 квітня 2018. С. 26–29.
33. Грабовецький Б.Є. Методи експертних оцінок: теорія, методологія, напрямки використання : монографія. ВНТУ. 2010. 171 с.
34. Гриб О.Г., Сендерович Г.А., Сендерович П.Г. Алгоритм реализации методики распределения ответственности за искажение симметрии. *Вісник НТУ «ХПИ»*. 2006. №10.– С. 7–13.
35. Дворкин Д.В., Силаев М.А., Тульский В.Н., Палис Ш. Проблемы оценки вклада потребителя в искажение качества электрической энергии. *Електричество*. 2017. №7. С. 12–19.
36. Дементьев Ю.А. Реализация программы инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС». Основные концептуальные положения интеллектуальной электроэнергетической системы России. *Санкт–Петербургский международный экономический форум*. Круглый стол 16-18 июня 2011 года.
37. Денисюк С.П., Базюк Т.М. Аналіз впливу джерел розосередженої генерації на електромережу та особливості побудови віртуальних електростанцій. *Електрифікація транспорту*. 2012. № 4. С. 23–29.

38. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Аналіз обмінних процесів при паралельній роботі двох трифазних вітроустановок. *Відновлювальна енергетика*. 2018. №2(53). С. 46–56.
39. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. №2. С. 25–33.
40. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Аналіз обмінних процесів в системах зі складними видами сигналів. Міжнародна науково-технічна конференція *Енергетика. Екологія. Людина*. Київ, 5 – 7 червня 2016. С. 15–20.
41. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Обмінні процеси в трифазних автономних системах електроживлення. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2016. № 45. С. 9–15.
42. Денисюк С.П. Горенко Д.С. Оцінка обмінної потужності в трифазних локальних системах електропостачання з врахуванням нормованих показників якості електроенергії. *Праці Інституту електродинаміки*. 2018. №51. С. 20–27
43. Денисюк С.П., Горенко Д.С. Обмінні процеси в системах електрифікованого транспорту. Міжнародна науково-практична конференція. *Електрифікація транспорту «Транселектро – 2017»* Дніпро, 20 – 21 грудня 2018. С. 15–20.
44. Денисюк С.П., Горенко Д.С., Соколовський П.В. Аналіз несиметричних режимів роботи в трифазних мережах з використанням обмінної потужності. *Вісник ВНТУ*. 2018. №1. С. 45–52.
45. Денисюк С.П., Горенко Д.С., Соколовський П.В., Степовий О.В. Перспективи використання технологій передачі електричної енергії на номінальній напрузі 20 кВ у розподільних електричних мережах України. *Електрифікація транспорту*. 2016. №12. С. 12–19.
46. Денисюк С.П., Радиш І.П., Горенко Д.С., Електромагнітна сумісність та непрямі впливи на життєдіяльність людини. Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції. *Актуальні питання енергозбереження як вимога безпеки життєдіяльності*. Київ, 7 – 8 червня 2018. С. 15–20.

47. Денисюк С.П., Базюк Т.М., Дерев'янку Д.Г. Оцінка ефективності сумісної роботи розосереджених джерел генерації електроенергії, включаючи відновлювальні, в електроенергетичних системах. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2013. №3 (80). С. 54–59.
48. Денисюк С.П., Радиш І.П., Кабацій В.М., Дерев'янку Д.Г. Основи електротехніки та електропостачання. *Кондор*. 2012. 216 с.
49. Денисюк С.П., Дерев'янку Д.Г., Щербань К.Ю. Особливості аналізу впливу завад від різнорідних типів джерел розосередженої генерації на процеси в навантаженнях. *Journal of Engineering Sciences*. 2014. Т.1 №2. Рр. В1–В7.
50. Дерев'янку Д.Г. Оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в локальних електротехнічних системах з джерелами розосередженої генерації: дис. канд. техн. наук: 05.09.03/ Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут». Київ. 2016. 177 с.
51. Дерев'янку Д.Г., Горенко Д.С. Особливості побудови та функціонування віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України. *Енергетика: економіка, технології, екології*. 2016. №3. С. 61–69.
52. Дорошенко О.І. Про фізику власної електромагнітної сумісності електроенергетичної системи. *Вісник НТУ «ХПИ»*. 2014. № 50 (1092). С. 66–72.
53. Европейская Комиссия: Приоритеты в энергетической инфраструктуре до 2020 г. и после – Концепция интегрированной европейской энергосистемы, сообщение КОМ (2010) 677 от 17.11.2010.
54. Жаркин А.Ф., Денисюк С.П., Попов В.А. Системы электроснабжения с источниками распределенной генерации. *Наукова думка*. 2017. 232 с.
55. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Современная концепция реактивной мощности. *Вестник Приазовского государственного технического университета. Серия: Технические науки*. 1995. № 1. С.192 – 197.
56. Жежеленко И.В., Шидловский А.К., Пивняк Г.Г., Саенко Ю.Л., Нойбергер Н.А. Электромагнитная совместимость потребителей. *Машиностроение*. 2012. 350 с.

57. Жемеров Г.Г., Ильина О.В., Ковальчук О.И. КПД системы электроснабжения однофазного переменного напряжения прямоугольной и синусоидальной формы. *Технічна електродинаміка. Темат. Вип. «Силова електроніка та енергоефективність»*. 2010. Ч. 2. С. 52–57.

58. Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Энергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами. *Текст*. 2010. 262 с.

59. Заболотный А.П. Макромоделирование процессов энергообмена в системе «электропривод – сеть» на основе принципов декомпозиции и редукции. *Тематический выпуск «Проблемы автоматизированного электропривода. Теория и практика»*. – Харьков : НТУ «ХПИ». 2010. № 28. С. 218–219.

60. Заболотный А.П. Построение структуры систем электроснабжения, содержащих «малую генерацию», на основе принципов декомпозиции и редукции. *Електротехніка та електроенергетика*. 2012. № 1. С. 61 – 65.

61. Зиновьев Г.С. Электромагнитная совместимость устройств силовой электроники (Электроэнергетический аспект). *НГТУ*. 1998. 91 с.

62. Зыкин Ф.А. Определение степени участия нагрузок в снижении качества электрической энергии. *Электричество*. 1992. №11. С. 13–19.

63. Илюшин П.В. Анализ зарубежного и отечественного опыта интеграции объектов возобновляемой и малой энергетики в энергосистему. *Техническая инспекция ЕЭС*. Москва. 08.06.2015. 33 с.

64. Кадыров А.С., Мурзакулова Г.А. Определение оценки влияния потребителей на качество электрической энергии в распределительных сетях

65. Каргиев М.В. Распределенная генерация энергии с использованием возобновляемых источников энергии. *Энергобережение*. 2010. №1. С. 42–42.

66. Кириленко А.В. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы. *ІЕ НАНУ*. 2014. 408 с.

67. Кириленко О.В., Петергеря Ю.С., Терещенко Т.О., Жуйков В.Я. Интеллектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об'єктах. *Аверс*. 2005. С. 17–28.

68. Климов П.Л. Влияние распределенной генерации с ветроэнергетическими установками на распределительные сети. *Вестник ИрГТУ*. 2017. № 2(21). С. 97–105.
69. Кириленко О.В., Якименко Ю.І., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Перетворювачі параметрів електроенергії в Smart системах енергетики. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2010. Спец. вип. С. 17–23.
70. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Буткевич О.Ф., Рибіна О.Б. Задачі забезпечення електромагнітної сумісності потужного електроенергетичного обладнання. *Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки»*. 2010. С. 61-68.
71. Кобец Б.Б., Волков И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. *ИАЦ Энергия*. 2010. 208 с.
72. Колбасин А.И., Михайлов В.П., Натарова И.Г. Электромагнитная совместимость и качество электрической энергии. *Электроэнергетика*. 2009. №1. С. 101–105.
73. КоЛСЕПник В.В., Хижняк Т.А. Імітаційне моделювання як основа для побудови алгоритмів керування системами електроживлення Microgrid. *Енергосбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2013. № 8 (114). С. 164 – 167
74. Король Е.Г., Пантелят М.Г. Требования по электромагнитной совместимости технических средств на объектах электроэнергетики и промышленности. *Вісник НТУ "ХПІ"*. 2013. № 15 (988). С. 35-60.
75. Костин Н.А. Реактивная мощность в устройствах систем электрической тяги. *Вестник Днепропетровского национального университета железнодорожного транспорта*. 2010. № 1. С. 73–76.
76. Кравчицкий А. Обновление платформы SCADA: Версия 6.0.2019.07.25. 29 July 2019 <https://home.smart-grid.ru/index.php?/News/NewsItem/View/112/Obnovlenie-platformy-SCADA:-Versiya-6.0.2019.07.25>
77. Кузнецов В.Г., Шполянський О.Г., Яремчук Н.А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. *Техн. електродинаміка*. 2011. №3. С. 46–52.

78. Куликов Ю. А. Переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие. *Новосибирск АСТ*. 2003. 283 с.
79. Куренный Э.Г., Дмитриева Е.Н., Погребняк Н.Н., Черникова Л.В., Цыганкова Н.В. Аналитический метод расчета показателей случайных колебаний напряжения в электрических сетях. *Научные труды Донецкого национального технического университета*. 2000. №21. С. 34–37.
80. Куренный Э.Г., Лютый А.П., Черникова Л.В. Метод парциальных реакций для анализа процессов на выходе линейных фильтров в моделях электромагнитной совместимости. *Электричество*. 2006. №10. С. 11–18.
81. Лагутін Г.І., Лисенко В.М. Шляхи забезпечення електромагнітної сумісності споживачів електричної енергії в умовах мирного часу та при веденні бойових дій *Збірник наукових праць Харківського університету повітряних сил*. 2016. № 2(47) С. 151 – 154.
82. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А., Котилко І.В. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії з використанням Smart Grid технологій. *Вісник ХНТУСГ*. 2014. №153 .С. 34–37.
83. Майер В.Я., Зения. Методика определения долевых вкладов потребителя и энергоснабжающей организации в ухудшении качества электроэнергии. *Электричество*. 1994. № 49. С. 19–24.
84. Метельский В.П., Заболотный А.П., Дьяченко В.В., Даус Ю.В. Формализация процессов формирования структуры сельских электрических сетей, содержащих распределенную генерацию. *Энергетика: економіка, технології, екологія*. 2014. №2. С. 96–101.
85. Михальченко И.Н., Савина Н.В. Концепция Smart Grid: перспективы инновационного развития распределительных сетей Амурской области. *Вестник ИргТУ*. 2014. №9 (92). С. 201–208.
86. Міназова К.О., Афанасьєва О.А. Шляхи оцінки стану електромагнітної сумісності в системах з перетворювачами. *Праці ІЕД НАНУ*. 2007. Спец. випуск. С.120–123.

87. Найвельт Г.С. Источники электропитания радиоэлектронной аппаратуры. *Радио и связь*. 1985. 576 с.
88. Никифорова В.Н., Лушнова Н. Метод определения фактического вклада субъекта, имеющего искажающие электроприёмники, обусловившие несоответствие показателей качества электроэнергии. *Технологии электромагнитной совместимости*. 2002. №1(4).
89. Никифоров А.П. Диспетчер Smart-грид в каждом устройстве потребителя. Технические и экономические задачи. Наукові праці Донецького національного технічного університету. 2012. № 12 (20). С. 1–8.
90. Остапчук О.В., Харсун К.В. Micro Grid – локальні енергетичні системи. *Державний ВНЗ «Національний гірничий університет»*. 2010. С. 32 – 33.
91. Питерсон Дж. Теория сетей Петри и моделирование систем. *Мир*. 1984. 264 с.
92. Попадченко С.А. Ефективність електропостачання споживачів в умовах smart grid. *Вісник ХНТУСГ*. 2014. №153 .С. 17–19.
93. Попадченко С.А., Бабич К. Р. Перспективи розвитку Microgrid як складової частини Smart Grid. С. 30 – 34.
94. Праховник А.В., Денисюк С.П., Коцар О.В. Принципи організації взаємодії компонент smart мереж. *Техн. електродинаміка*. 2012. № 3. С. 51–52.
95. Праховник А.В., Попов В.А., Ярмолюк Е.С., Кокорина М.Т. Перспективы и пути развития распределенной генерации в Украине. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2012. №2. С. 7–14.
96. Праховник А.В. Від керування електроспоживанням до енергетики сталого розвитку. *Вісник НТУУ «КПІ»*. 2010. № 19. С. 100–121.
97. Программа инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС» до 2016 года с перспективой до 2020 года // <http://www.fsk-ees.ru/>.
98. Проект ИрГТУ «Smart Grid» – «Байкал» получил грант и продолжит исследования. 2013: <http://greenevolution.ru/2013/07/19/proekt-irgtu-smart-grid-bajkal-poluchil-grant-i-prodolzhit-issledovaniya/>

99. Прус В.В., Никитина А.В. Оценка составляющих мощности и показателей качества электрической энергии в промышленных сетях 0,4 кВ. *Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика*. 2011. №1. С. 180–181.

100. Рикова Л.Л. Структурні і функціональні моделі, що використовуються у викладанні природничих і математичних наук. *Е-журнал «Педагогічна наука: історія, теорія, практика, тенденції розвитку»*. 2009. №3.

101. Рогоза В.С., Іщенко Г.В. Інтелектуальні платформи розподілених інформаційних середовищ. 2009. 358 с.

102. Розрахунок граничних режимів роботи енергосистем з урахуванням вимог СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки.

103. Саенко Ю.Л., Калюжный Д.Н. Анализ методов определения фактических вкладов в понижение качества электрической энергии по несимметрии и несинусоидальности напряжений. *Електрифікація транспорту*. 2015. № 9. С. 123–133.

104. Сендерович П.Г. Методика и алгоритм определения ответственности за превышение допустимого отклонения напряжения. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2006. №43. Т.1. С. 59–65.

105. Сендерович П.Г. Определение ответственности за нарушение качества в приборах учета электроэнергии. *Светотехника та електроенергетика*. 2006. №7-8. С. 48–53.

106. Сендерович Г.А. Определение действительного вклада потребителя в создание несимметрии на сборных шинах. *Вісник НТУ ХПІ*. 2004. № 47. С.136–139.

107. Смирнов С.С., Коверникова Л.И. Вклад потребителя в уровни напряжения высших гармоник в узлах электрической сети. *Електричество*. 1996. №1. С. 32–38.

108. Соколовський П.В., Горенко Д.С. Вплив електромагнітної сумісності на функціонування віртуальних електричних станцій. Наукова конференція «Проблеми енергозбереження у промисловому районі. Наука та практика». Маріуполь, 16 – 18 травня 2017. С. 58–59.

109. Стогній Б.С. Сталий розвиток енергетики та інтелектуальні енергетичні системи. 2010. Спец. випуск. С. 6–9.

110. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Баталов А.Г., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2011. Спец. вип. Ч. 1. С. 20–31.

111. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення *Технічна електродинаміка*. 2010. № 6. С.44-50.

112. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні. *Техн. електродинаміка*. 2012. № 5. С. 52–65.

113. Сулайманов А.О. Неактивная мощность и ее составляющие в электроэнергетических системах: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.14.02/ Томский политехнический университет. Томск. 2009. 20 с.

114. Схема и Программа развития Единой электроэнергетики. Системный оператор единой энергетической системы. [https://so-ups.ru/index.php?id=dev\\_sch](https://so-ups.ru/index.php?id=dev_sch)

115. Тонкаль В.Е., Новосельцев А.В., Денисюк С.П. и др. Баланс энергий в электрических цепях. *Наук. думка*. 1992. 310 с.

116. Федосов Д.С. Разработка метода оценки влияния потребителей на несинусоидальность и несимметрию напряжений в электрической сети: дис. канд. техн. наук: 05.14.02/ Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования Иркутский государственный технический университет. Иркутск. 2014. 195 с.

117. Четошникова Л.М. Использование локальных источников в умных сетях с требованиями качества энергии. *Ползуновский вестник*. 2013. № 4-2. С. 199–204.

118. Чивенков А.И. Развитие методов и средств регулирования напряжения и мощности в системах электроснабжения с автономными источниками энергии: автореф. дис. докт. техн. наук: 05.09.03/ Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексева. Нижний Новгород. 2015. 40 с.

119. Чугунов Г.А., Агапов М.Н., Тищенко А.И. Мониторинг показателей качества электроэнергии. *Ползуновский вестник*. 2010. №2. С. 98–102.

120. Ямненко Ю.С., Моргун А.В., Комаревич О.М. Программе забезпечення для макромодельовання системи керування MicroGrid ElectronComm 2016. № 21. С. 61 – 66.

121. Ardeshtna N.K., Chowdhury B.H. Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation. *IEEE*. 2010. P. 1–8.

122. Ackerman T., Knyazkin V. Interaction between distributed generation and the distribution network. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific IEEE/PES*. –2000. Vol. 2. P. 1357 – 1362.

123. Anaya-Lara O., Jenkins N., Ekanayake J., Cartwright P., Hughes M., Wind energy generation. Modeling and control. *John Wiley & Sons*. Ltd. 2009. 269 p.

124. Asmus P. Microgrids, virtual power plants and our distributed energy future. *The Electricity Journal*. 2010. № 23. P. 72–82.

125. Blaabjerg, F., Guerrero, J. M. Smart grid and renewable energy systems. Proceedings of the International Conference on Electrical Machines and Systems. *ICEMS 2011*. Aalborg. July 09, 2016. pp. 1-10.

126. Blaabjerg F., Chen Z., Teodorescu R., Iov F. Power Electronics in Wind Turbine Systems. *IPEMC*. 2016.

127. Blaabjerg F., Chen Z., Kjaer S.B. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. *IEEE transactions on power electronics*. 2004. № 5. P. 1184–1194.

128. Cai C., Jiang B., Deng L. General Dynamic Equivalent Modeling of Microgrid Based on Physical Background. *Energies*. 2015. № 8, P. 12929–12948.

129. Characterization of Microgrids in the United States: Final Whitepaper. Prepared for Sandia National Laboratory by Resource Dynamics Corporation, Vienna,

Virginia. Accessed in November 2008 at  
[http://www.electricdistribution.ctc.com/pdfs/Microgrid\\_Assessment\\_Phase\\_1.pdf](http://www.electricdistribution.ctc.com/pdfs/Microgrid_Assessment_Phase_1.pdf)

130. Conejo A.J., Morales J.M., Baringo M. Real time demand response model. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2010. № 3. P. 236–242.

131. Cuk V., Ribeiro P.F., Joseph F.G. Considerations on the Modeling of Photovoltaic Systems for Grid Impact Studies. *International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems*. 2011

132. Chowdhury S., Chowdhury S.P, Crossley P. *Microgrids and Active Distribution, Networks*. London. UK. 2009.

133. David Holmberg, William T. Cox. Energy Interoperation Version 1.0. OASIS Energy Interoperation TC. 2009. 31 p.: <http://www.oasis-open.org/committees/download.php/37036/energyinterop-1%200-spec-wd-09.pdf>

134. Denysiuk S., Horenko D. Analysis of exchange processes during parallel operation of wind electric units. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2016. № 4(8). P. 26–32.

135. Denysiuk S., Horenko D., Artemiev M., Tarhonskyi V. Evaluation of exchngable processes in local systems with flexible generation. *Internation Conference on Energy Smart Systems*. Kyiv. Ukraine. 17-19 April 2019. P.

136. Denysiuk S., Sciences Sc., Opryshko V. The Smart Grid concept implementation by expanding the use of demand side managment and modern power electronic installations. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 4. С. 7 – 16.

137. De Groot R.J.W., Morren J., Slootweg J.G. Smart integration of distribution automation applications. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*. Berlin, Germany. October 14–17, 2012. 6 p.

138. Don Von Dollen. Please Read: About This Document – Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap. Prepared by the Electric Power Research Institute June 17, 2009. 291 p. <http://www.naesb.org/pdf4/interimsmartgridroadmapnistrestructure.pdf>

139. Dvorkin D., Palis S., Silaev M., Tulsy V. Balanced Load Identification

Based On The Correlation Of The Phase Currents. IEEE International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON) – Riga Technical University, 12–13 Oct., 2017.

140. Electrical Power System Analysis & Operation Software: <http://etap.com/smart-grid/smart-grid.htm>.

141. European Smart Grids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity. 2006. 44 p.

142. Fedosov D.S. Distortion current limits for power supply system members with nonlinear and unbalanced loads. *Proceedings «Smart Grid for Efficient Energy Power System for the Future»*. Vol. I. Magdeburg-Irkutsk: OvGU, 2012. P.79–84.

143. Flick T., Morehouse J. Securing the Smart Grid: Next Generation Power Grid Security: Syngress. 2011. 320 p.

144. Gabash A., Li P. Evaluation of reactive power capability by optimal control of wind-vanadium redox battery stations in electricity market. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality ICREPQ'11*. Las Palmas de Gran Canaria (Spain). 13th to 15th April 2011.

145. Hirsch A., Parag Y., Guerrero J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. № 90. P. 402–411.

146. Hoff T.E., Wenger H.J., Farmer B.K. Distributed generation: an alternative to electric utility investments in system capacity

147. Homer MicroGrid News: <http://microgridnews.com/homer-energy-user-presentations/>.

148. Hopkins D.C., Safiuddin M. Power electronics in a smart-grid distribution system. *APEC – 10*. 2010. Palm Springs, CA. 83 p.

149. Horizon 2020. Secure, Clean and Efficient Energy. Joint Research Centre. 24 April 2017. [https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2016\\_2017/main/h2020-wp1617-energy\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2016_2017/main/h2020-wp1617-energy_en.pdf)

150. Innovative infrastructure financing: the Project Bond Initiative The Europe 2020 Project Bond Initiative. 7 November 2012. 4 p. <https://www.eib.org/attachments/press-news-the-europe-2020-project-bond-initiative-07112012-en.pdf>

151. Jiang Zhenhua, Li Fangxing, Qiao Wei, Sun Hongbin, e.a. A vision of Smart Transmission Grid. *IEEE PES General Meeting*. Calgary, Canada. July 26–30, 2009. 10 p.

152. Joseph H Eto, Robert H Lasseter, David Klapp, Amrit S Khalsa, Ben Schenkman, Mahesh Illindala, Surya Baktiono. The CERTS Microgrid Concept, as Demonstrated at the CERTS/AEP Microgrid Test Bed. 2018. <http://eetd.lbl.gov/ERTS/pdf/mg-pesc04.pdf>

153. Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE. <https://www.ieee.org/>.

154. Kanchev H., Di Lu, Colas F., Lazarov V., Francois B. Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. October 2011. №58 (10). P. 4583–4592.

155. Kelly J., Warner G., Sim F. What are Smart Microgrids. 2010: <http://galvinpower.org/microgrids>.

156. Kashem M.A., Ledwich G. Multiple distributed generators for distribution feeder voltage support. *IEEE transactions on energy conversion*. September 2005. № 3(20). P. 676–684.

157. Khyzhniak T., Kolesnyk V. Modeling of Power-supply Subsystems of Microgrid Using Petri Nets: Proceedings of the 2013 *IEEE International Scientific Conference Electronics and Nanotechnology (ELNANO)*. Kyiv 2013. P. 391–395.

158. Levron Y., Guerrero J. M., Beck Y. Optimal Power Flow in Microgrids With Energy Storage, Power Systems. *IEEE Transactions*. № 99, P. 1–9.

159. Liu Y., Jiang Ch., Shen J., Zhou X. Renewable Energies and Dispatched Loads. *Przegląd elektrotechniczny (Electrical review)*. 2012. №88. P. 87–92.

160. Microgrids at Berkeley Lab. Microgrid Definitions: <http://der.lbl.gov/research/microgrid-concept>

161. Modelling Load Shifting Using Electric Vehicles in a Smart Grid Environment 1 September 2010. 76 p. <https://webstore.iea.org/modelling-load-shifting-using-electric-vehicles-in-a-smart-grid-environment> Electricity: MEPs urge all EU countries to interconnect their national grids. European Parliament. 2015. <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20151211IPR07168/> electricity-meps-urge-all-eu-countries-to-interconnect-their-national-grids

162. Nikonowicz L., Milewski J. Virtual Power Plants – general review: structure, application and optimization. *Journal of Power Technologies*. 2012. №92 (3). P. 135–149

163. Nikolov Z., Korsemov Ch., Toshev H. Reactive power in wind generator farms and introduction of flicker in a power line. *Проблеми на техническата кибернетика и роботиката*. 2011. №63. P. 22–34.

164. Natsheh E. M., Albarbar A., Yazdani J. Modeling and Control for Smart Grid Integration of Solar/Wind Energy Conversion System. *Manchester Metropolitan University School of Engineering and An-Najah National University Department of Computer Engineering*.

165. Reilly J., Joos G. Microgrid controller standards for integration and interoperability. *CIGRE Workshop*. Ljubljana. 7-8 June 2018.

166. Rob Kreiter. Concept R&D plan 2017 ECN Storage & Integration of Renewable Energy (SIRE) Information package to GE re Strip on Root patent: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2010/e10003.pdf>

167. Sayenko Yu., Kalyuzhniy Dm. Analytical methods for determination of the factual contributions impact of the objects connected to power system on the distortion of symmetry and sinusoidal waveform of voltages. *Przegląd Elektrotechniczny*. R. 91. NR 11. 2015. P. 81–85.

168. Senthil S., Dinakaran C. Smart grid technology using multilevel topologies (wind-solar-pico hydel). *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*. 2013. №2. P. 3536–3545.

169. Spectrum Power 7 MGMS Executive Summary Application Sheet 2014: <https://blogs.siemens.com/static/sibs/sites/smartgridwatch/media/spectrum-power-7-mgms-application-guide.pdf>.

170. Pecas Lopes J.A., Hatziargyriou N., Mutale J., Djapic P., Jenkins N. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*. 2007. №77. P. 1189–1203.

171. Power Analytics 2015: <http://www.poweranalytics.com/microgrid-basics-whitepaper-the-need-for-feasibility-studies/>.

172. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity. <http://www.ucte.com>.

173. Visyashev, A. N. Assessing of the influence of power consumers and power supply organization on voltage distortion at the point of common coupling. *Proceedings «Smart Grid for Efficient Energy Power System for the Future»*. Vol. I. Magdeburg-Irkutsk: OvGU, 2012.

174. Yang Hong Geng. Assessment for Harmonics Emission Level from one particular customer. *University of Liege*. 1992.

175. Zhezhelenko I.V., Sayenko Y.L., Gorpinich A.V. Electromagnetic compatibility in the industrial electric power supply systems. Electrical power quality and utilization. Lodz, Poland. September 15–17. 2009.

**Додаток А**  
**Відмінності та особливості у визначенні поняття Microgrid**

Таблиця А.1

№ з/п	Організація / джерело	Спільні характеристик	Відмінні характеристики	
			Несуперечливі	Суперечливі
1	Galvin Electricity Initiative	<ul style="list-style-type: none"> <li>– використовує місцеві РЕР;</li> <li>– дає можливість підвищення ефективності, економічності, надійності, диверсифікації джерел;</li> <li>– забезпечує можливості отримання доходу за додаткові послуги;</li> <li>– дозволяє інтегрувати відновлювані джерела енергії;</li> <li>– досягнення місцевих цілей конкретної групи користувачів.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– допускає до участі споживачів;</li> <li>– дозволяє подальше гнучке зростання / розширення.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– microgrid являє собою дрібномасштабну версію існуючої централізованої macrogrid.</li> </ul>
2	ECN TNO innovation for life	<ul style="list-style-type: none"> <li>– включає в себе місцеві РЕР, системи розподілу, накопичення, зарядки та навантаження;</li> <li>– здатна працювати поза електромережею;</li> <li>– аналогічні інтерфейси для різних агентів підсистеми.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– забезпечує дистанційне керування попитом з боку більших навантажень;</li> <li>– забезпечує систему зарядки для накопичення.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– компоненти можуть бути додані / видалені без негативного впливу на роботу microgrid;</li> <li>– децентралізована координація попиту та пропозиції, без необхідності централізованої оптимізації.</li> </ul>
3	<a href="#">Energy Technologies Are</a>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– включає в себе підсистеми генерації та супутні навантаження;</li> <li>– може відокремитися від системи розподілу;</li> <li>– острівний режим забезпечує більшу локальну надійність;</li> <li>– локальне управління РГ.</li> </ul>	–	<ul style="list-style-type: none"> <li>– усуває необхідність централізованого електропостачання</li> </ul>

Продовження табл. А.1

4	OASIS Energy Interoperation TC	<ul style="list-style-type: none"> <li>– може включати місцеві генератори та накопичувачі;</li> <li>– інтерфейс зв'язку на межі кожної microgrid однаковий.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– може містити менші microgrid або бути частиною більшої microgrid.</li> </ul>	–
5	Microgrids at Berkeley Lab	<ul style="list-style-type: none"> <li>– локалізована група джерел електроенергії та тепла;</li> <li>– працює підключено і синхронно з традиційною централізованою мережею (macrogrid);</li> <li>– розроблені для роботи напів-автономно з локальним керуванням, незалежним від macrogrid;</li> <li>– може відключатися і функціонувати автономно;</li> <li>– забезпечує неоднорідний рівень якості та надійності з урахуванням потреб кінцевого споживача.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– розраховані на загальні енергетичні потреби системи;</li> <li>– оптимізує загальну енергетичну систему з кінця, і оскільки для транспортування тепла, як правило, більш жорсткі обмеження, ніж транспортування електроенергії, розташування теплових навантажень може домінувати.</li> </ul>	– Представляє себе в macrogrid як єдиний контрольований суб'єкт з потужністю <1 МВт.
6	U.S. Department of Energy Microgrid Exchange Group	<ul style="list-style-type: none"> <li>– здійснює інтеграцію місцевих джерел РГ з місцевими електричними навантаженнями;</li> <li>– значна частина навантаження живиться від джерел РГ;</li> <li>– може працювати паралельно з електричною мережею або в автономному («острівному») режимі;</li> <li>– здатна здійснювати плавне перемикається з одного режиму в інший;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– має містити накопичувачі;</li> <li>– пік генерації відповідає пікового навантаження;</li> <li>– обумовлений РЕР, а не вимогами енергетичних послуг;</li> <li>– пріоритетні послуги (промислові, комерційні, побутові);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– забезпечує резервування та містять більше одного джерела з загальною генерацією менше 1 МВт;</li> <li>– приєднані до електричної мережі лише в одній точці;</li> <li>– відсутні двосторонні потоки потужності;</li> <li>– вся згенерована потужність споживається навантаженням.</li> </ul>

Продовження табл. А.1

		<ul style="list-style-type: none"> <li>– забезпечує високу надійність і стійкість до порушень в електричній мережі;</li> <li>– забезпечує енергоефективність, зниження витрат, незалежність, безпеку;</li> <li>– здатна здійснювати самостійний контроль;</li> <li>– зазвичай передбачає певний рівень теплопостачання.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– може отримувати кредити на когенерацію та відновлювальні джерела енергії відповідно до директиви про відновлювану енергію;</li> <li>– забезпечує енергопостачання для віддалених об'єктів;</li> <li>– захищає навантаження та економічно розвиток;</li> <li>– джерела генерації, не підключені до однієї електричної шини (для забезпечення деякого імпедансу).</li> </ul>	
7	CERTs clean energy resources	<ul style="list-style-type: none"> <li>– відокремлюється та ізолюється від загальної мережі без будь-якого впливу на якість електроенергії;</li> <li>– якість обслуговування визначається потребами споживача.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– незалежний, гнучкий, керований інтерфейс між microgrid і macrogrid.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– немає головного компонента;</li> <li>– при відключенні одного з джерел microgrid продовжує працювати та автоматично відновлює / ресинхронізує з електричною мережею.</li> </ul>
8	Report to NIST	<ul style="list-style-type: none"> <li>– електричний «острів»: диспетчерське зберігання, РЕР і управління навантаженням для підтримки цього острова.</li> </ul>	–	–



Таблиця Б.2

Вид впливу Експерт	Імпульсний у обладнанні	Імпульсний у системі	Несинусоїдальність і несиметричність напруги та струму(у перетині системи)	Міжфазний енергообмін у елементах системи при симетричних та несиметричних режимах	Міжфазний енергообмін у системі при симетричних та несиметричних режимах	Адресний вплив елементів системи
	1	2	3	4	5	6
1	2	1	6	5	3	4
2	2	1	6	5	4	3
3	3	1	6	5	2	4
4	3	1	5	6	2	4
5	3	1	6	4	2	5
6	2	1	6	5	3	4
7	3	2	4	6	1	5
8	2	1	5	6	4	3
9	3	1	6	5	2	4
10	2	1	6	5	4	3
11	2	1	5	6	3	4
12	2	1	6	4	3	5
13	2	1	6	5	3	4
14	1	3	5	6	2	4
15	2	1	3	6	4	5
16	2	1	6	5	3	4
17	1	2	6	5	3	4
18	2	1	6	5	4	3
Сумарна оцінка	39	22	99	94	52	72
Середнє значення оцінки	2,17	1,22	5,50	5,22	2,89	4,00

**Додаток В**  
**Особливості експлуатації джерел РГ та шляхи їх вирішення**

Таблиця В.1

№ з/п	Проблема експлуатації джерел РГ	Характеристика проблеми та шляхи їх вирішення
1	Вплив на регулювання напруги	Пристрій РГ розташований після регулятора напруги області ЛСЕП може призвести до того, що регулятор напруги знизить його вихідну напругу, якщо вихід РГ становить значну частину нормального навантаження регулятора. В результаті рівень низької напруги може бути створений від регулятора на лінії, якщо РГ не вдається надати достатню реактивну потужність в ЛСЕП. Низький рівень напруги також може бути створений, коли пристрої РГ отримують недостатньо реактивної потужності. Якщо нестача реактивної потужності, споживаної пристроєм РГ створює пониженою напругу відповідного розміру і розташовані конденсатори можуть бути встановлені оператором РГ або оператором області ЛСЕП для усунення проблеми. Компенсатор падіння напруги підвищує вихідну напругу регулятора для компенсації падіння напруги лінії між регулятором і центром навантаження
2	Надмірна експлуатація	Потужність обладнання РГ може викликати порушення синхронізації приладів, регулюючих напругу, і сприяє надмірному відводу або операціям перемикачів конденсатора. Щоб звести до мінімуму проблеми, бажано змінити час затримки налаштування пристроїв, регулюючих напругу, для забезпечення кращої координації з пристроєм РГ. У крайньому випадку установка статичних VAR компенсаторів або аналогічних пристроїв. Також може бути можливим поєднання пристрою РГ з джерелом, що коливається, з іншим пристроєм РГ, який має можливість "згладити" коливання.

Продовження табл. В.1

3	Неправильне регулювання в умовах зворотного потоку потужності	<p>Пристрій РГ або декілька пристроїв РГ, що експортують електроенергію в область ЛСЕП, може створити зворотні умови потоку енергії на пристрої регулюючих напругу. Багато регуляторів напруги мають зворотне зондування потоку, що змінює алгоритм керування. Ця дія заснована на припущенні, що напрямок, в якому живлення подається, є розташуванням сильного джерела (з точки зору короткого замикання). Зворотне зондування потоку використовується на подаючому обладнанні, які мають альтернативні джерела, з іншого боку регулятора як нормальне джерело. Зондування змінює алгоритм керування, так що правильне регулювання може бути надане, якщо використовується альтернативне джерело. РГ може змінити потік енергії, але це звичайно не є джерелом потужності, сильнішим, ніж підстанція. Відновлення контрольованих шин буде викликати для переміщення регулятора до межі управування влітання в одному або в іншому напрямку, тому що РПН видає зміну напруги, протилежну від того, яку алгоритм керування очікує. В результаті споживачі на стороні регулятора РГ можуть випробувати дуже високу або дуже низьку напругу.</p>
4	Неправильне регулювання в умовах непостійного живлення	<p>Більшість ЛСЕП в міських і приміських районах мають зв'язуючі точки з однією або декількома іншими ЛСЕП. Ці сполучні точки створюють можливість перемикання всієї або частини області ЛСЕП на альтернативне джерело енергії. Коли вся або частина області ЛСЕП правильно розроблена, щоб переключитися на альтернативне джерело, пристрої, регулюючі напругу, будуть працювати для підтримки адекватного рівня напруги. Робота пристрою РГ поки область ЛСЕП знаходиться в альтернативній конфігурації живлення може призвести до проблем регулювання напруги. Щоб уникнути цієї проблеми, оператору області ЛСЕП потрібно замінити елементи керування уражених пристроїв регулювання напруги для забезпечення належного регулювання за умови зворотного потоку потужності.</p>

Продовження табл. В.1

5	Синхронні об'єднання	Об'єднання, які з'являються в той час, коли синхронні генератори будуть виробляти струми короткого замикання протягом тривалого періоду часу, якщо несправність включає в себе кілька етапів. Струм короткого замикання на початку може бути вищим у шість (або більше) разів повного навантаження генератора струму і може протікати на декілька секунд менше, ніж струм повного навантаження генератора, поки руйнується поле генератора. Напруга на клеммах генератора трохи знижена протягом терміну несправності. Час протікання струму короткого замикання ретельно визначається за допомогою стандартних тестів виробництва для синхронних генераторів і описано визначеними реактивними опорами і постійними часу, які передбачені в протоколі випробування генератора.
6	Асинхронні генератори	Асинхронні генератори зазвичай не витримують аварії, але замість цього припиняють виробляти струм через втрати реактивної потужності, яка необхідна для підтримки обертового магнітного поля всередині генератора. У цих випадках «захист від островкування», який підтримує стандарт IEEE 1547-2003 4.4.1, буде також передбачати виявлення несправностей. Якщо достатній ємнісний опір доступний для забезпечення потреби поля асинхронного генератора реактивною потужністю або шляхом установки конденсаторних установок, або за наявності значних силових кабелів, це може бути необхідно для забезпечення прямого детектування несправностей аналогічно як для синхронних генераторів.
7	Інвертори	Якщо інвертор сконструйований так, що інші джерела генерації забезпечують синхронізацію сигналу для виробництва змінного струму (називають лінією комутації), інвертор не підтримує аварії на місцевій або районній ЛСЕП і вимкнеться завдяки можливості самозахисту або системі виявлення антиостровкування. Якщо перетворювач призначений для забезпечення сигналу синхронізації (називають самокомутацією), то, як правило, підтримують струм короткого замикання тривалий час. На відміну від синхронних генераторів, струм короткого замикання, що підтримується самокомутуваним інвертором, є досить стала величина, яка визначається конструкцією перетворювача. Вона зазвичай коливається в межах від 1,2 до 1,5 номінального струму навантаження перетворювача. У цьому випадку зниження напруги ретрансляції може бути ефективним у разі виявлення несправності.

Продовження табл. В.1

8	Асинхронна машина подвійного живлення (АМПЖ)	Реакція АМПЖ залежить від тяжкості аварії і конструкції генератора. Залежно від конструкції АМПЖ ротор може бути закорочений схемою захисту від перенапруги або замороченим, використовуючи перетворювач на стороні ротора, у відповідь на серйозну аварію. З закороченим ротором генератор перетворюється на асинхронний генератор. Тривалість цієї дії залежить від аварії та дизайну АМПЖ. Ротор може залишатися закороченим протягом усього терміну несправності, і можливо за його межами, або перемичка може бути видалена, а контроль струму ротора буде повернутий конвертеру в той час, коли є несправність. Якщо ротор не закорочений, початковий струм короткого замикання може бути в кілька разів більше за номінальний струм навантаження, але вихідний струм швидко регулюється до величини близько або нижче поточного значення навантаження.
9	Взаємодія об'єднаннями трансформаторів	3 Трансформатор між точками підключення і точками приєднання РГ може мати істотний вплив на фазову напругу або на напругу фаза-нейтраль, присутні у точці приєднання РГ для несиметричних напруг області ЛСЕП. За винятком трансформаторного включення зірка/зірка, нестійкість напруги на точках загального підключення, яка може виникнути в результаті несправностей фаза-земля або фаза-фаза-земля на області ЛСЕП, може бути значно іншою, коли виявлена в точці об'єднання РГ, залежно від того, як нульова послідовність складової напруги відображається через трансформатори і як позитивна і негативна послідовності напруги знаходяться під впливом будь-яких зсувів фаз між трансформаторами. Для деяких трансформаторних об'єднань, щоб зменшити вплив трансформатора на ефективність виявлення несправностей, пов'язаних з напругою. Як правило, це пов'язано зі збільшенням рівня вимикання за недостатньої напруги, оскільки це основний засіб для виявлення несправностей на основі напруги. Наприклад, з чотирипровідного заземленого зіркою обслуговування на точках загального приєднання і трансформатором трикутник / зірка, між точками загального приєднання та точкою взаємозв'язку з РГ, швидке зниження рівня вимикання за недостатньої напруги на 76% може забезпечити виявлення несправності на основі напруги, подібної до отриманої з трансформатором зірка/зірка і за замовчуванням швидкого пониження рівня вимикання за недостатньої напруги на 50%.

## Додаток Г

### Нормативно-методичне забезпечення оцінки обмінних процесів у системах з електромагнітними перетворювачами

#### *1. Сфера застосування*

Ці нормативно-методичні забезпечення рекомендовано застосовувати для аналізу обмінних процесів у перетинах системи електроживлення та оцінки взаємного впливу елементів електричної мережі (силових трансформаторів, ліній електропередавання, реакторів, генераторів) споживачів та інших суб'єктів господарювання у разі виконання розрахунків електромагнітної сумісності та взаємного впливу у разі передавання, постачання і виробництва електроенергії, обумовлених електромагнітними процесами у струмопровідних частинах електричної мережі й осердях апаратів у випадку її передачі.

Ці методичне забезпечення рекомендовано для застосування електророзподільним організаціям, які мають ліцензії на здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії магістральними або місцевими (локальними) електричними мережами, компаніями, що здійснюють постачання електричної енергії споживачам, відповідно до ліцензій на здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії, проектними організаціями, а також виробниками та споживачами електричної енергії.

Ці нормативно-методичні рекомендації рекомендовано використовувати у разі проектування нових електричних мереж та розширення існуючих.

#### *2. Нормативні посилання*

ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.

ДСТУ EN 50160-2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності.

СОУ-Н ЕЕ40.1-37471933- 55:2011 Методика вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.

ГОСТ 721-77 Системы энергоснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В.

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения.

ГОСТ 21128-83 Системы энергоснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1000 В.

ГОСТ 30372-95 Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения

### **3. *Терміни та визначення понять***

Електромагнітна завада – будь-яке електромагнітне явище, що може погіршити функціонування обладнання. Електромагнітною завадою може бути електромагнітний шум, небажаний сигнал або зміна в самому середовищі розповсюдження.

Електромагнітна обстановка – усі електромагнітні явища, що спостерігаються у певному місці.

Електромагнітна сумісність – здатність обладнання задовільно функціонувати в його електромагнітній обстановці, не створюючи неприпустимих електромагнітних завад іншому обладнанню в цьому середовищі.

Завадостійкість – здатність обладнання функціонувати за призначенням без погіршення його роботи за наявності електромагнітних завад.

Реактивна потужність – фізична величина, що характеризує навантаження, які створюються в електротехнічних пристроях коливаннями енергії електромагнітного поля в колі змінного струму.

Обмінні процеси – процеси обміну енергії між одним елементом електроенергетичної системи та іншим елементом та/або електроенергетичною системою в цілому.

Обмінна потужність – фізична величина, що характеризує обмінні процеси в перетинах електроенергетичної системи у разі постійної інтенсивності перетворення електромагнітної енергії в інші види у визначений період.

#### **4. Позначення та скорочення**

У цих нормативно-методичних рекомендаціях застосовано такі скорочення:

EMC	Електромагнітна сумісність
ERC	Електрорушійна сила
ВГ	Вищі гармоніки
ЕМ	Електрична мережа
ЕМО	Електромагнітна обстановка

#### **5. Загальні положення**

5.1. При побудові нових ЕМ або при розширенні існуючих оцінка обмінних потужностей та взаємного впливу виконується на основі розрахункових ймовірних значень, враховуючи вплив ЕМО обладнання, що використовується в нормальному, аварійному та післяаварійному режимах відповідно до алгоритму рис. 2.

5.2. У випадку аналізу існуючих електричних мереж для об'єкта дослідження проводиться зняття миттєвих значень основних параметрів: миттєвого струму, миттєвої напруги, миттєвої потужності для визначеного перетину системи (в безпосередній близькості до об'єкта, рівень впливу якого необхідно оцінити, наприклад трансформатора), за певний період у нормальному режимі роботи.

5.3. У загальному вигляді обмінну потужність через перетин можна визначити за формулами:

$$Q_{\text{об}} = \frac{(P^+t^- - P^-t^+)}{T}; \quad Q_{\text{об}} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u(t) i_p(t) dt.$$

Оцінку обмінних процесів можна здійснювати, розділивши обмінну потужність за основною та вищими гармоніками:

$$Q_{\text{об}}^{(1)} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u(t) I_{m(1)} \sin(\omega t - \psi_1^i) dt;$$

$$Q_{\text{об}}^{(\infty)} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u(t) \sum_{k=2}^{N_r} I_{m(k)} \sin(\omega t - \psi_k^i) dt.$$

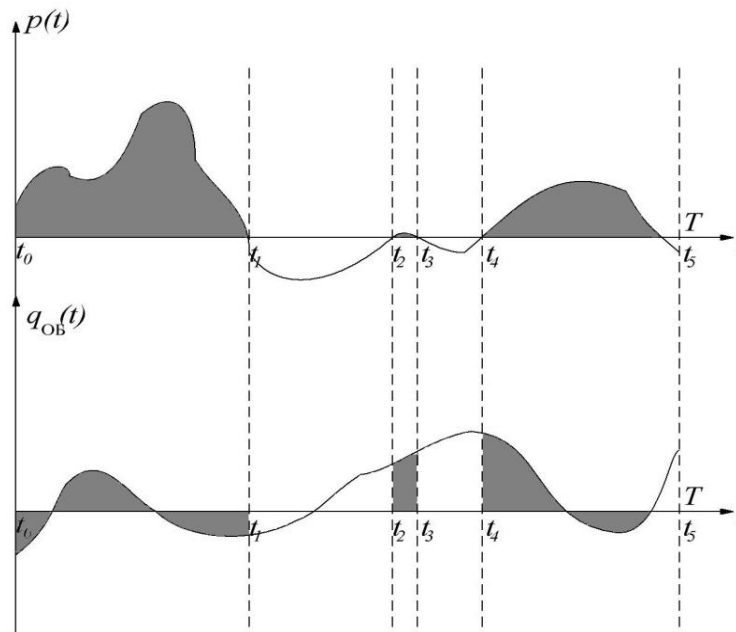


Рис. 1

## 6. Підготовка до визначення обмінних потоків потужності

6.1. Підготовку до визначення обмінних потоків необхідно проводити згідно з алгоритмом (рис. 4.1), тобто з визначення відомих струму, напруги або параметрів у перетині системи.

6.2. За наявних відомостей про конфігурацію системи електропостачання (електричної схеми), відомих паспортних даних та режимів роботи елементів системи формується схема заміщення та за методами ТОЕ визначаються еквівалентний опір системи після перетину (рис. 2). Проте таким чином можна отримати лише розрахункові значення параметрів системи, що не дасть адекватно оцінити обмінних процесів.

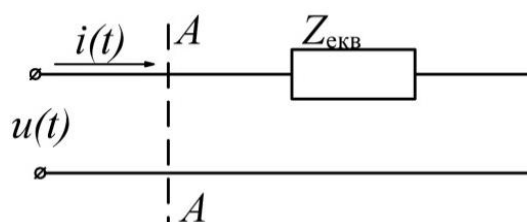


Рис. 2

6.3. Для визначення реальних взаємних потоків через перетин необхідно проводити вимірювання миттєвих значень струмів та напруг на інтервалі  $10T$  ( $T$  – період) за допомогою розширення функціональних можливостей пристроїв:

- для мереж напругою до 1 кВ мобільні цифрові аналізатори з USB підключенням (APPA 109N, AXIOMET AX-18B, UNI-T UTM 161E (UT61E) і т.п.);
- для мереж напругою вище 1 кВ пристрої встановлені в контрольних точках або мобільні (Keysight B1505A, ABB SDM600, Регіна-Ч і т.п.).

6.4. Інформація, отримана пристроями (п. 1.2.), надходить на комп'ютер або планшет і за допомогою програмного забезпечення проводиться аналіз результатів за алгоритмом, наведеним на рис.4.4 та відповідно до вказаної методики.

## 7. Визначення долі впливу генераторів та системи

7.1. Розрахунок обмінної потужності виконується для кожного генератора (фази), що здійснює живлення елемента системи (трансформатора) за формулою:

$$Q_{\text{Об.}i} = \int_0^{t^+} u_i(t) \cdot i_{\text{р.}i}(t) dt, \quad (2)$$

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T u(t)i(t)dt \Rightarrow U_D = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u(t)^2 dt} \Rightarrow i_p(t) = i(t) - \frac{u(t)P}{U_D^2}. \quad (3)$$

7.2. Виконується розрахунок сумарного значення обмінної потужності через відповідний перетин:

$$\Sigma Q_{\text{ОБ}} = Q_{\text{ОБ.1}} + Q_{\text{ОБ.2}} + \dots + Q_{\text{ОБ.n}}. \quad (4)$$

7.3. Визначається доля впливу кожного генератора (фази) у відповідному перетині:

$$\Delta_i = \frac{Q_{\text{ОБ.i}}}{\Sigma Q_{\text{ОБ}}}. \quad (5)$$

7.4. Визначаються методи компенсації обмінної потужності залежно від рівня розрахованого впливу.

### 8. Приклад розрахунку

Визначити вплив фази А трифазного генератора в перетині А–А моделі, зображеної на рис. 3. Виходячи з того, що генератор є симетричним та синусоїдальним  $E_m=220$  В, навантаження несиметричне ( $Z_A=20+15j$  Ом,  $Z_B=15+10j$  Ом,  $Z_C=20+15j$  Ом,  $R_N=1$ Ом). Припустимо, що фази В та С пов'язані загальним магнітним полем, значення коефіцієнта магнітного зв'язку  $k=0,6$ .

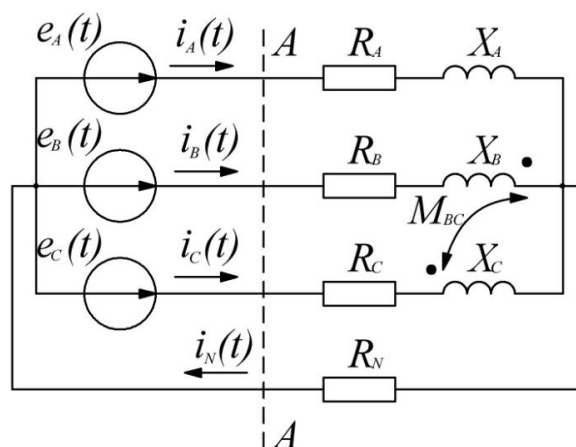


Рис. 3

Розв'язок. Виконується розрахунок опору взаємної індуктивності між фазами  $B$  та  $C$ :

$$M_{BC} = k\sqrt{L_B L_C} \Rightarrow M_{BC}\omega = k\omega\sqrt{L_B L_C} \Rightarrow X_{BC} = k\sqrt{L_B\omega \cdot L_C\omega} \Rightarrow X_{BC} = k\sqrt{X_B \cdot X_C}.$$

Запишемо систему рівнянь відповідно до законів Кірхгофа, виходячи з того, що кількість рівнянь має відповідати кількості незалежних контурів плюс один, тобто 4 рівняння:

$$\begin{cases} \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C - \dot{I}_N = 0 \\ \dot{I}_A R_A + \dot{I}_A \cdot jX_A + \dot{I}_N R_N = \dot{E}_A \\ \dot{I}_B R_B + \dot{I}_B \cdot jX_B - \dot{I}_C \cdot jX_{BC} + \dot{I}_N R_N = \dot{E}_B \\ \dot{I}_C R_C + \dot{I}_C \cdot jX_C - \dot{I}_B \cdot jX_{BC} + \dot{I}_N R_N = \dot{E}_C \end{cases}.$$

Для розв'язку системи рівнянь використаємо матричний метод, для цього запишемо матрицю коефіцієнтів за невідомих  $A$  та матрицю за вільних членів  $B$ :

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & -1 \\ R_A + jX_A & 0 & 0 & R_N \\ 0 & R_B + jX_B & -jX_{BC} & R_N \\ 0 & -jX_{BC} & R_C + jX_C & R_N \end{pmatrix}; B = \begin{pmatrix} 0 \\ \dot{E}_A \\ \dot{E}_B \\ \dot{E}_C \end{pmatrix}.$$

Розв'язок системи рівнянь виконується за формулою

$$Z_{PE3} = A^{-1} \cdot B.$$

$$Z_{PE3} = \begin{pmatrix} \dot{I}_A = 7,299 - 5,26j \\ \dot{I}_B = -12,296 - 4,16j \\ \dot{I}_C = 0,121 + 5,132j \\ \dot{I}_N = -4,875 - 4,287j \end{pmatrix}.$$

Запишемо миттєві значення струму у загальному вигляді:

$$\begin{cases} i_A(t) = 8,997 \cdot \sin(\omega t - 0,624) \\ i_B(t) = 12,98 \cdot \sin(\omega t - 2,815) \\ i_C(t) = 5,134 \cdot \sin(\omega t + 1,547) \end{cases}.$$

Визначимо реактивні складові струму на прикладі фази  $A$ :

$$U_D = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u_A(t)^2 dt} \Rightarrow P_A = \frac{1}{T} \int_0^T u_A(t) i_A(t) dt \Rightarrow i_{Ap}(t) = i_A(t) - \frac{u_A(t) P_A}{U_D^2};$$

$$i_{Ap}(t) = 5,26 \sin(\omega t - 1,571).$$

Аналогічно визначимо реактивні складові струму фаз  $B$  і  $C$ :

$$i_{Bp}(t) = 8,568 \sin(\omega t + 2,618),$$

$$i_{Cp}(t) = 2,671 \sin(\omega t + 0,524).$$

Використовуючи програмний модуль в MathCAD, визначимо обмінну потужність в окремих фазах перетину  $A-A$ :

$$Q_{OB.A} = \int_0^{t^+} u_A(t) \cdot i_{p.A}(t) dt.$$

Аналогічно визначимо обмінна потужність в фазах  $B$  та  $C$ . Загальна обмінна потужність через перетин

$$Q_{OB\Sigma} = Q_{OB.A} + Q_{OB.B} + Q_{OB.C}.$$

Розрахуємо долю впливу фази  $A$  на загальну систему в перетині  $A-A$ :

$$\Delta_A = \frac{Q_{OB.A}}{Q_{OB\Sigma}} = 0,287.$$

Отже, обмінна потужність, що протікає в фазі  $A$  через перетин  $A-A$ , складає 28,7 % від загального потоку, тоді як для симетричного режиму роботи такі показник має складати 33,3 %.

## Додаток Д

### Загальна характеристика програмних модулів розрахунку обмінних процесів

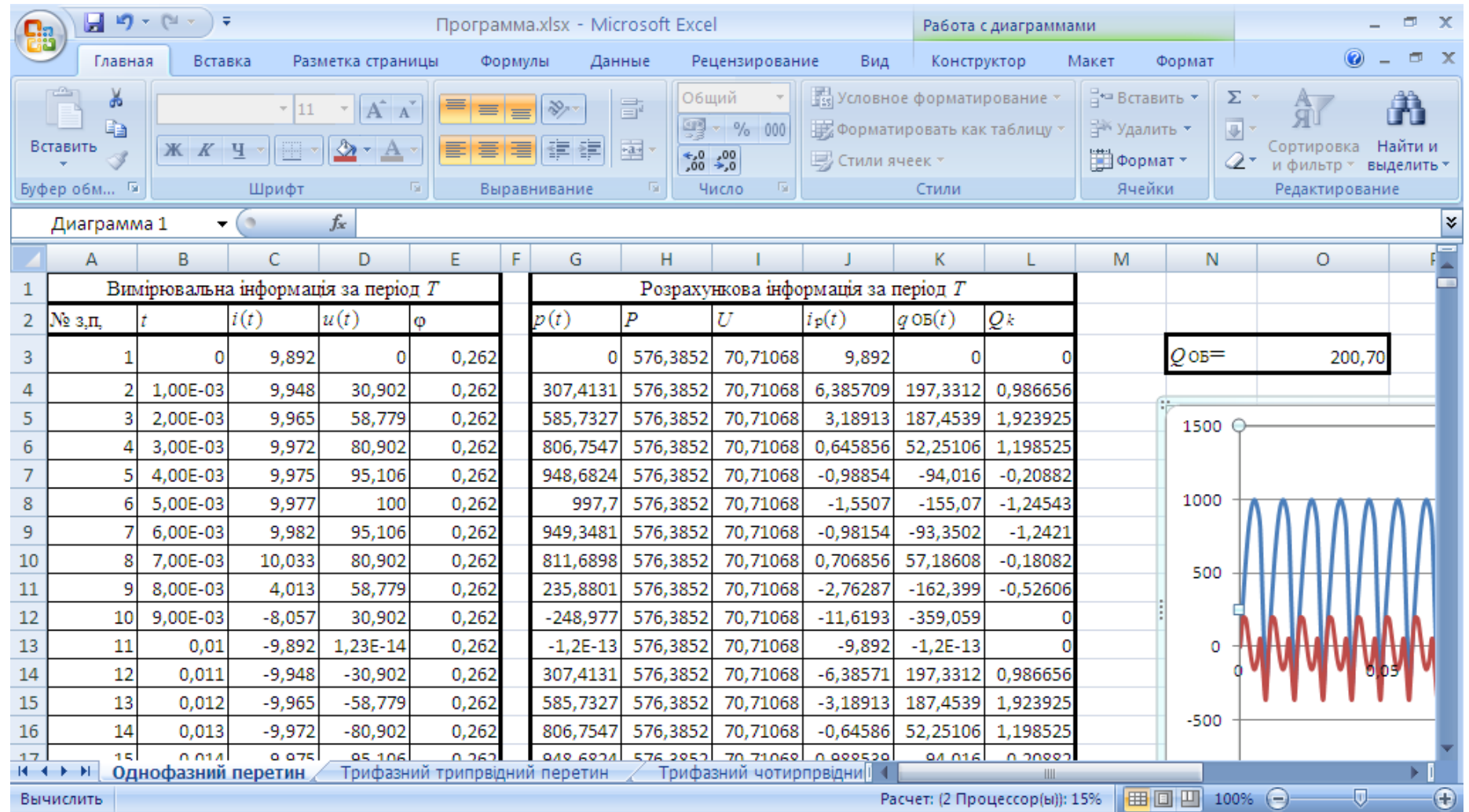


Рис. Д1. Інтерфейс програмного забезпечення в середовищі Excel

## Лістинг програмного модулі в MathCad

### Початкові параметри схеми заміщення:

- |                                    |                                 |                                     |  |
|------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|--|
| 1. Частота мережі:                 | $f := 50$                       | 6. Амплітуда джерела напруги:       | $E := 1000$                                      |
| 2. Період:                         | $T := \frac{1}{f}$              | 7. Еквівалентний опір ДН:           | $r := 0$   |
| 3. Циклічна частота:               | $\omega := 2 \cdot \pi \cdot f$ | 8. Активний опір 1-ї та 2ї обмоток: | $R_1 := 20$<br>$R_2 := 40$                       |
| 4. Часова поділка:                 | $\tau := 0.00001$               | 9. Індуктивності 1-ї та 2ї обмоток: | $L_1 := 0.6$<br>$L_2 := 0.8$                     |
| 5. Часовий інтервал:               | $t := 0, \tau .. T$             |                                     |  |
| 10. Коефіцієнт магнітного зв'язку: | $k := 1$                        |                                     |  |
| 11. Навантаження:                  | $Z_n := 150$                    | $\psi_n := \frac{\pi}{3}$           | $Z_n := Z_n \cdot e^{i\psi_n}$                   |
| 12. Напруга 3-ї гармоніки:         | $k_{U3} := 0.03$                |                                     | $E_3 := E \cdot k_{U3} \cdot e^{i\frac{\pi}{4}}$ |

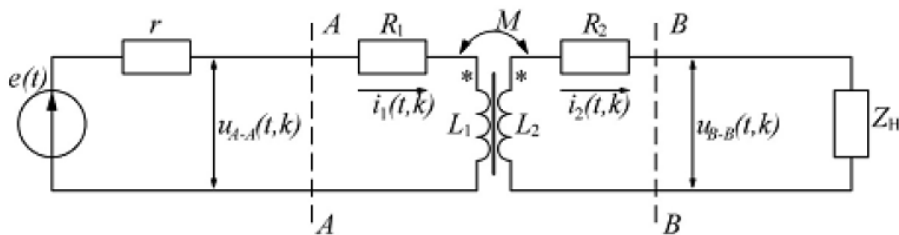


Рис. 1

Розрахунок параметрів схеми заміщення:

$$X_1 := \omega \cdot L_1 \qquad X_2 := \omega \cdot L_2 \qquad M := k \cdot \sqrt{L_1 \cdot L_2}$$

$$X_M := \omega \cdot M$$

Розрахунок еквівалентних опорів для 1-ї та 3-ї гармонік:

$$Z_{1,1} := r + R_1 + i \cdot X_1 \qquad Z_{2,1} := R_2 + i \cdot X_2 + Z_n$$

$$R_n := |Z_n| \cdot \cos|\psi_n| \qquad X_n := |Z_n| \cdot \sin|\psi_n|$$

$$Z_{n.3} := \sqrt{R_n^2 + |3 \cdot X_n|^2} \cdot e^{i \operatorname{atan}\left(\frac{3 \cdot X_n}{R_n}\right)}$$

$$Z_{1.3} := r + R_1 + i \cdot X_1 \cdot 3 \quad Z_{2.3} := R_2 + i \cdot X_2 \cdot 3 + Z_{n.3}$$

Методом накладання визначаються струми в гілках 1-ї та 2-ї обмоток трансформатора:

### 1. Основної гармоніки

$$I_{1.1} := \frac{E \cdot Z_{2.1}}{Z_{1.1} \cdot Z_{2.1} + X_M^2} \quad I_{2.1} := \frac{E \cdot i \cdot X_M}{Z_{1.1} \cdot Z_{2.1} + X_M^2}$$

### 2. 3-ї гармоніки

$$I_{1.3} := \frac{E_3 \cdot Z_{2.3}}{Z_{1.3} \cdot Z_{2.3} + |X_M \cdot 3|^2} \quad I_{2.3} := \frac{E_3 \cdot i \cdot X_M \cdot 3}{Z_{1.3} \cdot Z_{2.3} + |X_M \cdot 3|^2}$$

Миттєві значення струмів окремих гармонік та результуючий струм в обмотках трансформатора:

$$i_{1.1}(t) := |I_{1.1}| \cdot \sin(w \cdot t + \arg |I_{1.1}|) \quad i_{1.3}(t) := |I_{1.3}| \cdot \sin(w \cdot t \cdot 3 + \arg |I_{1.3}|)$$

$$i_{2.1}(t) := |I_{2.1}| \cdot \sin(w \cdot t + \arg |I_{2.1}|) \quad i_{2.3}(t) := |I_{2.3}| \cdot \sin(w \cdot t \cdot 3 + \arg |I_{2.3}|)$$

$$i_1(t) := i_{1.1}(t) + i_{1.3}(t)$$

$$i_2(t) := i_{2.1}(t) + i_{2.3}(t)$$

Миттєві значення напруги окремих гармонік та результуючий струм в перетинах обмоток трансформатора:

$$U_{1.1} := E - I_{1.1} \cdot r \quad u_{1.1}(t) := |U_{1.1}| \cdot \sin(w \cdot t + \arg |U_{1.1}|)$$

$$U_{2.1} := I_{2.1} \cdot Z_n \quad u_{2.1}(t) := |U_{2.1}| \cdot \sin(w \cdot t + \arg |U_{2.1}|)$$

$$U_{1.3} := E_3 - I_{1.3} \cdot r \qquad u_{1.3}(t) := |U_{1.3}| \cdot \sin|w \cdot t \cdot 3 + \arg|U_{1.3}|$$

$$U_{2.3} := I_{2.3} \cdot Z_{n.3} \qquad u_{2.3}(t) := |U_{2.3}| \cdot \sin|w \cdot t \cdot 3 + \arg|U_{2.3}|$$

$$u_1(t) := u_{1.1}(t) + u_{1.3}(t)$$

$$u_2(t) := u_{2.1}(t) + u_{2.3}(t)$$

Діючі значення струмів та напруг повних сигналів та за 1-ю гармонікою:

$$U_{1D} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T u_1(t)^2 dt}$$

$$U_{2D} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T u_2(t)^2 dt}$$

$$U_{1.1D} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T u_{1.1}(t)^2 dt}$$

$$U_{2.1D} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T u_{2.1}(t)^2 dt}$$

$$I_{1D} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T i_{1.1}(t)^2 dt}$$

$$I_{2D} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T i_{2.1}(t)^2 dt}$$

Активна потужність у відповідних перетинах:

$$P_{1.1} := \frac{1}{T} \cdot \int_0^T u_{1.1}(t) \cdot i_{1.1}(t) dt$$

$$P_{2.1} := \frac{1}{T} \cdot \int_0^T u_{2.1}(t) \cdot i_{2.1}(t) dt$$

$$P_1 := \frac{1}{T} \cdot \int_0^T u_1(t) \cdot i_1(t) dt$$

$$P_2 := \frac{1}{T} \cdot \int_0^T u_2(t) \cdot i_2(t) dt$$

Реактивні складові струму за першою гармонікою:

$$i_{1.1p}(t) := i_{1.1}(t) - \frac{u_{1.1}(t) \cdot P_1}{U_{1D}^2}$$

$$i_{2.1p}(t) := i_{2.1}(t) - \frac{u_{2.1}(t) \cdot P_2}{U_{2D}^2}$$

Кути зсуву між струмом та напругою за першою гармонікою:

$$f_{i1} := \arg |U_{1.1}| - \arg |I_{1.1}| \quad f_{i2} := \arg |U_{2.1}| - \arg |I_{2.1}|$$

Реактивна потужність за 1-ю гармонікою:

$$Q_{1.1} := U_{1.1D} \cdot I_{1D} \cdot \sin |f_{i1}| \quad Q_{2.1} := U_{2.1D} \cdot I_{2D} \cdot \sin |f_{i2}|$$

Обмінні потужності в перетинах обмоток трансформатора за першою гармонічною складовою:

$$Q_{ob1.1} := \begin{cases} q \leftarrow 0 \\ \text{for } i \in 0, \tau \dots T \\ \left| \begin{array}{l} q \leftarrow q + \frac{1}{T} \cdot \int_i^{i+\tau} u_{1.1}(t) \cdot i_{1.1p}(t) dt \text{ if } \begin{cases} u_1(i) \cdot i_1(i) > 0 \\ u_1(i+\tau) \cdot i_1(i+\tau) > 0 \end{cases} \\ q \leftarrow q \text{ otherwise} \end{array} \right. \\ \text{return } q \end{cases}$$

$$Q_{ob2.1} := \begin{cases} q \leftarrow 0 \\ \text{for } i \in 0, \tau \dots T \\ \left| \begin{array}{l} q \leftarrow q + \frac{1}{T} \cdot \int_i^{i+\tau} u_{2.1}(t) \cdot i_{2.1p}(t) dt \text{ if } \begin{cases} u_2(i) \cdot i_2(i) > 0 \\ u_2(i+\tau) \cdot i_2(i+\tau) > 0 \end{cases} \\ q \leftarrow q \text{ otherwise} \end{array} \right. \\ \text{return } q \end{cases}$$

$$Q_{1.1} = 4.378 \times 10^3 \quad Q_{2.1} = 2.278 \times 10^3 \quad \frac{Q_{ob1.1}}{Q_{1.1}} = 0.205 \quad \frac{Q_{ob2.1}}{Q_{2.1}} = 0.235$$

$$Q_{ob1.1} = 896.638 \quad Q_{ob2.1} = 534.517$$