

Центральноукраїнський національний технічний університет  
Центр заочної та дистанційної освіти  
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”  
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ  
к.т.н., професор  
\_\_\_\_\_Петро ПЛЄШКОВ  
“ \_\_\_\_ “ \_\_\_\_\_2025р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**за другим (магістерським) рівнем вищої**  
**освіти**  
**на тему**  
**“Дослідження та оцінка впливу несиметрії на додаткові**  
**втрати електроенергії в сільських електричних мережах”**

Виконав здобувач вищої освіти  
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-24МЗ  
ОПП «Електротехнічні системи  
електроспоживання»  
спеціальності 141  
«Електроенергетика, електротехніка  
та електромеханіка»  
\_\_\_\_\_Котяш В.В.  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_2025р.

Керівник роботи  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_Андрій КОТИШ  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_2025р.

Рецензент \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**Центральноукраїнський національний технічний університет**

Факультет ЦЗДО

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА  
ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ  
ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

Котяша Владислава Валерійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження та оцінка впливу несиметрії на  
додаткові втрати електроенергії в сільських електричних мережах

Research and assessment of the impact of asymmetry on additional electricity losses  
in rural electrical networks

2. Керівник роботи (проекту)

Котиш Андрій Іванович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1. Методи визначення втрат потужності і електроенергії у  
нерівномірно навантажених сільських електричних мережах 380/220 В; 2.  
Теоретичні основи методу розрахунку коефіцієнта збільшення втрат  
потужності; 3. Методика оптимізаційних розрахунків при порівнянні  
заходів по зниженню додаткових втрат електроенергії; 4. Приладний  
контроль режимів несиметрії сільських електричних мереж 380/220 В  
5. Охорона праці; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Іван САВЕЛЕНКО</i>		

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>08.10.25</i>	
2	<i>Методи визначення втрат потужності і електроенергії у нерівномірно навантажених сільських електричних мережах 380/220 В</i>	<i>18.10.25.</i>	
3	<i>Теоретичні основи методу розрахунку коефіцієнта збільшення втрат потужності</i>	<i>01.11.25.</i>	
4	<i>Методика оптимізаційних розрахунків при порівнянні заходів по зниженню додаткових втрат електроенергії</i>	<i>15.11.25</i>	
5	<i>Приладний контроль режимів несиметрії сільських електричних мереж 380/220 В</i>	<i>26.11.25.</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>01.12.25</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>05.12.25</i>	

Дата видачі завдання

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

Підпис керівника \_\_\_\_\_

Завдання прийнято до виконання

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

Підпис здобувача \_\_\_\_\_

## АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 91 с.; 12 рис.; 5 табл.; 21 джерел.

Котяш В.В. Дослідження та оцінка впливу несиметрії на додаткові втрати електроенергії в сільських електричних мережах. «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2025 р.

Метою кваліфікаційної роботи є удосконалення методів розрахунку втрат потужності й електроенергії у нерівномірно навантажених сільських мережах 380/220 В, розробка методики інтервального оцінювання втрат електроенергії й методики визначення ймовірно-статистичних показників основних характеристик нерівномірності навантаження і додаткових втрат потужності та вибору оптимального рішення при техніко-економічному порівнянні заходів по зниженню втрат електроенергії.

У роботі проведено дослідження по удосконаленню методик розрахунку, аналізу, планування і зниження втрат потужності й електроенергії. Опрацьовано методику визначення техніко-економічної величини втрат енергії в діючих енергетичних системах і мережах із використанням сучасних засобів отримання інформації про режими роботи системи й мережі. Запропоновано рішення задачі на базі використання сучасних приладів – аналізаторів несиметрії.

Ключові слова: сільські електричні мережі, несиметрія струмів і напруги, втрати електроенергії, коефіцієнт додаткових втрат, аналізатор несиметрії

## SUMMARY

Kotiash V.V. Research and assessment of the impact of asymmetry on additional electricity losses in rural electrical networks. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electrical power consumption systems". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2025.

The purpose of the qualification work is to improve the methods for calculating power and electricity losses in unevenly loaded rural networks 380/220 V, develop a methodology for interval assessment of electricity losses and a methodology for determining probabilistic and statistical indicators of the main characteristics of load unevenness and additional power losses and choosing the optimal solution in the technical and economic comparison of measures to reduce electricity losses.

The work conducted a study to improve the methods for calculating, analyzing, planning and reducing power and electricity losses. The methodology for determining the technical and economic value of energy losses in existing energy systems and networks was developed using modern means of obtaining information about the operating modes of the system and network. A solution to the problem was proposed based on the use of modern devices - asymmetry analyzers.

Keywords: rural electrical networks, current and voltage asymmetry, electricity losses, additional loss coefficient, asymmetry analyzer

## ЗМІСТ

Вступ.....	7
Розділ 1. Методи визначення втрат потужності і електроенергії у нерівномірно навантажених сільських електричних мережах 380/220 В.....	9
1.1. Огляд режимів роботи сільських електричних мереж 380/220 В стосовно несиметрії напруг.....	9
1.2. Огляд і аналіз існуючих методів визначення втрат потужності й електроенергії у сільських мережах 380/220 В при нерівномірному навантаженні фаз.....	18
Розділ 2. Теоретичні основи методу розрахунку коефіцієнта збільшення втрат потужності.....	24
2.1. Основні положення методу відносних різниць струмів фаз.....	24
2.2. Оцінка несиметрії і невірноваженості струмів.....	29
2.3. Розрахунки додаткових втрат потужності в трьохфазних чьотирьохпроводних та п'ятипроводних повітряних лініях 380/220 В.....	32
2.4. Визначення допустимого рівня коефіцієнта збільшення втрат потужності.....	40
2.5. Оцінка похибки при визначенні додаткових втрат потужності методом відносних різниць фазних струмів.....	45
Розділ 3. Методика оптимізаційних розрахунків при порівнянні заходів по зниженню додаткових втрат електроенергії.....	48
3.1. Оптимізаційні розрахунки при неповній інформації.....	48
3.2. Техніко–економічне обґрунтування заходів по зниженню втрат електроенергії на основі інтегралів невизначеності економічного ефекту.....	49
3.3. Врахування додаткових втрат інформації при виборі заходів по зниженню втрат електроенергії.....	58
Розділ 4. Приладний контроль режимів несиметрії сільських електричних мереж 380/220 В.....	63
4.1. Імовірносно – статичні характеристики нерівномірності навантаження фаз в сільських електричних мережах 380/220 В.....	64
4.2. Прилади для визначення коефіцієнта втрат (аналізатори несиметрії).....	71
4.3. Практичні питання по застосуванню приладів (аналізаторів несиметрії).....	78
Розділ 5. Охорона праці .....	85
5.1. Розрахонок заземлення .....	85
Висновки.....	89
Перелік посилань.....	91

## ВСТУП

Розвиток сучасної електроенергетики має важливе соціально-політичне й економічне значення. Великі масштаби виробництва електроенергії пред'являють все більш високі потреби до розвитку й експлуатації енергосистем і їх основних елементів – електричних станцій і мереж. При цьому потрібно звернути увагу на проблему скорочення різних невиробничих розходів, в першу чергу, втрат потужності й енергії.

Однак зараз ця проблема ще не отримала правильного рішення.

Згідно статистиці: споживання енергії стає вдвічі більшим через кожні двадцять років. При таких темпах і при умові відносної обмеженості теплових ресурсів закономірно виникає питання про перспективу розвитку паливо–енергетичного господарства. Однак, по-перше, забезпечення потреб народного господарства паливом і енергією з кожним роком стає все дорожче, по-друге, запаси більшої частини паливо–енергетичних ресурсів не відновлюються.

Масштаби розвитку енергетики потребують постійного удосконалення організації експлуатації енергообладнання і підвищення ефективності використання паливо–енергетичних ресурсів. Як показує практика, затрати на заходи по збереженню палива і енергії в середньому в 2-2,5 рази нижче затрат на приріст виробництва такої ж кількості енергоресурсів. Поряд із боротьбою за всесвітню економію електроенергії в усіх сферах її споживання, найважливішою державною задачею є проведення заходів по зниженню витрат електроенергії на її транспорт.

Аналіз заходів, які проводяться в останні роки з метою зниження втрат в електричних мережах, виявив їх незначну ефективність. Так, найбільший процент зниження втрат (до 68%) зараз приходить на реконструктивні заходи, це: побудова нових ЛЕП, заміна проводів, трансформаторів і інше. Доля зниження втрат за рахунок проведення організаційних заходів по

зниженню втрат електроенергії на її транспорт складає 15% сумарного зниження.

Одна з особливостей проблеми зниження втрат в сільських мережах укладається в тому, що вибрати й реалізувати найбільш ефективний захід можна лише на базі інформації, отриманої шляхом відповідних вимірювань у певних електричних мережах.

Отже метою роботи є:

1 Використання ймовірносних характеристик несиметрії навантаження в сільських мережах 380/220 В.

2 Удосконалення методів розрахунку втрат потужності й електроенергії у нерівномірно навантажених сільських мережах 380/220 В.

3 Розробка методики інтервального оцінювання втрат електроенергії й методики визначення ймовірностно–статистичних показників основних характеристик нерівномірності навантаження і додаткових втрат потужності.

4 Розробка пристрою вимірювання коефіцієнта збільшення втрат, значення якого дозволяють оцінити економічну ефективність можливих методів симетрування навантаження.

5 Розробка методики розрахунку економічного ефекту від проведення заходів по зниженню додаткових втрат електроенергії з врахуванням недостачі вихідної інформації.

6 Розробка методики вибору оптимального рішення при техніко–економічному порівнянні заходів по зниженню втрат електроенергії.

На даний час розглянуті методи визначення додаткових втрат потужності і енергії в елементах нерівномірно завантажених сільських мереж напругою 380/220 В з врахуванням випадкового характеру навантаження. Причому оцінка цих додаткових втрат виконується з-за допомогою коефіцієнта збільшення втрат потужності й енергії, для визначення якого запропонований спеціальний прилад.

# РОЗДІЛ 1

## МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ І ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У НЕРІВНОМІРНО НАВАНТАЖЕНИХ СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 380/220 В

### 1.1. Огляд режимів роботи сільських електричних мереж 380/220 В стосовно несиметрії напруг

Сільські електричні мережі 380/220 В функціонують, як правило, із глухим заземленням нейтралі та є чотирьохпровідними. До подібних мереж приєднуються як трифазні силові електроприймачі (електромотори, водонагрівачі), так і комунально–побутові чи деякі інші, увімкнені на фазну й лінійну напругу однофазні споживачі електроенергії: лампи освітлення, апарати для інфрачервоного обігріву худоби та птиці, ультрафіолетові прилади, електромотори, зварювальні агрегати й, частково, обігрівачі, а також радіо- й телевізійна апаратура, стабілізатори тощо.

Зі зростанням рівня електромеханізації технологічних процесів у сільському господарстві розширюється впровадження однофазних електроприводів. Їх застосовують на сучасних електрифікованих фермах, у зрошувальних комплексах, вентиляційних системах [1]. Крім того, такими приводами оснащені домашні та торгові холодильники, компресори, пральні машини, центрифуги, водяні насоси, шліфувальні машини, фарбопульти. Розвиток засобів малої механізації для домашнього господарства сільських мешканців відкриває нові перспективи для поширення однофазних двигунів [1].

Як зазвичай, до природної нерівномірності фазних навантажень від різного часу режимів праці окремих електроприймачів додається нерівномірність від хибного підключення навантажень до фаз, яка може сягати суттєвих розмірів. Отже нерівномірність фазних струмів навіть при пофазно рівномірному підключенні навантаження цілком природна, оскільки це пов'язано з випадковим характером роботи однофазних струмоприймачів.

Асиметрія навантаження спричиняє появу струму в нульовому проводі, а разом із тим і напругу зсуву нейтральної точки системи фазних напруг, що веде до “перенесення” зірки векторів фазних напруг. У наслідок цього напруга фаз стає неоднаковою. Слід зазначити, що напруга зсуву визначається величиною струму нульової послідовності й опором нульової послідовності мережі, враховуючи трансформатор споживача. Якщо вимірювання напруги зсуву в міських мережах становить 3–10 %, то в сільських мережах вона сягає 12% [2].

Трьохфазне регулювання напруги як у центрі живлення, так і місцеве, яке впроваджується в електричні мережі 380/220 В, не дозволяє зменшити напругу зміщення і визвані ним додаткові відхилення напруги. Тому часто в експлуатації тяжко забезпечити нормовану напругу на зажимах струмоприймачів без прийняття заходів по симетруванню фазних струмів і напруг в електричних мережах 380/220 В.

Істотно зменшити несиметричність напруги дозволяють трансформатори із схемою з’єднання обмоток “зірка-зигзаг з нулем”. Проте швидка заміна трансформаторів 10/0,4 кВ, які перебувають зараз в експлуатації із традиційною схемою з’єднання обмоток “зірка–зірка з нулем”, число яких лише в сільських електричних мережах перевищує 700 тисяч, на трансформатори із схемою з’єднання обмоток “зірка-зигзаг із нулем”, які мають набагато менший опір нульової послідовності, практично не можливо, оскільки виникають значні витрати, які необхідні для заміни трансформаторів. Зменшити опір нульової послідовності силового трансформатора із схемою з’єднання обмоток “зірка–зірка з нулем” може бути досягнуто встановленням на його магнітопроводі спеціальної короткозамкненої обмотки, або підключенням до шин трансформатора спеціальних шунтових симетруючих пристроїв [3]. Однак ці заходи також ще не набули широкого поширення, оскільки для цього потребується або перебудова виробництва, або налагодження виробництва нового пристрою, що, звичайно, притягне за собою великі витрати.

Зсув нейтралі при нерівномірному завантаженні фазних дротів спричиняє зменшення фазної напруги у приймачах, що живляться від найбільш навантаженого фазного дроту, і, зазвичай, до зростання фазової напруги у приймачах, що живляться від найменш навантаженого дроту. Отже, у деяких випадках, при, здавалося б, майже задовільному режимі напруги мережі – при несуттєвій втраті напруги та при значній несиметрії системи фазних напруг, на вводах до споживачів можуть бути фазні напруги, які суттєво відрізняються від номінальних, як у бік зростання, так і у бік спаду.

Таким чином, несиметрія навантажень негативно впливає на роботу мереж сільськогосподарського призначення, що полягає, головним чином, у збільшенні струмів в окремих фазах елементів мережі через виникнення струмів зворотної та нульової послідовності. При цьому знижується граничний для вказаних елементів струм прямої послідовності, внаслідок чого зменшується пропускна спроможність мережі. Крім того, поява на затискачах електричних машин, що обертаються, напруги зворотної послідовності призводять до небезпечного нагрівання окремих частин машин та їх передчасного виходу з ладу, особливо асинхронних двигунів.

Як відомо, у нерівномірно навантаженому трифазному чотирипровідному елементі мережі втрати потужності й електроенергії завжди перевищують втрати при такому ж, але рівномірно розподіленому по фазах навантаженні. Окрім того, нерівномірність фазних струмів є підставою для протікання в нульовому дроті струму, який спричиняє в ньому втрати.

В реальних умовах в низьковольтних мережах спостерігається значна нерівномірність фазних навантажень, внаслідок чого завжди з'являється зростання втрат потужності та енергії порівняно з втратами при симетричному режимі й погіршується якість напруги. При чому найбільші втрати помітні в побутових електромережах, а найменші – у виробничих.

Про питому вагу втрат у сільських мережах 380/220 В та загальну величину втрат в енергосистемі можливо судити також за наслідками

досліджень [1], згідно яким в електропередачі 110-150/10/0,4 кВ найбільша величина втрат електроенергії припадає на мережу напругою 380/220 В.

Унаслідок замірів фазових навантажень на деяких трансформаторних підстанціях (ТП) і відхідних лініях виявлено, що додаткові втрати, спричинені нерівномірним навантаженням фаз, становлять в обмотках трансформатора 4–6%, а в чотирипровідних мережах 10–16% від розміру втрат електроенергії, які були б за умов симетричного навантаження фаз.

Проведені дослідження нерівномірності завантаження окремих фаз у сільських електричних мережах Кіровоградської області встановили, що найбільш ймовірне значення співвідношення навантажень фаз дорівнює 100 : 86 : 74.

У сільських мережах додаткові втрати електроенергії, спричинені несиметрією навантаження, становлять приблизно 6 млн. кВт т.ч., або біля 28% загальних річних втрат у цих мережах. Певні дослідження [4] встановили, що коефіцієнт нерівномірності струмів, який визначається як відношення струму в нульовому проводі до суми фазних струмів, суттєво коливається упродовж доби і іноді сягає величини 0,63, при якій втрати електричної енергії в лініях зростають у 3 рази, а в трансформаторах майже на 65-70%. Кратність збільшення втрат електроенергії у різних ділянках мережі впродовж доби перебуває в межах 1,10 – 1,80, а для ліній і 1,03 – 1,24.

З наведених даних випливає, що несиметрія напруги та струмів несприятливо впливає на роботу як технологічного устаткування, так і елементів системи електропостачання: спричиняє посилений нагрів обмоток обертових машин, формує додаткове навантаження ліній та трансформаторів, що веде до додаткових втрат електроенергії, ускладнює роботу релейного захисту, генерує суттєві похибки при обліку електроенергії, зменшує значення коефіцієнта потужності, погіршує якість електроенергії у електроспоживачів тощо.

## **1.2. Огляд і аналіз існуючих методів визначення втрат потужності й електроенергії у сільських мережах 380/220 В при нерівномірному навантаженні фаз**

Розробці методів розрахунку втрат потужності і електроенергії присвячено ряд робіт, в яких вказується, що в розгалуджених лініях 380/220 В з нерівномірним навантаженням фаз визначати втрати електроенергії традиційними методами [5] важко.

Розрахункові методи визначення втрат електроенергії в елементах системи електропостачання суттєво розділити на дві групи. До першої відносяться методи, які дозволяють отримувати оцінку величини втрат потужності й електроенергії на основі прийнятих детермінованих значень (основними факторами, як правило, приймається струм і опір елемента системи електропостачання, який досліджується). До другої групи відносяться розроблені у в останню чергу методи, які представляють втрати електроенергії у вигляді інтервалу значень, причому попадання величини втрат у цей інтервал гарантується прийнятою інтегральною вірогідністю (як правило, 95%). В основу цих методів покладені результати ймовірносно – статистичної обробки даних замірів у мережах.

### ***Методи, які представляють втрати електроенергії у вигляді детермінованих значень***

Цей метод передбачає розрахунок втрат електроенергії в кожній магістралі мережі з застосуванням величини середнього струму головної ділянки, розподіленого пропорційно встановленій потужності підключених до магістралі струмоприймачів, і розрахунок втрат для кожної ділянки.

Коефіцієнт  $K_v$ , враховує додаткові втрати, які визвані нерівномірністю навантаження фаз, визначається в залежності від коефіцієнта нерівномірності  $N_{нв}$  за графіком  $K_v = f(N_{нв})$  для чотирьохпроводної системи.

Коефіцієнт нерівномірності навантаження фаз визначається за формулою:

$$N_b = (I_1/I_c) + (I_2/I_c) + (I_3/I_c) \quad (1.1)$$

де  $I_1, I_2, I_3$  – максимальні фазні струми головної ділянки магістралі, А;  
 $I_c$  – середнє арифметичне значення максимальних фазних струмів, А.

Крім того, у виразі для визначення втрат потужності вводиться коефіцієнт  $K_f$ , який враховує фактичну кількість фаз в лінії і представляє собою граничне значення коефіцієнта додаткових втрат. Коефіцієнт додаткових втрат тут називається відношенням величини втрат потужності при нерівномірному навантаженні фаз до їх величини при рівномірному навантаженню при тій же передаваній потужності:

$$K_p = \frac{\Delta P_{nr}}{\Delta P_p} \quad (1.2)$$

Цей метод дає високу точність визначення втрат електроенергії, але не розповсюджений, тому що важко зібрати вихідні дані і виконати розрахунки [6].

Збільшення втрат потужності внаслідок нерівномірності навантаження фаз у лініях враховується коефіцієнтом:

$$K_n = (I_{\max} - I_{\min})/I_{cp} \quad (1.3)$$

де  $I_{\max}, I_{cp}, I_{\min}$  – струми відповідно максимально, середньо, мінімально завантажених фаз.

Цей метод достатньо простий для визначення втрат потужності на характерній ділянці мережі, так як необхідні заміри лише на головній ділянці. Однак його застосування пов'язано з деякими перешкодами: необхідні попередні дослідження в кожній мережі, що не є легкою процедурою.

Отриманий вираз коефіцієнта  $K_p$ , який представляє собою співвідношення між втратами потужності в несиметричному і симетричному режимах, на основі запропонованих коефіцієнтів:

$$B = \frac{1}{3} ( I_a + I_c - 2 I_b ) = \frac{1}{3} ( I_{\max} + I_{\min} - 2 I_{\text{ср}} ),$$

$$C = \frac{1}{3} ( I_a + I_b - 2 I_c ) = \frac{1}{3} ( I_{\max} + I_{\text{ср}} - 2 I_{\min} ),$$

Для чотирьохпроводної мережі:

$$K_p = (1 + (B^2 + BC + C^2) / (I_{\text{ср.ар}}^2)) (2/3 + \alpha_l) \quad (1.4)$$

Для п'ятипроводної мережі ( із проводами вуличного освітлення ):

$$K_p = 1 + \frac{E_2^2 + E_0^2 (1 + 3 \alpha_l) + 2 \alpha_l E_0 E_y \cos \gamma}{1 + \frac{1}{3} \alpha_l E_y^2} =$$

$$= \frac{(B^2 + BC + C^2) (2/3 + \alpha_l) + 2/(\sqrt{3} \alpha_l I_y \sqrt{B^2 + BC + C^2} \cos \gamma)}{I_{\text{ср.ар}}^2 + \frac{1}{3} \alpha_l I_y^2}$$

де  $\alpha_l$  - співвідношення опорів нульового й фазного проводів;

$$E_y = I_y / I_1;$$

$I_y$  – струм в однофазній мережі вуличного освітлення;

$E_2, E_0$  – коефіцієнти несиметрії й невірноваженості струмів;

$\gamma$ - кут між векторами струмів  $I_y$  й  $I_n$ .

До недоліків даного метода потрібно віднести те, що коефіцієнти  $B$  і  $C$  не є безрозмірними.

Для врахування росту втрат потужності внаслідок нерівномірного навантаження фаз у трьохфазних чотирьохпроводних лініях пропонується використовувати вираз:

$$\frac{\Delta P_p}{\Delta P_n} = 3 (1 + K_1^2 + K_2^2)/(1 + K_1 + K_2)^2 + (1 - K_1 - K_2 - K_1 K_2 + K_1^2 + K_2^2)/(1 + K_1 + K_2)^2 \quad (1.5)$$

де  $K_1 = I_{cp}/I_{max}$  – відношення струмів середньонавантаженої і максимально навантаженої фаз;

$K_2 = I_{min}/I_{max}$  – відношення струмів мінімально навантаженої і максимальнонавантаженої фаз.

Для оцінки степені збільшення втрат потужності зведені вирази для чотирьохпроводної:

$$K_d = \Delta P_{нес} / \Delta P_{сим} = 1 + K_n^2 (2 + r_n/r_\phi),$$

і трьохпроводної ліній.

$$K_d = \Delta P_{нес} / \Delta P_{сим} = 1 + 2 K_n^2,$$

Тут  $\Delta P_{нес}$  і  $\Delta P_{сим}$  – втрати потужності в елементі мережі при несиметричному і симетричному навантаженні,

$r_n$  і  $r_\phi$  – опори нульового й фазного проводів.

Метод коефіцієнта  $K_m/n$  базується на виробництві безпосередніх вимірів на різних ділянках мережі, а не тільки на визначенні втрат потужності на характерних ділянках.

Метод, який запропонований Тольйятті може застосовуватись для достатньо точних розрахунків повітряних ліній і в першу чергу кабельних мереж. За цим методом коефіцієнт  $K_m/n$  визначається для рівномірного навантаження по фазам у залежності від довжини головної ділянки лінії, яка розраховується. Потім вводиться поправка на несиметрію струмів по фазам, яка визначається по кривим залежності кратності втрати напруги  $\Delta U_{nr}/\Delta U_p$  і залежності втрати потужності  $\Delta P_{nr}/\Delta P_p$  від коефіцієнта нерівномірності:

$$K_H = I_H / (I_a + I_b + I_c) ,$$

Основними недоліками в приведених вище методах, є велика трудоемність вихідних даних для розрахунків, недостатня точність цих методів, необхідність спеціальних визначень постійних коефіцієнтів для ліній і т. д. Крім того, усі ці методи не враховують випадковий характер зміни навантаження в мережах 380/220 В.

### ***Інтервальна оцінка величини втрат електроенергії***

Масовий характер розрахунків для визначення втрат енергії у сільських електричних мережах дає можливість застосовувати ймовірно–статистичні методи.

Сільські мережі 380/220 В характеризуються, як було зазначено вище, великою кількістю однофазних і трьохфазних споживачів. Навантаження кожної фази неперервно змінюється в залежності від багатьох причин, включаючи випадкові.

Прийнято користуватись вимірюванням для трьох вихідних величин, які можуть бути легко визначені: значення струму і робочої напруги на головних ділянках магістралі, кількість переданої по лінії енергії, схема мережі з нанесеною на неї параматрами (довжиною лінії, маркою проводів і т. д.).

Були отримані формули для визначення коефіцієнта втрат потужності при несиметричному навантаженні:

$$K_p = \Delta P_H / \Delta P = (1 + K_H) / (2 + 3 r_{OH}) / (r_{OF}), \quad (1.6)$$

$$K_H = 3 I_H / (I_a + I_b + I_c) \quad (1.7)$$

Цей метод передбачає заміри струмів у нульовому ( $I_H$ ) і трьох фазних ( $I_a, I_b, I_c$ ) проводах, а також значень активних опорів 1 км фазного ( $r_{af}$ ) і

нульового ( $r_{он}$ ) проводів. Були встановлені ймовірні залежності фазних струмів від потужності навантаження, в результаті чого формула для визначення коефіцієнта збільшення втрат потужності має вигляд:

$$K_p = 1 + ((2 + 3 r_{он})/r_{оф})(0,024 - 2,2)/(S + 110)/S^2) \quad (1.7)$$

Однак, ефективність методу помітно знижується при визначенні додаткових втрат в певній мережі, особливо при рішенні питання про дієвість симетрування навантаження, оскільки реальний режим може помітно відрізнитись від статистичної моделі.

В [7] представлений спростований метод визначення втрат електроенергії для усіх мереж 380/220 В, які живляться від трансформаторної підстанції. В його головну розрахункову формулу входить коефіцієнт збільшення втрат потужності при нерівномірному навантаженні фаз.

Рівняння для визначення коефіцієнта збільшення втрат потужності, отримане в результаті ймовірностно-статистичних досліджень, має наступний вигляд:

$$\alpha_p = B_0 + B_1 (I_a / (I_a + I_b + I_c)) \quad (1.8)$$

де  $B_0$ ,  $B_1$  – коефіцієнти рівняння регресії;

$I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$  – струми навантаження фаз у режимі максимального навантаження на першій від ТП ділянці лінії (або струми навантаження фаз трансформаторів).

Крім того, для ліній або ТП, у яких  $0,48 < I_a / (I_a + I_b + I_c) < 0,36$ , необхідно виконувати перевірочний розрахунок за формулами:

$$\alpha_p' = 1 + (I_n / (I_a + I_b + I_c))^2 (2 + 3 r_{он}/r_{оф}) \cong 1 + 5(I_n / (I_a + I_b + I_c))^2,$$

де  $I_n$  – струм нульового проводу, А;

$r_{он}/r_{оф}$  – опори одного кілометра відповідного фазного й нульового проводів, Ом.

Якщо виявиться, що  $\alpha_p' > \alpha_p$ , то в подальших розрахунках потрібно використовувати значення  $\alpha_p'$ .

Цей метод дещо простіший за інші, однак застосовувати його краще на стадії проектування, оскільки в експлуатації він потребує замірів втрат напруги, потужності головної ділянки мережі і виходу енергії за місяць (за показами лічильників активної енергії абонентів).

Що ж стосується врахування додаткових втрат, які визвані нерівномірністю завантаження фаз, то метод ускладнюється внаслідок необхідності перевірного розрахунку, для чого потрібно визначити значення струму в нульовому проводі в мережі.

В [8] викладена методика організації й проведення машинного дослідження на ЕЦОМ по моделюванню схем мереж 380/220 В і її режимів роботи. При цьому отримані регресійні моделі для визначення втрат енергії у сільських електричних мережах 380/220 В, виділені найбільш значні фактори, які впливають на величину втрат, і проведена оцінка їх впливу.

Ці моделі пропонується використовувати для виявлення необхідності пошуку шляхів зниження втрат енергії на окремих ділянках мережі з метою підвищення їх пропускної здібності й зниження собівартості передачі електроенергії.

З недоліків методу [8] можна виділити необхідність обробки подібної інформації про схему мережі для визначення еквівалентного опору, встановлення лічильника реактивної енергії на головній ділянці мережі для визначення коефіцієнта потужності, виробництва деяких замірів споживання електроенергії на протязі доби для обчислення коефіцієнта форми графіка навантаження.

Потрібно відмітити розроблений в останній час метод оцінки значень втрат електроенергії у мережах на основі інтервалів невизначеності (29), які представляють собою інтервали розрахункових значень втрат енергії при

заданій (0,95) імовірності. Переваги даного методу заключаються по-перше в підвищенні достовірності, крім того метод дозволяє розширити інженерні представлення про точність подібних розрахунків, виявити інформацію, яку потрібно першочергово уточнити, виділити комерційну складову втрат.

Однак при переході від мереж 35 – 110 кВ до мереж 6 – 20 кВ запропонована методика стає нераціональною внаслідок великої кількості цих мереж і малої достовірності інформації про навантаження підстанцій 6 - 20/0,4 кВ. В цьому випадку запропоновано вести розрахунок для вибірки 80 – 100 мереж, за результатами якого можна отримати емпіричну залежність еквівалентного опору від сумісних параметрів схеми. Далі потрібно визначити втрати на всіх лініях 6 – 20 кВ, виділити лінії з великими відносними втратами і розробити аналіз цих втрат вже за повними схемами.

З вищезгаданого видно, що застосування методу інтервалів невизначеності втрат електроенергії в мережах 380/220 В має ще більші перешкоди, якщо не буде забезпечений необхідний прилад у цих мережах. Представляється ефективним використання основних положень метода для оцінки інтервалу невизначеності коефіцієнта збільшення втрат потужності при техніко–економічному обґрунтуванні заходів по вирівнюванні навантажень фаз з метою зниження втрат електроенергії в мережах 380/220 В.

### ***Облік втрат електроенергії в нерівномірно навантажених мережах з-за допомогою лічильників активної енергії і лічильників втрат***

Для правильної оцінки рівня технічних втрат більше значення має стан системи обліку електроенергії, який в даний час далеко не є довершеним, хоча значне його покращення може бути досягнуто з-за допомогою невеликих затрат, а іноді і без них. Правильно організований облік електроенергії не тільки виконує свою пряму функцію, але і забезпечує отримання інформації для розрахунку втрат.

Спосіб визначення втрат електроенергії у мережах з-за допомогою лічильників активної енергії отримав велике розповсюдження. Для контролю

кількості електроенергії, яка поступає від енергосистеми на підстанціях звичайно встановлюють лічильники активної енергії. Крім того, для розрахунку з абонентами в квартирах і на головних щитах комунально-побутових споживачів також встановлюються лічильники активної енергії. Втрати електроенергії визначаються як різниця показів лічильників на підстанції (вихід електроенергії) і у споживачів (споживання електроенергії). Безпосереднє визначення втрат енергії в лінії шляхом встановлення лічильників на початку і в кінці лінії і в більшості випадків не може рахуватись задовільним, так як похибка кожного з лічильників приблизно складає величину того ж порядку, що й самі втрати електричної енергії. Так, допустимий інтервал для оцінки втрат з-за допомогою лічильників комерційного обліку у відповідності з рекомендаціями складає приблизно 10% величини оцінки, що практично дає можливість організувати ефективну роботу по зниженню втрат. Крім того, одночасне зняття показів усіх лічильників є складною задачею.

Окремо потрібно зупинитись на визначенні втрат електроенергії в лініях електропередачі з-за допомогою лічильників амперквадратів-годин, які також називаються лічильниками втрат. Конструкція лічильників втрат, схема їх включення і допустимі похибки описані в (24). Втрати в лінії за показами лічильника втрат знаходимо за формулою:

$$\Delta A = 3 R_{\text{л}} \alpha K_{\text{T}}^2 \cdot 10 \quad (1.9)$$

де  $R_{\text{л}}$  – опір однієї фази лінії, Ом.

$\alpha$  - різниця показів лічильника втрат за час  $T$ ,  $A^2 \cdot \text{ч}$

$K_{\text{T}}$  - коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Таким чином, ці лічильники здійснюють інтегрування квадрату струму за часом, тобто дають величину, пропорційну втратам електроенергії з'єднаних зв'язку з цим виникає задача визначення еквівалентного опору  $R_{\text{е}}$  розглянутої мережі, протікаючи через який струм головної ділянки створює

такі ж втрати, як і в реальній мережі. Цьому питанню посвячено багато праць, однак визначення  $R$  до сих пір є одним із самих важких елементів методики розрахунку електроенергії в мережах 380/220 В.

Для вимірювання втрат енергії в мережах з рівномірним навантаженням фаз необхідний один лічильник ампер–квадрат–годин, який встановлений у якій–небудь фазі, його покази достатньо помножити на три і на еквівалентний опір мережі:

$$\Delta A = 3 \int i^2 R_e dt \quad (1.10)$$

В мережах із нерівномірним навантаженням фаз для визначення втрат енергії необхідно проводити виміри  $I^2 \cdot t$  в кожній фазі і нульовому проводі, знаходити втрати для кожної фази і нульового проводу з послідуочим сумуванням:

$$\Delta A = \sum \int i^2 R_{en} dt + \int i^2 R_{en} dt \quad (1.11)$$

Оскільки лічильники ампер–квадрат–годин наша промисловість не випускає, нижче розглянуті варіанти лічильників  $I^2 \cdot t$  виконані на базі звичайних лічильників кіловат–годин. Основною відрізняльною особливістю таких лічильників від ампер–квадрат–годин є те, що замість обмотки напруги в них встановлена ще одна струмова обмотка. При постійних величинах частоти і кута між струмами, обертаючий момент лічильника пропорційний квадрату навантажувального струму, тобто ампер–квадратам.

Мінімальна похибка у визначенні втрат електроенергії може бути доведена до величини 0,04% пропущеної електроенергії, де 0,04 – клас точності лічильника при роботі їх в межах від 20 до 100% номінальних втрат,  $n$  – число лічильників втрат, встановлених на ділянках магістралі; максимальна похибка дорівнює 0,06% при роботі лічильників енергії в межах

10% номінальних втрат. Це значно точніше, ніж при вимірюванні звичайними лічильниками класу 0,5,1 або 2.

Лічильники втрат, дієво застосовувати лише в мережах, де основні втрати виникають у порівнянно невеликому числі елементів мережі. Лічильники втрат можуть широко застосовуватись в мережах із напругою 220 кВ і вище замість розрахунку втрат. Однак в мережах 110 кВ і нище, враховуючи їх розгалудженність, великі додаткові втрати, важкість виготовлення, встановлення і експлуатації, використання лічильників втрат повинно бути економічно обгрунтовано в кожному конкретному випадку. Однак в зв'язку з тим, що в останній час питання економії енергії мають як ніколи раніше першочергове значення, застосування лічильників ампер–квадратів–годин в мережах 380/220 В, можна розглядати як один з шляхів контролю величини втрат електроенергії, на основі якого здійснюють заходу по зниженню втрат у мережах.

## РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ МЕТОДУ РОЗРАХУНКУ КОЕФІЦІЄНТА ЗБІЛЬШЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ

### 2.1 Основні положення методу відносних різниць струмів фаз

Основні положення, які лягли в основу методу, який використовується для розрахунку несиметричних режимів електричних мереж методу умовних еквівалентних навантажень, викладені в працях [8], де для спрощення аналізу несиметричних режимів пропонувалося надавати несиметричне навантаження трьохфазної трьохпроводної мережі у вигляді еквівалентного симетричного трьохфазного навантаження, причому вектор пульсуючої потужності останньої повинний бути рівний нулю. При розрахунках приймалися комплексні значення провідностей і опорів. Несиметричне навантаження, елементи якого підключаються на фазну напругу, пропонувалось замінити симетричним і однофазним навантаженням, які підключенні до трьох фаз мережі і до нульового проводу [9].

В роботах [3, 10] запропонована еквівалентна заміна несиметричного навантаження трьохфазної чотирьохпроводної системи трьома умовними навантаженнями: симетричною трьохфазною і двома однофазними, причому одне однофазне навантаження підключається до максимально навантаженого фазного й нульового проводу, а інша – до середньо завантаженого фазного й нульового проводу.

Усі перераховані методи розрахунку по еквівалентним навантаженням передбачають оперування комплексними величинами струмів, напруг, потужностей, опорів і провідностей. У [11] для спрощення розрахунків несиметрії у сільських мережах з однофазним і симетричним трьохфазними навантаженням пропонується застосовувати модульний метод, згідно якого нехтують уявною частиною комплексних величин. Однак при цьому, в деяких випадках при розрахунках коефіцієнтів несиметрії й невривноваженості струмів і напруг похибка складає 50% і більше.

В інженерних розрахунках при визначенні додаткових втрат потужності і електроенергії із-за нерівномірності навантаження фаз в чотирьохпровідних мережах 380/220 В користуються коефіцієнтом нерівномірності навантаження фаз:

$$K_n = I_n / (I_a + I_b + I_c), \quad (2.1)$$

де  $I_a, I_b, I_c, I_n$  – діючі значення струмів відповідно в трьох фазних і нульовому проводах мережі, дає однозначну залежність коефіцієнта збільшення втрат потужності від коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз.

Разом із тим визначений за виразом (2.1) коефіцієнт нерівномірності навантаження фаз характеризує тільки степінь нерівномірності навантажень, включених між фазним і нульовим проводом, тобто залежить від струму нульової послідовності і не залежить від струму прямої послідовності.

Тому при використанні виразу (2.1) можливі значні помилки в тому випадку, якщо в мережі є однофазні навантаження, включенні на лінійну напругу. Наприклад, при відсутності струму в нульовому проводі (відсутні або повністю встановлено однофазне навантаження) формула (2.1) повинна давати значення  $K_n = 0$ , однак включені на лінійну напругу однофазні споживачі можуть створювати нерівномірне навантаження фазних проводів. В такому випадку додаткові втрати потужності і електроенергії у мережі будуть невраховані. В роботі пропонується оцінка нерівномірності навантаження через відносні різниці діючих значень фазних струмів:

$$\alpha = (I_{\max} - I_{cp}) / I_{\max}, \quad \beta = (I_{cp} - I_{\min}) / I_{\max}, \quad (2.2)$$

де  $I_{\max}, I_{cp}, I_{\min}$  – відповідно діючі значення струмів максимально середньо і мінімально навантажених фаз. Відносні різниці струмів можуть змінюватись в межах  $0 \leq \alpha \leq 1, 0 \leq \beta \leq 1$  і, крім того, для усіх навантажень фаз виконується умова  $\alpha + \beta \leq 1$ .

Використання відносних різниць фазних струмів дає можливість досліджувати вплив несиметрії і неврівноваженості струмів на величину втрат потужності в мережі, оперуючи діючими значеннями тільки фазних струмів. Це відкриває великі можливості аналізу несиметрії і неврівноваженості по вимірюванням струмів в серійних розподільчих пристроях, обладнаних трансформаторами струму і амперметрами тільки у фазних проводах.

Нижче буде показано, що відносні різниці струмів  $\alpha$  і  $\beta$  достатньо точно описують режими нерівномірно навантажених трьохфазних трьохпроводних, чотирьохпроводних і п'ятипроводних мереж, які дозволяють визначити додаткові втрати в цих мережах при підключенні однофазних навантажень як на фазу, так і на лінійну напругу.

Метод заснований на наступному. Струми у фазах можна представити у відносних одиницях, прийнявши струм максимально завантаженої фази за базовий.

$$I^*_{\max} = I_{\max}/I_{\max} = 1, \quad I^*_{\text{cp}} = I_{\text{cp}}/I_{\max}, \quad I^*_{\min} = I_{\min}/I_{\max}.$$

Скориставшись співвідношенням (2.2) виразимо тепер струми в усіх фазах через відносний струм мінімально завантаженої фази  $I_{\min}$  і відносні різниці  $\alpha$  і  $\beta$ . З (2.2) знаходимо:

$$\alpha = I^*_{\max} - I^*_{\text{cp}}, \quad \beta = I^*_{\text{cp}} - I^*_{\min}, \quad (2.3)$$

звідки струми усіх трьох фаз можуть бути записані у вигляді:

$$\begin{aligned}
 I^*_{\min} &= I^*_{\min} , \\
 I^*_{\text{cp}} &= I^*_{\min} + \beta , \\
 I^*_{\max} &= I_{\text{н min}} + \alpha + \beta .
 \end{aligned}
 \tag{2.4}$$

З цього видно, що пофазно нерівномірно навантажена трьохфазна мережа може бути представлена як мережа, яка живить трьохфазне симетричне навантаження, яке визначається величиною струму мінімально навантаженої фази  $I_{\text{н min}}$  (у відносних одиницях), і два однофазних навантаження, одне з яких підключене до середньо навантаженої фази і визначається величиною відносної різниці струмів  $\beta$ , а інше, визначається сумою величин відносних різниць струмів  $(\alpha + \beta)$ , підключена до максимально навантаженої фази мережі.

На рисунку 2.1 показана нерівномірно навантажена трьохфазна чотирьохпроводна лінія, на мал. 2.2 – та ж лінія представлена навантаженим умовним симетричним трьохфазним навантаженням  $I_a, \alpha^2 I_a, \alpha I_a$ .

І умовним однофазним навантаженням  $I_a, I_b$ , причому еквівалентна схема лінії виконана за умовою з'днання нульової точки трьохфазного симетричного навантаження  $Z_n$  із нульовим проводом мережі.

Струми умовних однофазних навантажень можуть бути визначені за виразами (2.3) і (2.4); якщо фаза А є максимальною, а фаза В середньо навантаженою, то

$$I_a = I_{\max} (\alpha + \beta) = I_{\max} - I_{\min} ,$$

$$I_a = I_{\max} \beta = I_{\text{cp}} - I_{\min} \tag{2.5}$$

Аналогічно можна було б вибрати умовну симетричне трьохфазне навантаження зі струмом  $I_b$  або  $I_c$ .

На основі сказаного вище методу розрахунку з-за допомогою відносних різниць струмів можна класифікувати як нову форму метода умовних еквівалентних навантажень.

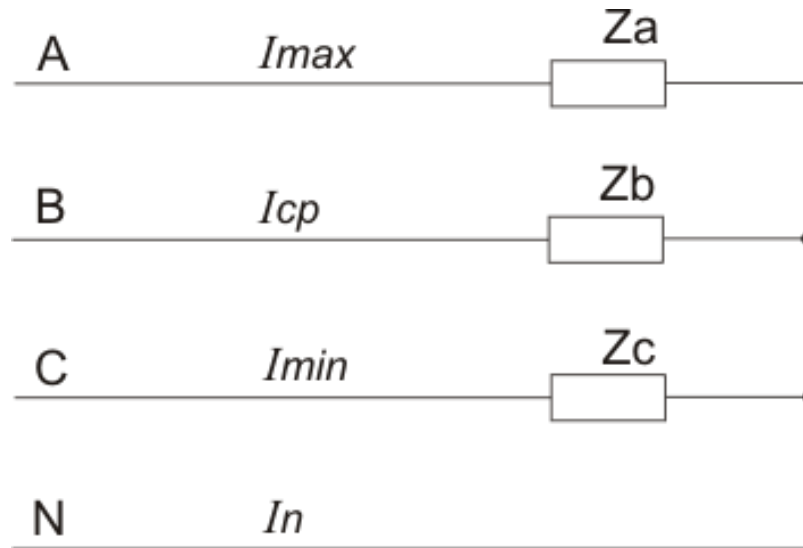


Рис. 2.1. - Нерівномірно навантажена трьохфазна чотирьохпроводна лінія ( $Z_a \neq Z_b \neq Z_c$ ).

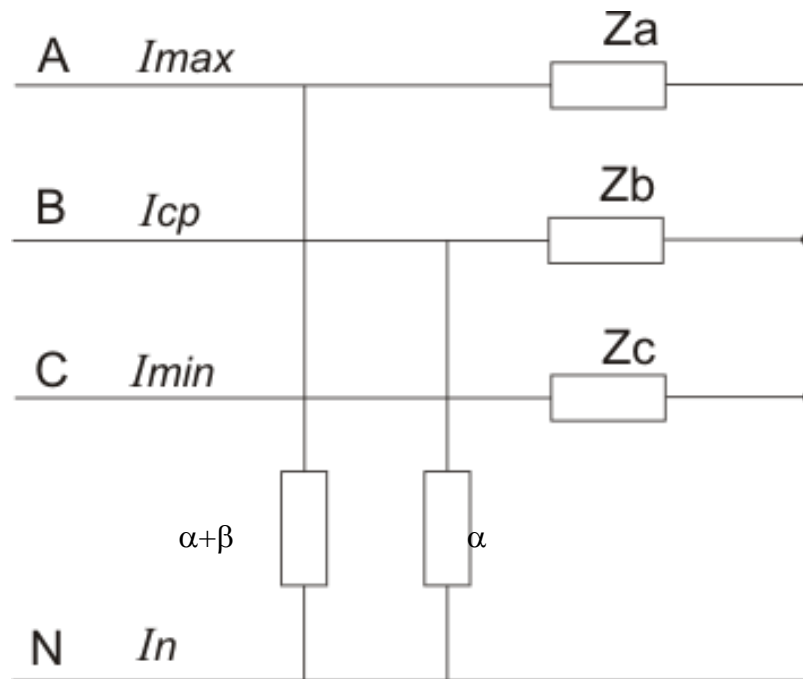


Рис. 2.2. - Еквівалентна схема нерівномірно навантаженої чотирьохпроводної лінії.

## 2.2 Оцінка несиметрії і невідношеності струмів

У [12] визначено основні показники якості електричної енергії, у тому числі й тих параметрів, що характеризують несиметрію напруги (коефіцієнти несиметрії та невідношеності).

Розрахунковим шляхом вказані коефіцієнти можуть бути здобуті, якщо визначені симетричні складові струмів. Скористаємося методом умовних еквівалентних навантажень, щоб одержати вирази для коефіцієнтів несиметрії та невідношеності струмів через їх відносні різниці.

В нашій роботі розглянемо два режими роботи електричної мережі: при симетричній та при несиметричній системі напруг.

Перший режим: коли система напруг симетрична й урівноважена.

Несиметрична система струмів може бути записана у такому вигляді:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^3 + I_a , \\ I_b &= I_b^3 + I_b = \alpha^2 I_a^3 + I_b , \\ I_c &= I_c^3 = \alpha I_a^3 , \\ I_n &= I_a + I_b . \end{aligned} \quad (2.6)$$

Ця система може бути записана в іншому вигляді

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^3 (1 + \underline{C_a}) , \\ I_b &= a^2 I_a^3 (1 + \underline{C_b}) , \\ I_c &= a I_a^3 , \\ I_n &= I_a^3 (\underline{C_a} + a^2 \underline{C_b}) . \end{aligned} \quad (2.7)$$

Оскільки ДСТУ нормуються величини симетричних складових напруг, продемонструємо, що якщо використовувати коефіцієнти  $C_a$  і  $C_b$ , а в кінцевому підсумку й відносні різниці струмів  $\alpha$  й  $\beta$ , то при прийнятих припущеннях можливо отримати вирази для симетричних складових струмів.

Тоді струм прямої послідовності:

$$I_1 = 1/3 ( I_a + \alpha I_b + \alpha^2 I_c ) = 1/3 I_a^3 ( 3 + \underline{C_a} + \underline{C_b} ) , \quad (2.8)$$

А струм зворотної послідовності:

$$I_2 = 1/3 ( I_a + \alpha^2 I_b + \alpha I_c ) = 1/3 I_a^3 ( \underline{C_a} + \alpha \underline{C_b} ) , \quad (2.9)$$

Стум нульової послідовності:

$$I_0 = 1/3 ( I_a + I_b + I_c ) = 1/3 I_a^3 ( \underline{C_a} + \alpha^2 \underline{C_b} ) . \quad (2.10)$$

Згідно виразів (2.8) – (2.10), коефіцієнт несиметрії струмів дорівнює :

$$E_{i0} = I_2/I_1 = ( \underline{C_a} + \alpha \underline{C_b} ) / ( 3 + \underline{C_a} + \underline{C_b} ) , \quad (2.11)$$

Коефіцієнт неврівноваженості струмів:

$$E_{i0} = I_0/I_1 = ( \underline{C_a} + \alpha^2 \underline{C_b} ) / ( 3 + \underline{C_a} + \underline{C_b} ) . \quad (2.12)$$

Другий режим: система напруг несиметрична й незбалансована.

Згідно [12] несиметрія напруги визначається як відношення напруги зворотної послідовності до номінальної напруги:

$$E_{уном} = U_2/U_{ном} * 100\% , \quad (2.13)$$

Оцінка такої асиметрії при ймовірному характері споживання електроенергії чималою кількістю сучасних технологічних та комунально– побутових споживачів зумовлює суттєві похибки, причому похибка тим більша, чим більше однозначне відхилення. Це обґрунтовується тим, що при великих відхиленнях напруга  $U_{ном}$  втрачає своє номінальне значення й перетворюється

на число, яке не пов'язане з режимом асиметрії. Тому обчислення за формулою (2.13) призводить до похибки, яка зростає зі збільшенням однозначних відхилень.

Найбільш правильно необхідно оцінювати несиметрію напруги як відношення напруг зворотної та прямої послідовності

$$E_u = U_2/U_1 * 100\% , \quad (2.14)$$

Якщо у трьохфазній чотирьохпроводній мережі коефіцієнт несиметрії напруги дорівнює  $E_{u2} = U_2/U_1$ , а коефіцієнт невривноваженості напруг дорівнює  $E_{u0} = U_0/U_1$ .

Тоді система фазних напруг може бути визначена наступними рівняннями:

$$U_a = U_{a1}(1 + \underline{E}_{u2} + \underline{E}_{u0}) ,$$

$$U_b = U_{a1}[\alpha(\alpha + \underline{E}_{u2}) + \underline{E}_{u0}] , \quad (2.15)$$

$$U_c = U_{a1}[\alpha(1 + \alpha\underline{E}_{u2}) + \underline{E}_{u0}]$$

Вирішуючи цю систему рівнянь відносно напруги прямої послідовності, знаходимо:

$$U_1 = U_a / (1 + \underline{E}_{u2} + \underline{E}_{u0}) ,$$

$$U_2 = \underline{E}_{u2} U_1 = U_a \underline{E}_{u2} / (1 + \underline{E}_{u2} + \underline{E}_{u0})$$

$$U_0 = \underline{E}_{u0} U_1 = U_a \underline{E}_{u0} / (1 + \underline{E}_{u2} + \underline{E}_{u0})$$

Тепер покажемо, що модулі коефіцієнтів  $C_a$  і  $C_b$  з однієї сторони та відносні різниці струмів фаз  $\alpha$  і  $\beta$  з іншої сторони пов'язані між собою однозначно математичними залежностями. Згідно виразу (2.5) модулі коефіцієнтів  $C_a$  і  $C_b$  відповідно дорівнюють:

$$C_a = I_a/I_a^3 = (I_{\max} - I_{\min})/I_{\min}, \quad (2.16)$$

$$C_b = I_b/I_a^3 = (I_{cp} - I_{\min})/I_{\min}$$

Тоді:

$$I_{\min} = I_{\max}/(1 + C_a),$$

$$I_{cp} = I_{\min}(1 + C_b) = I_{\max}(1 + C_b)/(1 + C_a). \quad (2.17)$$

$$\alpha = (C_a - C_b)/(1 + C_a),$$

$$\beta = C_b/(1 + C_a). \quad (2.18)$$

Вирішуючи рівняння (2.18) відносно величин  $C_a$  й  $C_b$ , отримаємо зворотні залежності:

$$C_a = (\alpha + \beta)/(1 - \alpha - \beta), \quad (2.19)$$

$$C_b = \beta/(1 - \alpha - \beta)$$

Таким чином, відносні різниці струмів  $\alpha$  і  $\beta$  визначають як несиметрію, так і невірноваженість струмів.

### **2.3. Розрахунки додаткових втрат потужності в трьохфазних чотирьохпроводних та п'ятипроводних повітряних лініях 380/220 В**

*Визначення додаткових втрат потужності з-за допомогою відносних різниць струмів*

На відміну з втратами потужності в елементі чотирьохпроводної мережі із рівномірним навантаженням по фазам:

$$\Delta P_p = 3 I_p r , \quad (2.20)$$

При нерівномірному навантаженні фаз, коли ( $I_a > I_b > I_c$ ) втрати потужності визначають за наступним виразом:

$$\Delta P_{nr} = I^2_{\max} r_a + I^2_{\text{ср}} r_b + I^2_{\min} r_c + I^2_n r_n . \quad (2.21)$$

Як виходить з (2.21), для обчислення втрат потужності та електроенергії у нерівномірно навантажених чотирьохпроводних мережах 380/220 В потрібно визначити втрати не лише у трьох фазних проводах, а й у нульовому проводі, тобто, окрім величини фазних струмів, необхідно ще й знати струми у нульовому проводі. Для спрощення обрахунків втрат (аби не робити заміри струму в нульовому проводі) варто висловити струм у нульовому проводі через фазні струми.

Для математичного описання режимів сільських електричних мереж напругою 380/220 В за допомогою відносних різниць струмів  $\alpha$  і  $\beta$  потрібне виконання умов, щоби кути між векторами фазних струмів становили  $120^\circ$ . Це підтверджується статистичною обробкою результатів масових вимірювань струмів у сільських електричних мережах 380/220 В. На підставі обробки векторних діаграм отримані такі статистичні параметри: математичне сподівання кута між векторами струмів у фазах дорівнює  $120^\circ$ , а середньоквадратичне відхилення становить  $33^\circ$ .

Модуль вектору струму у нульовому проводі виражаємо через модулі векторів фазних струмів

$$I_n = \sqrt{I^2_{\max} + I^2_{\text{ср}} + I^2_{\min} - I_{\max} I_{\text{ср}} - I_{\text{ср}} I_{\min} - I_{\max} I_{\min}} \quad (2.22)$$

Або:

$$I_n = I_{\max} \sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta - \beta^2} . \quad (2.23)$$

Аби оцінити зростання втрат потужності та енергії в мережі через нерівномірність навантаження фаз у трифазній чотирипровідній мережі, застосовується коефіцієнт зростання втрат потужності [13], котрий становить відношення втрат потужності в електричній мережі при нерівномірному завантаженні фаз до втрат у тій же самій мережі при такому ж навантаженні, але рівномірно розподіленому по фазах:

$$K_{зв} = \Delta P_{нр} / \Delta P_p , \quad (2.24)$$

Якщо  $g_a = g_b = g_c = g$  то втрати потужності (2.18) в трьохфазній чотирипровідній лінії із нерівномірним навантаженням фаз можна записати через  $\alpha$  і  $\beta$  із урахуванням (2.20) у наступному вигляді:

$$\Delta P_{нр} = 1/3 I^2_{\max} g [ ( 3 - 2 \alpha - \beta )^2 + ( \alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 ) ( 2 + 3 m ) ] \quad (2.25)$$

де  $m = g_n/g_f$  – відношення опорів активних нульового до фазного проводів.

Для порівняння із втратами потужності при рівномірному навантаженні фаз мережі необхідно задати умову однакової потужності яка передається в мережу:

$$P_p = P_{нр}$$

$$P_p = 3 U I_p$$

$$P_{нр} = U ( I_{\max} + I_{ср} + I_{\min} ) = U I_{\max} ( 3 - 2 \alpha - \beta ) \quad (2.26)$$

З цих співвідношень видно, що за однакової потужності в симетричному та несиметричному режимах струм  $I_p$  при рівномірному завантаженні фаз та струм  $I_{\max}$  найбільш навантаженої фази пов'язані рівнянням:

$$I_p = 1/3 I_{\max} (3 - 2\alpha - \beta) \quad (2.27)$$

Тепер можна записати, що при тій самій передаваній потужності, але рівномірно розподіленій по фазах, втрати енергії будуть визначатись за виразом:

$$\Delta P_p = 1/3 I_{\max}^2 r [(3 - 2\alpha - \beta)^2]. \quad (2.28)$$

З урахуванням вказаних перетворень, коефіцієнт збільшення втрат тепер можна визначити як:

$$K_{зв} = 1 + \frac{(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2)(2 + 3m)}{(3 - 2\alpha - \beta)} \quad (2.29)$$

Аналогічно для пятипроводної трьохфазної електричної мережі 380/220 В, де додатково є провід вуличного освітлення. Попередньо приймаємо, що по фазах А, В, С трьохфазної п'ятипроводної електричної мережі протікають струми  $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$  (й у загальному випадку  $I_a \neq I_b \neq I_c$ ), в фазному проводі вуличного освітлення протікає струм  $I_{вул}$ , а в нульовому проводі протікає струм, що дорівнює геометричній сумі векторів 3-х фаз і однофазної мережі вуличного освітлення.

$$I_{но} = I_a + I_b + I_c + I_{вул}. \quad (2.30)$$

Вважаємо, що модуль вуличного освітлення буде:

$$I_{вул} = n * I_{\max} \quad (2.31)$$

З огляду на те, що навіть при рівномірному розподілі навантаження трифазної мережі в нульовому дроті тече струм однофазної мережі вуличного освітлення  $I_{\text{вул}}$ , визначимо по аналогії до (2.31) втрати потужності в трифазній п'ятипровідній лінії за умови рівномірного навантаження фаз (втрати потужності у фазному проводі вуличного освітлення не беруться до уваги, оскільки вони лишаються практично сталою величиною як в симетричному, так і в несиметричному режимах).

$$\Delta P_5 = \Delta P_{p4} + I_{\text{вул}}^2 r_n = 1/3 I_{\text{max}}^2 r (3 - 2\alpha - \beta)^2 + n^2 I_{\text{max}}^2 r_n = 1/3 I_{\text{max}}^2 r [(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 3mn^2] \quad (2.32)$$

При нерівномірному навантаженні вказаної мережі струм в нульовому проводі визначиться як:

$$I_{n5} = \sqrt{I_n^2 + I_{\text{вул}}^2 + 2I_n I_{\text{вул}} \cos\varphi} \quad (2.33)$$

Використовуючи вирази (2.23) і (2.31) отримаємо значення квадрату струму в нульовому провіднику п'ятипровідної нерівномірно навантаженої лінії:

$$I_{n5}^2 = I_{\text{max}}^2 (\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2) + n^2 I_{\text{max}}^2 + 2n I_{\text{max}}^2 \sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2} \cos\varphi = I_{\text{max}}^2 (\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 + n^2 + 2n\sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2} \cos\varphi) \quad (2.34)$$

Тоді втрати потужності у трьох 3-х фазних проводах нерівномірно навантаженої лінії (чотирьох або п'ятипровідної):

$$\Delta P_{np3} = (I_{\text{max}}^2 + I_{\text{cp}}^2 + I_{\text{min}}^2) r = I_{\text{max}}^2 r (3 - 4\alpha + 2\alpha^2 + \beta^2 - 2\beta + 2\alpha\beta) = 1/3 I_{\text{max}}^2 r [(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 2(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2)] \quad (2.35)$$

З огляду (2.34) та (2.35) втрати потужності у нерівномірно завантаженій п'ятипроводній лінії (без урахування втрат у фазному дроті вуличного освітлення) складатимуться з втрат потужності у 3-х фазних проводах та втрат потужності в нульовому проводі

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{нр5}} &= \Delta P_{\text{нр3}} + \Delta P_{\text{нб}} = 1/3 I^2 \max r [(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 2(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2)] + \\ &I^2 \max r n [\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 + n^2 + 2n\sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 \cos\varphi}] = \\ &= 1/3 I^2 \max r [(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 2(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2) + 3m(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 + n^2 + 2n\sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 \cos\varphi})] \end{aligned} \quad (2.36)$$

На основі отриманих формул (2.32) та (2.36) одержуємо вирази коефіцієнту збільшення втрат потужності в 3-х фазній п'ятипроводній лінії при нерівномірному завантаженні фаз:

$$K_{зв} = 1 + \frac{(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2) \cdot (2 + 3m) + 6mn\sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 \cos\varphi}}{(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 3mn^2} \quad (2.37)$$

**Визначення додаткових втрат потужності з-за допомогою коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз**

Для оцінки нерівномірності навантаження фаз трьохфазної чотирьохпроводної мережі, як було замічено вище, використовується коефіцієнт нерівномірності навантаження фаз (2.1):

$$K_{\text{н}} = I_{\text{н}} / (I_{\text{а}} + I_{\text{в}} + I_{\text{с}})$$

Записавши у (2.1) вираз струму в нульовому проводі (2.24) і суми струмів фаз на (2.23) через відносні різниці струмів  $\alpha$  і  $\beta$ , отримаємо:

$$K_{\text{н}} = \sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2} / (3 - 2\alpha - \beta) \quad (2.38)$$

Таким чином, формула (2.38) дозволяє визначити коефіцієнт нерівноваженості за відносними різницями струмів фаз і не потребує впливу струму в нульовому проводі.

Коли тепер ввести у формулу коефіцієнта збільшення втрат потужності для чотирьохпроводної лінії значення коефіцієнта навантаження фаз (2.38), то ця формула прийме вигляд:

$$K_{\text{вул}} = 1 + (2 + 3m)K_{\text{н}}^2, \quad (2.39)$$

Для аналогічного перетворення виразу (2.37) коефіцієнта збільшення втрат потужності для п'ятипроводної лінії введемо позначення

$$d = I_{\text{вул}} / I_{\text{ср.ар.}} = 3n / (3 - 2\alpha - \beta)$$

відношення струму в проводі вуличного освітлення до середнього арифметичного струмів фаз лінії, причому:

$$I_{\text{ср.ар.}} = 1/3 (I_{\text{max}} + I_{\text{ср}} + I_{\text{min}}) = 1/3 I_{\text{max}}(3 - 2\alpha - \beta) \quad (2.40)$$

Тепер отримуємо:

$$K_{\text{уз}} = 1 + \frac{(2 + 3m) K_{\text{н}}^2 + 2 K_{\text{н}} m d \cos \varphi}{1/3 m d^2} \quad (2.41) \quad 1 +$$

Для того щоб отримати вираз коефіцієнта збільшення втрат потужності в обмотках трансформаторів 10/0,4 кВ, визначимо втрати потужності в обмотках трансформатора при нерівномірному навантаженні фаз:

$$\Delta P_{\text{нр}_3} = (I_{\text{max}}^2 + I_{\text{ср}}^2 + I_{\text{min}}^2) r, \quad (2.42)$$

або використовуючи відносні різниці струмів  $\alpha$  і  $\beta$ :

$$\Delta P_{\text{нр}_3} = 1/3 I_{\text{max}}^2 r [ (3 - 2\alpha - \beta)^2 + 2(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2) ]$$

При тій же передаваній потужності, але при рівномірному навантаженні фаз втрати потужності в обмотках трансформатора визначаються виразом (2.37).

Таким чином, отримаємо формулу коефіцієнта збільшення втрат потужності в обмотках трансформатора 10 /0,4 кВ:

$$K_{\text{вт}} = \frac{(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 2(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2)}{(3 - 2\alpha - \beta)^2} = 1 + 2K_{\text{н}}^2. \quad (2.43)$$

Як відмічалось раніше, коефіцієнт нерівномірності навантаження фаз, який визначається за виразом (2.38), відмінно від коефіцієнта  $K_{\text{н}}$ , який визначається за виразом (2.1), може характеризувати нерівномірність навантаження фаз, а в кінцевому підсумку і додаткові втрати потужності як в трьохфазних чотирьохпроводних мережах (із нульовим проводом), так і в трьохпроводних. Крім того вираз (2.38) дозволяє врахувати нерівномірність фаз у трьохфазних чотирьохпроводних мережах при підключенні до них трьохфазних симетричних навантажень і однофазних, які включаються як на фазу, так і на лінійну напругу. Значення коефіцієнта збільшення втрат потужності в нерівномірно завантажених трьохфазних трьохпроводних мережах при підключенні однофазних споживачів на лінійну напругу визначається за виразом (2.43):

$$K_{\text{у}} = 1 + 2K_{\text{н}}^2,$$

а значення коефіцієнта збільшення втрат потужності в трьохфазних чотирьохпроводних мережах з однофазним навантаженням, яке підключається на фазні напруги, визначається за виразом (2.39):

$$K_{\text{у}} = 1 + (2 + 3m) K_{\text{н}}^2$$

Виходячи з цього, коефіцієнт нерівномірності навантаження фаз, який визначається за виразом (2.38), в трьохфазних чотирьохпроводних мережах з

однофазним навантаженням, яке підключається на лінійну й фазну напругу, може складатись із двох складових, одне з яких характеризує нерівномірність навантаження, створене включеними на фазну напругу споживачами, а інше – споживачами, включеними на лінійну напругу.

Тепер коефіцієнт збільшення втрат потужності в трьохфазній чотирьохпроводній лінії у загальному випадку може бути визначений за виразом:

$$K_u = 1 + (2 + 3 m) K_n^2 \delta + 2 K_n^2 (1 - \delta) = 1 + K_n^2 [(2 + 3 m) \delta + 2 (1 - \delta)] = 1 + K_n^2 (2 + 3 m \delta) . \quad (2.44)$$

Аналіз виразу (2.44) показує, що значення  $2K_n$  характеризує ту частину коефіцієнта збільшення втрат потужності  $K_u$ , яка визначається нерівномірним розподілом струмів у фазних проводах, причиною чого можуть служити однофазні навантаження, включені як на фазну, так і на лінійну напругу.

Що ж стосується  $3m\delta K_n$ , то воно характеризує ту частину коефіцієнта збільшення втрат потужності  $K_u$ , яка визначається втратами потужності від протікання струму в нульовому проводі, що є наслідком нерівномірного включення однофазних споживачів на фазні напруги. Тобто, величина  $3m\delta K_n$  залежить тільки від неврівноваженості струмів.

#### **2.4. Визначення допустимого рівня коефіцієнта збільшення втрат потужності**

В загальному випадку мінімальний необхідний технологічний вихід електроенергії, пов'язаний з її транспортом по мережах, відповідає коефіцієнтам  $K_n = 0$  і  $K_u = 1$ . Однак затрати на заходи для досягнення такого рівня втрат потужності і електроенергії значно перевищать вартість додаткових втрат електроенергії, які виникають в реальній мережі внаслідок нерівномірності навантаження фаз.

Головним критерієм при визначенні допустимого рівня додаткових втрат потужності і електроенергії в лініях 380/220 В і в трансформаторах 10/0,4 кВ є

забезпечення нормованої ДСТУ 13109–97 якості напруги на зажимах споживачів. Техніко–економічне обґрунтування застосування заходів по вирівнюванню навантаження з метою зниження втрат електроенергії, а також техніко–економічне порівняння різних варіантів вирівнювання навантаження є сенс проводити лише при умові забезпечення нормованої ДЕСТом якості напруги при виконанні кожного з розглянутих варіантів. При цьому у виразі економічного ефекту від проведення заходів по зниженню втрат електроенергії необхідно ввести додатковий ефект від підвищення якості електроенергії. Таким чином буде врахована комплексна дія плануємих заходів на мережу: зниження втрат електроенергії й підвищення її якості. Приймаючи для розрахунку допустиме значення несиметрії напруги на зажимах включених у мережу можна вважати, що при цьому буде забезпечений мінімум приведених затрат на мережу (при розглянутому засобі симетрування).

Як було показано вище, коефіцієнт нерівномірного завантаження фаз , визначений через візносні різниці струмів  $\alpha$  і  $\beta$ , є універсальним, оскільки характеризує як неврівноваженість струмів, яка залежить від нерівномірного розподілу однофазного навантаження, включеного на фазну напругу, так і несиметрію струмів, яка залежить від нерівномірного розподілу однофазного навантаження, включеного на лінійні і фазні напруги. Виходячи з вищесказаного, якщо проводити визначення максимально допустимих значень  $K_u = f(\alpha, \beta)$  або  $K_n = f(\alpha, \beta)$  з точки зору забезпечення нормованої ДЕСТом якості напруги на зажимах електроприймачів на основі виразу (2.37), то відносні різниці струмів  $\alpha$  і  $\beta$  дозволяють врахувати несиметрію і неврівноваженість струмів, яка створена підключеним до мережі навантаженням ( $\gamma_2$  і  $\gamma_0$ ), із врахуванням несиметрії ( $\epsilon u_2$ ) і неврівноваженості ( $\epsilon u_0$ ) системи напруг.

Оскільки ДСТУ 13109 – 97 нормує несиметрію напруг на зажимах трьохфазних споживачів, визначимо значення коефіцієнта несиметрії струмів  $\epsilon i_2$  у мережі для цього випадку ( $\epsilon u_2 = 2\%$ ), при цьому дається оцінка значення

коефіцієнта  $\gamma_2$  для різних елементів мережі 380/220 В. Потрібно оцінити також коефіцієнт неврівноваженості напруги  $\epsilon_{uo}$  і межі зміни коефіцієнта  $\gamma_0$ .

Необхідно враховувати, що результуючі опори зворотної й нульової послідовності схеми заміщення мережі 380/220 В можуть значно змінюватись, оскільки для різних елементів системи електропостачання вони помітно відрізняються.

Аналіз параметрів трансформаторів споживачів напругою 10/0,4 кВ показує, що найбільш розповсюджена схема з'єднання обмоток для них, однак унаслідок великих значень опорів нульової послідовності такі трансформатори є значно чуттєвими до неврівноваженості навантаження фаз. Трансформатори зі схемою з'єднання обмоток мають значно менший опір нульової послідовності у порівнянні з трансформаторами тієї ж потужності.

Однак опір прямої і зворотної послідовності трансформаторів приблизно на 15% більше опорів прямої і зворотної послідовності трансформаторів відповідних потужностей, що суттєво знижує ефект від застосування цих трансформаторів з точки зору зменшення втрат електроенергії в них, особливо при великих струмах навантаження, оскільки поряд з суттєвим зменшенням втрат потужності і електроенергії від струмів нульової послідовності приходиться враховувати ріст втрат потужності і електроенергії від струмів прямої і зворотної послідовності у порівнянні з у в трансформаторах.

Хоча в той же час покращення якості напруги за рахунок зниження спаду напруги на опорі нульової послідовності  $I_0 Z_0$  є дуже помітним, і з точки зору впровадження трансформаторів є актуальним заходом.

В таблиці 2.1 приведені значення опорів прямої і нульової послідовностей для чотирьохпроводних повітряних ліній 380/220 В з алюмінієвими проводами, а також визначені нами для цих ліній значення коефіцієнта  $\gamma_0$ .

Аналіз таблиці 2.1 показує, що значення співвідношень прямої і нульової послідовностей елементів мережі з силовими трансформаторами і чотирьохпроводними повітряними лініями знаходяться в межах  $0,14 + 0,28$ , а

для мереж із трансформаторами і чотирьохпроводних повітряних ліній 0,14 + 1,00.

Таким чином, нас повинний зацікавити діапазон змін коефіцієнта  $\gamma_0$  (0,14 ; 1,00).

Оскільки опори прямої і зворотної послідовностей як повітряних ліній, так і силових трансформаторів відповідно рівні, то для них виконується умова  $\gamma_2 = 1$ . Тепер розглянемо підключений до мережі трьохфазний асинхронний електродвигун, несиметрія, напруги на зажимах якого складає 2%, тобто  $E_{u_2} = 0,02$ .

Прикладена до обмоток двигуна напруга зворотної послідовності  $U_2$  визиває протікання в них струму зворотної послідовності, рівного:

$$I_2 = U_2 / \underline{Z}_2 \quad (2.45)$$

де  $Z_2$  – опір зворотної послідовності двигуна. Струм прямої послідовності двигуна дорівнює:

$$I_1 = U_1 / \underline{Z}_1 \quad (2.46)$$

де  $U_1$  – напруга прямої послідовності на зажимах двигуна;

$Z_1$  – опір прямої послідовності двигуна.

Опір зворотної послідовності трьохфазного асинхронного двигуна практично рівний його опору короткого замикання. Внаслідок, при кратностях пускових струмів, рівних 5 + 7 для типових двигунів, відношення їх опорів прямої і зворотної послідовності (по модулю) знаходяться в межах  $\gamma_2 = 5 + 7$ .

Виходячи з цього для асинхронних електродвигунів максимально допустиме значення коефіцієнта несиметрії струмів згідно (2.46) знаходиться в межах:

$$E_{i_2} = 0,02 ( 5 + 7 ) = 0,10 + 0,14$$

Таблиця 2.1 – Опори прямої і нульової послідовностей чотирьохпроводних повітряних ліній 380/220 В з алюмінієвими проводами

Переріз фазного і нульового проводів, мм <sup>2</sup>	Опір прямої послідовності		$\varphi_1 = \arctg \frac{x_1}{r_1}$ , рад	Опір нульової послідовності		$\varphi_0 = \arctg \frac{x_0}{r_0}$ , рад	$\varphi_2 = \varphi_1 - \varphi_0$ , рад	$\gamma_0$
	$\frac{x_1}{r_1}$	Z1, Ом/км		$\frac{x_0}{r_0}$	Z0, Ом/км			
3*16 + 1*16	0,15	1,98	0,15	0,13	7,90	0,13	0,02	0,25
3*25 + 1*16	0,24	1,30	0,24	0,14	7,22	0,14	0,10	0,18
3*35 + 1*16	0,33	0,96	0,32	0,15	6,86	0,15	0,17	0,14
3*50 + 1*25	0,48	0,70	0,45	0,21	4,54	0,21	0,24	0,15
3*70 + 1*35	0,67	0,54	0,59	0,29	3,31	0,28	0,31	0,16
3*95 + 1*50	0,91	0,45	0,74	0,40	2,39	0,38	0,36	0,19
3*120 + 1*70	1,11	0,40	0,84	0,53	1,83	0,49	0,35	0,22

Таким чином, в якості умови, яка забезпечує оптимальний рівень додаткових втрат електроенергії в елементах мережі, можна прийняти значення несиметрії струмів в мережі  $E_{i_2} \leq 0,14$ . Якщо тепер підставити в (2.37) значення  $E_{i_2} = 0,14$ ,  $E_{i_0} = 0,02$ , а також прийняти  $E_{u_0} = 0,02$  на тій основі, що при прийнятому максимально допустимому значенні напруги зворотної послідовності поява напруги нульової послідовності ( $E_{u_0} > 2\%$ ) не дозволить забезпечити допустимі відхилення напруги у споживачів.

## **2.5. Оцінка похибки при визначенні додаткових втрат потужності методом відносних різниць фазних струмів**

Розрахунок коефіцієнта збільшення втрат із використанням величини відносних різниць струмів фаз виконується за умовою, що кути між векторами фазних струмів рівні  $120^\circ$ . Ця умова була визначена при отриманні виразу для струму в нульовому проводі. Оскільки нерівність кутів між векторами фазних струмів є наслідком зміщення нейтралі, величину похибки, яка вноситься у розрахунок при кутах між векторами струмів, які відрізняються на  $120^\circ$ , можна оцінювати аналогічно оцінці похибки розрахунку втрат потужності із-за неврахування зміщення потенціалу нульової точки на кінці лінії.

Розгляд факторів  $I$ ,  $r$ ,  $K_n$ , які впливають на величину розходжень між дійсною величиною додаткових втрат потужності, яка визначається при врахуванні зміщення нульової точки і її величиною, яка визначається без врахування цього зміщення, показує, що найбільший вплив має коефіцієнт нерівномірності завантаження фаз  $K_n$ . Як випливає із приведених в [3] графіків залежності відносної похибки від коефіцієнта нерівномірності для усіх співвідношень опорів  $m$  розходження між величиною втрат потужності  $\Delta P_d$ , яка визначається з врахуванням зміщення нейтралі, і величиною втрат потужності  $\Delta P$ , яка не враховує зміщення нейтралі, залежать від степені нерівномірності навантаження фаз, і найбільше розходження має місце при  $K_n = 0,5$ . Крім того, величина розходження тим більша, чим більше  $m$ .

При визначенні похибки  $K_u$  виходимо з наступного. Відносна похибка величини втрат потужності визначається виразом:

$$\sigma_p = (\Delta P_0 - \Delta P) / \Delta P_d = 1 - (\Delta P / \Delta P_d) \quad (2.47)$$

де  $\Delta P$  – втрати потужності в лінії без врахування зміщення нейтралі;

$\Delta P$  – те ж, але з врахуванням зміщення нейтралі.

Для втрат потужності в несиметричному режимі цей вираз прийме наступний вигляд:

$$\sigma_p = (\Delta P_{ндр} - \Delta P_{нр}) / \Delta P_{ндр} = 1 - \Delta P_{нр} / \Delta P_{ндр} \quad (2.48)$$

де  $\Delta P_{нр}$  – втрати потужності в лінії при нерівномірному навантаженні фаз, які визначаються без врахування зміщення нейтралі;

$\Delta P_{ндр}$  – те ж, але з врахуванням зміщення нейтралі.

Звідси:

$$\Delta P_{ндр} = 1 / (1 - \sigma_p) \Delta P_{нр} ,$$

або

$$\Delta P_{ндр} = 1 / (1 - \sigma_p) K_u \Delta P_p .$$

Будемо враховувати, що при рівномірному навантаженні фаз зміщення нейтралі відсутнє, тоді значення коефіцієнта збільшення втрат потужності з врахуванням зміщення визначається як:

$$K_{уд} = \Delta P_{ндр} / \Delta P_p = 1 / (1 - \sigma_p) K_u \quad (2.49)$$

Тепер на основі (2.49) розрахуємо відносну похибку  $\delta_k$  при визначенні коефіцієнта збільшення втрат потужності:

$$\delta_k = (K_{уд} - K_y) / K_{уд} = \sigma_p. \quad (2.50)$$

Дослідження режимів роботи сільських ліній 380/220 В показує, що значення математичного очікування коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз для різних районів країни коливається в межах 0,23 – 0,34. Звідси, при визначенні коефіцієнта збільшення втрат потужності, як правило, немає потреби йти на значне ускладнення розрахунків для, того щоб внести незначні поправки. Однак в окремих випадках не можна нехтувати зміщенням потенціалу нульової точки. Наприклад, при розрахунках мережі з співвідношенням нульового й фазного проводів  $m = 1,5$  і  $m = 2$  і коефіцієнтом нерівномірності навантаження фаз, більшим 0,3, необхідно враховувати зміщення потенціалу нульової точки, оскільки в іншому випадку в розрахунок буде вноситись велика похибка. При розрахунках мереж із  $m = 1$  зміщення нейтралі потрібно враховувати лише для  $K_n = 0,4 - 0,6$ .

## РОЗДІЛ 3. МЕТОДИКА ОПТИМІЗАЦІЙНИХ РОЗРАХУНКІВ ПРИ ПОРІВНЯННІ ЗАХОДІВ ПО ЗНИЖЕННЮ ДОДАТКОВИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

### 3.1. Оптимізаційні розрахунки при неповній інформації

Випадковий характер включення й відключення однофазних електроприймачів, які підключені до сільських трьохфазних чотирихпроводних ліній 380/220 В, призводять до того, що струми у фазах лінії є випадковими величинами, які в процесі свого несвоєчасного застосування можуть приймати різні значення. Випадковою величиною є також значення коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз лінії, який визначається в експлуатації, як правило, для головної ділянки лінії у максимум навантаження.

В останні роки в зв'язку з роботами по математичному моделюванню й застосуванню ЕОМ в енергетиці різко підвищилось число використання ймовірних методів і моделей. При цьому в основі розрахунків лежить або еквівалентування ймовірних величин детермінованими – заміна випадкової величини її математичним очікуванням або значенням, яке з'являється з визначеною ймовірністю, або “оптимізація в середньому, коли вибір рішення зводиться до забезпечення екстремального значення математичного очікування цільової функції.

Застосування ймовірних методів передбачає точне знання законів розподілення неоднозначних величин, що далеко не завжди відповідає їх реальній природі. Якщо хоча б частина вихідної інформації не має об'єктивного ймовірного опису, то застосування стохастичних методів у їх чистому вигляді стає неможливим. Виникає задача переходу до розрахунків, які враховують неповністю використану інформацію [8].

У більшості оптимізаційних задач вихідна, переважно технічно–економічна, інформація в основному не достатньо визначена (із тими або іншими методами вона задається “від-до” із невідомими законами

розподілення всередині цього відрізка). Особливу увагу при цьому потрібно звернути на отримання з найменшою похибкою дійсної (із точки зору її впливу на отримані рішення) інформації.

Невизначені фактори, для яких відомі лише межі, всередині яких вони можуть знаходитись, фігурують у теорії дослідження операцій поряд із “фіксованими” факторами, величини яких досліднику відомі, і випадковими (стохастичними) факторами, для яких відомі закони розподілення [8].

Використання інтервалів невизначеності втрат при виборі заходів по їх зниженню дозволяє оцінювати й порівнювати степінь економічного ризику, який супроводжений виробництвом затрат на впровадження кожного заходу: дається можливість здійснити вибір заходів, які дають гарантований успіх в умовах існуючої невизначеності вихідної інформації [14].

Коли існує можливість крім інтервалів невизначеності параметрів які досліджуються отримати закон розподілу (статистичні характеристики) одного з них, бажано такого, який відповідно впливає на характеристики мережі, яка досліджується, то точність і обґрунтованість кінцевого результату значно підвищиться. Тому при оцінці додаткових втрат електроенергії, які виникають внаслідок нерівномірного навантаження фаз в сільських електричних мережах 380/220 В, доцільно досліджувати розподілення значень коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз і коефіцієнта збільшення втрат потужності.

### **3.2 Техніко–економічне обґрунтування заходів по зниженню втрат електроенергії на основі інтегралів невизначеності економічного ефекту**

При розгляді питань зниження технологічного виходу електроенергії в електричних мережах необхідно враховувати економічно обґрунтований рівень цього показника. Технічно обґрунтоване значення втрат можна розрахувати для визначення інтервалу часу, якщо зібрати й обробити відповідний об’єм звітної інформації про режим роботи електричної мережі. Розрахунок запланованої величини втрат для інтервалів часу на перспективу

складний із-за неможливості повного прогнозу електричного режиму. Тимпаче важкий розрахунок економічно обгрунтованого рівня втрат електроенергії, оскільки він залежить від капітальних вкладень у заходи по зниженню втрат, затрат на втрати електроенергії, додаткового корисного ефекту, - величин, точніше прогнозування яких є нелегким.

Інтервальна оцінка коефіцієнта збільшення втрат потужності при виборі заходів по зниженню втрат електроенергії обумовлює проведення техніко-економічного порівняння варіантів на основі інтегралів невизначеності економічного ефекту. Інтеграли невизначеності економічного ефекту від проведення заходів по зниженню втрат визначаються двома факторами: точністю розрахунку величини втрат і точністю інформації про вартісні показники (питома вартість втрат і затрати на проведення заходів).

Границі інтервалів невизначеності економічного ефекту для заходів,що порівнюються, таким чином, будуть визначатись різними величинами мінімального і максимального коефіцієнтів збільшення втрат потужності, капітальних вкладень і витрат, а також інтервалами невизначеності питомих затрат на втрати електроенергії.

Оптимальний вихід електроенергії на транспорт в усіх варіантах, які порівнюються для мережі яку розглядаємо, приймається однаковим, а затрати на нього не враховуються – достатньо обмежитись порівнянням додаткових втрат електроенергії.

Якщо пошук і аналіз можливих заходів для зниження втрат електроенергії призводить безперервно впроваджувати економічно доцільні заходи, загальний рівень технологічного виходу електроенергії буде наближуватись до економічно обгрунтованого. При цьому оптимальним для інтервалу часу, який розглядається, можна враховувати такий стан, коли не один із можливих заходів не несе за собою зниження приведених затрат.

Для вибору заходів по зниженню втрат електроенергії у діючій схемі мережі необхідно для кожного заходу оцінити величину приведених затрат, які при співставленні двох і більше варіантів визначаються за виразом:

$$Z = ( E_n + \rho_a ) K + I_z + I_{т.р.} + I_{э} - Э_d \quad (3.1)$$

де  $E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності, в задачах енергетики  $E_n = 0,12$  ;

$\rho_a$  – сумарний коефіцієнт амортизаційних відрахувань,  $\rho_a = 1,12$ ;

$K$  – капітальні затрати на заходи по зниженню додаткових втрат електроенергії;

$I_z$  – заробітна плата обслуговуючого персоналу ;

$I_{тр}$  – затрати на поточний ремонт,

$I_{тр} = \rho_{т.р.} K$ ,  $\rho_{т.р.}$  – коефіцієнт відрахувань на поточний ремонт,  $\rho_{т.р.} = 0,01$ ;

$I_{э}$  – затрати на додаткові втрати електроенергії;

$Э_d$  – додатковий корисний ефект.

У склад зіставлених варіантів повинно обов'язково входити існуюче положення, для якого можна прийняти  $K = 0$  і  $Э = 0$  [15].

При виборі заходів по зниженню втрат електроенергії, особливо при техніко–економічному порівнянні симетруючих пристроїв, можна рахувати заробітну плату обслуговуючого персоналу в усіх варіантах однаковою.

Таким чином, вираз (3.1) матиме вигляд:

$$Z = ( E_n + \rho_a + \rho_{т.р.} ) K + I_{э} - Э_d .$$

В якості затрат на втрати електроенергії  $I$  це доцільно розглядати лише різницю між вартістю втрат у мережі і після проведення заходів по зниженню втрат.

Визначення питомих затрат на втрати електроенергії у повітряних лініях 380/220 В сільськогосподарського призначення згідно [16], для зони Центра розраховуємо згідно виразу (грн/кВт\*год)

$$C_a = 0,9 + 6800/h = 4,48$$

А для підстанцій 10/0,4 кВ – за виразом (грн/кВт\*год)

$$C_T = 0,87 + 6100/h = 4,68$$

де  $h$  – показник режиму втрат 14,59;

для ліній 380/220 В  $h = 1900$  ч/год, для ТП 10/0,4  $h = 1600$  ч/год.

Похибка у величині питомих втрат на втрати електроенергії не перевищує

для ліній 380/220 В  $\pm 10\%$ ,

для ТП 10/0,4 кВ  $\pm 8\%$

Перейдемо до визначення затрат на додаткові втрати електроенергії у повітряних лініях 380/220 В.

При нерівномірному навантаженні фаз втрати електроенергії за рік складають:

$$\Delta A_{л.нр.} = K_u \Delta A_{лр} = K_u 3 \sum I_{\max i}^2 \cdot r_i \cdot \tau \cdot 10^{-3} ,$$

де  $\Delta A_{л.р}$  – втрати електроенергії в лінії при рівномірному навантаженні фаз, кВт\*год;

$I_{\max i}$  – максимальний струм на  $i$ -тій ділянці, А;

$r_i$  – активний опір проводів  $i$  –ї ділянки, Ом;

$\tau$  - час втрат, год 14,59.

Вартість втрат електроенергії у проводах ліній:

$$C_{эл} = K_u 3 \sum I_{\max i}^2 \cdot r_i \cdot \tau \cdot 10^{-3} ,$$

де  $C_{эл}$  – питомі затрати на втрати електроенергії у повітряних лініях.

Вартість тієї частини втрат, на яку вони можуть бути знижені в результаті проведення заходів, визначається за виразом:

$$I_{дл} = 3 (K_u - K_{уc}) C_{эл} \sum I_{\max i}^2 \cdot r_i \cdot \tau \cdot 10^{-3} ,$$

де  $K_u$  і  $K_{uc}$  – коефіцієнти збільшення втрат потужності в лінії відповідно до і після вирівнювання навантаження фаз, причому в якості  $K_u$  може бути прийнято математичне очікування коефіцієнта збільшення втрат потужності.

Визначимо затрати на додаткові втрати електроенергії у трансформаторах 10/0,4 В.

Втрати електроенергії в трансформаторі при нерівномірному навантаженні фаз рівні:

$$\Delta A_{т.нр.} = K_{ут} \Delta A_{т.р.},$$

де  $\Delta A_{т.р.}$  – втрати електроенергії в трансформаторі при нерівномірному навантаженні фаз;

$K_{ут}$  – коефіцієнт збільшення втрат потужності в трансформаторі.

Втрати електроенергії в обмотках трансформатора за рік при рівномірному навантаженні фаз [17]:

$$\Delta A_{т.р.} = S_{max}^2 / S_n^2 \cdot \Delta P_k \tau,$$

де  $S_{max}$  – максимальна потужність навантаження, кВ\*А;

$S_n$  – номінальна потужність трансформатора, кВ\*А;

$\Delta P_k$  – втрати потужності в проводах обмоток трансформатора при номінальному навантаженні, кВт;

$\tau$  - число годин втрат, год.

Математичне очікування коефіцієнта збільшення втрат потужності в трансформаторі може бути однакове, якщо відомо  $M [K_{нт}]$  – математичне очікування коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз на шинах трансформатора або  $M [K_{ут}]$  – математичне очікування коефіцієнта збільшення втрат потужності у відхідних лініях. В першому випадку необхідно користуватись формулою (2.62), а в другому:

$$M [K_{ут}] = 1 + 2 (M [K_{ут}] - 1)/(2 + 3m) , \quad (3.2)$$

Середнє квадратичне відхилення коефіцієнта збільшення втрат потужності й трансформатора може бути отримане на основі параметрів розподілу за попереднім виразом,

Вартість додаткових втрат в трансформаторі за рік:

$$И_{ЭТ} = C_T (K_{ут} - K_{уто}) S^2_{max}/S_n^2 \cdot \Delta P_k \tau ,$$

де  $C_T$  – питомі затрати на втрати електроенергії у трансформаторах;

$K_{ут}$  і  $K_{уто}$  – коефіцієнти збільшення втрат потужності в трансформаторі відповідно до і після проведення заходів по зниженню втрат, причому в якості  $K_{ут}$  може бути прийнято  $M [K_{уд}]$ .

Сумарні затрати на додаткові втрати електроенергії у трансформаторах 10/0,4 кВ і лініях 380/220 В:

$$И_{Э} = 3 (K_{у} - K_{ус}) C_a \Sigma P^2_{maxi} \cdot r_i \cdot \tau + C_T (K_{ут} - K_{утс}) S^2_{max}/S_n^2 \cdot \Delta P_k \tau .$$

$И_{Э}$  відповідає вартості тієї частини додаткових втрат електроенергії, яка може бути визначена як різниця між втратами до і після проведення заходів по зниженню втрат.

Проведення заходів по зниженню додаткових втрат електроенергії в мережах від нерівномірності навантаження фаз крім зниження рівня втрат дає за рахунок зниження несиметрії і невірноваженості навантаження наступні позитивні результати [18]:

- збільшується термін дії асинхронних електродвигунів;
- зменшується споживання електроенергії електродвигунами;
- підвищується термін дії ламп накаливання і покращується якість показників освітлювального обладнання.

Додатковий ефект від збереженої електроенергії, яка витрачається до симетрування на подолання гальмівної дії електромагнітного поля асинхронних електродвигунів, підключених в різних точках лінії, можливий тільки при проведенні заходів, які дозволяють перерозподіляти струми на ділянках лінії, і практично відсутній при дії на симетрію напруги і струморозподілення у фазах трансформатора (крім випадків підключення електродвигунів на початку лінії).

Те ж саме можна сказати про додатковий ефект за рахунок підвищення терміну дії електродвигунів, тобто, додатковий ефект можливий тільки при зниженні несиметрії напруги в точках підключення електродвигунів.

Проведемо оцінку вищезгаданих позитивних ефектів.

Додатковий ефект від збільшення терміну дії електродвигунів.

Спираючись на дані про вплив несиметрії на термін дії електродвигунів [19], можна рахувати, що термін дії двигунів скорочується обернено пропорційно величині коефіцієнта збільшення втрат потужності  $K_u$ .

Кожного року затрати при роботі двигунів у мережі до проведення заходів по зниженню втрат:

$$Z_1 = (E_n + \rho_a' + \rho_{t.p}') K_{дв} K_u ,$$

де  $\rho_a'$  - сумарний коефіцієнт амортизаційних відрахувань для електродвигунів,  $\rho_a' = 0,10298$ ;

$\rho_{t.p}'$  - коефіцієнт відрахувань на поточний ремонт і експлуатацію електродвигунів,  $\rho_{t.p}' = 0,01798$ ;

$K_{дв}$  - загальна сума підключених до мережі двигунів, грн.

Затрати після проведення заходів:

$$Z_2 = (E_n + \rho_a' + \rho_{t.p}') K_{дв} K_{ус} ,$$

де  $K_{ус}$  – коефіцієнт збільшення втрат потужності після вирівнювання навантаження фаз.

Додатковий ефект від підвищення терміну дії електродвигунів:

$$\Delta Z_1 = Z_1 - Z_2 = (E_n + \rho_a + \rho_{т.р.}) K_{дв} (K_u - K_{ус}).$$

Додатковий ефект від зниження споживання електроенергії електродвигунами.

В результаті зниження несиметрії напруги після проведення заходів по зниженню втрат електроенергії відпадає необхідність у додатковій енергії для подолання гальмівної дії електромагнітного поля, визваного струмами зворотної послідовності. Величина цієї додаткової енергії може бути визначена з врахуванням (45) за виразом:

$$\Delta A_{дв} = P_{дв} T_{дв} (K_u - K_{ус}),$$

де  $P_{дв}$  – сумарна потужність підключених до мережі електродвигунів;

$T_{дв}$  – довжина розрахункового періоду;

$K_u, K_{ус}$  – коефіцієнти збільшення втрат потужності відповідно до і після симетрування.

Додатковий ефект від економії електроенергії:

$$\Delta E_{д2} = P_{дв} T_{дв} C_{сл} (K_u - K_{ус}),$$

де  $C_{сл}$  – питомі затрати на втрати електроенергії.

Додатковий економічний ефект за рахунок підвищення терміну дії ламп накаливання і покращення показників освітлювального обладнання можна оцінити, згідно (45), за виразом:

$$\Delta E_{д2} = \int_l P_{л} T_{л},$$

де  $f_{л}$  – питомий збиток для ламп накаливання, грн/кВт\*год;

$T_{л}$  – час використання освітлювальних навантажень, ч/год;

$P_{л}$  – встановлена потужність ламп в мережі, кВт.

$$f_{л} = (95,3 U^2 + 33,9U) \cdot 10^{-3}, \quad \text{грн/кВт*год};$$

$U$  – визване несиметрією відхилення напруги від номінального:

$$U = (\Delta U_{\max} - 1/3 (\Delta U_a + \Delta U_b + \Delta U_c)) / U_n,$$

$U_n$  – номінальна напруга мережі, В;

$\Delta U_{\max}$ ,  $\Delta U_a$ ,  $\Delta U_b$ ,  $\Delta U_c$  – максимальні і пофазні значення втрати напруги в мережі, В.

Таким чином сумарний додатковий ефект складає:

$$\mathcal{E}_d = (K_u - K_{uc}) [P_{дв} T_{дв} C_{л} + K_{дв} (E_n + \rho_a + \rho_{т.р.})] + f_{л} P_{л} T_{л},$$

При техніко-економічному порівнянні пропонуємого варіанта з існуючим очікуємый економічний ефект визначимо за виразом:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_0 - \mathcal{E},$$

де  $\mathcal{E}_0$  і  $\mathcal{E}$  – приведені затрати відповідно для існуючого і пропонуємого варіантів.

Звідси, якщо віднімати від вартості ту частину втрат електроенергії, на яку вони можуть бути зменшені в результаті проведення даних заходів, на величину відповідну цьому заходу приведених затрат, отримаємо величину економічного ефекту. Таким чином, буде здійснений перехід від інтервалів невизначеності приведених затрат до інтервалів невизначеності економічного ефекту при виборі заходів по зниженню втрат електроенергії.

На основі вищезгаданого для кожного розглянутого заходу економічний ефект визначається за виразом:

$$\Delta = I_{\Delta} - Z, \quad (3.3)$$

або

$$\Delta = I_{\Delta} - (E_n + p_a + p_{t.p.}) K + \Delta_d$$

### **3.3. Врахування додаткових втрат інформації при виборі заходів по зниженню втрат електроенергії**

При розв'язку оптимізаційних задач, які засновані на припущенні, яке використовується відносно, невизначених факторів, додаткова інформація, яку інколи вдається отримати, дозволяє вибрати краще рішення. Тому в задачах із невизначеними факторами особливе місце має питання про додаткові джерела інформації.

Значення, які приймаються в даний час, при розрахунках втрат потужності і електроенергії усередненні або визначенні за регресійними залежностями коефіцієнта збільшення втрат потужності для сукупностей мереж не можуть характеризувати певну мережу, звідси, їх використання при виборі заходів для кожної конкретної мережі веде до втрат ефективності результатів розрахунку.

Всю інформацію про коефіцієнт збільшення втрат потужності і електроенергії може дати запропонований нами самописець, який підключається до мережі на нормований (наприклад, доба, неділя) проміжок часу. Обробка отриманих даних дозволяє використовувати в якості додаткової інформації закон розподілення значень коефіцієнта збільшення втрат потужності (для добової, недільної реалізації, для періоду максимум навантаження і т.п.).

Оскільки нас цікавить величина додаткових втрат електроенергії не тільки на головній ділянці, але і на усій лінії, інформація про розподіл значень коефіцієнта збільшення втрат потужності і електроенергії на

головній ділянці мережі може бути перенесена на всю мережу таким чином. Максимальні значення коефіцієнта збільшення втрат потужності будуть визначатись максимально можливими величинами коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз на існуючих напівфазних відгалудженнях ( $K_n = 1$ ,  $K_n = 0,5$ ) і співвідношеннями опорів нульового й фазного проводів на них. В якості мінімальних значень коефіцієнта збільшення втрат потужності в мережі можуть бути прийняті вимірні мінімальні значення цього коефіцієнта на головній ділянці лінії. Характер зміни коефіцієнта  $K_u$  на головній ділянці може бути розповсюджений на всю мережу. Таким чином, значення  $K_u$  для усієї мережі в розглянутій задачі можуть також бути віднесені до невизначених факторів, як стохастичні, для яких точно не відомий закон розподілення.

Кількість станів коефіцієнта збільшення втрат потужності при орієнтовному оцінюванні може бути прийнято  $n = 2$ , тобто розглянемо двоє допустимих значень  $K_u$ . При необхідності отримання додаткових знань про параметри режимів мережі за результатами обробки даних вимірів коефіцієнта збільшення втрат потужності на головній ділянці лінії число прийнятих до розгляду станів  $K_u$  може бути значно збільшено. Наприклад, при нормальному законі розподілу коефіцієнта  $K_u$  (або  $K_n$ ) до допустимих значень інтервалу при довірчій імовірності  $\alpha_{\partial}=0,95$   $K_{u\min}$  і  $K_{u\max}$  можна додати  $M [K_u]$  і  $M [K_u] \pm 6 [K_u]$  – математичне очікування коефіцієнта збільшення втрат за добу і допустиме значення інтервалу, в якому  $K_u$  знаходиться на протязі доби з інтегральною ймовірністю  $\alpha_{\partial}=0,682$ ; можна також врахувати аналогічні значення, які відносяться до періоду максимум навантаження (при цьому  $n = 8$ ). При цьому для математичного очікування  $M [K_u]$  також може бути розрахований довірчий інтервал (4.38). В кожному конкретному випадку вибір числа станів  $n$  залежить від особливостей розглянутої мережі і визначається дослідником.

Таким чином, для знання невизначеності, а, отже, для підвищення справедливості вибору рішення необхідно отримати додаткові знання в

першу чергу про розподіл коефіцієнта збільшення втрат потужності на головній ділянці лінії за добу, а при значній нерівномірності графіка навантаження мережі в якості додаткової інформації доцільно також використовувати розподіл значень коефіцієнта збільшення втрат потужності за час максимум навантаження.

Вираз економічного ефекту для заходу, який розглядаємо прийнято в якості показника ефективності:

$$\begin{aligned} \Delta = & (K_u - K_{uc}) [C_{л} (P_{дв} T_{дв} + 3 \sum I^2 \max_i r_i \cdot \tau) + \\ & + K_{дв} (E_n + p_{a'} + p_{т.р.})] + C_{т} (K_{ут} - K_{утс}) S^2 \max / S_n^2 \cdot \Delta P_k \tau + f_{л} P_{л} T_{л} - \\ & (E_n + p_a + p_{т.р.}) K . \end{aligned}$$

При складанні матриці ефективності для порівняння заходів при  $m$  станів природи будемо враховувати, що від'ємне значення показника ефективності  $\Delta_{ij} < 0$  відповідає пустій кількості станів природи для розглянутої дії, тобто при прийнятому стані природи дія  $A_i$  дає від'ємний економічний ефект. Необхідно також виявити заходи, які домінують над іншими, а також дублюючі, які потрібно відкинути.

Оскільки економічний ефект ми визначаємо у вигляді інтервалів невизначеності розрахункових значень, кожному значенню коефіцієнта збільшення втрат потужності  $K_{uj}$  повинний відповідати інтервал значень показника ефективності, який задається своїми граничними значеннями ( $\Delta_{ijmin}$ ,  $\Delta_{ijmax}$ ). Кожній точці цього інтервалу відповідають деякі значення окремих факторів, які задані в задачі у вигляді детермінованих величин, закону розподілу чи інтервалів невизначеності.

Не маючи додаткової інформації про режими мережі і розглянувши в першому приближенні матрицю ефективності, які враховують два граничні стани природи, в яких показник ефективності перетворюється відповідно в мінімум і максимум, рішення можна отримати на основі критеріїв Вальда й Севіджа. Для часткового зняття невизначеності може бути отриманий закон розподілу коефіцієнта покращення збільшення втрат потужності. Після цього

можна оцінити імовірність  $S_j$ , виходячи з наступних положень. Діапазон можливих значень показника ефективності може бути розбитий на інтервали, імовірність попадання в які оцінюється на основі відомого закону розподілу коефіцієнта збільшення втрат потужності (або коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз).

Коли стан природи мають якісь невідомі нам імовірності  $Q_j$  ( $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ) або якщо відомий закон розподілу стану природи, тобто у випадку стохастичної невизначеності, пропонується обирати заходи з максимальним ефектом:

$$\mathcal{E}_j = \sum Q_j \mathcal{E}_{ij} \rightarrow \max . \quad (3.4)$$

В якості показника ефективності, який ми хочемо перетворити в максимум, взяли середнє значення або математичне очікування економічного ефекту з врахуванням імовірностей усіх можливих умов. Прийняте таким чином рішення є оптимальним не для кожного окремого стану природи, а в середньому.

Врахувавши імовірність  $Q_j$  значення показника ефективності  $\mathcal{E}_{ij}$ , яка рівна ймовірності попадання  $K_u$  в розглянутий інтервал, розрахуємо значення середніх економічних ефектів для кожного заходу (3.5).

При цьому потрібно мати на увазі, що в кожній комірці матриці ефективності потрібно записати значення показників ефективності, які відповідають середньому в розглянутому інтервалі: враховуються нижня і верхня границі показника ефективності в інтервалі змін, що розглядається  $K_u$  (рис.4.6) з врахуванням нижніх і верхніх меж значень невизначених параметрів. Відому імовірність попадання значення показника ефективності  $\mathcal{E}_{ij}$  у розглянутий інтервал необхідно помножити на саму величину показника ефективності.

Таким чином у якості основи для вибору рішення доцільно застосувати матрицю ефективності, в комірках якої записані середні значення показника

ефективності в інтервалі. При цьому максимізується середній ефект порівняльних заходів.

$$R_{ij} = \max \Delta_{ij} - \Delta_{ij} , \quad (3.5)$$

Проведені дослідження порівняльної ефективності організаційних і технічних заходів по зниженню додаткових втрат електроенергії (Додаток А) показали, що заходи по сезонному перерозподілу однофазних споживачів можна рахувати першочерговими, а характеристики режиму мережі, в якій усунена систематична несиметрія, повинні бути основою для техніко-економічного обґрунтування доцільності можливих засобів симетрування.

Методика виконання роботи по техніко-економічному обґрунтуванню заходів, які спрямовані на зниження втрат електроенергії включає в себе:

- збирання вихідних даних для розрахунку втрат електроенергії в трансформаторах 10/0,4 кВ і повітряних лініях 380/220 В при рівномірному завантаженні фаз;
- проведення вимірювань в мережі з-за допомогою приладу для визначення коефіцієнта втрат потужності й електроенергії;
- розрахунок інтервалів невизначеності коефіцієнта збільшення втрат потужності;
- аналіз режимів роботи мережі;
- вибір організаційних і технічних заходів по зниженню втрат електроенергії ;
- розрахунок очікуемого зниження втрат для кожного заходу й аналіз отриманих результатів;
- розрахунок інтервалів невизначеності очікуемого економічного ефекту для варіантів, які порівнюються;
- техніко-економічного порівняння заходів по зниженню втрат електроенергії й вибір оптимального варіанта.

## РОЗДІЛ 4. ПРИЛАДНИЙ КОНТРОЛЬ РЕЖИМІВ НЕСИМЕТРІЇ СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 380/220 В

Останнім часом із розвитком засобів та методів аналізу станів електричних мереж з'являється можливість зменшення втрат електроенергії у мережі.

Головні організаційні заходи щодо зниження втрат в мережах 380/220 В – перерозподіл навантаження між фазами, що відбувається на підставі вимірних струмів у всіх фазах.

Одним із вирішень цієї проблеми є прийняте на даний час визначення ефективності передачі електричної енергії при зміщенні параметрів стану (порушення рівномірності розподілу навантаження по фазам) для їх точних значень, які визначаються, як звичайно, у період найбільших навантажень. Але - це вирішення недостатньо точне, оскільки оцінка ефективності передачі має проводитись за сукупними показниками стану. В окремому випадку, для мінімізації втрат електроенергії у трифазній чотирипровідній лінії такі сукупні показники можуть бути здобуті за допомогою лічильників ампер-квадрат-годин.

Пропозиція виділяти із загальних втрат складову, зумовлену нераціональним веденням режиму мереж (додаткові втрати), та планувати мережевим підприємствам її зменшення, як правило, виявляється нереалізованою, оскільки приладному контролю піддаються лише загальні втрати, а планувати неконтрольовану величину некоректно. Окрім того, еквівалентний опір ліній 380/220 В для розрахунку втрат електроенергії відноситься до невизначених параметрів з високими межами змін: водночас необхідно відзначити, що не існує засобів контролю еквівалентного опору ліній. Це підтверджує важливість оцінки додаткових втрат електроенергії, які спричинені нерівномірним навантаженням фаз, та розробки приладів для визначення коефіцієнта збільшення втрат, який дозволив би проводити оцінку додаткових втрат потужності та електроенергії.

На цей час для цілей нагляду за обладнанням показників якості електроенергії застосовуються різні прилади й способи опрацювання експериментальної інформації. Неоднорідність отриманих висновків є, переважно, відмінністю обробки даних. Незважаючи на характер змінника показника якості електроенергії, що досліджується й інтервалу дискретизації, може спричинити суттєві похибки ймовірнісних характеристик, що отримуються.

Таким чином, при вирішенні питання про доцільність симетрування режиму мережі напругою 380/220 В із метою зменшення витрат електроенергії, слід зважати, що достовірні відомості про обсяг додаткових втрат електроенергії у мережі може надати не “точна” оцінка коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз, обчисленого на підставі замірів струмів у фазах у період найбільшого навантаження, а закон зміни значень коефіцієнта зростання втрат потужності чи коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз за встановлений інтервал часу (тиждень, характерна доба).

#### **4.1. Імовірно – статичні характеристики нерівномірності навантаження фаз в сільських електричних мережах 380/220 В**

Для визначення ступеня нерівномірності завантаження фаз сільських трифазних мереж 380/220 В у час пікового навантаження ми вивчили 74 лінії 380/220 В на 37 трансформаторних пунктах напругою 6/0,4 кВ. За типом споживання навантаження відхідних ліній є комунально-побутове та змішане з домінуванням комунально-побутового. У досліджуваних мережах однофазне навантаження приєднане до фазної напруги. Усі пункти одно трансформаторні, розподіл пунктів за потужностями трансформаторів показано у таблиці 4.1, а за числом відхідних ліній — у таблиці 4.2.

Дослідження полягали у замірах на пункті струмів фаз відхідних повітряних ліній 380/220 В у період вечірнього піку навантаження та у подальшій імовірно-статистичній обробці здобутих результатів. Для кожного виміру за формулою (2.38) визначали величину коефіцієнта нерівномірності

завантаження фаз. Після цього виконали статистичну обробку отриманих значень  $K_n$ : визначили значення математичного сподівання та середньоквадратичного відхилення, закономірність регулювання випадкових величин коефіцієнта нерівномірності завантаження фаз. Була також виконана статистична обробка одержаних значень відносних величин фазних струмів  $I_{cp}/I_{max}$ ,  $I_{min}/I_{max}$ , відносних відмінностей фазних струмів  $\alpha$  і  $\beta$ , а також коефіцієнта приросту втрат потужності. Проведена перевірка за критерієм Пірсона засвідчила, що розподіл випадкових величин  $K_n$  не суперечить нормальному закону розподілення

Табл. 4.1 - Розподілення трансформаторних підстанцій за потужностями трансформаторів

Номінальна потужність трансформатора, кВ·А	Кількість ТП, штук
25	1
40	7
63	4
100	9
160	13
250	3
Всього тр-ів:	37

Табл. 4.2 - Розподіл трансформаторних підстанцій в залежності від кількості відхідних ліній

Кількість відхідних ліній, шт.	Кількість ТП, шт.
1	11
2	17
3	9
Всього:	37

Якщо при проведенні техніко–економічних розрахунків з метою вибору заходів по зниженню втрат електроенергії в ПЛ 380/220 В в якості критерію приймають обмеження додаткових втрат електроенергії, які визвані

нерівномірним навантаженням фаз, Необхідно оцінити коефіцієнт збільшення втрат потужності в кожний момент доби на усіх ділянках розглянутої мережі, тобто для кожного моменту часу необхідно оцінити дійсні втрати потужності в лінії.

Рухаючись від шин підстанції по магістралі лінії 380/220 В необхідно для кожної ділянки лінії визначити за проміжок часу, який цікавить (доба чи години максимум навантаження), за даними замірів струмів на основі виразу (3.3), математичне очікування і середньоквадратичне відхилення (або дисперсію) коефіцієнта збільшення втрат потужності. При цьому внаслідок зниження при русі вздовж магістралі кількості однофазних електроприймачів (з імовірним характером включення і відключення), значення математичного очікування і середньоквадратичного відхилення коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз  $K_n$ , а, отже, і коефіцієнта збільшення втрат потужності, відповідно до теорії ймовірності, будуть зростати. Це підтверджується представленими на рис. 3.3 графіками  $M[K_u] = f(L)$ , побудованими в результаті обробки приведених в (49) даних, і даними (27). Перейшовши від магістралі до однофазних відгалуджень, потрібно врахувати обмеження меж зміни коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз.

для двохфазних із нульовим проводом відгалуджень діапазон змін значень  $K_n$  0,5; 1;

для однофазних відгалуджень  $K_n = 1$ .

Тому, якщо не передбачується переведення напівфазних ділянок у фазні, в першу чергу потрібно розглянути вимірювання навантажень фаз на фазних ділянках, де, по-перше, більше значення струмів (а, отже, і більша величина втрат електроенергії), по-друге, теоретично можливе повне усунення несиметрії й невірноваженості струмів.

В наслідок невиправданого росту затрат на отримання інформації про характер зміни  $K_u$  на кожній ділянці лінії 380/220 В, реальним шляхом оцінювання додаткових втрат електроенергії в сільських мережах 380/220 В є

приладний контроль коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз або коефіцієнта збільшення втрат потужності на головній ділянці відхідної лінії й розповсюдження отриманих результатів на всю мережу. При цьому повинні бути отримані не “крапкові” значення  $K_n$  і  $K_u$ , а деякі інтервали їх значень при прийнятій довірчій імовірності аналогічно запропонованим у [13] інтервалам невизначеності втрат електроенергії.

Розглянемо мережу напругою 380/220 В, припустивши, що відхідні повітряні лінії трьохфазні чотирьохпроводні, причому від магістралі відходять також і напівфазні відгалудження. Нехай за результатами обробки проведених за допомогою самописця вимірів відомі закон розподілу випадкової величини коефіцієнта збільшення втрат потужності, а також його основні характеристики – математичне очікування і середньоквадратичне відхилення; розподіл значень  $K_u$  за розглянутий проміжок часу (доба, період максимум навантаження) на головній ділянці відхідної лінії не суперечить нормальному закону розподілення.

У [18] при дослідженні мереж 6-110 кВ похибки інформації про навантаження вузлів були представлені у вигляді випадкових величин із нормальним законом розподілу. При розгляді мереж 380/220 В, враховуючи їх особливості, необхідно внести деякі обмеження. Можна припустити, що нормальний закон розподілу  $K_u$  (можливо з іншими параметрами розподілу) розповсюджується на деяку визначену частину лінії до вузла, сумарна кількість споживачів, які живляться (на фазу) у якому не менше 20 - 30 .

Потрібно мати на увазі, що на іншій частині магістралі , а також на відгалудженнях переріз проводів, як правило, завищений в порівнянні з розрахунковим, так як кількість живлячих споживачів, а внаслідок, і їх навантаження на цих ділянках значно нижча, ніж на початку магістралі, а кількість ступенів перерізу проводів у лініях 380/220 В вибирають рівними одна-дві ступені. Крім того, при низькій густині навантаження провода вибирають за механічною міцністю. Тому питома вага втрат електроенергії, яка приходить на цю частину лінії, в порівнянні з втратами всієї лінії,

незначна внаслідок значно більш низької величини квадрата струму на ділянках в кінці лінії при незмінній величині опору одиниці довжини лінії. Це положення повністю узгоджується з даними, отриманими розрахунковим шляхом [18] при рішенні аналогічної задачі про визначення інтервалів невизначеності втрат у розгалуджених мережах 6-20 кВ.

Проведені нами розрахунки дозволяють вважати, що в загальному випадку приблизно половина від сумарної величини додаткових втрат потужності в повітряних лініях 380/220 В приходяться на головну ділянку магістралі, не дивлячись на ріст коефіцієнта збільшення втрат, чим далі від шин підстанції тим втрати більші. В той же час на головну ділянку магістралі, як правило, приходиться основна маса (до 90%) від сумарної величини втрат потужності.

Таким чином, при рішенні питання про доцільність вирівнювання навантаження фаз із метою зниження втрат електроенергії можна розповсюджувати дані про обробку вимірів на головній ділянці лінії на всю мережу. При цьому похибки інформації про коефіцієнт збільшення втрат на ділянках лінії можна представити аналогічно [13, 18] у вигляді випадкових величин про нормальний закон розподілу, враховуючи, що при русі від шин підстанції вдовж магістралі в кожному наступному вузлі лінії математичне очікування  $K_u$  повинно зростати, і гіпотеза про нормальний закон розподілу  $K_u$  в кінці магістралі і на відгалудженнях може не виконуватись.

При визначенні похибки розрахунку коефіцієнта збільшення втрат потужності крім похибки коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз необхідно знати ще й похибку інформації про співвідношення опорів нульового й фазного проводів. Повітряні лінії 380/220 В виконують, як правило, на фазних ділянках із перерізом нульового проводу, на ступінь нижче, ніж значення фазного ( $m > 1$ ), однофазні двопроводні відгалудження виконують проводом одного перерізу ( $m = 1$ ). Враховуючи, що для однієї ПЛ 380/220 В число ступенів перерізів проводу одне-два, рідше три, доцільно при розрахунку похибки  $K_u$  або розглянути окремі ділянки з різними

співвідношеннями  $m$ , або прийняти одне значення  $m$  для всієї лінії (за співвідношенням опорів на головній ділянці), якщо питома вага навантаження, яка приєднана з іншими співвідношеннями опорів, незначна.

Таким чином, можна враховувати, що інформація про співвідношення опорів нульового й фазного проводів, приймаючи за розрахунковими схемами мережі для визначення інтегралів невизначеності коефіцієнта збільшення втрат потужності, є достовірною.

Табл. 4.3 – Імовірнісні характеристики нерівномірності навантаження фаз у сільських електричних мережах 380/220 В Кіровоградської області

№ п/п	Характеристика нерівномірності навантаження фаз	Позначення	Математичне очікування, М	Середньоквадратичне відхилення, $\delta$
1	Коефіцієнт нерівномірності навантаження фаз	$K_n$	0,290	0,140
2	Відносні величини фазних струмів	$I_{cp}/I_{max}$ $I_{min}/I_{max}$	0,650 0,440	0,230 0,250
3	Відносні різниці фазних струмів	$\alpha$ $\beta$	0,380 0,240	0,230 0,200
4	Коефіцієнт збільшення втрат потужності	$K_u$	1,640	0,630

У табл. 4.3 наведені значення математичного очікування та середньоквадратичного відхилення коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз, а також математичного очікування коефіцієнта збільшення втрат потужності, отримані за результатами статистичної обробки даних у максимум навантаження в сільських електричних мережах області. При цьому при розрахунках математичного очікування значення співвідношень опорів нульового та фазного проводів приймалися  $m = 1,23$ .

Як було зазначено вище, несиметрію навантаження у технічній літературі прийнято розділяти на ймовірну (статистичну, випадкову) й систематичну (випадкову). При цьому під систематичною есиметрією розуміють несиметрію струму і напруги, спричинену нерівномірним розподілом однофазних навантажень по фазах у процесі спорудження електричних мереж, а під статистичною – несиметрію струмів і напруги, яка виникає у мережах з пофазно рівномірно розподіленими споживачами внаслідок ймовірного характеру включення й відключення окремих груп споживачів.

Оцінка несиметрії і невривноваженості струмів і напруг цікавить з точки зору техніко–економічного обґрунтування тих чи інших заходів, спрямованих на симетрування навантаження із метою зниження рівня втрат електричної енергії у мережах. Тому, виходячи із сказаного, при визначенні спрямованості проведення заходів по зниженню додаткових втрат електричної енергії в мережах на першому етапі необхідно оцінити величину цих самих втрат стосовно до того, якою несиметрією вони спричинені – систематичною чи статистичною (для цієї мети є пропонований прилад для визначення коефіцієнта збільшення електричних втрат потужності і електроенергії). На другому етапі вкрай необхідно на основі згаданих даних про режими роботи мережі визначити, який саме вид несиметрії (систематичний чи статистичний) є визначальним/домінантним. Після чого необхідно вибрати найбільш дієві засоби та методи симетрування. При цьому необхідно виявити фази із максимальним й мінімальним навантаженням для режимів максимуму навантаження та найбільшого росту додаткових втрат потужності (якщо звичайно ці режими не співпадають за часом), а також у інші моменти часу. Слідуючим етапом повинно бути техніко–економічне порівняння самих дієвих методів і засобів симетрування основаних на отриманих для кожного заходу інтервалів не визначеності економічного ефекту.

## **4.2. Прилади для визначення коефіцієнта втрат (аналізатори несиметрії)**

Як зазначено вище, додаткові втрати електроенергії в лінії, спричинені нерівномірністю навантаження фаз, залежать від нерівномірності величини фазних струмів, їх співвідношення, опорів фазного й нульового проводів і за інших однакових умов, від тривалості існування в мережі нерівномірного навантаження.

Більшість існуючих методів обчислення додаткових втрат енергії від нерівномірного навантаження фаз ґрунтуються на засаді визначення втрат енергії шляхом помноження максимальної втрати на час використання цього максимуму. Причому час використання максимального значення цих додаткових втрат потужності, які постають внаслідок нерівномірності навантаження фаз, залежить не лише від нерівномірності графіка навантажень, але й від характеру зміни коефіцієнту збільшення втрат у часі. Тому заміна при розрахунках часу використання максимуму додаткових втрат потужності через нерівномірність навантаження фаз за часом використання максимуму втрат потужності (в симетричному режимі) загалом дає хибні результати.

Зі сказаного вище випливає, що здійснення технічних та організаційних кроків по зменшенню додаткових втрат електроенергії, які спричинені нерівномірністю навантаження фаз лінії 380/220 В, вимагає наявності доступних для експлуатаційного персоналу, надійних за точністю та легкоздійсненних способів оцінки додаткових втрат.

Найбільш практичними з погляду використання методи оцінки додаткових втрат потужності та енергії є пряма зміна показників несиметрії напруг і струмів у мережах за допомогою спеціальних апаратів. Проте всі відомі апарати дозволяють оцінити несиметричний режим за такими показниками, як коефіцієнти несиметрії, напруга нульової послідовності тощо, тобто це величини, які безпосередньо не пов'язані з фінансовими показниками роботи мережі. Ці апарати не можуть надати відомостей

фінансово-економічного характеру, яку можна було б застосовувати у кожному певному випадку при прямій оцінці економічної придатності роботи мережі та збитку, викликаного нерівномірністю навантаження фаз і виявленого, насамперед, у додаткових втратах електроенергії.

Взагалі сучасні прилади для визначення несиметрії напруги та струму відіграють важливу роль у забезпеченні надійної та ефективної роботи електричних мереж. Вони дають змогу своєчасно виявляти відхилення від симетричного режиму, що дозволяє запобігти перевантаженням, перегріву та пошкодженню електрообладнання. Завдяки цифровим технологіям ці прилади відзначаються високою точністю, автоматичним розрахунком коефіцієнтів несиметрії та можливістю безперервного моніторингу параметрів у реальному часі. Інтеграція з системами АСКОЕ та SCADA забезпечує централізований контроль і дистанційний доступ до даних. Крім того, такі пристрої мають функції архівації, аналізу трендів і відзначаються компактністю та простотою встановлення, що робить їх невід'ємним елементом сучасних систем контролю якості електроенергії.

Якщо говорити класичною мовою, то на рисунку 4.1 зображено блок-схему приладу, під яку можна й підвести аналізатор несиметрії. Загалом він складається з вхідних блоків 1, 2, 3, 4, які представляють собою датчики струму і виконані у вигляді (тобто насправді) трансформатори струму, включені у три фазних та нульовий проводи. Блоки 1, 2, 3, 4 з'єднані між собою із перетворювачами змінного струму в постійний струм 5, 6, 7, 8, які являють собою випрямлячі, зібрані за мостовою схемою.

Сигнал  $I_a$  (фаза А) з вихідного блоку випрямляється в перетворювачі змінного струму в постійний струм і надається на перетворювач струм-напруга.

Сигнали  $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$  із вхідних блоків 1, 2, 3 випрямляються перетворювачами змінного струму в постійний струм 5, 6, 7 і подаються на вхід генератора пило-подібної напруги 9, запуск якого здійснюється за допомогою генератору пускових імпульсів. Швидкість зростання напруги  $U_1$

на виході генератора 9 буде прямо пропорційна сумі струмів у фазах: (Ia, Ib, Ic)

$$U_1 \sim \sum I_{\phi i}$$

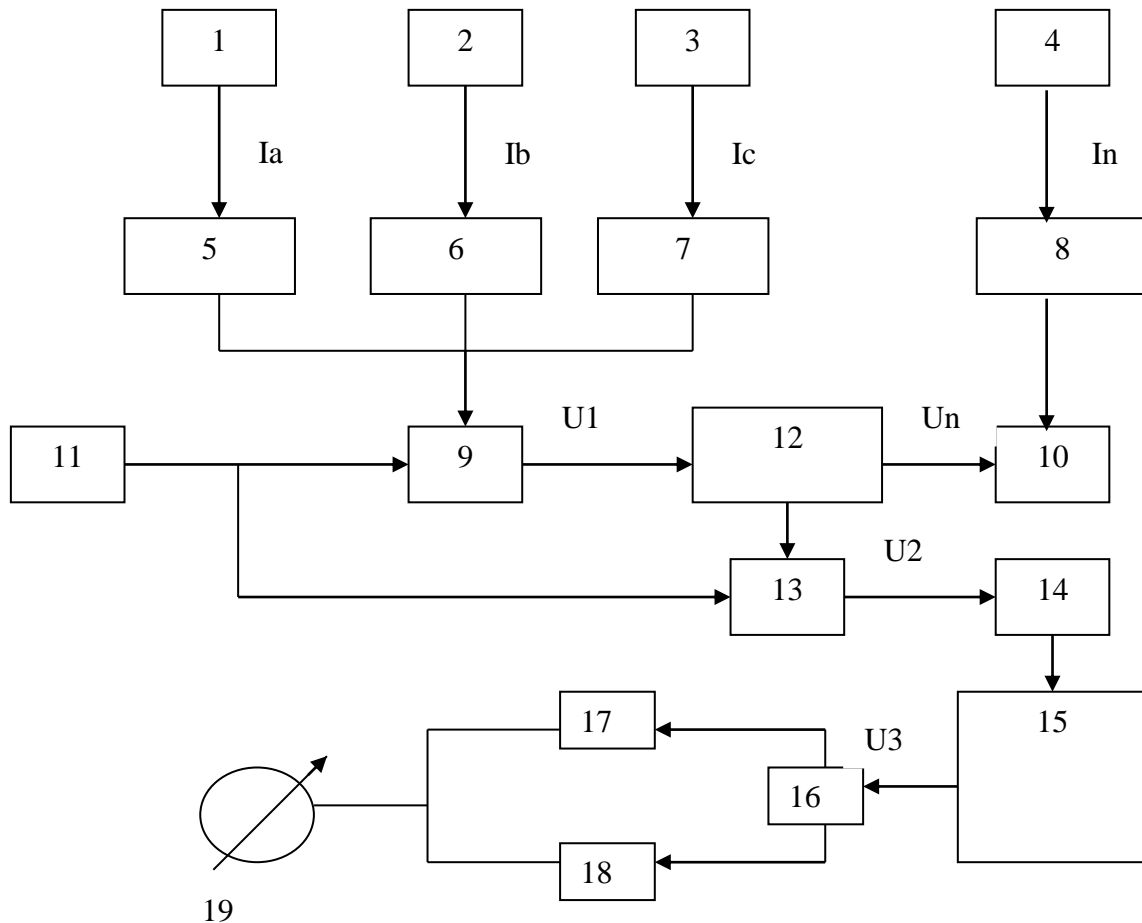


Рис. 4.1. – Блок-схема аналізатора несиметрії.

Виходи генератора пило-подібної напруги 9 пf перетворювача струм – напруга 10 поєднані з двома входами блоку порівняння 12, поєднаного з тиристором 13.

Напруга, що знімається з виходу перетворювача Un струм-напруга 10, пропорційна струму у нульовому провідникові In потрапляє на один із входів до блоку порівняння 12.

На інший вхід блоку порівняння 12 поступає сигнал із виходу генератора пило-подібної напруги 9. При умові, якщо напруги  $U_n$  і  $U_1$  рівні на обох входах, то на виході блоку порівняння 12 з'явиться сигнал, який, змінює стан тригера 13, потрапляючи на його вхід. Далі тригер 13 формує імпульси  $U_2$ , довжина котрих пропорційна відношенню струму в нульовому проводі й сумі струмів у фазних провідниках.

Вихід тригера 13 поєднаний з послідовно увімкненим електронним ключем 14, додаючим підсилювачем 15, перемикачем 16, і нелінійними перетворювачами 17 і 18 із вимірювальним приладом або самописцем на виході 19.

Імпульси сигналу  $U_2$  із виходом тригера 13 подаються на вхід електронного ключа 14, який виробляє імпульси струму, що пропорційні відношенню:

$$I_n / \sum I_{\phi i}$$

Вихідний сигнал із тригера 13 має крім основного сигналу, який пропорційний вищезгаданому співвідношенню, свою постійну складову, що обумовлена кінцевою напругою нульового рівня, яка вносить похибку. Для отримання корисної інформації у приладі використовуються тільки імпульси прямокутної форми, які формуються тим же тригером 13. Тому до його виходу приєднаний діодний ключ 14, задача якого є формування імпульсів струму, пропорційних вказаному співвідношенню, але без постійної складової.

Імпульси струму ключа 14 потрапляють до входу додаючого підсилювача 15, напруга на виході якого  $U_3$  прямо пропорційна відношенню  $I_n / \sum I_{\phi i}$ . Підсилювач 15 представляє собою аперіодичне ланке і має на виході сигнал, який пропорційний площі вхідних імпульсів, тобто він здійснює виділення середнього рівня вхідного сигналу приладу.

Сигнал пройшовши через перемикач 16, напруга  $U_3$  потрапляє на один із 2-х нелінійних перетворювачів 17 або ж 18, реалізуючих відповідно функції:

$$K_{зв} = 1 + 8 \frac{I_H}{(I_a + I_b + I_c)^2} \quad (4.1)$$

$$K_{зв} = 1 + 5 \frac{I_H}{(I_a + I_b + I_c)^2} \quad (4.2)$$

Перша функція (4.1) визначає величину коефіцієнта збільшення втрат потужності в мережі якщо співвідношення опорів нульового й фазного проводів  $m = 2$ , друга (4.2) якщо  $m = 1$  (див. розділ 2).

Таким чином, аналізатор несиметрії дає змогу при аналізі режимів роботи електричної мережі з нерівномірним навантаженням фаз здобувати інформацію, яка є зручною для практичної оцінки несиметрії, у вигляді показника збільшення втрат потужності й енергії та дозволяє робити висновки стосовно економічної ефективності роботи того чи іншого варіанту електричної мережі.

На сьогоднішній день існують багато видів приладів – аналізаторів несиметрії, вони відрізняються як конструктивно так і функціонально. Можуть бути портативними, маючі маленькі розміри, так і достатньо об’ємні. Далі буде наведено для прикладу декілька типів приладів (їх зовнішній вигляд тощо).

Але всі вони мають певну структуру, яка їх об’єднує. На рисунку 4.2. показана структурна схема зазначених приладів. Більшість із них працює приблизно саме за таким принципом, хоча можуть бути певні відмінності, в залежності від конструкції і т.п.

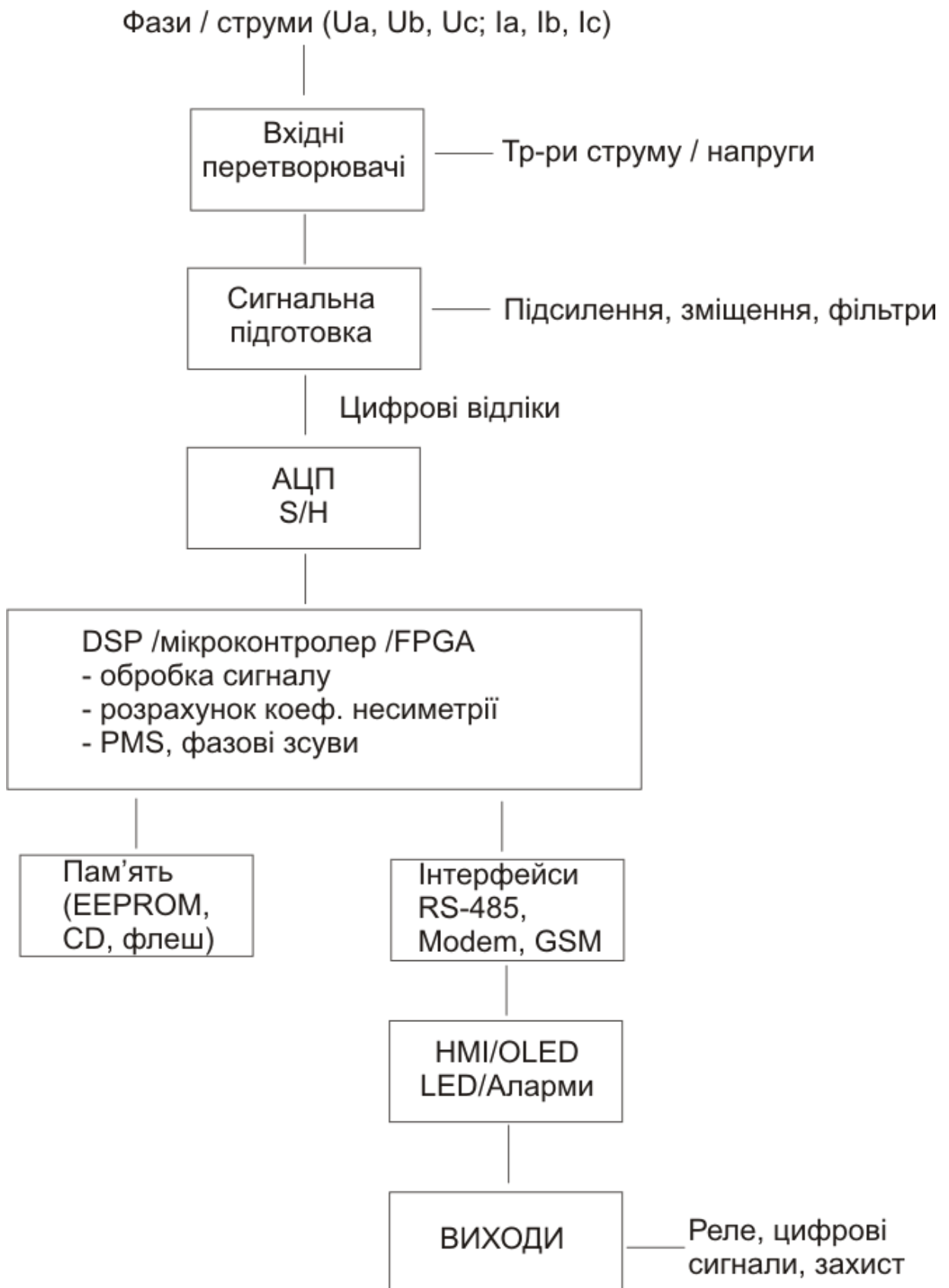


Рис. 4.2. Структурна схема аналізатора несиметрії

Вхідні перетворювачі (ТН/ТС) — трансформують робочі напруги/струми до рівнів, прийнятних для вимірювальної апаратури; забезпечують ізоляцію.

Сигнальна підготовка — підсилення, масштабування, зміщення рівня, анти-аліасинг-фільтр перед АЦП. Забезпечує коректні спектральні властивості сигналу.

АЦП / S/H — мультиканальний ADC (синхронний відбір для всіх фаз) з достатньою розрядністю (зазвичай 12–24 біт) та частотою дискретизації (див. примітку).

DSP / MCU / FPGA — серце приладу: виконує цифрову обробку, розрахунок симетричних компонент, RMS, детекцію несиметрії, гармонічний аналіз, зберігає та передає дані.

Пам'ять — архівація значень і подій, журнал вимірювань, тренди.

Інтерфейси зв'язку — для інтеграції в SCADA/АСКOE: RS-485/Modbus, Ethernet (TCP/IP), GSM/4G, MQTT, CAN тощо.

HMI / індикація — дисплей для виведення значень, меню налаштувань, світлодіоди та звукові/реле-алярми.

Виходи керування/сигнали тривоги — реле або цифрові виходи для відключення/сигналізації або інтеграції з системами захисту.

Джерело живлення та гальванічна ізоляція — живлення приладу, резервні елементи, захист від перешкод.

### ***Технічні рекомендації***

Синхронний мультиканал: дискретизація всіх фаз одночасно або ж синхронно від одного генератора такту, щоб уникнути похибок кута фази.

Частота дискретизації: мінімум ~16–32 вибірки/період для адекватного виміру гармонік і точного фази; для базового аналізу іноді достатньо 8–16 s/c.

Розрядність АЦП: 16 біт дає гарний баланс між точністю і шумом; для більш високої точності — 18–24 біт.

Гальванічна ізоляція між мережею і цифровою частиною — обов'язкова.

Часова синхронізація (RTC / GPS) — потрібна для кореляції подій і архівації з точними часовими мітками.

Захист від перешкод (EMC) — екрани, фільтри живлення, TBS-діоди на входах.

***Вихідні дані приладу (які можна отримати)***

RMS фазних напруг і струмів;

коефіцієнти несиметрії ( $|V_2|/|V_1|$ ,  $|I_2|/|I_1|$ );

векторні зсуви фаз;

гістограми/тренди несиметрії;

реєстр подій/перевищень порогів;

гармонічний склад (до N-ї гармоніки);

сигнали тривожні/керуючі.

Основні алгоритми (формули) за якими працюють прилади, як правило засновані на базі симетричних компонентів (метод Fortescue):

$$\begin{aligned}
 U_0 &= \frac{1}{3}(Ua + Ub + Uc) \\
 U_1 &= \frac{1}{3}(Ua + a \cdot Ub + a^2 \cdot Uc) \\
 U_2 &= \frac{1}{3}(Ua + a^2 \cdot Ub + a \cdot Uc)
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

де  $a = e^{j120^\circ}$ ;  $a^2 = e^{j240^\circ}$

**4.3. Практичні питання по застосуванню приладів (аналізаторів несиметрії)**

Як було зазначено у попередньому підрозділі існує велика кагорта приладів щодо аналізу (визначення) несиметрії в електричних мережах

різних за типами, конструкцією, функціональним призначенням тощо. Окрім визначення параметрів несиметричних режимів вони також в змозі здійснювати контроль синусоїдальності, рівень напруги в електричній мережі та інші показники якості електричної енергії.

Далі на рисунках 4.3.- 4.7. показано декілька найбільш поширених аналізаторів, що застосовуються на практиці в нашій державі.



Рис. 4.3. Пристрій SATEC PM130 PLUS



Рис. 4.4. Пристрій SATEC EM132



Рис. 4.5. Пристрій CA 8336



Рис. 4.6. Пристрій Janitza MRG 96RM-E RCM Flex / MRG 512-PRO PQ Flex

Всі ці пристрої безперечно мають свої переваги і недоліки. Але на наш погляд найбільш ефективним є пристрій PQM-710UA розроблений для проведення реєстрації та аналізу основних параметрів якості електричної енергії в мережах з номінальними частотами 50 / 60 Гц згідно з: ДСТУ 3466-96 та стандарту МЕК 61000-4-7:2002.

Окрім того приладу притаманні повна відповідність класу А;  
Реєстрація сигналів управління;  
GPS модуль для синхронізації часу;  
GSM модуль для обміну даними (настройки, управління, зчитування даних);  
Wi-Fi модуль;  
ступінь захисту корпусу IP65;  
автоматичне формування протоколів реєстрації згідно ДСТУ EN 50160 українською мовою.



Рис. 4.7. Пристрій PQM-710UA

В таблиці 4.4. Наведено основні технічні характеристики зазначеного пристрою.

Технічні характеристики Sonel PQM-710			
Параметр	Діапазон вимірювань	Макс. роздільна здатність	Точність
Чергова напруга (TRMS)	UL-L MAX= 2000 В для UL-PE MAX = 1000 В*	4 значущі цифри	$\pm 0,1\% U_{nom}$
Коефіцієнт піку (Voltage)	1.00 ... 10.00 ( $\leq 1,65$ для 690 В напруги)	0,01	$\pm 5\%$
Коефіцієнт піку (Current)	1,00 ... 10,00 ( $\leq 3.6$ для $I_{nom}$ )	0,01	$\pm 5\%$
Чергова сила струму (TRMS)	Залежно від кліпси**	4 значущі цифри	$\pm 0,1\% I_{nom}$ (помилка не враховує помилку кліпси)
Частота	40,00 ... 70,00 Гц	0,01 Гц	$\pm 0,01$ Гц
$\cos\phi$ та коефіцієнт потужності (PF)	-1,00 ... 1,00	0,01	$\pm 0,03$
$\text{tg}\phi$	-10,00 ... 10,00	0,01	Залежить від помилки активної та реактивної потужності
Гармоніки та інтерахармоніки (Напруга)	DC, 1 ... 50	Як для чергової напруги True RMS	$\pm 0,05\% U_{nom}$ для $m.v. < 1\%$ $U_{nom}$ , $\pm 5\% m.v.$ для $m.v. \geq 1\%$ $U_{nom}$
Гармоніки та	DC, 1 ... 50	Як для чергового струму	$\pm 0,15\% I_{nom}$ для $m.v. < 3\%$

Технічні характеристики Sonel PQM-710			
Параметр	Діапазон вимірювань	Макс. роздільна здатність	Точність
інтергармоніки (Струм)		True RMS	$I_{nom}$ , $\pm 5\%$ m.v. для m.v. $\geq 3\%$ $I_{nom}$
THD (Тотальне гармонійне спотворення)	Напруга та струм	0,1%	$\pm 5\%$
Активна та реактивна потужність гармонік	Залежно від конфігурації (перетворювачі, кліпси)	Залежить від мінімальних значень струму та напруги	–
Кут між гармоніками струму та напруги	$-180,0 \dots +180,0^\circ$	$0,1^\circ$	$\pm(n \times 1^\circ)$
К-фактор	1,0 ... 50,0	0,1	$\pm 10\%$
Індекс мерехтіння	0,20 ... 10,00	0,01	$\pm 5\%$
Фактор дисбалансу (Напруга та струм)	0,0 ... 20,0%	0,1%	$\pm 0,15\%$ (абсолютна помилка)
Вимірювання контрольних сигналів (Напруга)	До $15\% U_{nom}$ при 5,00 ... 3000,00 Гц	4 значущі цифри	Не вказано для $<1\% U_{nom}$ , $\pm 0,15\%$ для 1 ... $3\% U_{nom}$ , $\pm 5\%$ для 3 ... $15\% U_{nom}$

## РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 5.1. Розрахунок заземлення

У відповідності із [20], усі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи в нормальному режимі не мають з'єднання із струмопровідними частинами, але потенційно можуть потрапити під напругу, мають бути заземлені.

Трансформаторні підстанції (ТП) напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. Електричне з'єднання обмоток цехових трансформаторів -  $\Delta/Y - 0$ . Грунт - супісь, другий кліматичний район.

В якості заземлювача можемо використовувати металеву технологічну конструкцію, яка частково закопана у землю.  $R_e = 15,0$  Ом,  $d = 0,02$  м,  $L = 5$  м,  $b = 0,04$  м,  $h = 1,0$ ,  $a = 5,0$  м.

Згідно [20] для установок напругою до 1000В при потужності установки (в даному випадку трансформатора) більше 100 кВа, опір заземлювача повинен бути не більшим ніж 4,0 Ом.

1. Розрахунковий опір вертикального заземлювача:

$$\rho_{розр1} = \rho_T \psi_3 = 300 \times 1,4 = 420 \text{ Ом} \quad (5.1)$$

де  $\rho_T = 300,0$  Ом – питомий опір ґрунту [21]

$\psi_3 = 1,40$  - кліматичний коефіцієнт опору ґрунту [21].

2. Розрахунковий опір ґрунту для горизонтальної смуги:

$$\rho_{розр2} = \rho_T \psi_2 = 300 \times 1,5 = 450 \text{ Ом} \quad (5.2)$$

3. Необхідний опір заземлюючого пристрою із урахуванням природного заземлювача:

$$R_3 = \frac{R_3^H \times R_E}{R_E - R_3^H} = \frac{4 \times 15}{15 - 4} = 5,5 \text{ Ом} \quad (5.3)$$

4. Опір одного з вертикальних заземлювачів довжиною 5,0 м:

$$R_0 = \frac{0.366 \times \rho_{расч}}{L} \left( \lg \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \times \lg \frac{4t+L}{4t-L} \right) = \frac{0.366 \times 420}{5} \left( \lg \frac{2 \times 5}{0.02} + \frac{1}{2} \times \lg \frac{4 \times 3.5 + 5}{4 \times 3.5 - 5} \right) = 29.3 \text{ Ом} \quad (5.4)$$

$$t = 1 + 5/2 = 3,5 \text{ м}$$

Приймаємо той факт, що електроди закладені по замкнутому контуру згідно плану, і відповідно знаходимо орієнтовну кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_0}{R_3^H \times \eta_t} = \frac{29,3}{15 \times 0.49} = 12 \text{ шт.} \quad (5.5)$$

де  $\eta_t = 0,490$  - коефіцієнт використання ряду заземлювачів при  $a/t = 1$ .

5. Довжина з'єднувальної горизонтальної смуги:

$$L_{\Pi} = 1,05 \times a \times n = 1,05 \times 5 \times 12 = 63 \text{ м} \quad (5.6)$$

6. Опір смуги із врахуванням її екранування:

$$R_{\Pi.э.} = 0,366 \frac{\rho_{расч2}}{L_{\Pi} \times \eta_t} \lg \frac{2L_{\Pi}}{bn} = 0,366 \frac{450}{63 \times 0.49} \lg \frac{2 \times 63}{0.04 \times 1} = 18.66 \text{ Ом} \quad (5.7)$$

7. Необхідний опір у вертикальних заземлювачів:

$$R_K = \frac{R_{\Pi.э.} \times R_3}{R_{\Pi.э.} - R_3} = \frac{18,66 \times 5,5}{18,66 - 5,5} = 7,8 \text{ Ом} \quad (5.8)$$

8. Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_0}{R_K \eta_t} = \frac{29.3}{7.8 \times 0.49} = 7 \text{ шт.} \quad (5.9)$$

9. Перевірка відповідності:

$$R_{\bar{A}} = \frac{1}{\frac{1}{R_K} + \frac{1}{R_{\bar{H}}} + \frac{1}{R_E}} = \frac{1}{\frac{1}{7.8} + \frac{1}{18.66} + \frac{1}{15}} = 3.99 \text{ Ом} \quad (5.10)$$

Таким чином, розрахункове значення опору заземлювача задовольняє заданій умові.

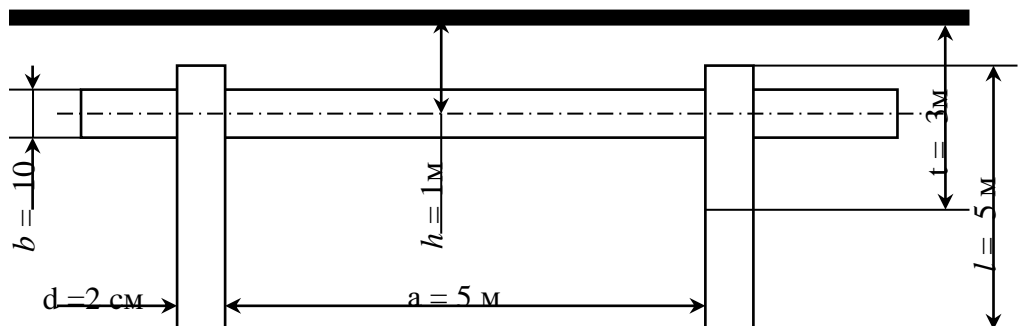


Рис. 5.1. Схема прокладки заземлення ТП

На рисунках 5.2. та 5.3. показані зовнішній вигляд та конструкція штирьового заземлювача, який дуже часто використовується для контурів заземлення трансформаторів різних потужностей, конструктивного виконання, класів напруг тощо.



Рис. 5.2. Зовнішній вигляд заземлювача

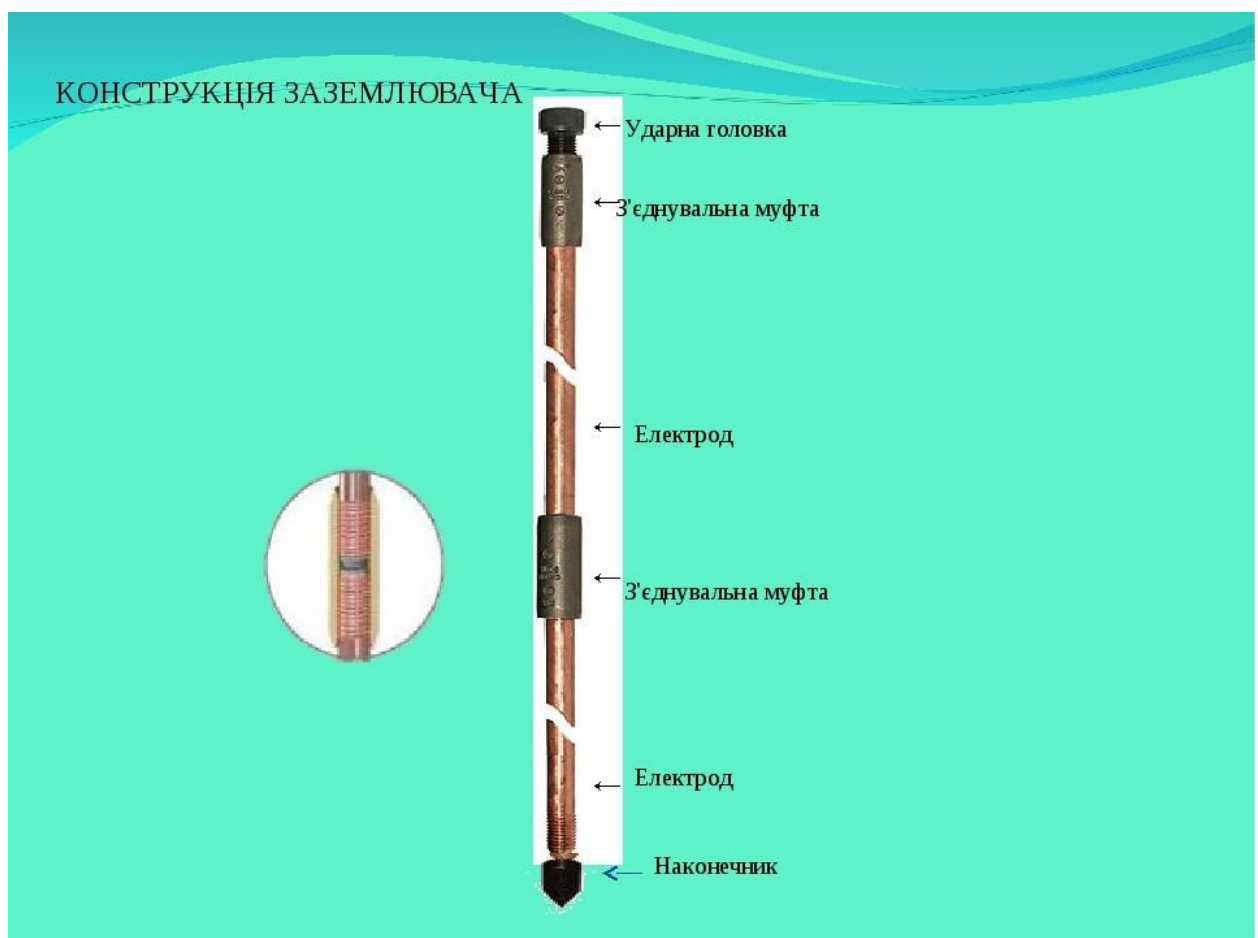


Рис. 5.3. Типова конструкція заземлювача

## ВИСНОВКИ

1. До сільських електричних мереж 380/220 В приєднуються як трьохфазні, так і однофазні споживачі, причому для однофазних споживачів у більшості випадків має велику питому вагу в загальному навантаженні мережі. Внаслідок імовірного характеру включення й відключення окремих однофазних споживачів, мережі працюють більшу частину часу в несиметричному режимі.

2. Неврівноваженість однофазних споживачів в сільських мережах 380/220 В є причиною додаткових втрат потужності і електроенергії, які пропорційні оптимальному рівню технологічного виходу електроенергії.

3. Пофазний перерозподіл однофазних споживачів за результатами замірів в максимум навантаження дозволив знизити втрати електроенергії в мережі, яка досліджується в 1,5 раза. Додаткові втрати електроенергії, які визвані систематичною несиметрією навантажень у мережі складають 49%, а втрати, які визвані випадковою несиметрією – 70% від оптимального рівня технологічного виходу електроенергії.

4. Для оцінки величини додаткових втрат електроенергії, які визвані нерівномірним навантаженням фаз, розроблена методика розрахунку коефіцієнта збільшення втрат потужності, який найбільш точно характеризує ці втрати.

5. Розроблена методика визначення максимально допустимих значень коефіцієнта збільшення втрат потужності, які забезпечують нормований стандартом рівень напруги зворотної й нульової послідовності.

6. Імовірний характер несиметрії і неуврівноваженості навантажень в сільських електричних мережах 380/220 В обумовлює ймовірний характер зміни коефіцієнта нерівномірності фаз і збільшення втрат потужності в лінії.

7. Запропоновані прилади, які дозволяють оцінити величину додаткових втрат потужності і електроенергії в лінії 380/220 В, які виникають внаслідок нерівномірного навантаження фаз мережі. Прилади

реєструють значення коефіцієнта збільшення втрат потужності і чотирихпроводної мережі.

8. Розроблена методика техніко-економічного порівняння і вибору заходів по зниженню додаткових втрат електроенергії з врахуванням невизначеності вихідної інформації про основні параметри режимів роботи мережі й очікуємий економічний ефект.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
2. Бабюк С. М. Вплив відхилення напруги в мережі 0,4 кВ: причини, наслідки та шляхи вирішення проблеми / С. М. Бабюк, С. О. Задорожний, М. П. Красножон // Матеріали ХІІ Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 6-7 грудня 2023 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2023. — С. 210–211.
3. Юрковський, І. "Дослідження впливу несиметричних режимів мережі на показники якості електроенергії на базі асинхронних двигунів." Матеріали VI всеукраїнської студентської науково-технічної конференції „Природничі та гуманітарні науки. Актуальні питання.“ 1 (2013): 212-212.
4. Аналіз якості електроенергії // SATEC Ltd [Веб-сайт]. - Київ. - URL: <https://www.satec-global.com.ua/analiz-yakosti-elektroenergi/>
5. В.П. Калінчик, О.В. Бориченко, В.В. Калінчик, О.В. Мейта, В.А. Побігайло. Управління режимами напруги як засіб регулювання навантаження// Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2023. - № 4. – С.139-144
6. Буцьо З. Ю. Аналіз втрат електричної енергії в електромережах усіх рівнів напруги в енергосистемах провідних зарубіжних країн та України / З.Ю. Буцьо, В.І. Мартинюк // Енергетика та електрифікація – 2020. – № 2. – С. 15 – 17.
7. Копитов Ю.В., Кучумов Л.А., Спирідонова Л.В. Деякі особливості споживання і обліку електроенергії. – Промислова енергетика, 2004. №4, с. 22-25.
8. Васильєв В.Г., Ганиходжаєва Н.Г., Васильєва С.П. Регресійний метод для оцінки величини втрат елетроенергії в повітряних лініях сільських

електричних мереж 380 В. – В кн.: Питання електрофікації сільського господарства України. К.: 1989, с. 101 – 119.

9. Терновик В. Я. Основи електрифікації і автоматизації сільськогосподарського виробництва: Навчальний посібник, Київ, «Аграрна освіта», 2009. – 255 с.

10. Куско А. Мережі електропостачання. Методи і засоби забезпечення якості енергії / А. Куско, М. Томпсон: транс. з англійською мовою А. Н. Рабодзея. – К.: Додека-XXI, 2010. – 336 с

11. Косоухов Ф.Д. Розрахунок несиметрії напруги і струмів в сільських мережах 380/220 В. – В кн.: Технічна електродинаміка. Київ, 2001, вип.2, с. 77-81.

12. ДСТУ 3466-96 Якість електроенергії. Терміни та визначення

13. Жежеленко І. В. Якість електроенергії на промислових підприємствах / І. В. Жежеленко, М. Л. Рабинович, В. М. Божко. - Київ : Техніка, 1981. - 160 с.

14. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності: ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT). — К.: Держстандарт України, 2014. – 27 с.

15. Бурбело М. Й., Мельничук Л. М. Стимулювання зменшення втрат в електричних мережах: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2008. – 110 с.

16. Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. - Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007. – 386 с.

17. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П.Г., Зінзура В.В., Гарасьова Н.Ю., Котиш А.І., Величко Т.В.]; – М.-во освіти і науки України, Центральноукр. Нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ПП «Ексклюзив –Систем», 2021. – 209 с.

18. Мірошник О. О. Аналіз методів оцінки якості електричної енергії в розподільних мережах в умовах невизначеності / О. О. Мірошник // Вісник

Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. - 2016. - Вип. 175. - С. 14-16.

19. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В. Навчальний посібник. Видавець Лисенко В.Ф., м.Кропивницький, 2020р. – 272 с.

20. Правила улаштування електроустановок. ПУЕ. 6-те видання, перероблене та доповнене. Затверджено та надано чинності: Наказ Міненерговугілля України від 21.07.2017 № 476

21. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у дипломному проекті для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «спеціаліст» / Укл.: Л. Д. Третьякова. – К.: НТУУ «КПІ», ІЕЕ, 2013. – 52 с.