Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
«_____» _____ 2023 р.

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

за другим (магістерським) рівнем вищої освіти

на тему:

# «Дослідження оптимальних рівнів втрат активної потужності в розподільних мережах промислових підприємств»

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу магістратури, групи ЕЕ-22М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Руслан ДЕМЧУК
«____» _____ 2023 р.

Керівник роботи к.т.н., доц.
_____Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ
«_____» _____ 2023 р.

Рецензент_____
_____

м. Кропивницький

**Центральноукраїнський національний технічний університет**

Факультет *будівництва, транспорту та енергетики*

Кафедра *електротехнічних систем та енергетичного менеджменту*

Рівень вищої освіти *другий (магістерський)*

Галузь знань *14 Електрична інженерія*

Спеціальність *141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Освітньо-професійна (освітньо-наукова) програма *Електротехнічні системи електроспоживання*

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
*Петро ПЛЄШКОВ*
«_____» _____ 2023 р.

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

*Демчуку Руслану Володимировичу*
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи *Дослідження оптимальних рівнів втрат активної потужності в розподільних мережах промислових підприємств.*
*Study of optimal levels of active power losses in distribution networks of industrial enterprises*

2. Керівник роботи *Козловський Олександр Антонович, к.т.н., доц.*
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту *15.12.2023 р.*

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи *забезпечення зниження втрат активної потужності до оптимальних значень у розподільних мережах промислових підприємств шляхом проведення режимних заходів.*
Завдання: *1. Проаналізувати структуру втрат електроенергії в розподільних мережах. 2. Визначити шляхи зниження рівня втрат активної потужності. 3. Оцінити вплив робочої напруги на втрати активної потужності в елементах мережі. 4. Оцінити вплив завантаження елементів мережі на втрати в них активної потужності 5. Дослідити оптимальні рівні втрат активної потужності в мережі. 6. Дослідити оптимальні рівні завантаження елементів електромережі. 7. Розробити рекомендації щодо зниження втрат активної потужності в мережі. 8. Розробити організаційні та технічні заходи з ОП і ТБ.*

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

| Розділ | Консультант | Підпис, дата | |
|---|---|---|---|
| | | Завдання видав | Завдання прийняв |
| *Охорона праці* | *к.т.н., доц. Савеленко І. В.* | | |
| | | | |

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|---|---|---|---|
| *1* | *Вступ. Обґрунтування актуальності дослідження* | *4.09 – 8.09* | |
| *2* | *Розділ 1. Аналіз шляхів зниження рівня втрат* | *11.09 – 22.09* | |
| | *активної потужності в розподільних електромережах* | | |
| *3* | *Розділ 2. Аналіз впливу режимних параметрів мережі* | *25.09 – 27.10* | |
| | *на рівень втрат активної потужності* | | |
| *4.* | *Розділ 3. Дослідження оптимальних рівнів втрат* | *1.11 – 24.11* | |
| | *активної потужності* | | |
| *5.* | *Охорона праці* | *27.11 – 1.12* | |
| *6.* | *Формулювання загальних висновків* | *4.12-7.12* | |
| *7.* | *Оформлення списку використаних джерел* | *6.12 – 8.12* | |
| *8.* | *Оформлення презентаційного матеріалу у вигляді* | *11.12 – 14.12* | |
| | *слайдів* | | |
| | | | |

Дата видачі завдання

«____» _____2023 р.

Підпис керівника

_____ *Козловський О. А.*

(прізвище та ініціали)

Завдання прийнято до виконання

«____» _____2023 р.

Підпис здобувача

_____ *Демчук Р. В.*

(прізвище та ініціали)

# АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 98 с.; 40 рис.; 1 табл.; 23 джерел.

**Демчук Р. В. Дослідження оптимальних рівнів втрат активної потужності в розподільних мережах промислових підприємств. – Рукопис.**

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2023 рік.

Об’єктом дослідження є енергетичні процеси в розподільних електричних мережах промислових підприємств.

Предмет дослідження – втрати активної потужності в розподільних електричних мережах напругою 10 кВ промислових підприємств.

Мета роботи – забезпечення зниження втрат активної потужності до оптимальних значень у розподільних мережах промислових підприємств шляхом проведення режимних заходів.

У першому розділі кваліфікаційної роботи проведено аналіз шляхів зниження рівня втрат активної потужності в розподільних електромережах. У другому розділі проаналізовано вплив режимних параметрів розподільної мережі на рівень втрат активної потужності в кабельних лініях і цехових трансформаторах. Третій розділ присвячений дослідженню оптимальних рівнів втрат активної потужності в розподільній мережі промислового підприємства. У четвертому розділі розроблені організаційні заходи, що дозволяють забезпечити безпеку робіт в електроустановках понад 1000 В. Виконано розрахунок заземлюючого пристрою.

За результатами роботи розроблено рекомендації щодо зниження втрат активної потужності в обладнанні розподільних мереж промислових підприємств.

**Ключові слова:** втрати активної потужності, розподільна мережа, цеховий трансформатор, кабельна лінія, методи оптимізації

# ABSTRACT

Qualification work 98 p.; 40 Fig.; 1 tables; 23 sources.

**Demchuk R. V Study of optimal levels of active power losses in distribution networks of industrial enterprises. – Manuscript.**

Master's thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Energy Management". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2023.

The object of the research is energy processes in distribution electric networks of industrial enterprises.

The subject of the study is active power losses in 10 kV distribution networks of industrial enterprises.

The purpose of the work is to ensure the reduction of active power losses to optimal values in the distribution networks of industrial enterprises by carrying out regulatory measures.

In the first section of the qualification work, an analysis of ways to reduce the level of active power losses in distribution networks was carried out. The second section analyzes the influence of the mode parameters of the distribution network on the level of active power losses in cable lines and workshop transformers. The third section is devoted to the study of optimal levels of active power losses in the distribution network of an industrial enterprise. In the fourth section, organizational measures were developed to ensure the safety of work in electrical installations over 1000 V. The calculation of the grounding device was performed.

Based on the results of the work, recommendations were developed to reduce losses of active power in the equipment of distribution networks of industrial enterprises.

**Keywords:** active power losses, distribution network, shop transformer, cable line, optimization methods

# ЗМІСТ

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ ..... 8**

**ВСТУП ..... 9**

**1. АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ЗНИЖЕННЯ РІВНЯ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ ..... 12**

1.1. Характеристика розподільних електромереж ..... 12

1.2. Аналіз структури втрат активної потужності в розподільних електромережах ..... 19

1.3. Підходи щодо зниження рівня втрат у розподільних електромережах. 26

1.4. Висновки за розділом 1 ..... 31

**2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ МЕРЕЖІ НА РІВЕНЬ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ..... 32**

2.1. Вплив робочої напруги на втрати активної потужності в елементах мережі ..... 32

2.1.1. Кабельні лінії ..... 32

2.1.2. Силові трансформатори ..... 38

2.2. Вплив завантаження елементів розподільної мережі на втрати активної потужності ..... 42

2.2.1. Кабельні лінії ..... 42

2.2.2. Силові трансформатори ..... 43

2.3. Вплив кількості працюючих трансформаторів на втрати активної потужності ..... 44

2.3. Висновки за розділом 2 ..... 50

**3. ДОСЛІДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РІВНІВ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ..... 52**

3.1. Оптимізація проектних рішень на етапі реконструкції мережі ..... 52

3.2. Аналіз методів оптимізації..... 55

3.3. Оптимізація рівнів втрат активної потужності в електромережі..... 64

3.4. Еквівалентування змішаних схем електропостачання..... 73

3.5. Оптимізація рівнів завантаження елементів електромережі..... 78

3.6. Рекомендації щодо зниження активних втрат у розподільних мережах 84

3.7. Висновки за розділом 3 ..... 85

**4. ОХОРОНА ПРАЦІ…….** 86

4.1. Організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках понад 1000 В ..... 86

4.2. Розрахунок заземлюючого пристрою ..... 89

4.3. Висновки з розділом 4 ..... 93

**ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ..... 94**

**ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ..... 96**

# ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВН – висока напруга;

ГЗП – головна знижувальна підстанція;

КЗ – коротке замикання;

КЛ – кабельна лінія;

НН – низька напруга;

ПБЗ – перемикання без збудження;

ПКРП – пристрій компенсації реактивної потужності;

РЕМ – розподільна електромережа;

РПН – регулювання під навантаженням;

РМ – розподільна мережа;

РУ – розподільна установка;

СД – синхронний двигун

СЕПП – система електропостачання промислового підприємства;

СН – середня напруга;

ТН – трансформатор напруги;

ТП – трансформаторна підстанція;

ТС – трансформатор струму;

ЦЖ – центр живлення;

ЦТП – цехова трансформаторна підстанція;

РЗА – релейний захист та автоматика.

# ВСТУП

*Актуальність теми.* У сучасних умовах роботи, що характеризуються значним дефіцитом електричної енергії, обмеженою потужністю трансформаторних підстанцій системи передачі та високою зношеністю розподільних електромереж промислових підприємств питання електрозбереження набувають першорядного значення.

Рівень втрат електроенергії в розподільних мережах промислових підприємств є важливим показником ефективності їх роботи. З точки зору фізики транспортування електричної енергії, загальноприйнято вважати, що рівень втрати електроенергії 4-5% є допустимим, а 10% – граничнодопустимим [1]. Однак, у розподільних мережах 10 кВ підприємств реальні показники втрат є часто значно вищими. Це пов’язано в першу чергу зі значним зносом головного електрообладнання мереж, постійною зміною їх конфігурації відповідно до виробних потреб, неоптимальними рівнями напруги. Таким чином, постає задача визначення складових втрат електричної енергії в розподільних мережах. При цьому, поділ втрат на складові доцільно проводити за фізичною природою їх походження та специфікою визначення їх кількісних значень і необхідністю стосовно розв’язуваної задачі [2].

Для розподільних мереж промислових підприємств найбільш доцільним є розгляд технічних втрат активної потужності. Визначення цієї складової технологічних втрат дозволить проаналізувати отримані значення та структуру втрат, виявити найбільш неефективні ланки мережі, знайти та розробити заходи стосовно їх зниження. Проведення аналізу втрат дозволить правильно оцінити стан мереж і отримати вихідні дані до розрахунку їх оптимальних рівнів в елементах розподільних мереж, а в підсумку – визначити найкращі шляхи їх зниження.

Тому вирішення задачі зниження рівня втрат активної потужності в розподільних мережах промислових підприємств є, як ніколи, актуальним.

*Мета роботи* – забезпечення зниження втрат активної потужності до оптимальних значень у розподільних мережах промислових підприємств шляхом проведення режимних заходів.

Для досягнення вказаної мети були поставлені наступні завдання:

– провести аналіз структури втрат електроенергії в розподільних мережах промислових підприємств;

– визначити найбільш доцільні шляхи зниження рівня втрат активної потужності в розподільних електромережах;

– оцінити вплив робочої напруги на втрати активної потужності в елементах розподільної мережі підприємства;

– оцінити вплив завантаження елементів розподільної мережі на втрати в них активної потужності;

– дослідити оптимальні рівні втрат активної потужності в розподільній мережі;

– дослідити оптимальні рівні завантаження елементів електромережі;

– розробити рекомендації щодо зниження втрат активної потужності в розподільній мережі промислового підприємства;

- розробити організаційні та технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках понад 1000 В.

*Об'єкт дослідження* – енергетичні процеси в розподільних електричних мережах промислових підприємств.

*Предмет дослідження* – втрати активної потужності в елементах розподільних електричних мережах напругою 10 кВ промислових підприємств.

*Методи досліджень*. У роботі було використано наступні методи теоретичних досліджень: аналіз, синтез, теорія електричних кіл, диференціального та інтегрального числення. При цьому було використано такі прикладні програми: Mathcad, Microsoft Excel та Microsoft Word.

*Наукова цінність* отриманих результатів роботи полягає в подальшому розвитку математичних моделей для оцінювання втрат активної потужності в

цехових трансформаторах і кабельних лініях, що мають значний строк експлуатації.

*Практична цінність.* Отримані в роботі результати можуть бути використані в підрозділах з енергозбереження промислових підприємств при проведенні режимних заходів, у навчальному процесі при вивченні дисципліни «Електричні системи та мережі».

# РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ЗНИЖЕННЯ РІВНЯ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

Для виявлення підходів щодо зниження втрат активної потужності в розподільних мережах промислових підприємств на кожному етапі їх життєвого циклу необхідно розглянути основні їх види та визначити головні переваги та недоліки. Провести аналіз структури технологічних втрат електроенергії як в окремих елементах мережі, так і в мережі в цілому. Проаналізувати та виокремити найбільш доцільні набори методів зниження втрат електроенергії у розподільній мережі, що знаходяться в експлуатації.

## 1.1 Характеристика розподільних електромереж

Електричні мережі внутрішньозаводського електропостачання промислових підприємств – це останній етап передавання електричної енергії для живлення приймачів середньої напруги (СН) і передостанній для приймачів низької напруги (НН). Характерною особливістю цих мереж є розгалуженість і застосування великої кількості електроапаратів.

Правильно спроектовані розподільні електромережі задовольняють наступним вимогам [3]:

– мають рівень надійності, що відповідає рівню надійності підключених електроприймачів за надійністю електропостачання [4];

– мають збалансовану вартість електротехнічного обладнання;

– забезпечують дотримання показників якості електричної енергії відповідно до ДСТУ EN 50160:2014 [5];

– мають глибоке секціонування із взаємним резервуванням ліній та силових трансформаторів, до яких підключені відповідальні споживачі;

– у нормальних режимах роботи їх всі елементи знаходяться під навантаженням;

– у після аварійних режимах роботи забезпечують електропостачання споживачів з урахуванням допустимих обмежень і допустимих перевантажень їх елементів

– мають мінімальну кількість типорозмірів головного електротехнічного обладнання: трансформаторів цехових ПС, кабелів, конденсаторних установок;

–для всього електротехнічного обладнання мають захисти від роботи в аварійних режимах засобами РЗА;

– володіють гнучкістю, яка дозволяє у разі розширення підприємства нарощувати потужності без докорінної перебудови системи електропостачання.

Внутрішньозаводські розподільні електричні мережі можуть бути виконані за радіальною або магістральною схемами [3, 6]. На реальних підприємства вони виконуються за змішаними схемами, що мають переважаючу кількість приєднань одного із вказаних типів.

Радіальні схеми розподілу найчастіше використовують для електропостачання компактно розташованих електроприймачів, для живлення яких будують РП. На промислових підприємствах переважне поширення отримали одно- та двоступеневі схеми.

Одноступеневі радіальні схеми розподілу електроенергії найбільшого поширення отримали на підприємствах малої потужності (до 5 МВт встановленої потужності). На великих підприємствах такі схеми застосовують для живлення окремих груп потужних споживачів: насосних, компресорних, пічних і розподільних установок (РУ 10 кВ), а також для живлення окремих двотрансформаторних підстанцій (ПС). Ці схеми виконуються за допомогою подвійних кабельних ліній (КЛ), які отримують живлення від різних систем шин ГПП (рис. 1.1). Кабелі цих КЛ повинні витримувати перевантаження рівне $2{,}0I_{\text{ном}}$, щоб була можливість передати електроенергію для обох секцій РУ 10 кВ або трансформаторів цехових ТП (ЦТП) у після аварійному режимі роботи.

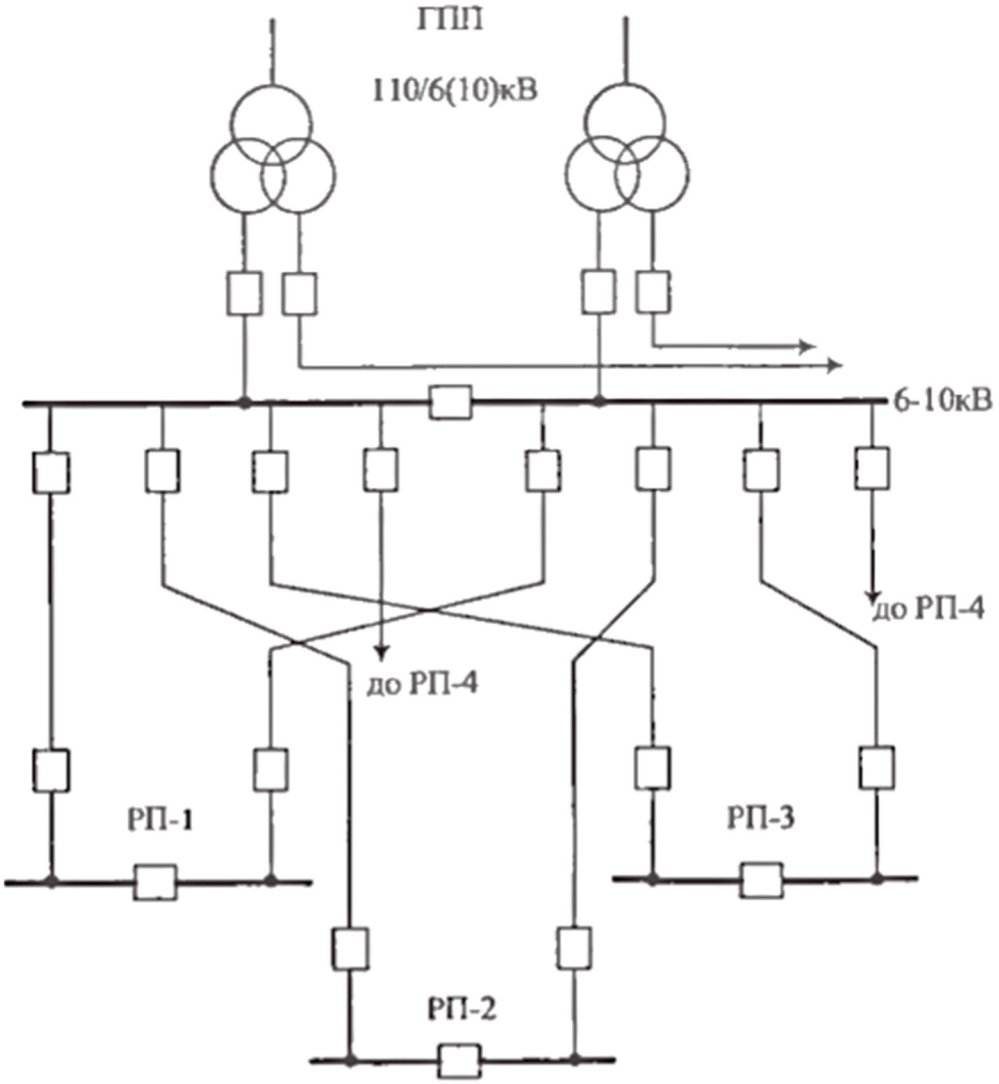



Рисунок 1.1 – Одноступенева радіальна схема розподілу електроенергії [3]

Двоступеневі радіальні схеми з проміжними розподільними пунктами (РП) використовують на підприємствах середньої (від 5-7,5 до 75 МВт) і великої (більше 75 МВт) потужності (рис. 1.2). Від РП II-го ступеня розподілу отримують живлення ЦТП та СД. Підстанції на яких встановлено два трансформатори отримують живлення двома окремими лініями за схемою блок «лінія-трансформатор» та мають АВР встановлене на стороні НН трансформаторів. Якщо від радіальної схеми отримують живлення електроприймачі III-ї категорії (ТП-4 – ТП-6) то вони підключаються за допомогою одиночних КЛ, а резервування здійснюється на низькій напрузі (0,4 кВ) від сусідніх цехових ТП за допомогою кабельних або шинних перемичок. При цьому одиночні КЛ можуть підключатися до РУ за допомогою шаф з вимикачами навантаження.

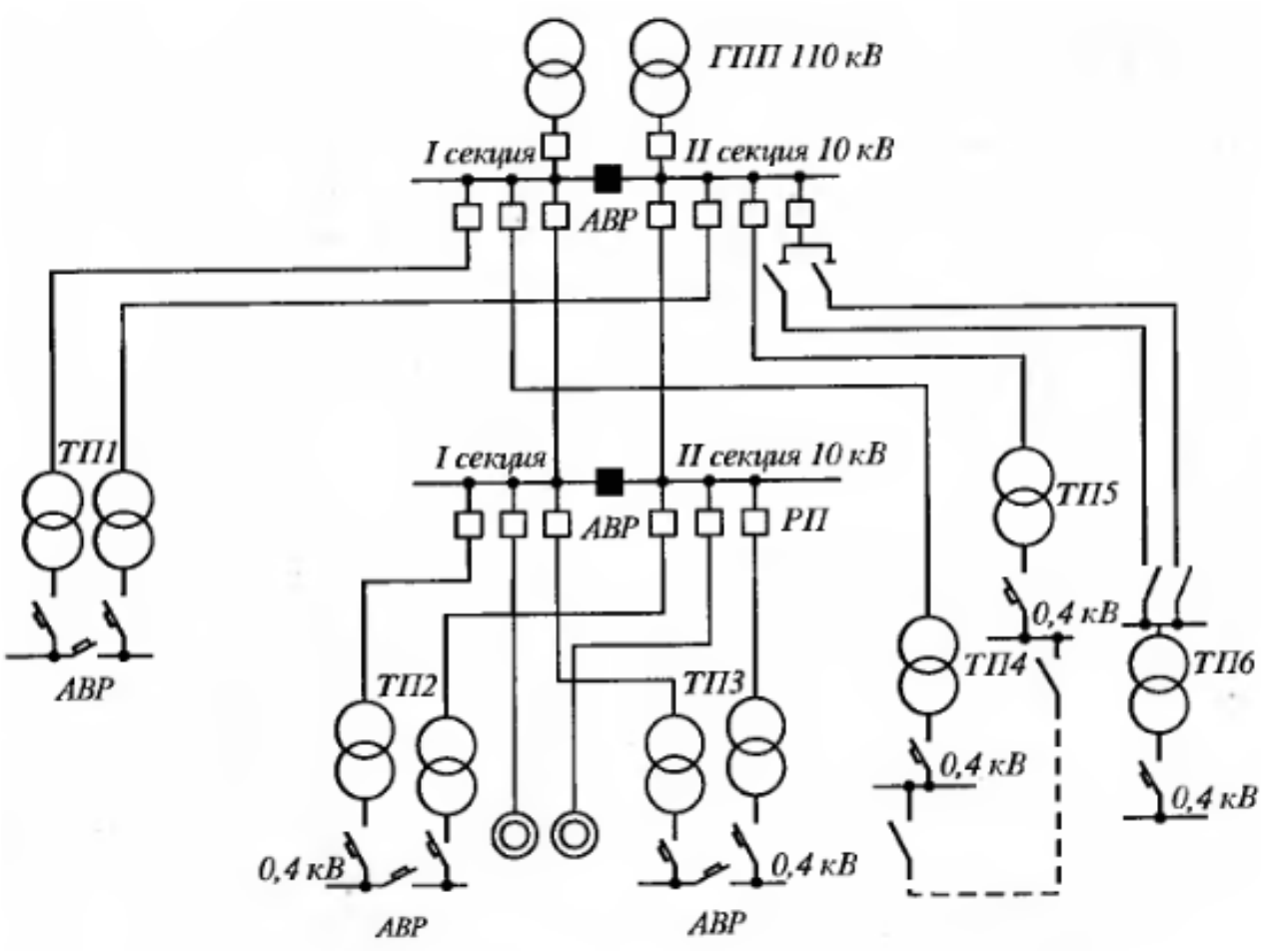



Рисунок 1.2. – Двоступенева радіальна схема розподілу електроенергії [3]

Головною перевагою радіальних схеми розподілу електроенергії є простота виконання та експлуатації. Ці схеми розподілу електроенергії мають велику гнучкість і зручність експлуатації, оскільки ушкодження та наступний ремонт відображуються лише на одному споживачеві електроенергії.

Магістральні схеми (рис. 1.3) застосовуються за лінійного («впорядкованого») розташування ЦТП на території промислового підприємства, коли передачу електроенергії від ЦЖ до можливо здійснити без суттєвих зворотних напрямів. До однієї магістралі зазвичай приєднують 2-3 трансформатори потужністю 1000-2500 кВ·А.

Магістральні схеми розподілу можуть виконуватися одиночними (рис. 1.3, *а*) та подвійними наскрізними (рис. 1.3, *б*) магістралями. Одиночні магістралі не мають резервування і тому від них отримують живлення споживачі малої потужності ІІІ-ї категорії за безперебійністю електропостачання.

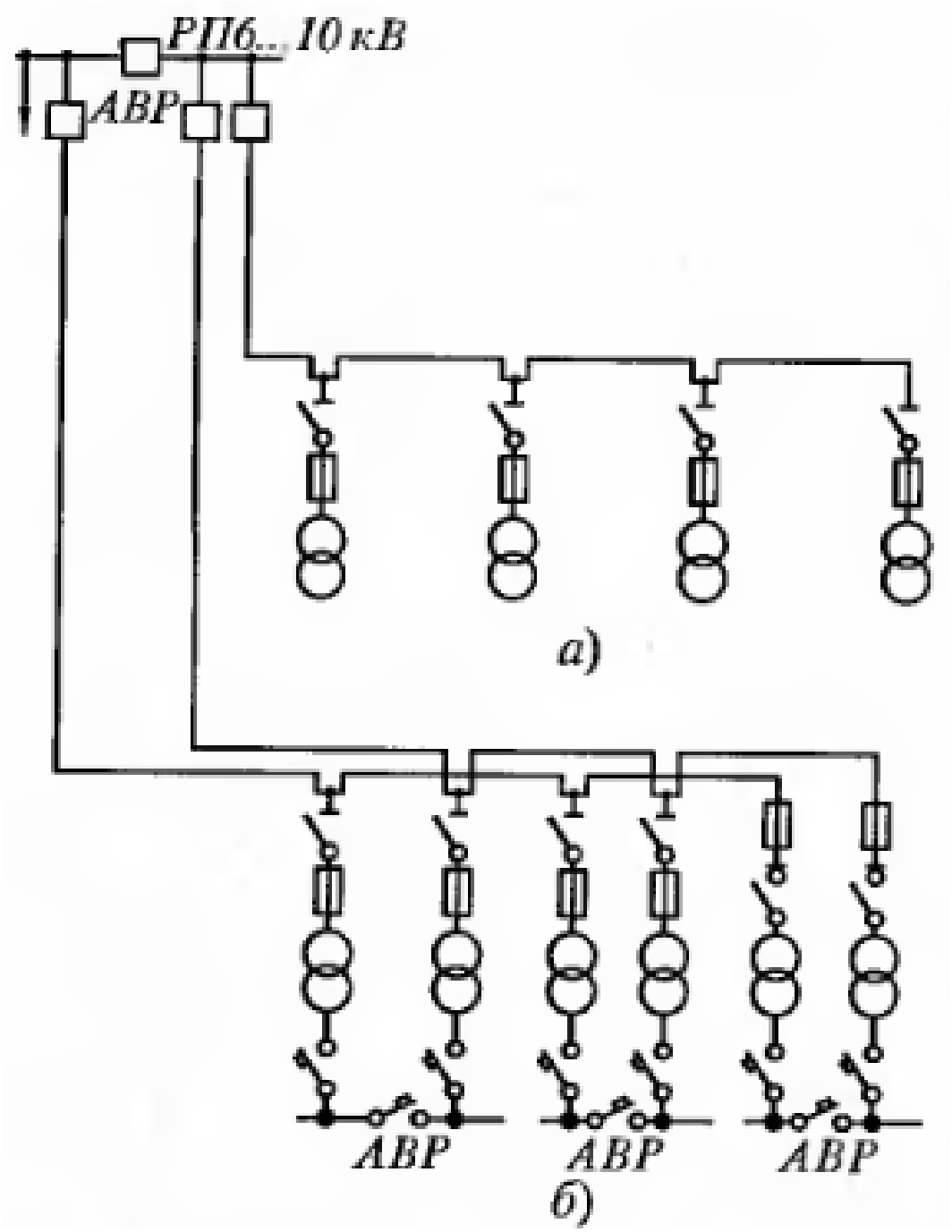



Рисунок 1.3 – Магістральна схема з одностороннім живленням:

а) одиночні магістралі;

б) подвійні з резеруванням на стороні НН трансформаторів ЦТП

Для споживачів вищих категорій, що мають слабкі технологічні зв’язки використовують подвійні магістралі, оскільки вони мають високу надійність. Приєднання споживачів (ЦТП) до таких магістралей виконується за найпростішими схемами за допомогою вимикачів навантаження із запобіжником.

На підприємствах великої потужності за необхідності передачі значної потужності між кількома РУ використовують магістральні струмопроводи напругою 10-35 кВ. Також на таких підприємствах починають впроваджуватися схеми розподілу електроенергії з системою рівнів напруги 35/0,4 кВ, тобто без проміжного рівня трансформації 10 кВ. У цьому випадку використання магістральних схем є вимушеним [3].

До головних переваг магістральних схем відносять:

– краще завантаження магістральних КЛ за струмом;

– зменшення кількості шаф 10 кВ з комутаційними апаратами в РУ головної понижувальної підстанції (ГПП) підприємства;

– зменшення витрати кольорових металів на будівництво схеми;

- нижчу вартість.

На промислових підприємствах найбільшого розповсюдження отримали схеми змішаного принципу живлення приймачів електроенергії (рис. 1.4). У таких схема відповідальні споживачі великої потужності (багаторівневі РУ 10 кВ) живляться за радіальною схемою. Споживачі середньої та малої потужності, зазвичай, згруповані та впорядковані для здійснення їх живлення від одиночних та подвійних магістралей. Ступінь резервування визначається їх категорійністю. Використання змішаних схем розподілу також пов’язано з поступовим розвитком підприємства, врахування його поточних виробничих потреб зміною різних рівнів техніки та технологічного обладнання. Використання такого схемного рішення дозволяє отримати гнучку конфігурацію розподільної мережі промислового підприємства з найкращими техніко-економічними показниками.

Конструктивно внутрішньозаводські розподільні електричні мережі виконуються з кабелів об’єднаних у КЛ 10-35 кВ, що прокладаються в траншеях на території підприємства та в кабельних каналах на території корпусів, цехів. Від них отримують живлення цехові трансформаторні підстанції. Вони можуть розміщуватися безпосередньо у виробничих приміщеннях, бути прибудованими до цехів або окремо стоячими.

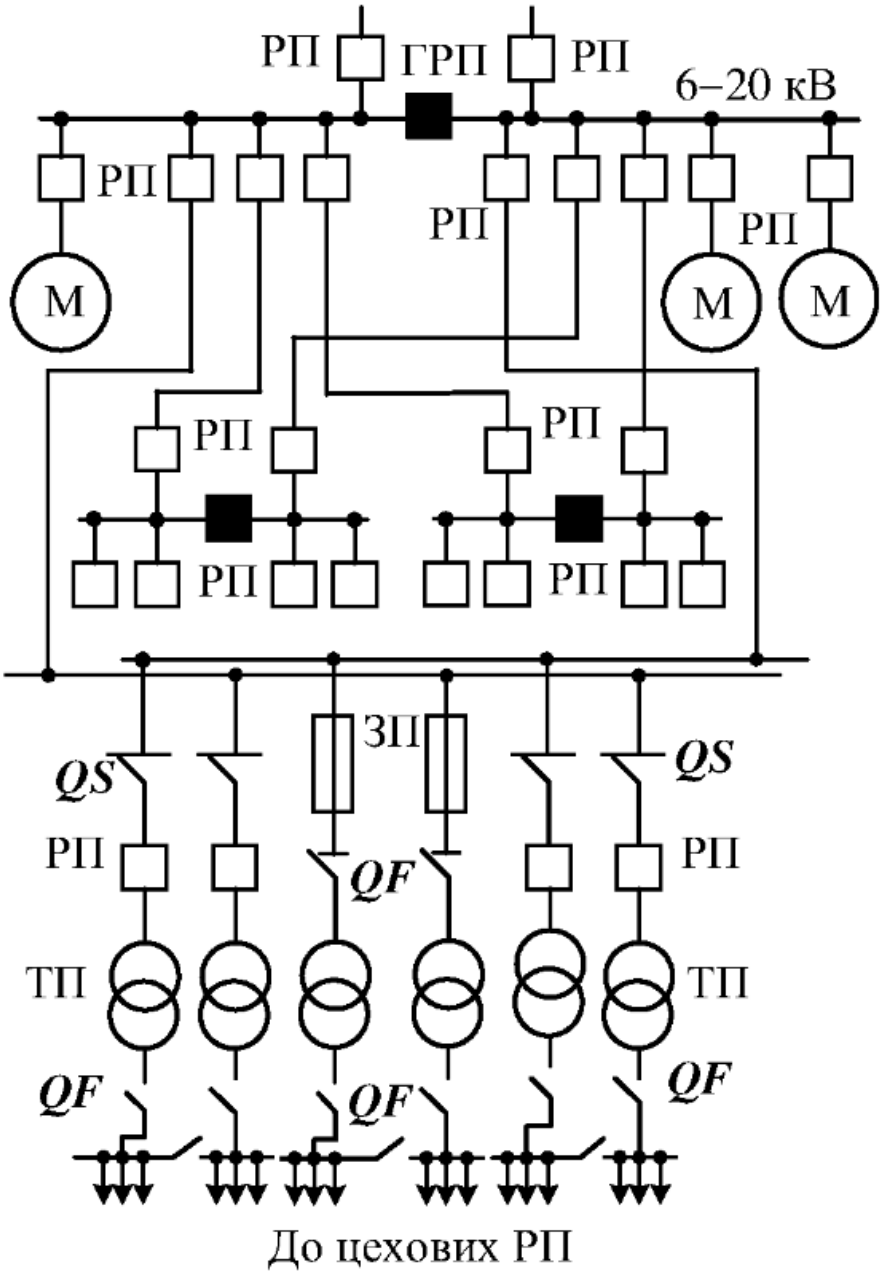



Рисунок 1.4 – Змішана схема розподілу електроенергії [7]

Таким чином, у більшості промислових підприємств, що працюють тривалий термін розподільна електрична мережа 10 кВ виконана за змішаною схемою з переважаючою радіальною чи магістральною частиною. Транспорт електроенергії джо ЦТП здійснюється по КЛ. Причому переріз КЛ і номінальна потужність трансформаторів цехових ПС вибрані з урахуванням компенсації реактивної потужності до економічно обґрунтованого рівня ($\cos\varphi = 0{,}15$).

## 1.2 Аналіз структури втрат електроенергії в розподільних електромережах

З метою визначення елементів розподільної електромережі в яких можливо знизити втрати активної потужності проведемо аналіз структури втрат електроенергії в розподільні мережі промислового підприємства в цілому (рис. 1.5).

При транспортуванні електричної енергії від джерела живлення до споживача, внаслідок недосконалості системи електропередавання частина електричної енергії втрачається. Величина втрат електроенергії в будь-якому елементі електромережі буде залежати від режиму його роботи. Для елемента мережі, що працює з постійним навантаженням впродовж часу $t$ і має втрати активної потужності $\Delta P$, втрати активної електроенергії складуть

$$\Delta W = \Delta P \cdot t \,. \tag{1.1}$$

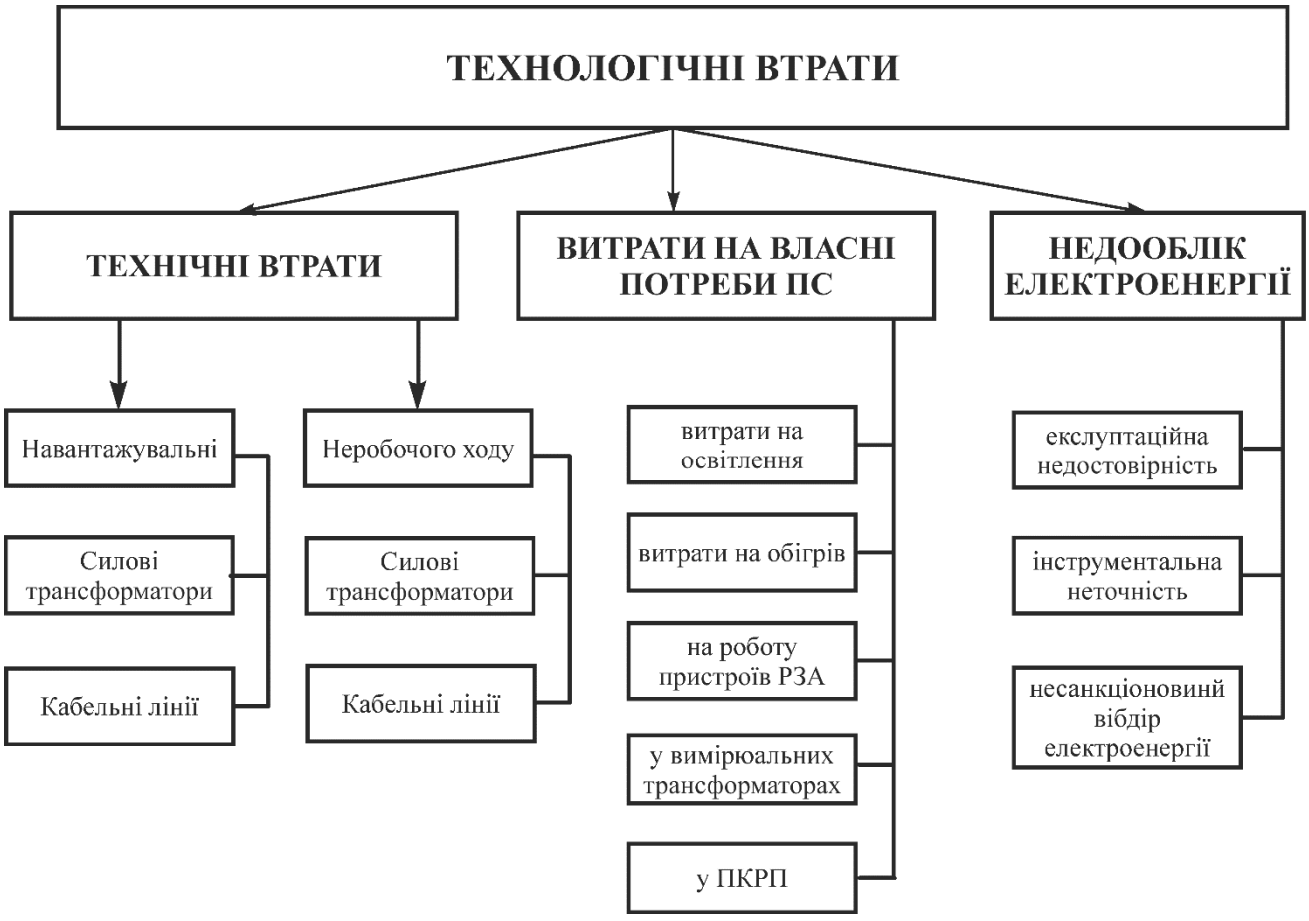



Рисунок 1.5 – Структура технологічних втрат

Сумарні (фактичні) втрати електроенергії умовно діляться на дві складові технологічні та комерційні:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{техн}} + \Delta W_{\text{ком}}, \tag{1.2}$$

де $W_{\text{техн}}$ – технологічні втрати електроенергії в розподільній мережі;

$W_{\text{ком}}$ – комерційні втрати електроенергії в розподільній мережі.

Технологічні втрати електроенергії зумовлені технологічними потребами процесу її транспортування. Виходячи з фізичної природи, ці втрати в розподільних мережах можливо розділити на такі категорії [2, 3, 8, 9]:

- технічні втрати, які виникають внаслідок фізичних процесів, що відбуваються при транспортуванні електроенергії по мережі;

- витрати на власні потреби підстанцій, необхідні для забезпечення роботи їх технологічного обладнання (опалення, живлення оперативних кіл) та створення умов для роботи обслуговуючого персоналу (освітлення, вентиляція і т.п.);

- втрати, що обумовлені недообліком електроенергії внаслідок ряду причин.

Таким чином, технологічні втрати електроенергії складуть:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{тех}} + \Delta W_{\text{в.п}} + \Delta W_{\text{н.о}}, \tag{1.3}$$

де $\Delta W_{\text{тех}}$ – технічні втрати електроенергії;

$\Delta W_{\text{в.п}}$ – витрати електроенергії на власні потреби підстанцій;

$\Delta W_{\text{н.о}}$ – втрати електроенергії що спричинені її недообліком.

Технічні втрати активної складової електроенергії $\Delta W_{\text{тех}}$, зумовлені фізичними процесами, що протікають при передачі електроенергії через силові трансформатори та кабельні лінії та виражаються в перетворенні частини її в тепло в їх конструктивних елементах [2, 3, 8]:

$$\Delta W_{\text{тех}} = \Delta W_{\text{нав}} + \Delta W_{\text{н.х}}, \tag{1.4}$$

де $\Delta W_{\text{нав}}$ – навантажувальні втрати електроенергії;

$\Delta W_{\text{в.п}}$ – витрати електроенергії на власні потреби підстанцій;

Навантажувальні втрати електроенергії – це втрати в повздовжніх опорах схем заміщення елементів електромережі: силових трансформаторів, кабельних ліній. Вони пов'язані з нагріванням провідників при протіканні по них електричного струму й визначаються його величиною. У загальному випадку навантажувальні втрати в трифазному елементі мережі з фазним опором $R$ і струмом у ній $I_{\text{ф}}$ визначаються за виразами [10]

$$\Delta W_{\text{нав}} = 3I_{\text{ф}}^2 Rt, \tag{1.5}$$

або

$$\Delta W_{\text{нав}} = \frac{P^2 + Q^2}{\sqrt{3}U} t, \tag{1.6}$$

де $P$, $Q$ – відповідно, активна та реактивна потужність, що передаються по елементу розподільної мережі;

$U$ – лінійна напруга.

Втрати неробочого ходу відносяться до, так званих, умовно-постійних технічних втрат, оскільки вони залежать від прикладеної напруги до елементів мережі [11]. Так як напруга мережі змінюється у порівняно вузькому діапазоні (для нормального режиму роботи мережі $\pm 10\% \cdot U_{\text{ном}}$, [5]), тому вони приймаються умовно-постійними. Ці втрати для кожного елемента мережі мають різну природу і визначаються за відповідними формулами. У загальному випадку ці втрати в елементі мережі можливо визначити за формулою

$$\Delta W_{\text{н.х}} = 3gU_{\text{ф}}^2 t, \tag{1.7}$$

де $g$ – фазна провідність елемента мережі;

$U_{\text{ф}}$ – фазна напруга.

Теоретично технічні втрати електроенергії можуть бути виміряні за допомогою приладів обліку, які фіксують надходження й відпуск електроенергії даною кабельною лінією. Проте, практично ж оцінити дійсне їх значення з прийнятною точністю за допомогою засобів вимірювання для окремої лінії досить складно. Це пояснюється порівняно низьким значенням втрат, у порівнянні з похибкою приладів обліку. Наприклад, фактичні втрати енергії у кабельній лінії можуть складати 1,5%, а похибка приладів обліку при цьому становити ±1,0%.

Витрати електроенергії на власні потреби підстанцій потрібні для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій і життєдіяльності електротехнічного персоналу

$$\Delta W_{\text{в.п}} = W_{\text{ос.}} + W_{\text{об}} + W_{\text{рза}} + \Delta W_{\text{в.т}} + \Delta W_{\text{пкрп}}, \qquad (1.8)$$

де $W_{\text{ос}}$ – витрати електроенергії на освітлення території ПС та приміщень розподільної установки;

$W_{\text{об}}$ – витрати електроенергії на обігрів приміщень РУ;

$W_{\text{рза}}$ – витрати електроенергії на забезпечення роботи пристроїв РЗА;

$\Delta W_{\text{в.т}}$ – втрати електроенергії в вимірювальних трансформаторах;

$\Delta W_{\text{пкрп}}$ – втрати електроенергії в пристроях компенсації реактивної потужності (конденсаторні установки 0,4 та 10 кВ).

Втрати у вимірювальних трансформаторах іноді відносять до навантажувлаьних і неробочого ходу [8, 9].

Втрати зумовлені недообліком електроенергії (комерційні) внаслідок недосконалості системи обліку електричної енергії та організації контролю за споживанням електроенергії [2, 8, 9]:

$$\Delta W_{\text{н.о}} = \Delta W_{\text{н.в}} + \Delta W_{\text{інс}}, \qquad (1.9)$$

де $\Delta W_{\text{н.в}}$ – втрати електроенергії внаслідок експлуатаційної недостовірності вимірювань;

$\Delta W_{\text{інс}}$ – втрати електроенергії, що зумовлені інструментальною точністю вимірювань.

Складова втрат $\Delta W_{\text{н.в}}$ цілком залежить від рівня та організації експлуатації системи обліку. Сюди відноситься втрати, що виникають внаслідок перевантаження вимірювальних трансформаторів струму і напруги, помилками, що виникають при знятті показів лічильників електричної енергії, похибках, що виникають при передаванні телеметричної інформації по каналах зв'язку і т.п. Наприклад, ТС вибираються з можливістю тривалої роботи у після аварійних режимах, внаслідок чого в нормальному режимі роботи вони виявляються недовантаженими, й працюють за межами класу точності 0,5. Крім того, ТС з магнітопроводом із електротехнічної сталі може досить довго залишатися в насиченому стані після проходження струму КЗ, внаслідок чого, його похибка теж не відповідає класу точності 0,5.

Складова втрат $\Delta P_{\text{інс}}$ зумовлена проведенням вимірювань приладами і системами, що мають за паспортними даними точність вимірювань яка не відповідає необхідним регламентам. Наприклад, втрати, що виникають внаслідок використання первинних перетворювачів струму (ТС) і напруги (ТН), що мають невідповідні класи точності.

Комерційні втрати електроенергії $W_{\text{ком}}$ зумовлені несанкціонованим відбором та свідомою несплатою за зафіксований електролічильниками але непоплачений відбір електроенергії. Також їх причиною може бути навмисне ушкодження вторинних кіл первинних вимірювальних перетворювачів; підключення електроприймачів поза колами обліку; зміна даних з метою зниження об'єму споживання або несвідомий несанкціонований відбір при несвоєчасному обслуговуванні засобів обліку електричної енергії. На промисловому підприємстві комерційні втрати електроенергії в розподільній

мережі можуть виникати лише за наявності субабонентів. Тому далі не розглядаються.

У відсотковому вираженні структура втрат електроенергії в елементах розподільної мережі лежить в досить широких мерах і визначається конфігурацією схеми розподілу електричної енергії, довжиною кабельних ліній, режимами роботи електрообладнання розподільних мереж: ЦТП, КЛ. Тому розглянемо цю структуру на прикладі працюючого машинобудівного промислового підприємства, що має наступні характеристики:

- рік вводу в експлуатацію – 1990;
- площа території машинобудівного заводу – 145 тис. м$^2$;
- площа виробничих приміщень – 75 тис. м$^2$;
- режим роботи – двозмінний;
- установлена активна потужність споживачів – 47,5 МВт;
- час використання максимуму навантаження – $T_{max}$ = 4433 год;
- час максимальних втрат – $\tau$ = 2819,2 год;
- схема розподілу електроенергії – змішана;
- довжина кабельних електромереж 10 кВ – 8 км;
- на ГЗП встановлено два трансформатори ТДНС-16000/35/10;
- до I, та II сш. ГЗП підключено ПКРП напругою 10 кВ сумарною потужністю 4,5 МВар;
- цехові споживачі отримують живлення від 30-ти трансформаторів типу – ТМ-1000/10/0,4;
- навантажувальні втрати активної енергії в трансформаторах ЦТП – 508178,7 кВт·год;
- втрати неробочого ходу в трансформаторах ЦТП – 643860 кВт·год;
- навантажувальні втрати активної енергії в кабельних мережах 10 кВ – 103755,6 кВт·год;
- втрати холостого ходу в кабельних мережах 10 кВ – 35040 кВт·год.

На рис. 1.6 представлено відсотковий розподіл технологічних втрат електроенергії у розподільних мережах 10 кВ машинобудівного підприємства.

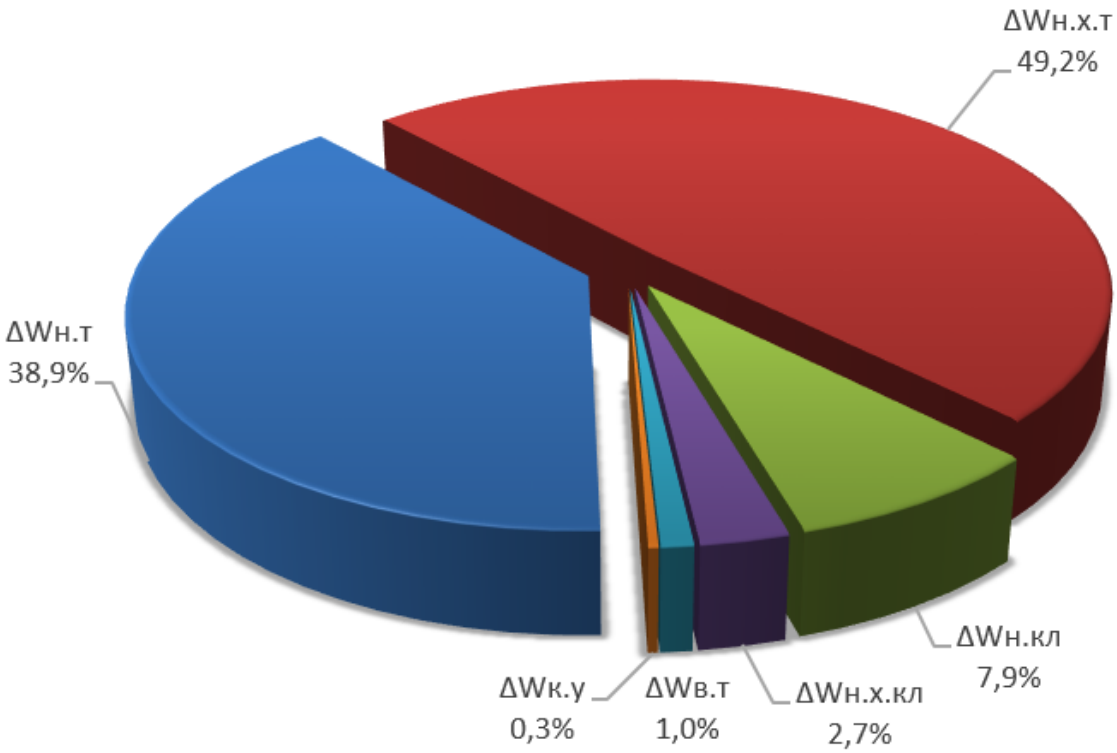



Рисунок 1.6 – Розподіл технологічних втрат електроенергії у елементах розподільної мережі підприємства:

$\Delta W_{н.т}$ – навантажувальні у цехових трансформаторах;
$\Delta W_{н.х.т}$ – неробочого ходу у цехових трансформаторах;
$\Delta W_{н.кл}$ – навантажувальні у кабельних лініях;
$\Delta W_{н.х.кл}$ – неробочого ходу у кабельних лініях;
$\Delta W_{в.т}$ – у вимірювальних трансформаторах;
$\Delta W_{в.т}$ – у конденсаторах 10 кВ;

У розглянутій розподільній мережі підприємства найбільші втрати виникають у силових цехових трансформаторах. Це пов’язано з тим, що трансформатори типу ТМ-1000/10 (випуску 90-х рр.) мають значні втрати активної потужності як неробочого ходу – 2,45 кВт, так і навантажувальні 12,2 кВт. Отримані результати підтверджуються даним наведеними в [8]. За даними ТОВ «Укрелектроапарат» в Україні станом на 2012 рік знаходилось в експлуатації близько 198 тис. трансформаторів потужністю 25-2500 кВА з вищою номінальною напругою до 35 кВ, з яких 75% було виготовлено в 1970-1980 рр. Таким чином, в експлуатації знаходиться значна кількість трансформаторів, які пропрацювали більше 40-ка років, за нормативного строку служби 25 років. Тобто, морально та

фізично застарілі трансформатори працюють до тих пір поки повністю не вийдуть ладу та стануть не ремонтопридатними.

Згідно статистики частка втрат у лініях розподільних мережах коливається у діапазоні 5-34%. Помітними є втрати неробочого ходу КЛ (3%) вони значній мірі залежать від строку експлуатації цих ліній.

Витрати на власні потреби цехових підстанцій не враховувалися, так як переважна більшість цехових підстанцій розташовуються безпосередньо в виробничих цехах і не потребують електроенергії на опалення, освітлення і т. п.

Витрати електроенергії на власті потреби КЛ у зазвичай відсутні. Виключенням можуть бути лінії, що обладнані пристроями збору телеметричної інформації, які входять до комплексу технічних засобів платформи Smart Grid.

Із проведеного аналізу слідує, найбільшу частку в технологічних втрат електроенергії в розподільній мережі підприємства припадає на втрати неробочого ходу цехових трансформаторів і навантажувальні втрати КЛ за умови їх підключення до електромережі 8760 год на рік.

## 1.3 Підходи щодо зниження рівня втрат у розподільних електромережах

Вибір того чи іншого набору методів зниження втрат електроенергії у розподільній мережі цілком залежить від стадії її життєвого циклу: виконання проектних робіт, експлуатація, реконструкція (модернізація).

Основні шляхи зниження втрат електроенергії в розподільних електромережах (РЕМ) підприємств, що можуть бути реалізовані на етапах проектування, реконструкції та модернізації мережі, представлені на рис. 1.7.

На етапах проектування, реконструкції та модернізації мережі найважливішими шляхами покращення її характеристик, що можуть бути реалізовані, є підвищення номінальної напруги мережі. Застосування енергоефективних силових трансформаторів та кабельних ліній з оптимальними перерізами може також призвести до значних економічних вигід.

На цих етапах найбільш важливим способом зниження втрат електроенергії є підвищення номінальної напруги в мережі. Крім того, значні економічні переваги можуть бути досягнуті за допомогою використання енергоефективних силових трансформаторів і кабельних ліній з оптимальними перерізами, що забезпечують мінімальний рівень витрат. Застосування пристроїв компенсації реактивної потужності із автоматичними регуляторами дозволяє максимально зменшити рівень і перетоки реактивної потужності в розподільній мережі. Можливість оптимізації рівнів напруги в розподільній електромережах може бути реалізована як на етапі проектування так і під час її експлуатації [12].

Необхідність реконструкції діючих мереж виникає внаслідок зміни рівня електричних навантажень із-за розбудови підприємства та необхідності підвищення рівня надійності електропостачання споживачів.




Рисунок 1.7 – Шляхи зниження втрат електроенергії мережах при проектуванні та реконструкції

З точки зору зменшення втрат електроенергії, на етапах реконструкції дієвими заходами є збільшення перерізу перевантажених КЛ або прокладання додаткових КЛ паралельно існуючим, установка додаткових ПКРП і обладнання пристроями регулювання потужності існуючих, переобладнання однотрансформаторних цехових підстанцій у двотрансформаторні. За наявності коштів ефективним заходом є спорудження додаткових трансформаторних підстанцій та зменшення кількості типорозмірів їх трансформаторів.

На рис. 1.8 наведені основні шляхи зниження втрат у розподільних електромережах, що знаходяться в експлуатації та не потребують значних капітальних вкладень.

Для розподільних електромережах підприємств, що знаходяться в експлуатації в першу чергу слід розглядати режимний метод зниження втрат.

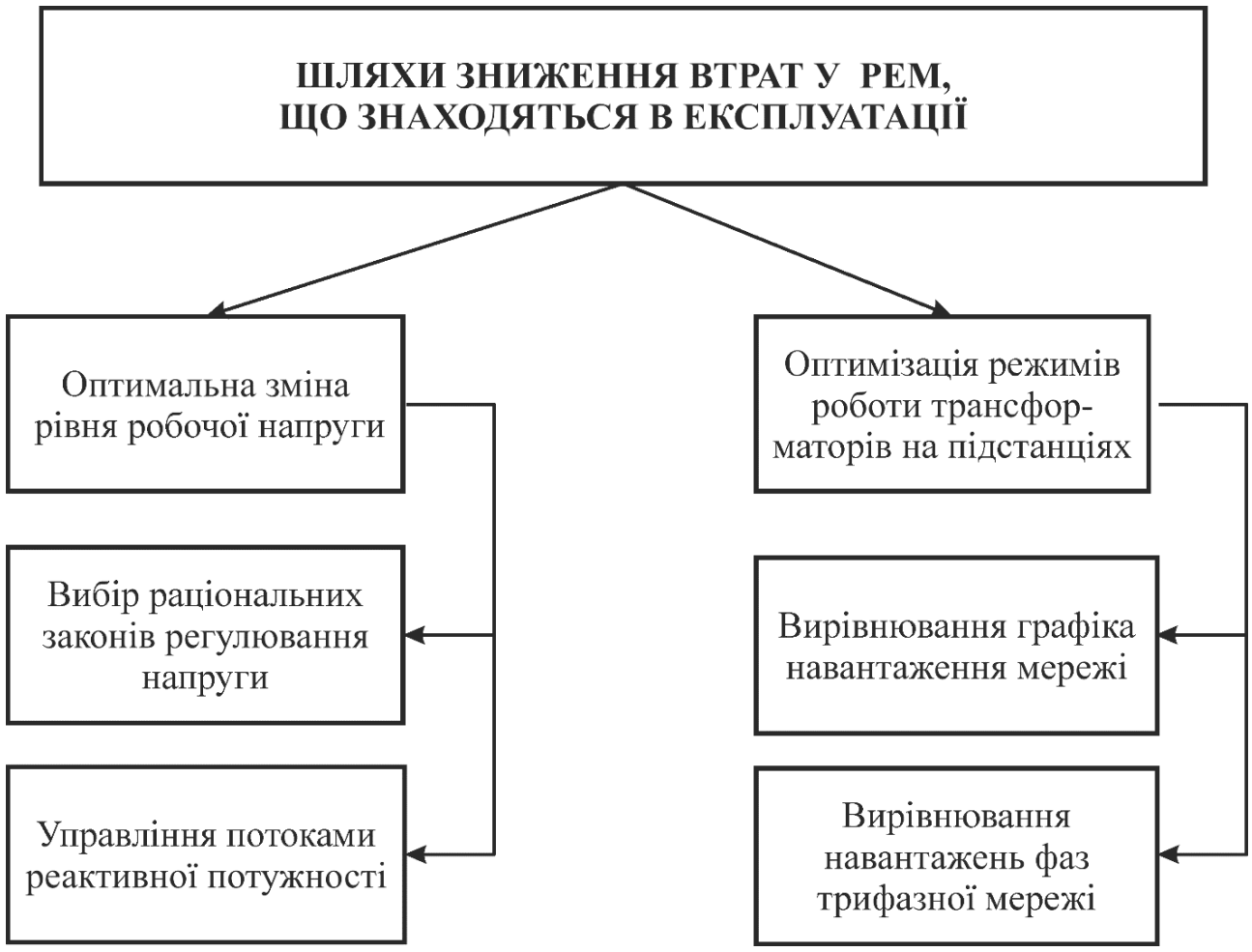



Рисунок 1.8 – Шляхи зниження втрат електроенергії в мережах, що знаходяться в експлуатації

Режими роботи розподільної мережі та споживачів впливають на витрати електроенергії, які включають в себе корисно спожиту та також втрати, що виникають у цих мережах. Якщо розглядати систему електропостачання підприємства від джерела живлення до точок споживання як єдиний комплекс, то можна виявити можливості заощадити електроенергію. Цей комплекс включає в себе не лише джерела енергії та електроприймачі, а також і системи управління режимом постачанням електроенергії, включаючи інформаційну складову та роль людини у цьому процесі. Іншими словами, розглядається можливість отримати економію електроенергії завдяки додатковій інформації про характеристики керованого об'єкта – режиму електропостачання. Для отримання цієї додаткової інформації щодо робочих режимів розподільчих мереж варто використовувати автоматизовані системи керування.

Необхідною умовою забезпечення технічно допустимих режимів роботи в розподільних мережах промислових підприємств є регулювання напруги. Яке в певній мірі дозволяє компенсувати зміну втрат напруги у мережі, які автоматично виникають при зміні графіку навантаження. При цьому, використовуючи пристрої для регулювання напруги, можливо одночасно підвищити ефективність робочих режимів мережі. Для досягнення цієї мети, вибирається відповідний метод регулювання напруги. З метою такого регулювання можна використовувати як пристрої зі здатністю самостійно регулювати коефіцієнти трансформації трансформаторів, так і автоматично керовані пристрої для компенсації реактивної потужності, величину якої можливо змінювати.

Практично виявлено, що збільшення напруги мережі не завжди призводить до зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах. Тому цей захід слід використовувати лише після вирішення всіх аспектів вибору правил регулювання напруги та оптимізації режимів роботи силових трансформаторів. Якщо в технологічний процес промислового підприємства можливо вносити зміни, то вирівнювання графіка електричних навантажень електромережі та цехових

трансформаторів може призвести до значних економічних вигід при розрахунку за електроенергію за багатоставковим тарифом, диференційованим за часом доби.

Прийняття рішень щодо вибору типу регулюючих пристроїв і засобів компенсації зазвичай ґрунтується на результатах техніко-економічних розрахунків. Це призводить ускладнення вирішення цієї задачі, а її розв'язок визначається конкретними умовами розподільної мережі.

У розподільній мережі промислового підприємства більше 50% втрат припадає на неробочий хід цехових трансформаторів, тому оптимізація режимів їх роботи є дуже важливою. Порівняно простим заходом, що дозволяє суттєво знизити втрати у цьому режимі є відключення одного з трансформаторів двотрансформаторних підстанцій.

Крім того, для СЕП промислового підприємства, що знаходиться в експлуатації є ще ряд організаційних заходів, що сприяють енергоощадності:

- скорочення тривалості часу відключень елементів мережі під час технічного обслуговування та ремонту обладнання, в також після аварійних режимів;

- виявлення порушень у системі обліку електроенергії;

- проведення інструментальних перевірок системи обліку електричної енергії.

Проведений аналіз шляхів зниження втрат в розподільних мережах, які знаходяться в експлуатації показує, що найбільш доцільними є режимні методи оскільки вони не потребують значних фінансових витрат. Оскільки зміна напруги мережі вливає як на навантажувальні так і на умовно-постійні втрати, то необхідно визначити оптимальні рівнів втрат активної потужності для головних елементів розподільної мережі – цехових трансформаторів і кабельних ліній. Причому ці елементи необхідно розглядати як блок «кабельна лінія – трансформатор».

Таким чином, необхідно провести додаткове теоретичне дослідження оптимальних рівнів втрат активної потужності в блоку «кабельна лінія – трансформатора».

## 1.4 Висновки за розділом 1

1. Встановлено, що радіальні схеми розподілу електроенергії застосовують переважно для живлення РУ 10 кВ, а магістральні – для живлення цехових трансформаторних підстанцій.

2. Встановлено, що в розподільній мережі промислового підприємства зі значним строком експлуатації більше 50% втрат електроенергії складає неробочий хід цехових трансформаторів та кабельних ліній за умови їх цілорічного підключення до джерела живлення. Друге місце посідають навантажувальні втрати в цьому обладнанні, що складають до 47% від загального підсумку.

3. Аналіз шляхів зниження втрат у розподільних електромережах промислових підприємств виявив, що найбільш доцільними на етапі проектування є застосування енергозберігаючих трансформаторів, раціональний вибір пристроїв компенсації реактивної потужності та перерізів провідників, а при експлуатації мережі – вибір раціональних рівнів напруги розподільної мережі, оптимізація режимів роботи силових трансформаторів з метою досягнення в них оптимальних рівнів втрат активної потужності.

# РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРИЧНИХ І РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ МЕРЕЖІ НА РІВЕНЬ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Для розподільних мереж промислових підприємств, що знаходяться в експлуатації найбільш доцільними є режимні методи зниження втрат, оскільки для їх реалізації необхідні мінімальні фінансові витрати. До цих методів у першу чергу відносяться рівень робочої напруги мережі та рівні завантаження кабелів і силових трансформаторів. Ці елементи варто розглядати разом, як блок «кабельна лінія – трансформатор». Також необхідно оцінити вплив кількості працюючих цехових трансформаторів на втрати активної потужності.

## 2.1 Вплив робочої напруги на втрати активної потужності в елементах мережі

2.1.1. Кабельні лінії

Втрати активної потужності в силових кабелях складаються з двох складових:

- навантажувальних втрати $\Delta P_{\text{кл.нав,}}$;

- втрат в ізоляції $\Delta P_{\text{із}}$,

і при $U_{\text{д.м}} = U_{\text{ном}}$ визначаються за виразом, кВт:

$$\Delta P_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{кл.із}} + \Delta P_{\text{кл.нав}}, \tag{2.1}$$

де $U_{\text{д.м}}$ – дійсна напруга розподільної мережі;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга розподільної мережі.

Втрати активної потужності в ізоляції кабелів, кВт визначаються на основі каталожних даних за виразом [13]:

$$\Delta P_{\text{кл.із}} = q_0 \cdot l_{\text{кл}} \cdot \text{tg}\delta, \tag{2.2}$$

де $q_0$ – питома зарядна потужність кабелю, квар/км:

$$q_0 = U_{\text{м}}^2 \cdot b_c \cdot 10^3; \tag{2.3}$$

$U_{\text{м}}$ – напруга живлячої мережі, кВ;

$b_c$ – питома ємнісна провідність кабелю, См/км:

$$b_c = \omega \cdot c_p, \tag{2.4}$$

ω – кругова частота, рад:

$$\omega = 2\pi f, \tag{2.5}$$

$f$ – частота стуму в мережі, Гц;

$c_{\text{р}}$ – робоча питома ємність кабелю, мкФ/км;

$l_{\text{кл}}$ – довжина кабелю, км;

tgδ – тангенс кута діелектричних втрат [13]:

$$\text{tg}\delta = \left(0,003 + 0,0002T_{\text{екс}}\right)\left(1 + \alpha_{\text{ст}}T_{\text{екс}}\right), \tag{2.6}$$

$T_{\text{сл}}$ – строк експлуатації кабелю, р.;

$\alpha_{\text{ст}}$ – коефіцієнт старіння кабелю, 0,05.

Рівняння (2.6) враховує те, що впродовж експлуатації відбувається старіння ізоляції кабелю, тобто погіршення її електроізоляційних властивостей, зокрема, підвищення тангенса кута діелектричних втрат tgδ.

Значення коефіцієнтів у (2.6) отримані на основі експертної оцінки виходячи з наступного [13]. Для кабелів 10 кВ, що виготовлялися на початку 1960-х рр., tgδ становив в середньому 0,011. Для сучасних кабелів він становить 0,003. Припускаючи лінійну залежність поступового покращення якості ізоляційних матеріалів у зв'язку з удосконаленням технології протягом 40 років, можна вважати,

що зниження за цей термін tgδ на 0,008 од. відповідає тренду 0,0002 од./рік. Величина першого множника у (2.6) відображає той факт, що чим старіший кабель, тим гірші характеристики ізоляції він мав при виготовленні. Другий множник відображує старіння ізоляції впродовж експлуатації. Таким чином, коефіцієнт старіння α, отриманий на основі експертної оцінки, дорівнює 0,05 у.о.

Для кабелів, що знаходяться в тривалий час в експлуатації значення tgδ можуть бути прийняті рівними наступним значенням [13]:

- для кабелів напругою 6-10 кВ з паперовою ізоляцією – 0,008;
- для кабелів напругою 20 кВ – 0,006.

Використавши (2.2)–(2.6) отримаємо розрахункову формулу для визначення втрати активної потужності в ізоляції кабелю, кВт

$$\Delta P_{\text{кл.із}} = U_{\text{ном}}^2 \cdot \omega \cdot c_{\text{р}} \cdot l_{\text{кл}} \cdot \left(0,003 + 0,0002 T_{\text{екс}}\right)\left(1 + \alpha_{\text{ст}} T_{\text{екс}}\right)\left(\frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot 10^3 . \quad (2.7)$$

спростивши (2.7), матимемо

$$\Delta P_{\text{кл.із}} = \omega \cdot c_{\text{р}} \cdot l_{\text{кл}} \cdot \left(0,003 + 0,0002 T_{\text{екс}}\right)\left(1 + \alpha_{\text{ст}} T_{\text{екс}}\right) \cdot U_{\text{м}}^2 \cdot 10^3 , \text{ кВт.} \quad (2.8)$$

З (2.8) слідує, що втрати неробочого ходу активної потужності в КЛ прямопропорційні його параметрам і квадрату напруги мережі. За допомогою виразу (2.8) були отримані криві (рис. 2.1) зміни питомих втрат активної потужності в ізоляції кабелю довжиною 1 км, перерізом 120 мм$^2$ для рівнів напруги 9-11 кВ. Аналіз отриманих залежностей показує, що через кожні 5 років експлуатації за номінальної напруги, втрати активної потужності в ізоляції кабелю збільшуються приблизно в 1,5 рази. Вплив напруги мережі на активні втрати значно зростає зі старінням кабелю, так у 1-й рік експлуатації кабелю різниця втрат при мінімально- та максимально допустимому рівнях напруги складає 0,025 кВт/км, а в 40-й – 0,15 кВт/км.

На рис. 2.2 представлені графіки зміни питомих втрат активної потужності в ізоляції кабелів різного перерізу в залежності від робочої напруги мережі для 15-го року експлуатації (50% розрахункового терміну експлуатації). У діапазоні рівнів напруги 9,0-11,0 кВ ці втрати лінійно зростають з ростом напруги. Збільшення перерізу кабелю призводить до зростання активних втрат в ізоляції. Приріст величини активних втрат в ізоляції кабелю при зміні рівня напруги мережі з мінімального до максимального складає близько 30%.

Навантажувальні втрати активної потужності в трифазному кабелі з опором фази $R_{кл}$ і струмом у фазі $I_{кл}$ визначаються за виразом, кВт:

$$\Delta P_{кл.нав} = 3I_{кл}^2 r_{0.кл} l_{кл} 10^{-3}, \qquad (2.9)$$

де $r_{0.кл}$ – питомий опір фази кабелю, Ом/км.

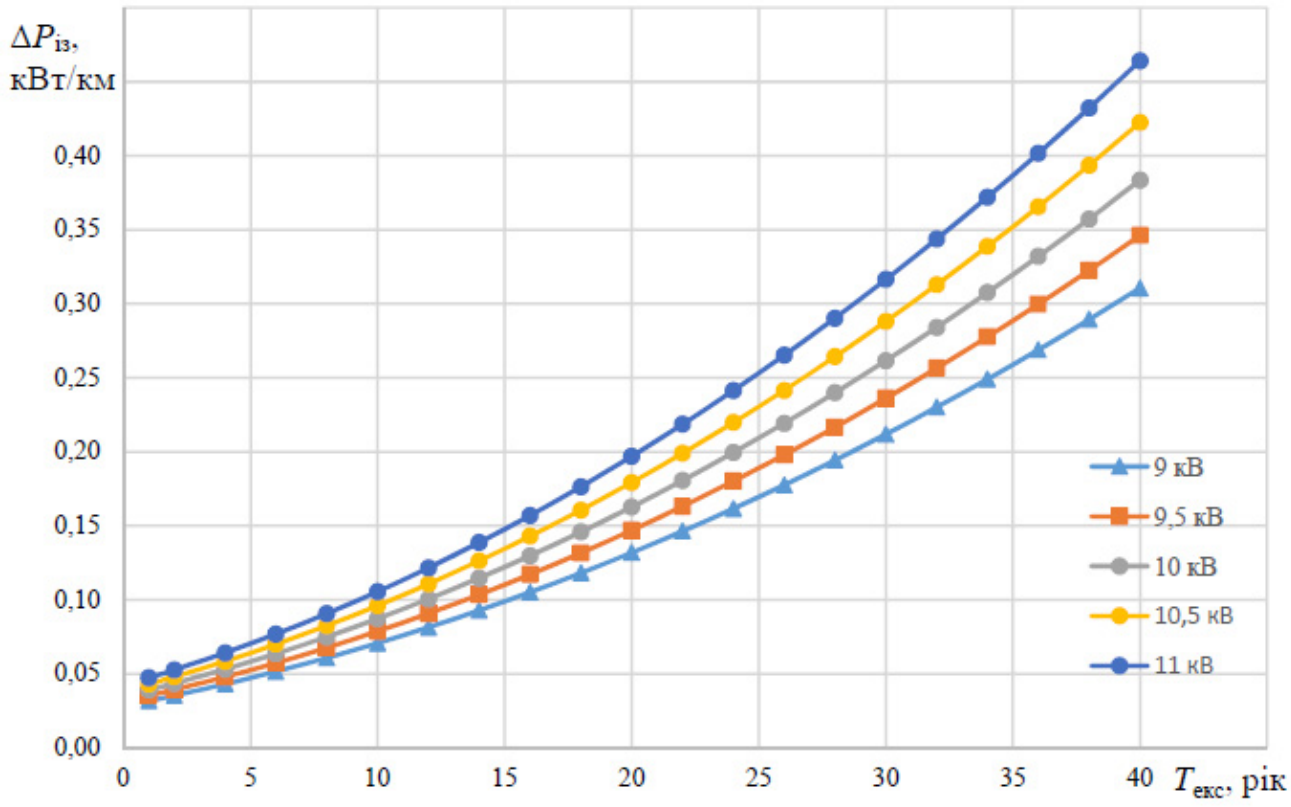



Рисунок 2.1 – Залежність $\Delta P_{кл.із} = f(T_{екс})$ для кабелю з $F = 120$ мм$^2$

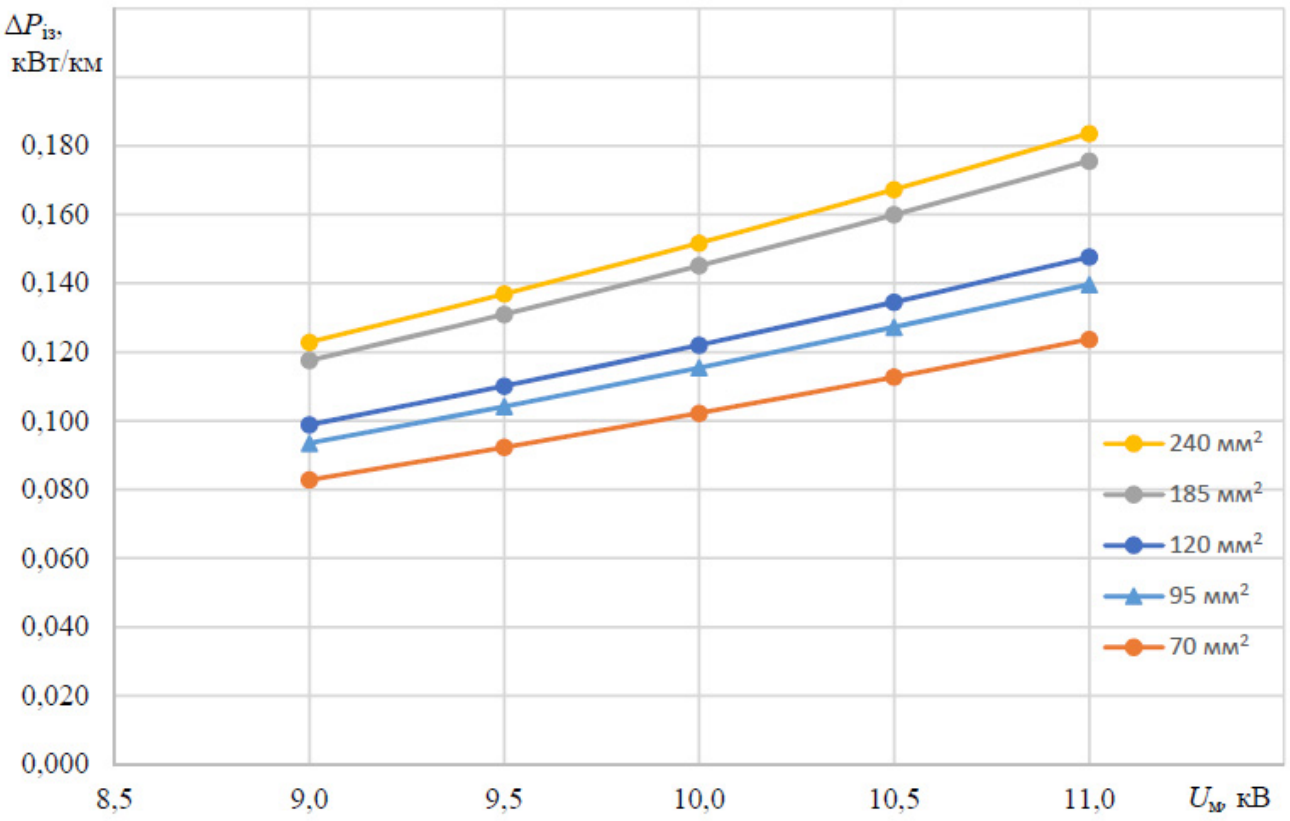



Рисунок 2.2 – Залежності $\Delta P_{\text{кл.із}} = f(U_{\text{м}})$ для кабелів з $T_{\text{екс}}$ =15 років

Якщо $U_{\text{м}} \neq U_{\text{ном}}$, то вираз (2.9) набуває вигляду, кВт

$$\Delta P_{\text{кл.нав}} = 3I^2 r_{0.\text{кл}} l_{\text{кл}} \left( \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{м}}} \right)^2 \cdot 10^{-3}. \qquad (2.10)$$

Графіки залежності навантажувальних втрат активної потужності розраховані для в кабелю типу ААБл перерізом 120 мм$^2$ за умови прокладання в землі [4] від струму навантаження при різних значеннях напруги мережі (9-11 кВ) подано на рис. 2.3.

Аналіз отриманих кривих (рис. 2.3) показує, що при завантаженні кабелю максимально-допустимим струмом $\left(I_{\text{доп}} = 218\,\text{А}\right)$ при зміні напруги від 11,0 кВ до 9,0 кВ приріст питомих активних втрат складає близько 12 кВт/км або 35%. При роботі КЛ з неповним завантаженням: $0{,}25 I_{\text{доп}} = 55$ А навантажувальні втрати фактично знаходяться на одному рівні незалежно від рівня робочої напруги.

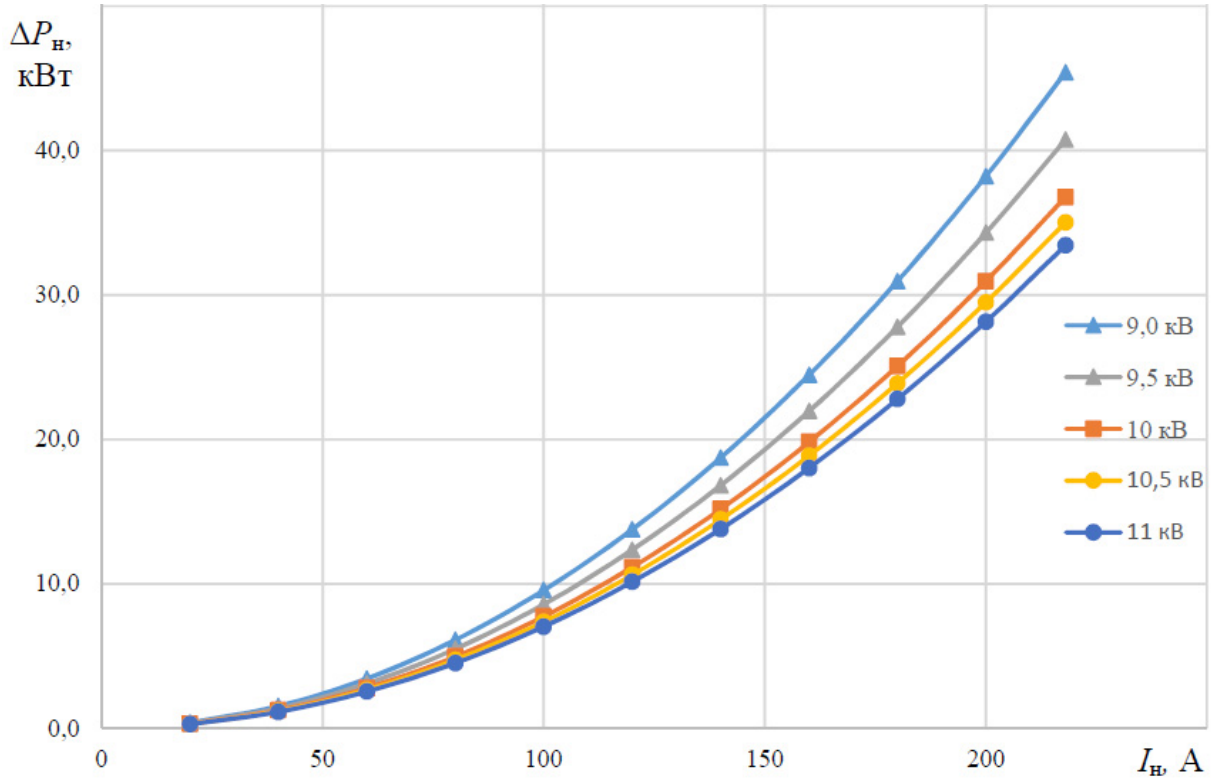



Рисунок 2.3 – Залежності $\Delta P_{\text{кл.н}} = f(I_{\text{н}})$ для кабелю марки ААБл з $F = 120$ мм$^2$ за різних рівнів напруги

Використовуючи (2.1), (2.8) і (2.10) отримаємо кінцевий вираз для визначення сумарних втрат у кабелі з урахуванням часу його експлуатації та дійсної напруги мережі, кВт

$$\Delta P_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{із.кл}} \left( \frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{кл.нав}} \left( \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{м}}} \right)^2 \qquad (2.11)$$

або в розгорнутому вигляді, кВт

$$\Delta P_{\text{кл}} = l_{\text{кл}} \left[ \omega \cdot c_{\text{р}} \left(0,003 + 0,0002 T_{\text{екс}}\right)\left(1 + \alpha_{\text{ст}} T_{\text{екс}}\right) \cdot U_{\text{м}}^2 \cdot 10^3 + 3 I^2 r_{0.\text{кл}} \frac{U_{\text{ном}}^2}{U_{\text{м}}^2} 10^{-3} \right]. \qquad (2.12)$$

### 2.1.2. Силові трансформатори

У силовому трансформаторі розрізняють два види втрат активної потужності:

– неробочого ходу $\Delta P_{\text{т.н.х}}$;

– навантажувальні $\Delta P_{\text{т.н}}$:

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{т.н.х}} + \Delta P_{\text{т.н}} . \qquad (2.13)$$

Втрати потужності неробочого ходу в силовому трансформаторі визначаються на основі паспортних номінальних втрат потужності неробочого ходу $\Delta p_{\text{н.х}}$. Ці втрати не є постійними і природнім чином зростають зі збільшенням часу експлуатації силових трансформаторів внаслідок зносу магнітної системи:

- зміни структури електротехнічної сталі;
- погіршення міжлистової ізоляції;
- ослаблення опресування осердя ярмовими балками.

За даними заводів-виготовлювачів, за строк експлуатації силового трансформатора, що становить 20-40 років втрати неробочого ходу не можуть збільшуватися більш ніж на 10% відносно паспортних даних. Однак на практиці ці втрати в трансформаторах, що знаходяться в експлуатації можуть істотно відрізнятися від паспортних значень, а саме до 4-х разів. Тому для силових трансформаторів втрати потужності неробочого ходу доцільно визначати з урахуванням їх дійсного технічного стану та терміну служби з урахуванням дійсної напруги мережі за формулою, кВт:

$$\Delta P_{\text{т.н.х}} = \Delta p_{\text{н.х}} \left(1 + 0,005 T_{\text{екс}}\right) \left[ \frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}} \right]^2 . \qquad (2.14)$$

де $\Delta p_{\text{н.х}}$ – паспортні втрати неробочого ходу трансформатора, кВт;

$U_{\text{вн.ном}}$ – номінальна напруга обмотки ВН трансформатора.

Напруга на стороні ВН трансформатора визначається за допомогою вимірювання або в результаті розрахунку усталеного режиму мережі.

У (2.14) коефіцієнт 0,005 враховує лінійне збільшення втрат неробочого ходу до 10% впродовж 20 років експлуатації трансформатора.

На рис. 2.4 представлені залежності втрат неробочого ходу трансформатора ТМ-1000/10/0,4. Розглянуто 3 випадки:

- $\Delta p_{\text{н.х}} = \Delta p_{\text{н.х.ном}} = 2,45$ кВт ($T_{\text{екс}} = 0$ років);
- $\Delta p_{\text{н.х}} = 1,1\Delta p_{\text{н.х.ном}} = 1,1 \cdot 2,45 = 2,695$ кВт ($T_{\text{екс}} = 20$ років);
- $\Delta p_{\text{н.х}} = 1,3\Delta p_{\text{н.х.ном}} = 1,3 \cdot 2,45 = 3,185$ кВт ($T_{\text{екс}} > 20$ років).

Останні два випадки моделюють підвищення втрат неробочого ходу на 10% та 30%, відповідно, для трансформаторів зі значним строком служби. Отримані залежності носять лінійний характер. Для розглянутого діапазону рівнів напруги приріст складає близько 50%. Таким чином, величина зміни втрат неробочого ходу трансформатора складає ±25% від їх паспортного значення. Тому першочерговою задачею при експлуатації таких трансформаторів є визначення дійсних рівнів втрат неробочого ходу, і якщо вони виявляються більшими ніж на 10% відносно паспортних, необхідно проводити їх ремонт або заміну.

Навантажувальні втрати силового трансформатора можуть бути визначені на основі опору фази обмотки ВН та фазного струму навантаження обмотки ВН:

$$\Delta P_{\text{т}} = 3 \cdot I^2_{\text{вн.н}} \cdot R_{\text{т.вн}}. \qquad (2.15)$$

де $R_{\text{т.вн}}$ – активний опір обмотки ВН, Ом. Якщо прийняти, що $R_{\text{т.нн}} = 0$, тоді

$$R_{\text{т.вн}} = \frac{\Delta p_{\text{к.з}} U^2_{\text{вн.ном}}}{S^2_{\text{ном}}} \cdot 10^3 \text{ Ом}, \qquad (2.16)$$

де $\Delta p_{\text{к.з}}$ – паспортні втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

$S_{\text{ном}}$ – повна номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

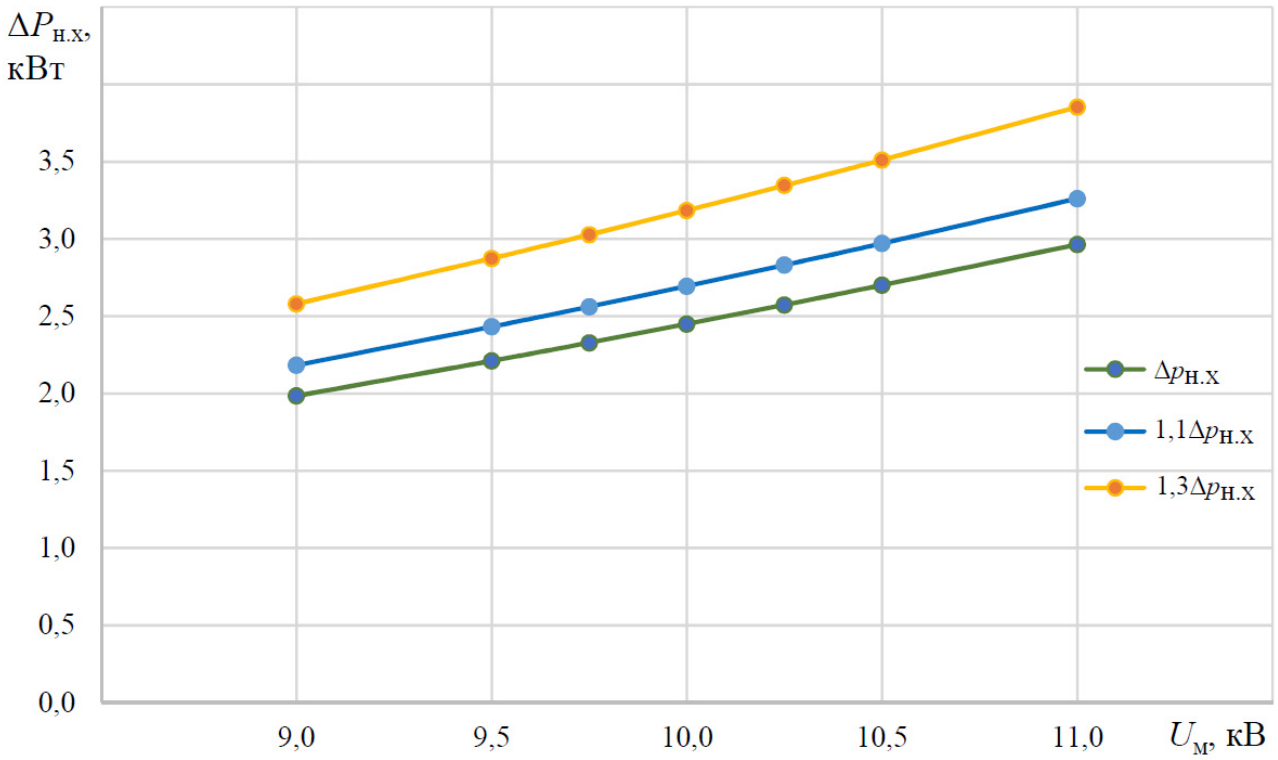



Рисунок 2.4 – Залежність $\Delta P_{\text{т.нх}} = f(U_{\text{м}})$

У трансформаторів, що обладнані пристроями регулювання напруги ПБЗ на стороні ВН, при перемиканні відпайок опір обмотки ВН змінюється, а отже і змінюються навантажувальні втрати активної потужності. Однак, на практиці відомості про активні опори обмотки ВН на кожній відпайці трансформатора, зазвичай, відсутні. Тому для таких трансформаторів з достатньою точністю можливо визначати $R_{\text{т.вн}}$ за виразом, Ом:

$$R_{\text{т.вн}} = \frac{\Delta p_{\text{к.з}} \left[ U_{\text{вн.ном}} \cdot \left( 1 + \frac{n \cdot E_0}{100} \right) \right]^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot 10^3}, \qquad (2.17)$$

де $n$ – номер положення перемикача пристрою регулювання напруги;

$E_0$ – ступінь регулювання напруги регулятора, %.

Використовуючи (2.15) і (2.17) отримаємо вираз для визначення рівня навантажувальних втрат активної потужності в трансформаторі з ПБЗ із

урахуванням положення регулятора напруги, Ом

$$\Delta P_{\text{т.н}} = 3I_{\text{вн}}^2 \frac{\Delta p_{\text{к.з}} \left[ U_{\text{вн.ном}} \left( 1 + \frac{n \cdot E_0}{100} \right) \right]^2}{S_{\text{ном}} \cdot 10^3}. \quad (2.18)$$

Для зручності подальших розрахунків виразимо струм фази трансформатора через його коефіцієнт завантаження, А:

$$I_{\text{ф.вн.ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} U_{\text{м}}} = \frac{k_{\text{з}} S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{м}}}, \quad (2.19)$$

де $S_{\text{н}}$ – дійсне навантаження трансформатора, кВА;

$k_{\text{з}}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора.

Тоді сумарні втрати активної потужності в трансформаторі з урахуванням рівня напруги мережі та дійсного опору обмотки ВН складуть, кВт

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta p_{\text{к.з}} \frac{3\left(k_{\text{з}} S_{\text{ном}}\right)^2}{3U_{\text{м}}^2} \frac{\left[ U_{\text{вн.ном}} \left( 1 + \frac{n \cdot E_0}{100} \right) \right]^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot 10^3} + \left(1 + 0{,}005 T_{\text{екс}}\right) \Delta p_{\text{н.х}} \left( \frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}} \right)^2. \quad (2.20)$$

Спростивши (2.20) отримаємо

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta p_{\text{к.з}} \left[ \frac{k_{\text{з}} \left[ U_{\text{вн.ном}} \left( 1 + \frac{n \cdot E_0}{100} \right) \right]}{U_{\text{м}}} \right]^2 + \left(1 + 0{,}005 T_{\text{екс}}\right) \Delta p_{\text{н.х}} \left( \frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}} \right)^2, \text{ кВт.} \quad (2.21)$$

Аналіз виразу (2.21) показує, що при перемиканні регулятора напруги в положення «+» відбувається збільшення коефіцієнта трансформації трансформатора, за умови, що $U_{\text{м}} \approx U_{\text{відп}}$ рівень втрат активної потужності неробочого ходу $\Delta p_{\text{н.х}}$ буде збільшуватися. У противному випадку, при перемиканні регулятора напруги у положення «–» відбувається збільшення опору трансформатора, тобто збільшуються навантажувальні втрати активної потужності $\Delta p_{\text{к.з}}$.

## 2.2 Вплив завантаження елементів розподільної мережі на втрати активної потужності

2.2.1. Кабельні лінії

Запишемо коефіцієнт завантаження КЛ як відношення її поточного струму до допустимого, А

$$k_{\text{з.кл}} = I_{\text{кл}} / I_{\text{кл.доп}}, \tag{2.23}$$

де $k_{\text{з.кл}}$ – коефіцієнт завантаження кабельної лінії;

$I_{\text{кл.доп}}$ – допустимий фазний струм КЛ, А.

Підставивши (2.23) у (2.9) отримаємо, кВт

$$\Delta P_{\text{кл.н}} = 3k_{\text{з.кл}}^2 \cdot I_{\text{кл.доп}}^2 \cdot r_{0.\text{кл}} \cdot l_{\text{кл}}, \tag{2.24}$$

Отже, навантажувальні втрати в КЛ прямопропорційні квадрату коефіцієнту завантаження. На рис. 2.5 представлено графічні залежності питомих навантажувальних втрат для нових ($T_{\text{екс}}$ = 0) трижильних кабелів типу ААБл різного перерізу, що прокладені окремо в землі [4]. Аналіз отриманих залежностей при $U_{\text{ном}}$ = 10 кВ показує, що незалежно від перерізу кабелів у них питомі втрати активної потужності приблизно однакові при завантаженні до 0,5$I_{\text{доп}}$, що пов’язано з вибором значення їх допустимого струму [4].

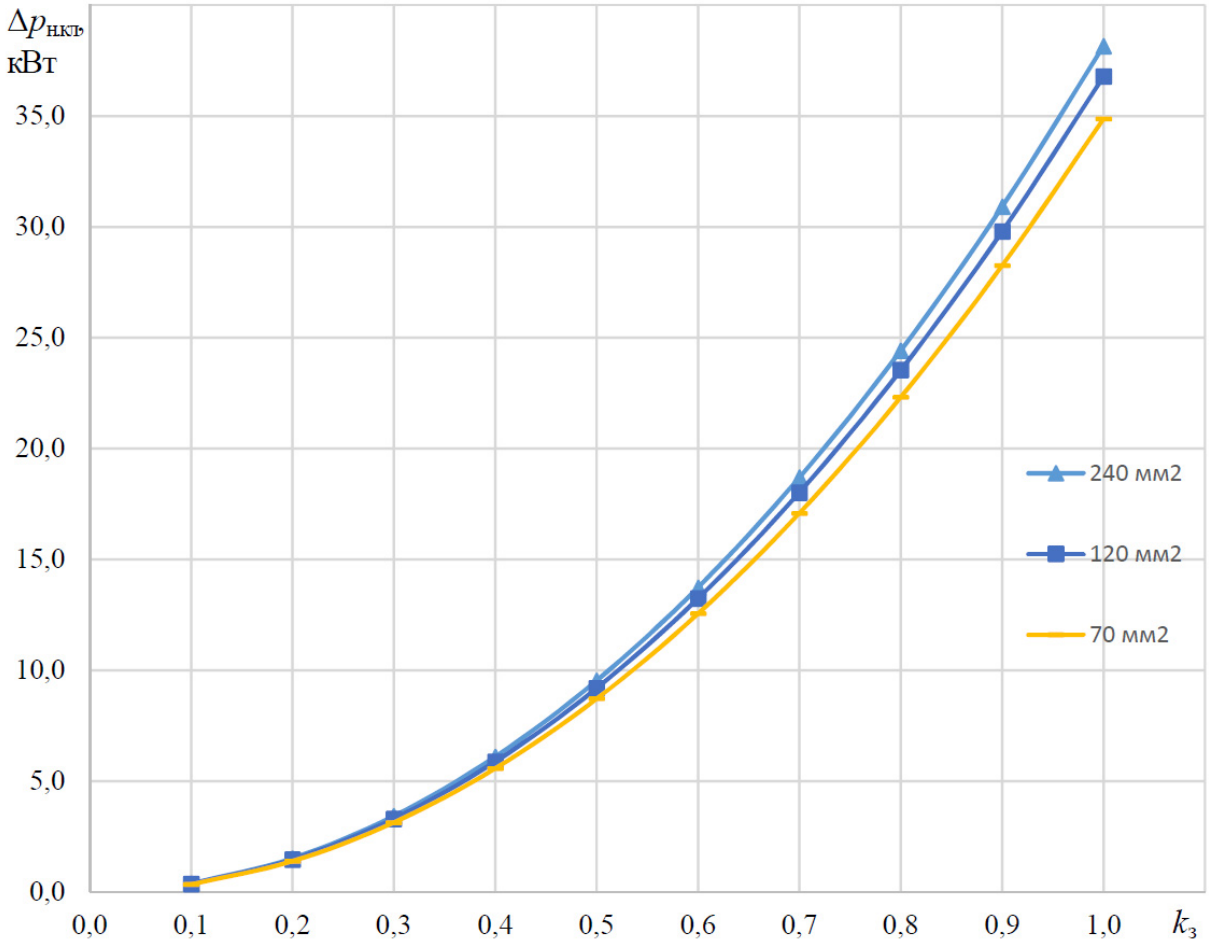



Рисунок 2.5 – Залежність $\Delta p_{\text{кл.н}} = f(k_{\text{з}})$ трижильних кабелів типу ААБл

### 2.2.2. Силові трансформатори

Аналогічно до кабельних ліній у трансформаторах навантажувальні втрати також прямопропорційні квадрату коефіцієнту завантаження. Проведемо розрахунок навантажувальних втрат активної потужності в трансформаторі ТМ-1000/10/0,4 ($\Delta p_{\text{к.з}} = 12,2$ кВт і $\Delta p_{\text{н.х}} = 2,45$ кВт) з урахуванням напруги живлячої мережі за допомогою отриманого виразу (2.21). Результати розрахунку представлено на рис. 2.6. Залежності $\Delta P_{\text{т}} = f(k_{\text{з}})$ мають нелінійний характер. При установці перемикача ПБЗ у положення «2» («+5%») вони – мінімальні. При завантаженні трансформатора ТМ-1000/10/0,4 приблизно до 45% від повної потужності його втрати активної потужності не залежать від напруги живлячої мережі, а при завантаженні на 100%, навпаки, мають максимальне значення.

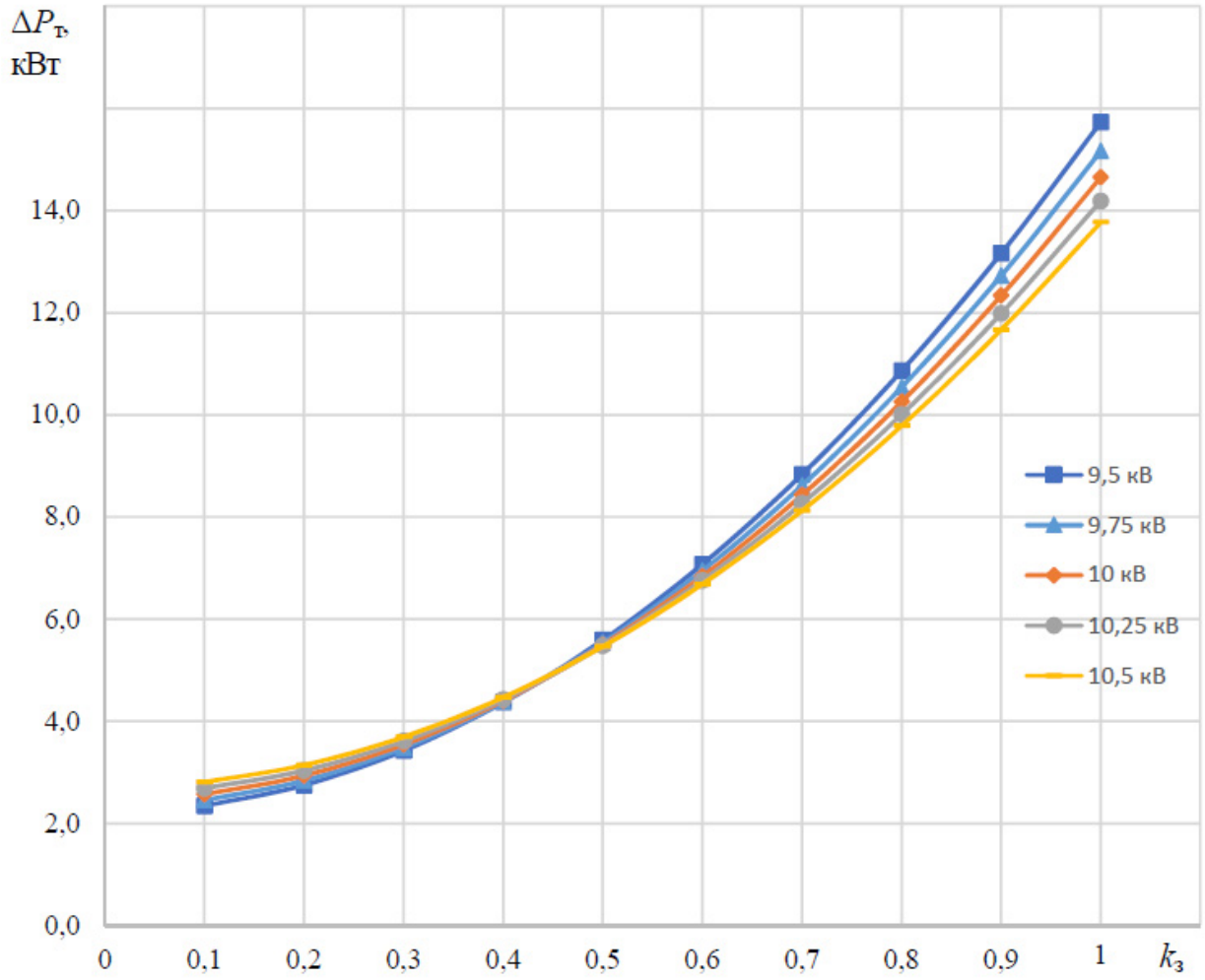



Рисунок 2.6 – Залежність $\Delta P_т = f(k_з)$ для ТМ-1000/10/0,4 за різних рівнів напруги мережі

## 2.3 Вплив кількості працюючих трансформаторів на втрати активної потужності та енергії

Робота в умовах ринкової економіки призвела до того, що добові графіки електричних навантажень машинобудівних підприємств втратили стабільність і набули яскраво виражену нелінійність як впродовж доби, так і впродовж року. Аналіз графіків навантаження цехових підстанцій промислових підприємств машинобудівної галузі показав, що їх трансформатори працюють у дві зміни і в нічний час доби є суттєво недовантаженими (рис. 2.7). У денний час доби навантаження трансформаторів максимальне і їх навантажувальні втрати

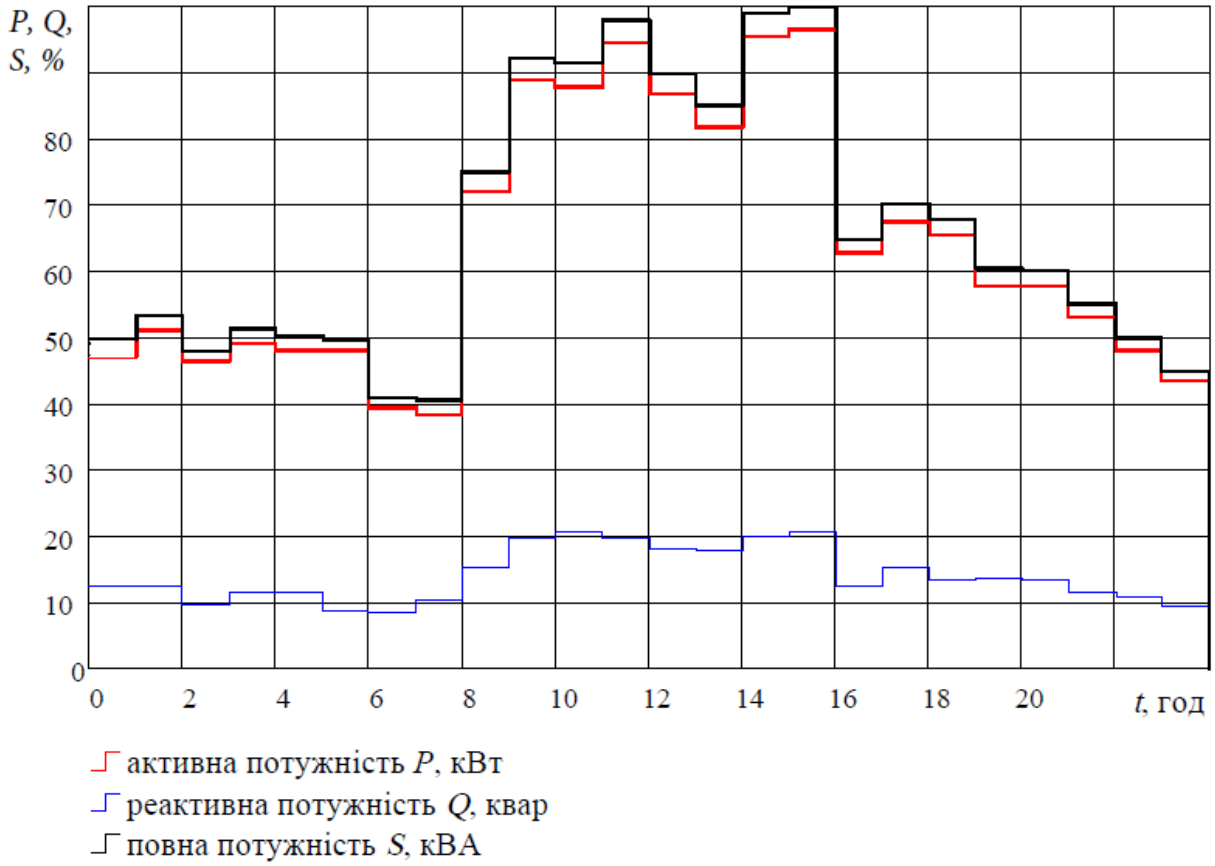



Рисунок 2.7 – добовий графік електричного навантаження ПС механоскладального цеху машинобудівного підприємства

переважають втрати неробочого ходу, у нічний час доби – ситуація діаметрально протилежна. Таким чином, для дво- або тритрасформаторних підстанцій можливо змінюючи кількість увімкнених трансформаторів впливати на їх економічний режим роботи. І задача полягає в у визначенні потужностей навантаження трансформаторів коли доцільна робота одного або одночасно двох трансформаторів [14].

Приведені втрати активної потужності в трансформаторах, кВт:

$$\Delta P'_{\text{т}} = \Delta P'_{\text{н.х}} + k_{\text{з}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{к.з}}, \tag{2.25}$$

де $\Delta P'_{\text{н.х}}$ – приведені втрати потужності неробочого ходу, кВт:

$$\Delta P'_{\text{н.х}} = \Delta p_{\text{н.х}} + k_{\text{з.в}} \cdot S_{\text{ном}} \frac{i_{\text{н.х}},\%}{100}. \tag{2.26}$$

$k_{з.в}$ – коефіцієнт зміни втрат активної потужності, залежить від місця встановлення джерела реактивної потужності, що компенсує її споживання трансформатором. Для цехових ПС дорівнює 0,04 кВт/кВ·А;

$i_{н.х}$ – струм неробочого ходу трансформатора, %;

$k_з$ – коефіцієнт завантаження трансформатора;

$\Delta P'_{к.з}$ – приведені навантажувальні втрати потужності, кВт:

$$\Delta P'_{к.з} = \Delta P'_{н.х} + k_{з.в} \cdot S_{т.ном} \frac{u_{к.з},\%}{100}. \qquad (2.27)$$

$u_{к.з}$ – напруга короткого замикання трансформатора, %.

Запишемо рівняння (2.25) в наступним чином:

$$\Delta P'_{т} = \Delta P'_{н.х} + \Delta P'_{к.з} \left[ \frac{S_{н}}{S_{т.ном}} \right]^2. \qquad (2.28)$$

Якщо на двотрансформаторній підстанції встановлено трансформатори з $S_{1.ном} \neq S_{2.ном}$ причому $S_{т2.ном} > S_{т1.ном}$ тоді криві приведених втрат активної потужності в трансформаторах у залежності від потужності навантаження матимуть вигляд як на рис. 2.7. Крива №1 характеризує роботу одного трансформатора, крива №2 – другого, крива №3 – одночасну роботу двох трансформаторів. При навантаженні, меншому $S_1$, економічно виправдана робота з одним трансформатором, втрати у якому відповідають кривій 1. Значення граничної потужності $S1$ визначає точку переходу від режиму роботи з трансформатором меншої потужності $S_{т1.ном}$ до режиму роботи з трансформатором більшої потужності $S_{т2.ном}$. Навантаження $S_3$ визначає точку найбільш вигідного переходу від режиму роботи з трансформатором більшої потужності $S_{т2.ном}$ до одночасної роботи обох трансформаторів. Економічний режим роботи такої підстанції буде визначатися мінімальними втратами активної потужності у всьому діапазоні навантажень споживачів.

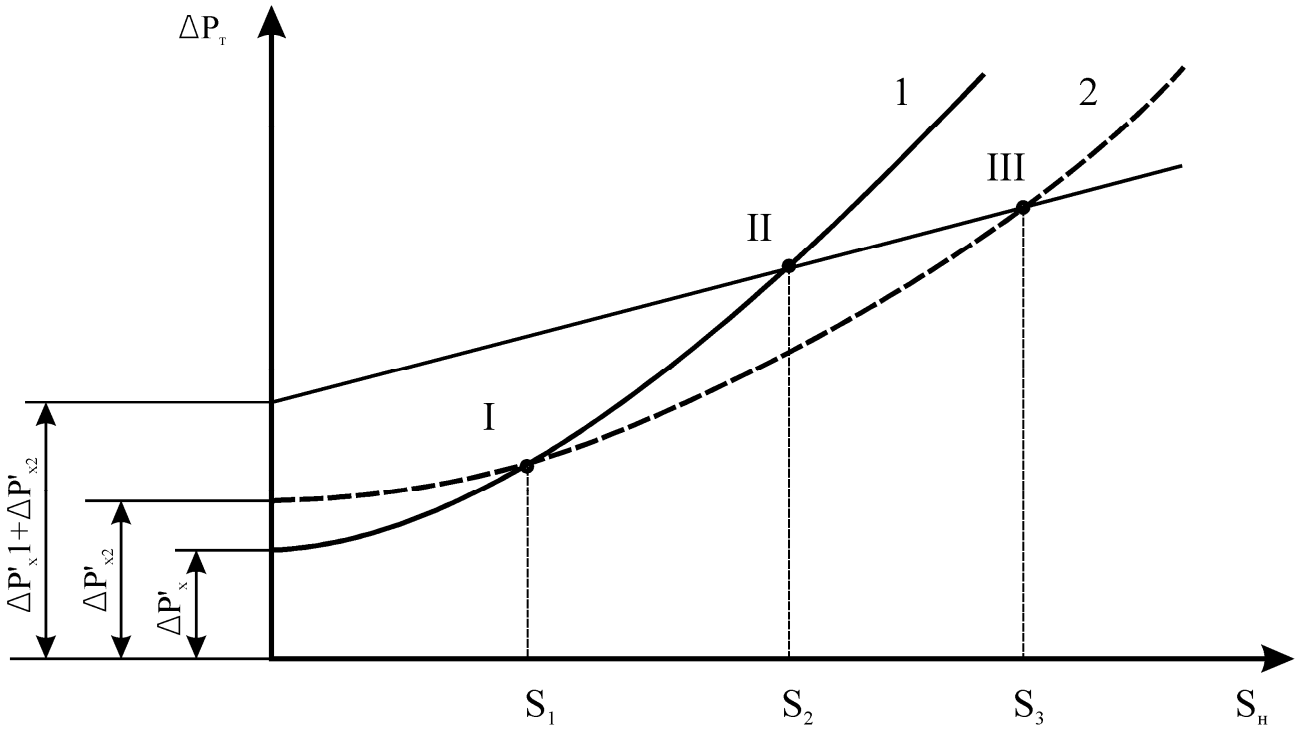



Рисунок 2.7 – Залежності $\Delta P_{\text{т}} = f\left(S_{\text{н}}\right)$ для трансформаторів цехової ПС [15]

Значення потужностей у точках $S_1$–$S_3$ визначаються за наступними виразами [14]:

$$S_1 = \sqrt{\frac{S_{\text{т1.ном}}^2 \cdot S_{\text{т2.ном}}^2 \left(\Delta P'_{\text{2н.х}} - \Delta P'_{\text{1н.х}}\right)}{S_{\text{т2.ном}}^2 \Delta P'_{\text{1к.з}} - S_{\text{т1.ном}}^2 \Delta P'_{\text{2к.з}}}}. \tag{2.29}$$

$$S_2 = \left(1 + \frac{S_{\text{т1.ном}}}{S_{\text{т2.ном}}}\right) \sqrt{\frac{\Delta P'_{\text{1н.х}} \cdot S_{\text{т2.ном}}^4}{\Delta P'_{\text{2к.з}} \left(S_{\text{т1.ном}} + S_{\text{т2.ном}}\right)^2 - S_{\text{т2.ном}}^2 \left(\Delta P'_{\text{1к.з}} + \Delta P'_{\text{2к.з}}\right)}}. \tag{2.30}$$

$$S_2 = \left(1 + \frac{S_{\text{т1.ном}}}{S_{\text{т2.ном}}}\right) \sqrt{\frac{\Delta P'_{\text{1н.х}} \cdot S_{\text{т1.ном}}^2 \cdot S_{\text{т2.ном}}^2}{\Delta P'_{\text{1к.з}} \left(S_{\text{т1.ном}} + S_{\text{т2.ном}}\right)^2 - S_{\text{т1.ном}}^2 \left(\Delta P'_{\text{1к.з}} + \Delta P'_{\text{2к.з}}\right)}}. \tag{2.31}$$

Задача спрощується, якщо на двотрансформаторній підстанції встановлені трансформатори однакової номінальної потужності $S_{\text{1.ном}} = S_{\text{2.ном}}$ з однаковими

втратами неробочого ходу $\Delta P'_{1\text{н.х}} = \Delta P'_{2\text{н.х}}$ та короткого замикання $\Delta P'_{1\text{к.з}} = \Delta P'_{2\text{к.з}}$. Тоді, якщо прирівнявши значення втрат потужності в одному та двох трансформаторах визначимо значення граничної потужності:

$$\Delta P'_{\text{н.х}} + \Delta P'_{\text{к.з}} \left[ \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{т.ном}}} \right]^2 = 2 \left( P'_{\text{н.х}} + \Delta P'_{\text{к.з}} \left[ \frac{S_{\text{н}}}{2S_{\text{т.ном}}} \right]^2 \right). \tag{2.32}$$

або

$$\Delta P'_{\text{н.х}} + \Delta P'_{\text{к.з}} \left[ \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{т.ном}}} \right]^2 = 2P'_{\text{н.х}} + \Delta P'_{\text{к.з}} \frac{1}{2} \left[ \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{т.ном}}} \right]^2. \tag{2.33}$$

Вираз (2.33) прирівняємо до нуля та спростимо

$$\Delta P'_{\text{к.з}} \left[ \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{т.ном}}} \right]^2 - P'_{\text{н.х}} - \Delta P'_{\text{к.з}} \frac{1}{2} \left[ \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{т.ном}}} \right]^2 = 0. \tag{2.34}$$

Поділимо всі складові (2.34) на $\Delta P'_{\text{к.з}}$ та помножимо на 2, тоді

$$\left[ \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{т.ном}}} \right]^2 - \frac{2P'_{\text{н.х}}}{\Delta P'_{\text{к.з}}} - \left[ \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{т.ном}}} \right]^2 = 0. \tag{2.35}$$

Після спрощення (2.35) отримаємо

$$\left[ \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{т.ном}}} \right]^2 = \frac{2P'_{\text{н.х}}}{\Delta P'_{\text{к.з}}}. \tag{2.36}$$

Знайдемо з (2.36) граничну потужність навантаження $S_{\text{н}}$, за якої доцільно вмикати одночасно два трансформатори

$$S_{\text{н}} = S_{\text{т.ном}} \sqrt{\frac{2P'_{\text{н.х}}}{\Delta P'_{\text{к.з}}}}, \text{ кВА}. \tag{2.37}$$

Отже, економічний режим роботи двотрансформаторної підстанції зі встановленими трансформаторами однакової потужності, також визначається мінімальними втратами в трансформаторах на всьому діапазоні навантажень

Визначимо за виразом (2.37) значення граничної потужності навантаження $S_{\text{н}}$ для цехової ПС з трансформаторами ТМ-1000/10/0,4 ($\Delta p_{\text{н.х.ном}} = 2,45$ кВт і $\Delta p_{\text{к.з}} = 12,2$ кВт)

$$S_{\text{н}} = S_{\text{т.ном}} \sqrt{\frac{2P'_{\text{н.х}}}{\Delta P'_{\text{к.з}}}} = 1000 \sqrt{\frac{2 \cdot 2,45}{12,2}} = 633,75 \text{ кВА}.$$

Використовуючи рівняння (2.28) побудуємо залежності зміни втрат активної потужності від навантаження для одного та двох працюючих одночасно трансформаторів типу ТМ-1000/10/0,4 ($\Delta p_{\text{н.х.ном}} = 2,45$ кВт і $\Delta p_{\text{к.з}} = 12,2$ кВт). Результати побудови представлені на рис. 2.8. Проаналізувавши отримані криві можливо зробити висновок про наступні доцільні режими роботи трансформаторів:

- при коефіцієнті завантаження одного із трансформаторів менше 0,63 доцільно вмикати однин трансформатор. Тобто, обидві секції шин 0,4 кВ підключати до одного трансформатора. При цьому може виникнути необхідність швидкого вмикання другого трансформатора при зростанні навантаження. У цьому випадку доцільно розглянути можливість паралельної роботи трансформаторів і, за необхідності, провести заходи зі зниження струмів КЗ у цеховій мережі 0,4 кВ;

- при коефіцієнті завантаження 0,63 і більше необхідно завантажувати обидва трансформатори.

- перехід з 1-го до 2-го режиму роботи трансформаторів, доцільно організувати в автоматичному режимі роботи, хоча для ПС зі постійнпм графіком електричних навантажень допустиме і ручне керування.

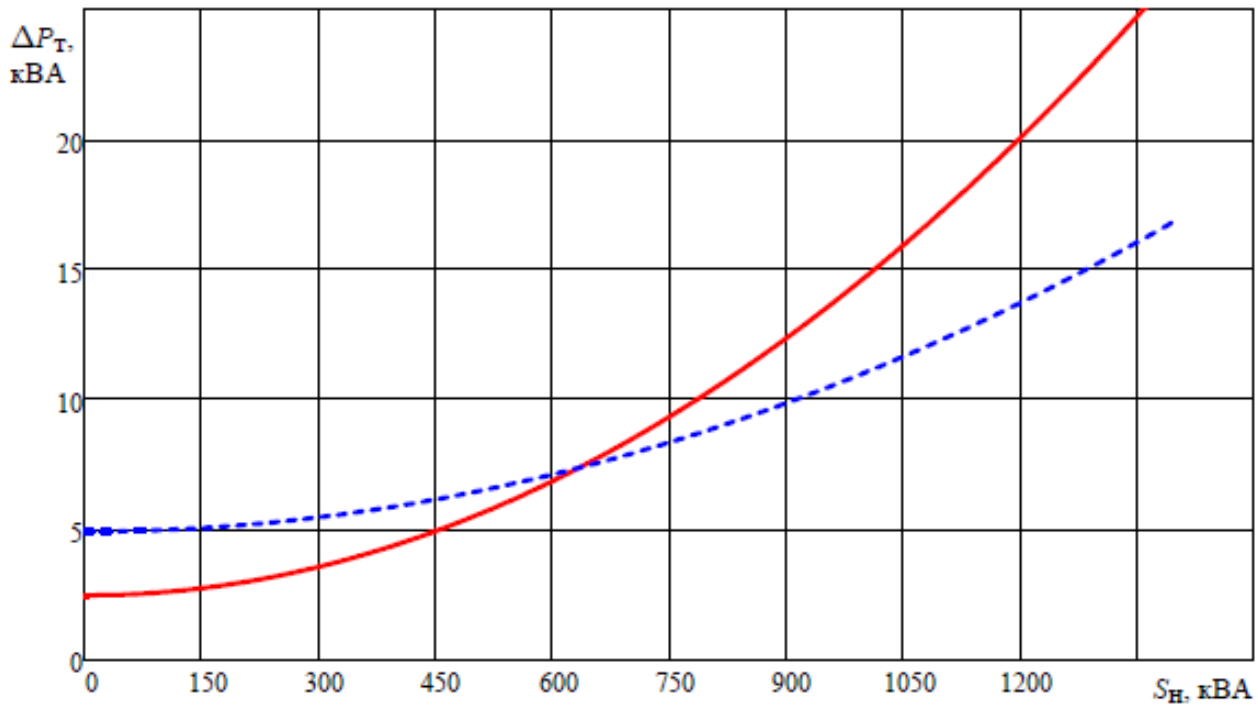



Рисунок 2.21 – Залежності $\Delta P_{\text{т}} = f\left(S_{\text{н}}\right)$ для 2-х трансформаторів ТМ-1000/10/10

## 2.3 Висновки за розділом 2

1. Встановлено, що втрати активної потужності неробочого ходу в КЛ і трансформаторах цехових підстанцій мають квадратичну залежність від напруги мережі, однак ділянки цих характеристик для діапазону рівнів напруги 6-11 кВ лінійні, а їх приріст при зміні рівня напруги мережі від мінімального до максимального для КЛ складає ≈30%, а для трансформаторів – ±25% від їх паспортного значення.

Визначено, що при зміні напруги від 9,0 кВ до 11,0 кВ приріст навантажувальних активних втрат у КЛ складає 35%, а для трансформатора при перемиканні ПБЗ у положення «+» збільшуються втрати неробочого ходу, а при перемиканні ПБЗ у положення «–» навантажувальні втрати.

2. Визначено, що навантажувальні втрати в КЛ і в цехових трансформаторах прямопропорційні квадрату коефіцієнту їх завантаження. Незалежно від перерізу КЛ у них питомі втрати активної потужності при завантаженні до $0{,}5I_{\text{доп}}$

приблизно однакові, а при завантаженні трансформатора приблизно до $0{,}45S_{ном}$ його втрати активної потужності не залежать від напруги живлячої мережі.

3. Встановлено, що трансформатори цехових ПС машинобудівних підприємств є суттєво недовантаженими, тому доцільним є відключення від розподільної мережі 10 кВ одного з них у нічний час доби. Отримано математичні вирази для визначення граничної потужності навантаження, за якої доцільно вмикати в роботу одночасно два трансформатори і на основі них визначено, що для трансформаторів типу ТМ-1000/10/0,4 вона складає 633 кВА.

# РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РІВНІВ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Основними режимними факторами, що впливають на рівень втрат активної потужності в розподільній мережі промислового підприємства є рівень напруги мережі та коефіцієнт завантаження кабельних ліній і силових трансформаторів. Тому наступний крок дослідження полягає в знаходженні рівнів напруги мережі та коефіцієнтів завантаження її головного електротехнічного обладнання за яких втрати активної потужності будуть найменшими. Для більш ефективного вирішення задачі необхідно провести аналіз основних існуючих методів оптимізації. Технічна експлуатація мережі розглядається для двох станів: нормальний режим роботи та реконструкція.

## 3.1 Оптимізація проектних рішень на етапі реконструкції

При проведенні реконструкції існуючої розподільної мережі промислового підприємства всі проектні рішення повинні бути вибрані максимально ефективно.

Від правильності прийнятих рішень, ще на етапі проектування в значній мірі залежить ефективність функціонування розподільних мереж. При цьому оптимізація проектних рішень – це комплексна задача, в якій в якості критеріїв оптимізації використовуються такі найбільш суттєві показники:

- надійність електропостачання;
- пропускна здатність мережі;
- втрати електроенергії.
- якість напруги;
- капітальні витрати на реконструкцію (модернізацію);

Можливі способи і засоби оптимізації, спрямовані на зниження втрат електроенергії, були представлені на рис. 1.7. Розглянемо деякі з них більш детально.

При проектуванні мережі одним з ключових параметрів для вибору є номінальна напруга. Застосування підвищених рівнів напруги призводить до збільшення пропускної здатності кабелів. При цьому, якщо розрахункове навантаження залишається незмінним, то в мережі зменшуються втрати потужності та енергії. Наприклад, при переході з напруги 6 кВ на 10 кВ втрати активної потужності зменшуються $(10/6)^2 = 2,8$ разів. А при використанні напруги 20 кВ замість 10 кВ втрати активної потужності можливо знизити до 4-х разів. Однак, варто зазначати, що підвищення номінальної напруги розподільної мережі призводить до зростання витрат на електрообладнання РУ та ПС, зокрема, на трансформатори та високовольтні вимикачі. Також важливо, що недоцільно мати кілька рівнів напруги в одному географічному районі та розподільній мережі через питання резервування та інші фактори. Тому оптимізація номінальної напруги зазвичай не проводиться під час проектування конкретної мережі. А використовуються одні із стандартних рішень, що були отримані на більш ранній стадії за допомогою спеціальних досліджень, які визначили оптимальну систему рівнів напруги для промислових споживачів, наприклад, 110-10-0,38; 110-6-0,38, 35-10-0,38 кВ.

Ще одним ключовим параметром у процесі оптимізації є потужність пристроїв компенсації реактивної потужності, на промислових підприємствах, зазвичай, це конденсаторні установки 0,38 кВ, 10 кВ. Встановлення ПКРП має позитивний вплив на режим мережі, оскільки це дозволяє не лише зменшити втрати потужності, але і покращити якість напруги та підвищити пропускну здатність для активної потужності. Додаткову ефективність використання ПКРП можливо досягти завдяки їхньому оснащенню засобами автоматичного регулювання потужності. Призначення та доцільність застосування цих пристроїв визначається умовою

$$\delta\Delta P - B_{\text{а.пкрп}} > 0. \qquad (3.1)$$

де $\delta\Delta P$ – річне зниження втрат електроенергії за рахунок автоматичного регулювання потужності конденсаторних установок;

$B_{\text{а.пкрп}}$ – приведені витрати на установку засобів автоматизації

За умов модернізації і реконструкції мережі також можливі різні шляхи оптимізації проектних рішень. Одним із них є упорядкування потужності трансформаторів у розподільних мережах або заміна морально та фізично застарілих на нові енергоефективні. Це важливо через те, що з часом реальні навантаження можуть перевищувати проектні. Якщо деякі трансформатори виявляться перевантаженими, то за технічними умовами потрібна їх заміна на більш потужні. У результаті, зменшення втрат потужності проявляється як супутній ефект. Це пов'язано з тим, що зменшення навантажувальних втрат $\delta\Delta P_{\text{н}}$ переважає збільшення втрат неробочого ходу $\delta\Delta P_{\text{н.х}}$ у нормальному режимі роботи трансформатора

$$\delta\Delta P = \delta\Delta P_{\text{н}} - \delta\Delta P_{\text{х}} > 0\,. \qquad (3.2)$$

Якщо ж трансформатори виявляються істотно недовантаженими відносно їх номінальних потужностей ($k_{\text{з}} < 0{,}35 - 0{,}45$), то доцільною може бути установка нового трансформатора меншої номінальної потужності. У цьому випадку економія досягається за рахунок зниження втрат неробочого ходу, хоча навантажувальні втрати при цьому дещо збільшуються

$$\delta\Delta P = \delta\Delta P_{\text{х}} - \delta\Delta P_{\text{н}} > 0\,. \qquad (3.3)$$

Ефекту від зниження втрат енергії неробочого ходу можливо також досягнути при заміні морально застарілих трансформаторів на трансформатори з меншими втратами неробочого ходу

$$\delta\Delta P = \Delta P_{1\text{х}} - \delta\Delta P_{2\text{н}}\,, \qquad (3.4)$$

де $\Delta P_{1\text{х}}$, $\Delta P_{2\text{х}}$ – втрати холостого ходу до та після заміни трансформатора.

## 3.2 Аналіз методів оптимізації

Вибір методу оптимізації залежить від характеру цільової функції та обмежень, що накладаються. Якщо можна визначити, що цільова функція має один екстремум (унімодальна), то варто розглянути використання методів математичного програмування.

Відомі методи математичного програмування поділяються на аналітичні та чисельні [15, 16].

До аналітичних методів відносять класичні методи диференціального та варіаційного числення. Ці методи полягають у пошуку значень екстремуму функції $f(\mathbf{X})$, які зводять похідні функції $f(\mathbf{X})$ по $\mathbf{X}$ до нуля (де $\boldsymbol{X}$ – $n$-мірний вектор). Якщо пошук значень екстремуму відбувається за наявності обмежень, то використовують наступні методи: множників Лагранжа, обмежених варіацій і ін. Однак для вирішення великих задач аналітичні методи часто є неефективними.

У задачах лінійного програмування цільова функція лінійна відносно шуканих змінних, а обмеження на ці змінні та їх взаємозв'язки виражаються у вигляді лінійних рівностей або нерівностей.

### 3.2.1. Аналітичні методи оптимізації

У класичному аналізі *методи дослідження функцій* є найбільш відомими для розв'язку оптимізаційних задач. Зазвичай ці методи використовуються в ситуаціях, де маємо аналітичний вираз для критерію оптимальності, який легко диференціювати. Використовуючи цей вираз та прирівнюючи похідні до нуля, можливо знайти екстремальні рішення для задачі оптимізації. Однак, аналітично розв’язати диференційні рівняння вдається не завжди, тому для цього застосовують персональні комп’ютери. При розв'язанні задач оптимізації за допомогою методів дослідження функцій класичного аналізу, можуть виникати додаткові труднощі, оскільки отримані система рівнянь надають лише необхідні умови оптимальності. Це означає, що всі можливі рішення цієї системи повинні бути перевірені на відповідність умовам оптимальності. Спочатку відкидаються

рішення, які не задовольняють критерію оптимальності, а потім серед залишених рішень вибирається те, яке найкраще відповідає умовам задачі, тобто дає максимальне або мінімальне значення критерію оптимальності, залежно від постановки завдання.

Таким чином, якщо є обмеження на діапазон незалежних змінних методи дослідження функцій можуть бути використані лише для знаходження екстремальних значень всередині визначеної області. Це особливо важливо в задачах з багатьма незалежними змінними (зазвичай більше ніж дві), де аналіз значень критерію оптимальності на межі допустимої області зміни змінних стає досить складним завданням.

*Метод множників Лагранжа* використовується для вирішення задач, які вимагають такого ж рівня складності, що і при використанні стандартних методів дослідження функцій, але при умовах обмежень у вигляді рівностей на незалежні змінні. Щоб застосувати метод множників Лагранжа, потрібно мати можливість отримати аналітичні вирази для похідних від критерію оптимальності, а також аналітичний вигляд обмежень. Зазвичай, при використанні методу множників Лагранжа доводиться розв’язувати ті ж самі задачі, що і без обмежень. Однак, при цьому вводяться додаткові невизначені множники, що призводить до збільшення кількості рівнянь, які необхідно розв’язати для знаходження екстремумів критерію оптимальності на кількість обмежень. Усі інші етапи процедури пошуку та перевірки рішень на оптимальність залишаються аналогічними до тих, що застосовуються в задачах без обмежень. Цей метод можливо використовувати і для вирішення задач оптимізації об'єктів з розподіленими параметрами та задач динамічної оптимізації. У цьому випадку замість вирішення системи кінцевих рівнянь для пошуку оптимуму потрібно інтегрувати систему диференціальних рівнянь.

Ідея методу множників Лагранжа полягає в тому, що початкову складну задачу можна спростити. Це досягається шляхом заміни цільової функції іншою, яка має більше змінних і включає умови обмеження. Після цієї трансформації розв'язок задачі полягає в пошуку екстремуму нової функції, що не має обмежень

на змінні. Тобто, замість вихідної задачі пошуку умовного екстремуму ми переходимо до задачі пошуку безумовного екстремуму іншої функції. Таким чином, застосування класичних методів пошуку екстремуму для функцій багатьох змінних стає можливим завдяки цій трансформації.

Узагальнення необхідної умови існування локального екстремуму функції з $n$ змінними виглядає подібно. Для розв'язання задачі потрібно знайти часткові похідні нової цільової функції по кожній змінній і прирівняти їх до 0. Розв'язок отриманої системи визначає так звані стаціонарні точки, серед яких можуть бути і шукані екстремальні значення функції.

Розглянемо метод множників Лагранжа для вирішення задачі лінійного програмування, яка має такий вигляд:

$$\min Z = f\left(x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n\right), \tag{3.5}$$

за умов:

$$q_i\left(x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n\right) = b_i\left(i = \overline{1, m}\right), \tag{3.6}$$

де функції $f\left(x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n\right)$ і $q_i\left(x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n\right)$ є диференційованими.

Задача (3.5), (3.6) полягає в знаходженні екстремуму функції $f(\mathbf{X})$ за умов виконання обмежень $q_i,\ \left(i = \overline{1, m}\right)$.

Для пошуку безумовного екстремуму замінимо цільову функцію (3.5) на функцію Лагранжа

$$\begin{aligned} &L\left(x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n; \lambda_1,\ \lambda_2,\ \ldots,\ \lambda_m\right) = \\ &= f\left(x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n\right) + \sum_{i=1}^{m} \lambda_i \left(b_i - q_i\left(x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n\right)\right), \end{aligned} \tag{3.7}$$

де $\lambda_i$ –множники Лагранжа.

Визначимо часткові похідні функції Лагранжа $L(x,\lambda)$ і прирівняємо їх до 0:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial L}{\partial x_i} = 0, \quad \left(j = \overline{1,n}\right); \\ \dfrac{\partial L}{\partial \lambda_i} = 0, \quad \left(i = \overline{1,n}\right); \end{cases} \tag{3.8}$$

$$\begin{cases} \dfrac{\partial f\left(x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n\right)}{\partial x_i} - \sum\limits_{i=1}^{m} \lambda_i \dfrac{\partial q_i\left(x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n\right)}{\partial x_i} = 0, \quad \left(j = \overline{1,m}\right) \\ b_i - q_i\left(x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_n\right) = 0, \quad \left(i = \overline{1,m}\right). \end{cases} \tag{3.9}$$

Друга група рівнянь системи (3.9) забезпечує виконання умов (3.6) початкової задачі нелінійного програмування.

У більшості випадків система (3.9) нелінійна, її розв'язками є $\mathbf{X}^* = \left(x_1^*,\ x_2^*,\ldots,\ x_n^*\right)$ і $\boldsymbol{\lambda}^* = \left(\lambda_1^*,\ \lambda_2^*,\ldots,\ \lambda_n^*\right)$ – стаціонарні точки. Оскільки, ці розв'язки отримані з необхідної умови екстремуму, то вони визначають мінімум задачі (3.5), (3.6). Для визначення типу екстремуму необхідно перевірити чи виконуються достатні умови екстремуму, що передбачають аналіз похідних другого порядку в околі стаціонарних точок.

*Методи варіаційного числення* використовуються для розв'язання задач, в яких критерії оптимальності представлені у вигляді функціоналів, а розв'язками яких є невідомі функції. Такі задачі часто виникають при оптимізації процесів з розподіленими параметрами. Варіаційні методи дозволяють у цих випадках звести розв'язок оптимальної задачі до інтегрування системи диференціальних рівнянь Ейлера. Кожне з цих рівнянь є нелінійним диференціальним рівнянням другого порядку і має крайові умови, які задаються на обох кінцях інтервалу інтегрування. Кількість таких рівнянь дорівнює кількості невідомих функцій, які визначаються при вирішенні задачі оптимізації. Кожну з цих функцій знаходять як результат

інтегрування вказаної системи. Рівняння Ейлера виводяться як необхідні умови для екстремуму функціоналу. Отже, функції, що були отримані інтегруванням системи диференціальних рівнянь, повинні бути перевірені на екстремум функціоналу.

### 3.2.2. Чисельні методи

Чисельні методи полягають у розв'язку задачі оптимізації за допомогою ітераційного процесу в тих випадках коли поставлена задача не може бути аналітично вирішена. Чисельні методи охоплюють методи регулярного та випадкового пошуку. Основна мета при застосуванні цих методів – визначити послідовність кроків, які призводять до максимізації або мінімізації заданого цільового функціоналу [15]. Серед цих методів найбільш поширеними є метод градієнтного спуску, метод проекції градієнта та методи випадкового пошуку.

*Метод градієнтного спуску.* Для функції 3-х змінних $f(x,y,z)$ розрахуємо частинні похідні $\frac{df(x,y,z)}{dx}$, $\frac{df(x,y,z)}{dy}$, $\frac{df(x,y,z)}{dz}$ та запишемо вектор, який називають градієнтом функції:

$$grad\left[f(x,y,z)\right]=\frac{df}{dx}(x,y,z)i+\frac{df}{dy}(x,y,z)j+\frac{df}{dz}(x,y,z)k \qquad (3.10)$$

де $i, j, k$ – одиничні вектори, що паралельні відповідним координатним осям.

Частинні похідні вказують, як функція змінюється за кожною незалежною змінною окремо. Створений на їх основі вектор градієнту дає загальне уявлення про те, як функція поводиться навколо точки $(x,y,z)$. Напрямок цього вектора вказує на напрямок найшвидшого зростання функції в даній точці. Модуль градієнту визначає швидкість зростання та спадання функції за напрямом градієнту / антиградієнту:

$$\left|grad\left[f(x,y,z)\right]\right| = \sqrt{\left(\frac{df}{dx}(x,y,z)i\right)^2 + \left(\frac{df}{dy}(x,y,z)j\right)^2 + \left(\frac{df}{dz}(x,y,z)k\right)^2} \quad (3.11)$$

Для всіх інших напрямів зміна функції в точці $(x,y,z)$ менша за величину градієнту. При переміщенні від однієї точки до іншої як напрям, так і величина градієнту зазвичай змінюються.

Суть методу градієнтного спуску полягає в тому, щоб рухатись у напрямку найшвидшого зменшення значення мінімуму функції, який визначається антиградієнтом. Для цього в довільно вибраній початковій точці розраховується градієнт розглянутої функції і робиться невеликий крок в зворотному напрямку, який визначається антиградієнтом. Цей процес призводить до переходу в точку, де значення функції менше, ніж на початку. В наступній новій точці ця процедура повторюється. Таким чином здійснюється рух в напрямку спадання значення функції. На рис. 3.1 показана графічна інтерпретація цього методу на прикладі функції з 2-ма незалежними змінними. Вибір конкретного напряму руху на кожному кроці дає можливість припускати, що в цьому випадку наближення до найменшого значення функції буде ефективнішим, ніж у випадку методу покоординатного спуску.

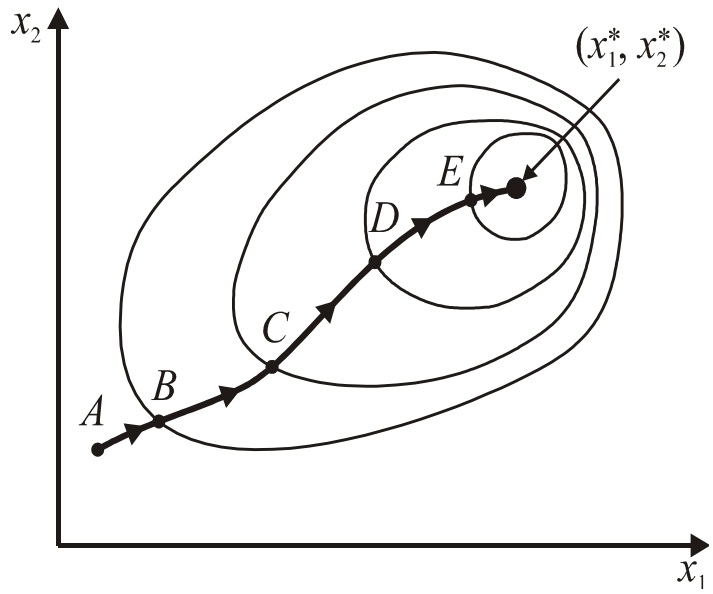



Рисунок 3.1 – Графічна інтерпретація методу градієнтного спуску

Для використання цього методу необхідно провести обчислення градієнту цільової функції на кожному кроці. У випадку, коли ця функція задана аналітично, цей процес, як правило, не становить проблему, оскільки можна отримати явні аналітичні вирази для частинних похідних, які визначають градієнт функції. У випадку, коли немає аналітичних виразів, частинні похідні потрібно розраховувати наближено за допомогою числових методів, замінюючи їх відповідними різницевими рівняннями. Наприклад, для змінної $x$ таке рівняння матиме наступний вигляд:

$$\frac{df}{x}(x,y,z) \approx \frac{f(x+\Delta x,y,z)-f(x,y,z)}{\Delta x}. \tag{3.12}$$

Також важливо зауважити, що при таких обчисленнях необхідно враховувати, що значення приросту аргументу функції не повинно бути занадто малим, а функцію потрібно обчислювати з високою точністю. Інакше, при визначенні різниці приросту функції (чисельник у (3.12)), може виникнути значна похибка.

*Метод проекції градієнта* [15]. Розглянемо задачу

$$\begin{cases} f(x) \to \min, \\ x \in X \subseteq \mathrm{R}^n, \end{cases} \tag{3.13}$$

де $\boldsymbol{X}$ – множина, що не обов'язково співпадає з усім простором $\boldsymbol{R}^{\mathrm{n}}$, а $f(x) \in C^{(1)}(R^n)$.

Розв'язок цієї задачі за допомогою градієнтного методу у випадку $\boldsymbol{X \neq R^n}$ може привести до ускладнень, так як точка $x^{k+1}$ із виразу

$$x^{k+1} = x^k - \theta_k grad\, f(x^k),\ \theta_k > \theta,\ k = 1, 2, \ldots, \tag{3.14}$$

при певному $k$ може не належати $\boldsymbol{X}$, тобто $x^{k+1} \notin \boldsymbol{X}$. Проте це ускладнення можливо усунути, якщо отриману з (3.14) точку $x^k - \theta_k grad\, f\left(x^k\right)$ для кожного $k$ проектувати на множину $\boldsymbol{X}$.

Позначимо проекцію точки $x$ на множину $\boldsymbol{X}$ як $P_X\left(x\right)$. Нехай $x^1 \in \boldsymbol{X}$ деяке початкове наближення. Тоді послідовність $x^k,\ k = 1, 2, \ldots,$ можливо побудувати за правилом

$$x^{k+1} = P\left(x^k - \theta_k grad\, f\left(x^k\right)\right),\ \theta_k > \theta,\ k = 1, 2, \ldots., \tag{3.15}$$

Якщо $X$ – випукла замкнена множина, а спосіб вибору $\theta_k > \theta,\ k = 1, 2, \ldots,$ у (3.15) заданий відповідно до умов

$$\boldsymbol{X} = \sum_{i=1}^{k} \theta_i X_i = \left\{ x \in \boldsymbol{R}^n : \quad x = \sum_{i=1}^{k} \theta_i x^i,\ x^i \in X_i,\ \theta_i \in \boldsymbol{R},\ i = \overline{1, k} \right\}, \tag{3.16}$$

то послідовність $x^k,\ k = 1, 2, \ldots,$ однозначно буде визначатися з умови (3.15). Зокрема при $\boldsymbol{X} \neq \boldsymbol{R}^n$ метод (3.15) перетвориться в метод градієнтного типу.

Залежно від вибору $\theta_k$ можуть бути використані різні варіанти методу проекції градієнта. Наприклад, $\theta_k$ може знаходитися як розв'язок задачі одномірної мінімізації

$$\Phi_k\left(\theta\right) \to \min_{\theta \geq 0}, \tag{3.17}$$

де

$$\Phi_k\left(\theta\right) = f\left(x^k\left(\theta\right)\right),\ x^k\left(\theta\right) = x^k - \theta grad\, f\left(x^k\right)., \tag{3.18}$$

У цьому випадку при $X = \mathrm{R}^n$ метод проекції градієнта перетворюється в метод найскорішого спуску.

Якщо в (3.15) на деякому кроці виявиться, що $x^{k+1} = x^k$ то ітераційний процес зупиняють. У цьому випадку для з'ясування того, чи є $x^k$ розв'язком задачі (3.13) чи ні, виконують додаткові дослідження функції $f(x),\ x \in X$ в околі точки $x^k$. Тобто, якщо $f(x),\ x \in X$, є випуклою функцією, то точка $x^k$ буде розв'язком задачі (3.13).

*Методи випадкового пошуку* відрізняються від детермінованих методів оптимізації тим, що вони вводять елемент випадковості. Детерміновані методи оптимізації, навпаки, спеціалізовані та точно налаштовані на конкретні особливості досліджуваного процесу. Випадковий пошук ефективний в складних задачах великих розмірностей, де цільові функції та обмеження задані довільно.

Під терміном "пошук" розуміється процес пошуку значення цільової функції, що наближене до оптимального і, водночас, задовольняє всі обмеження. Існують три основні підходи до випадкового пошуку: ненаправлений випадковий пошук без самонавчання, направлений випадковий пошук і направлений пошук з самонавчанням.

Ненаправлений випадковий пошук (метод Монте-Карло) передбачає багаторазове моделювання незалежних випадкових варіантів рішень в області допустимих значень. У кожному з них обчислюється значення цільової функції, і найближчий до екстремуму результат запам'ятовується. Метод Монте-Карло може вирішувати багатоекстремальні задачі загального виду з пошуком глобального екстремуму. Проте його основним недоліком є повільна збіжність до екстремуму.

*Метод найкращої проби* є різновидом направленого випадкового пошуку. На $k$-му кроці є точка $x^{-k}$. Генерується $m$ випадкових одиничних векторів $\overline{\xi_1}, \ldots, \overline{\xi_m}$. Виконуються пробні кроки у напрямах $g \cdot \overline{\xi_1}, \ldots, g \cdot \overline{\xi_m}$ і в точках $x^{-k} + g \cdot \overline{\xi_1}, \ldots, x^{-k} + g \cdot \overline{\xi_m}$ обчислюються значення функції. Вибирається той крок, який призводить до найбільшого зменшення функції

$$\overline{\xi_1^*} = \arg \min_{i=\overline{1,\ m}} f\left(x^{-k} + g \cdot \overline{\xi_i}\right). \tag{3.19}$$

і даному напряму виконується крок $\Delta x^{-k} = \lambda \cdot \overline{\xi^*}$. Параметр λ може визначатися як результат мінімізації за певним напрямом чи законом. Зі збільшенням числа проб вибраний напрям наближається до $\nabla f\left(\bar{x}\right)$ (рис. 3.2).

Якщо функція має властивість близьку до лінійної, то пошук може бути ефективно прискорений, шляхом вибору найкращої і найгіршої спроб одночасно. Тоді робочий крок можна зробити в напрямку найкращої спроби або, навіть, у протилежному напрямку до найгіршої спроби.

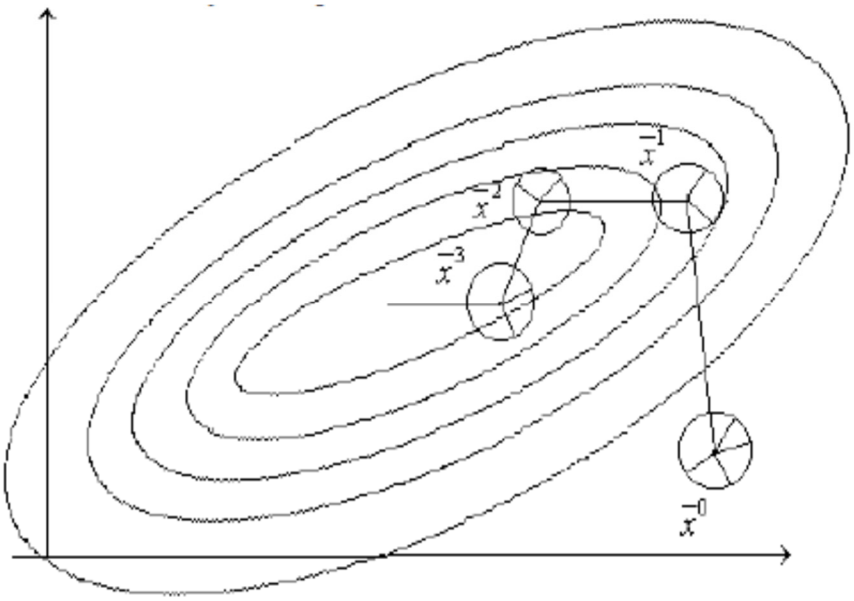



Рисунок 3.2 – Графічна інтерпретація методу найкращої спроби

### 3.3 Оптимізація рівнів втрат активної потужності в електромережі

Проблемі зниження втрат активної потужності в елементах мережі, що знаходяться в експлуатації шляхом установки раціонального рівня живлячої напруги приділяється значна увага [14, 15, 17-22].

Велика кількість силових трансформаторів як у міських мережах, так і в розподільних мережах промислових підприємствах є недовантаженими. У праці [17] розглянуто питання впливу напруги живлячої мережі на втрати активної

потужності неробочого ходу та навантажувальні втрати в силовому трансформаторі. Представлено аналітичний вираз оптимального коефіцієнта завантаження трансформатора, якому відповідає його максимальне значення коефіцієнту корисної дії.

У [18] розроблено основні теоретичні положення та принципи для визначення та аналізу як фактичних, так і оптимальних рівнів втрат електроенергії в електричних мережах за різними критеріями оптимальності.

У працях [19, 20] представлені результати дослідження залежності втрат активної, реактивної потужності та енергії в силових трансформаторах електромережі від величини живлячої напруги при різному їх завантаженні. За допомогою отриманих залежностей визначено оптимальні рівні напруги на вводах трансформаторів, при яких втрати активної потужності та енергії в них мінімальні. Представлені залежності не враховують втрат активної потужності та енергії в лініях що живлять трансформатори, що є важливим для розподільних мереж.

У [21] запропоновано кінцевий вираз для визначення оптимальної напруги для блоку «кабельна лінія – трансформатор», однак, відсутня постановка задачі оптимізації. Приведена модель також не враховує дійсний опір первинної обмотки трансформатора.

На сучасних промислових підприємствах до центру живлення (ГЗП) промислового підприємства одночасно може бути підключено за допомогою кабельних ліній до декількох десятків силових трансформаторів, тому запропоновані розв’язки задачі зменшення втрат активної потужності в працях [19-21] є неповними та потребують подальшого дослідження.

При оптимізації режимів роботи розподільних електромереж за критерій оптимізації, доцільно вибрати мінімум втрат активної потужності $\Delta P_{\min}$. Оптимізація повинна проводитися з урахуванням дотримання вимог надійності електропостачання, якості напруги, забезпечення необхідної пропускної здатності, обмеження струмів короткого замикання, зручності експлуатації електротехнічного обладнання та ін. [12] З урахування вищенаведеного, задачу можливо сформулювати в такому поданні:

- до центру живлення (трансформатора ГЗП) підключено *n* ланок (рис. 3.3), кожна з яких містить лінію та цеховий трансформатор із сумарними втратами активної потужності $\sum \Delta P_i$, необхідно визначити такий рівень напруги центру живлення $U_{\text{м}} \in G$ при якому $\Delta P_i$ будуть мінімальними, тобто

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i\left(U_{\text{м}}\right) \to \min, \quad i = 1,2,...,n; \\ U_{\text{м}} \in G. \end{cases} \tag{3.20}$$

де $G$ – область допустимих значень $U_{\text{м}}$, згідно [5] визначається нерівністю

$$0,9U_{\text{ном}} \le U_{\text{м}} \le 1,1U_{\text{ном}}. \tag{3.21}$$

Зважаючи на вище сказане, задача (3.20) є однокритеріальною оптимізаційною задачею, має лінійний критерій оптимальності та лінійні обмеження, для її розв'язку доцільно, в першу чергу, спробувати використати аналітичний метод оптимізації. Який полягає в знаходженні точок екстремуму цільової функції, що обертають її в 0 за допомогою методів диференційного числення.

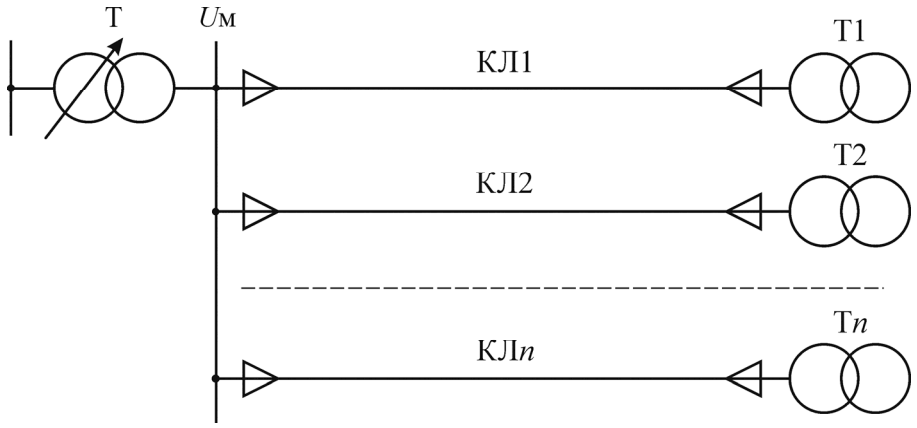



Рисунок 3.3 – Схема електропостачання однієї системи шин промислового підприємства

У схемі представленій на рис. 3.3, для *n*-гілок втрати активної потужності складуть, кВт:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i = \Delta P_1 + \Delta P_2 + ... + \Delta P_n, \tag{3.22}$$

де $\Delta P_i$ – втрати потужності в *i*-й гілці схеми, кВт

$$\Delta P_i = \Delta P_{\text{т}.i} + \Delta P_{\text{кл}.i}, \; i = 1, \; ..., \; n, \tag{3.23}$$

$\Delta P_{\text{т}.i}$ – втрати активної потужності в силовому трансформаторі *i*-ї гілки схеми, кВт

$$\Delta P_{\text{т}.i} = \Delta p_{\text{к.з}.i} \left[ \frac{k_{\text{з}} \left[ U_{\text{вн.ном}} \left( 1 + \frac{n \cdot E_{0.i}}{100} \right) \right]}{U_{\text{м}}} \right]^2 + \left( 1 + 0{,}005 T_{\text{екс}} \right) p_{\text{н.х}.i} \left( \frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}} \right)^2, \tag{3.24}$$

$\Delta P_{\text{кл}.i}$ – втрати потужності в кабельній лінії *i*-ї гілки схеми, кВт

$$\Delta P_{\text{кл}.i} = l_{\text{кл}.i} \left[ \omega \cdot c_{\text{р}.i} \left( 0{,}003 + 0{,}0002 T_{\text{екс}} \right) \left( 1 + \alpha_{\text{ст}} T_{\text{екс}} \right) \cdot U_{\text{м}}^2 \cdot 10^3 + 3 I_i^2 r_{0.\text{кл}.i} U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3} \right]. \tag{3.25}$$

У розгорнутому вигляді (3.22) вираз набуде вигляду, кВт

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n} \Delta p_{\text{к.з}.i} \left[ \frac{k_{\text{з}.i} \left[ U_{\text{вн.ном}} \left( 1 + \frac{n \cdot E_{0.i}}{100} \right) \right]}{U_{\text{м}}} \right]^2 + \left( 1 + 0{,}005 T_{\text{екс}} \right) p_{\text{н.х}.i} \left( \frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}} \right)^2 + \tag{3.26}$$

$$+ \sum_{i=1}^{n} l_{\text{кл}.i} \left[ \omega \cdot c_{\text{р}.i} \left( 0{,}003 + 0{,}0002 T_{\text{екс}} \right) \left( 1 + \alpha_{\text{ст}} T_{\text{екс}} \right) \cdot U_{\text{м}}^2 \cdot 10^3 + 3 I_i^2 r_{0.\text{кл}} \frac{U_{\text{ном}}^2}{U_{\text{м}}^2} \cdot 10^{-3} \right].$$

Для визначення рівня напруги джерела живлення, що відповідає мінімуму втрат активної потужності в мережі знайдемо мінімум функції $\sum_{i=1}^{n}\Delta P_i\left(U_{\text{м}}\right)$. Для цього візьмемо її похідну

$$\frac{\partial\Delta P}{\partial U_{\text{м}}}=\partial\sum_{i=1}^{n}\frac{\left[\Delta p_{\text{к.з}.i}\left[\frac{k_{\text{з}.i}\left[U_{\text{вн.ном}}\left(1+\frac{n\cdot E_{0.i}}{100}\right)\right]}{U_{\text{м}}}\right]^2+\left(1+0{,}005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}.i}\left(\frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}}\right)^2\right]}{\partial U_{\text{м}}}+$$

$$+\partial\sum_{i=1}^{n}\frac{l_{\text{кл}.i}\left[\omega\cdot c_{\text{р}.i}\left(0{,}003+0{,}0002T_{\text{екс}}\right)\left(1+\alpha_{\text{ст}}T_{\text{екс}}\right)\cdot U_{\text{м}}^2\cdot 10^3+3I_i^2r_{0.\text{кл}}\frac{U_{\text{ном}}^2}{U_{\text{м}}^2}\cdot 10^{-3}\right]}{\partial U_{\text{м}}}=$$

$$=\sum_{i=1}^{n}\left[\left(1+0{,}005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}.i}\frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}^2}-\Delta p_{\text{к.з}.i}\frac{k_{\text{з}.i}^2\left[U_{\text{вн.ном}}\left(1+\frac{n\cdot E_{0.i}}{100}\right)\right]^2}{U_{\text{м}}^3}+\right.$$

$$\left.+q_{0.i}\cdot l_{\text{кл}.i}\left(0{,}003+0{,}0002T_{\text{екс}}\right)\left(1+\alpha_{\text{ст}}T_{\text{екс}}\right)\cdot\frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{ном}}^2}\cdot 10^3+\frac{3l_{\text{кл}.i}I_i^2r_{0.\text{кл}.i}U_{\text{ном}}^2}{10^3U_{\text{м}}^3}\right] \qquad (3.27)$$

та прирівняємо її до нуля

$$\sum_{i=1}^{n}\left[\left(1+0{,}005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}.i}\frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}^2}-\Delta p_{\text{к.з}.i}\frac{k_{\text{з}.i}^2\left[U_{\text{вн.ном}}\left(1+\frac{n\cdot E_{0.i}}{100}\right)\right]^2}{U_{\text{м}}^3}+\right.$$

$$\left.+q_{0.i}\cdot l_{\text{кл}.i}\left(0{,}003+0{,}0002T_{\text{екс}}\right)\left(1+\alpha_{\text{ст}}T_{\text{екс}}\right)\cdot\frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{ном}}^2}\cdot 10^3+\frac{3l_{\text{кл}.i}I_i^2r_{0.\text{кл}.i}U_{\text{ном}}^2}{10^3U_{\text{м}}^3}\right]=0. \qquad (3.28)$$

Поділивши всі складові (3.28) на $U_{\text{м}}$ отримаємо

$$\sum_{i=1}^{n}\left[\frac{\left(1+0,005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}.i}}{U^2_{\text{вн.ном}}}+\frac{q_{0.i}\cdot l_{\text{кл}.i}\left(0,003+0,0002T_{\text{екс}}\right)\left(1+\alpha_{\text{ст}}T_{\text{екс}}\right)\cdot 10^3}{U^2_{\text{ном}}}\right]-$$
$$-\frac{1}{U^4_{\text{м}}}\left[\sum_{i=1}^{n}\left(\Delta p_{\text{к.з}.i}k^2_{\text{з}.i}\left[U_{\text{вн.ном}}\left(1+\frac{n\cdot E_{0.i}}{100}\right)\right]^2+3l_{\text{кл}.i}I_i^2r_{0.\text{кл}.i}U^2_{\text{ном}}\cdot 10^{-3}\right)\right]=0. \tag{3.29}$$

Введемо заміни

$$a=\sum_{i=1}^{n}\left[\frac{\left(1+0,005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}.i}}{U^2_{\text{вн.ном}}}+\frac{q_{0.i}\cdot l_{\text{кл}.i}\left(0,003+0,0002T_{\text{екс}}\right)\left(1+\alpha_{\text{ст}}T_{\text{екс}}\right)\cdot 10^3}{U^2_{\text{ном}}}\right], \tag{3.30}$$

$$b=\sum_{i=1}^{n}\left(\Delta p_{\text{к.з}.i}k^2_{\text{з}.i}\left[U_{\text{вн.ном}}\left(1+\frac{n\cdot E_{0.i}}{100}\right)\right]^2+3l_{\text{кл}.i}I_i^2r_{0.\text{кл}.i}U^2_{\text{ном}}\cdot 10^{-3}\right). \tag{3.31}$$

Якщо відпайка трансформатора вибрана правильно, то буде виконуватися умова $U^2_{\text{вн.ном}}\approx U^2_{\text{ном}}$ , тоді отримаємо

$$a=\frac{1}{U^2_{\text{вн.ном}}}\sum_{i=1}^{n}\left[\Delta p_{\text{н.х}.i}+q_{0.i}\cdot l_{\text{кл}.i}\left(0,003+0,0002T_{\text{екс}}\right)\left(1+\alpha_{\text{ст}}T_{\text{екс}}\right)\cdot 10^3\right]. \tag{3.32}$$

Виконані заміни дозволяють отримати неповне рівняння 4-ї степені, що має два дійсних та два комплексних кореня

$$a-\frac{b}{U^4_{\text{м}}}=0. \tag{3.33}$$

Отже, дійсний позитивний корінь рівняння (3.33) матиме вигляд

$$U_{\text{м}} = \sqrt[4]{\frac{b}{a}}\,. \tag{3.34}$$

Розв’язавши рівняння (3.34) та перевіривши отримані корені на достатність отримаємо *оптимальне рішення*, тобто аналітичний вираз рівня напруги при якій активні втрати в мережі будуть мінімальними при заданих параметрах елементів мережі

$$U^{*}_{\text{м}} = \sqrt[4]{\frac{U^2_{\text{ном}} \sum\limits_{i=1}^{n} \left( \Delta p_{\text{к.з}.i} k^2_{\text{з}.i} \left[ U_{\text{вн.ном}} \left( 1 + \frac{n \cdot E_{0.i}}{100} \right) \right]^2 + 3 l_{\text{кл}.i} I_i^2 r_{0.\text{кл}.i} U^2_{\text{ном}} \cdot 10^{-3} \right)}{\sum\limits_{i=1}^{n} \left[ \left( 1 + 0{,}005 T_{\text{екс}} \right) \Delta p_{\text{н.х}.i} + q_{0.i} \cdot l_{\text{кл}.i} \left( 0{,}003 + 0{,}0002 T_{\text{екс}} \right) \left( 1 + \alpha_{\text{ст}} T_{\text{екс}} \right) \cdot 10^3 \right]}}\,. \tag{3.35}$$

Із рівняння (3.35) слідує, що напруга центру живлення, за якої втрати активної потужності будуть у мережі будуть мінімальними (оптимальними), залежить від квадратів коефіцієнтів завантаження трансформаторів та квадрату повного навантаження кабельних ліній, а також від їх каталожних параметрів і строку експлуатації.

З метою аналізу рівняння (3.35) розглянемо гілку мережі, що містить цеховий трансформатор ТМ-1000/10 та кабельну лінію ААБл-(3х70) довжиною 1 км. Для однієї гілки розподільної мережі рівняння (3.35) набуде вигляду

$$U^{*}_{\text{м}} = \sqrt[4]{\frac{U^2_{\text{ном}} \left( \Delta p_{\text{к.з}} k^2_{\text{з}} \left[ U_{\text{вн.ном}} \left( 1 + \frac{n \cdot E_{0.i}}{100} \right) \right]^2 + 3 l_{\text{кл}} I^2 r_{0.\text{кл}} U^2_{\text{ном}} \cdot 10^{-3} \right)}{\left( 1 + 0{,}005 T_{\text{екс}} \right) \Delta p_{\text{н.х}} + q_0 \cdot l_{\text{кл}} \left( 0{,}003 + 0{,}0002 T_{\text{екс}} \right) \left( 1 + \alpha_{\text{ст}} T_{\text{екс}} \right) \cdot 10^3}}\,. \tag{3.36}$$

Розрахунок залежності напруги мережі, за якої в ній будуть мінімальні втрати активної потужності, від коефіцієнту завантаження ланки трансформатора виконаємо для трьох випадків:

1) обладнання нове зі строком експлуатації до 1 року;

2) обладнання знаходилось в експлуатації 20 років, втрати неробочого ходу трансформатора збільшились на 10%;

3) обладнання знаходилось в експлуатації 40 років, втрати неробочого ходу трансформатора зросли на 100%.

Отримані залежності напруги на вході ланки мережі від коефіцієнтів їх завантаження представлені на рис. 3.4, також вказані допустимі межі регулювання ($U_{min}$, $U_{max}$) згідно [5].

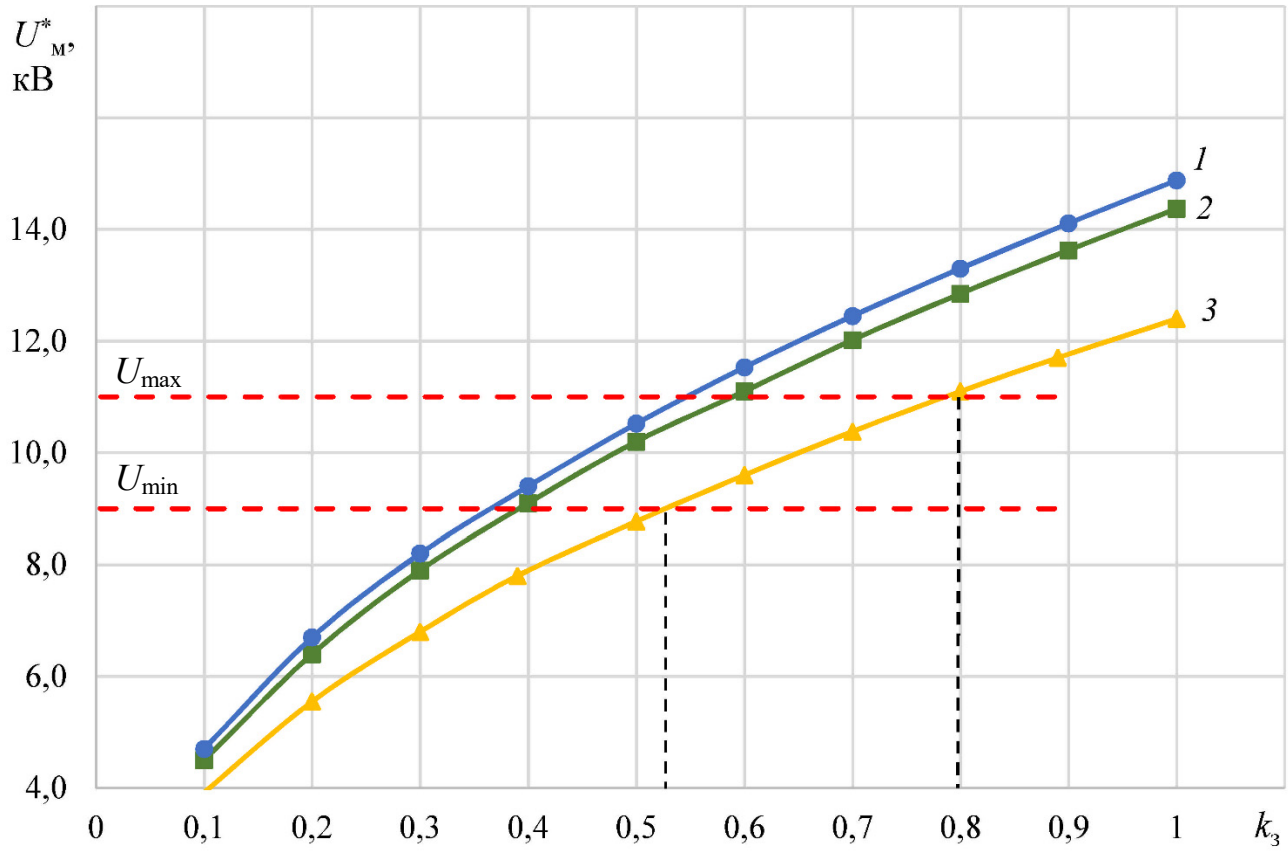



Рисунок 3.4 – Залежність $U^*_м = f(k_з)$ при $\Delta P_м = \min$:

1 – обладнання ланки нове;

2 – строк служби обладнання ланки 20 років: $\Delta p_{н.х.т} = 1{,}1\Delta p_{н.х.ном}$;

3 – строк служби обладнання ланки 40 років: $\Delta p_{н.х.т} = 2\Delta p_{н.х.ном}$.

Аналіз розрахованих залежностей приведених на рис. 3.4 показує, що для ланки з новим обладнанням досягти мінімальних втрат активної потужності можливо, якщо підтримувати напругу на її вході на мінімально допустимому рівні (9,0 кВ) до рівня завантаження силового трансформатора 0,37. Далі, зі зростанням навантаження напругу необхідно піднімати, а при досягненні коефіцієнта завантаження трансформатора $k_{з.т} = 0{,}55$ підтримувати на максимально допустимому рівні для розподільної мережі підприємства – 11,0 кВ (рис. 3.4, характеристика *1*). Якщо обладнання знаходиться тривалий час у експлуатації, то характеристики виявляють більш пологими (рис. 3.4, характеристики *2, 3*). Тобто, внаслідок зростання втрат активної потужності в режимі неробочого ходу, мінімально допустимий рівень напруги живлення ланки мережі необхідно підтримувати до більшого коефіцієнту її завантаження. Для характеристики *2* збільшення напруги доцільне при досягненні $k_{з.т} = 0{,}5$, а при досягненні $k_{з.т} = 0{,}6$ її необхідно підтримувати на максимально допустимому рівні, аналогічно для характеристики *3*, граничні коефіцієнти завантаження трансформатора складуть $k_{з.т} = 0{,}53$, а при досягненні $k_{з.т} = 0{,}8$. Зі збільшення втрат неробочого ходу в ланці збільшується ширина діапазону регулювання напруги, для *1*-ї характеристики він складає 0,18, а для *3*-ї – 0,27.

Проведений аналіз рівняння (3.36) показує, що для режимів максимальних навантажень трансформаторів, а також для випадках використання коротких кабельних ліній їх можливо не враховувати $\Delta p_{кл.н.х} = 0$.

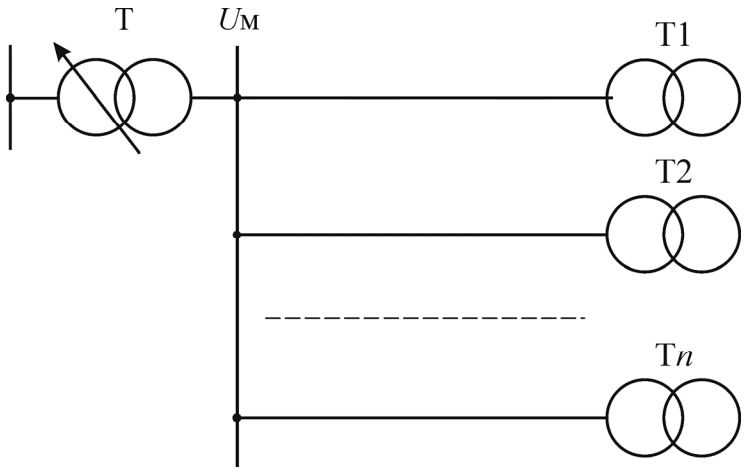



Рисунок 3.5 – Схема розподільної мережі без врахування КЛ

Тоді рівняння (3.35) спрощується до вигляду:

$$U_{\text{м}}^{*} = \sqrt[4]{\frac{U_{\text{ном}}^{2}\sum_{i=1}^{n}\Delta p_{\text{к.з.}i}k_{\text{з.}i}^{2}\left[U_{\text{вн.ном}}\left(1+\frac{n\cdot E_{0.i}}{100}\right)\right]^{2}}{\sum_{i=1}^{n}\left(1+0{,}005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х.}i}}} \tag{3.37}$$

Таким чином, при експлуатації розподільної мережі підприємства втрати активної потужності можливо знизити, якщо брати до уваги технічний стан електрообладнання. Також зниженні втрат можливо досягти, якщо робочі дні напругу в розподільній мережі підприємства підтримувати на максимально-допустимому рівні, а вихідні дні навпаки – на мінімально-допустимому рівні.

## 3.4 Еквівалентування змішаних схем електропостачання

На промислових підприємствах, зазвичай, знаходяться в експлуатації змішані схеми електропостачання, які містять магістральні та радіальні ланки. Для використання рівняння (3.35) їх необхідно привести до радіального виду (рис. 3.6). З цією метою замінимо кабельну лінію КЛ2 довжиною $l_2$ на еквівалентну кабельну лінію КЛ2' довжиною $l'_2$, що підключена до шин ГЗП на напругу $U_{\text{м}}$, за умови, що втрати напруги в них будуть однакові, тобто

$$\Delta U_{\text{кл2}} = \Delta U'_{\text{кл2}}, \%; \tag{3.38}$$

де $\Delta U_{\text{кл2}}$ – втрати напруги у кабельній лінії КЛ2

$$\Delta U_{\text{кл2}} = \frac{\left(r_{0.\text{кл2}} + x_{0.\text{кл2}}tg\varphi_{\text{кл2}}\right)l_{\text{кл2}}P_{\text{кл2}}}{10U_{\text{кл1}}^{2}}, \%; \tag{3.39}$$

$\Delta U'_{кл2}$ – втрати напруги у еквівалентній кабельній лінії КЛ2', %:

$$\Delta U'_{кл2} = \frac{\left(r_{0.кл2} + x_{0.кл2} tg\varphi_{кл2}\right) l'_{кл2} P_{кл2}}{10 U_м^2}, \qquad (3.40)$$

$r_{0.кл2}$, $x_{0.кл2}$ – питомі, відповідно, активний та індуктивний опори КЛ2, Ом/км;

$tg\varphi_{кл2}$ – коефіцієнт потужності КЛ2;

$P_{кл2}$ – активне навантаження КЛ2, кВт;

$U_м$ – напруга на шинах 10 кВ ГЗП, кВ;

$l'_{кл2}$ – довжина еквівалентної кабельної лінії КЛ2, км;

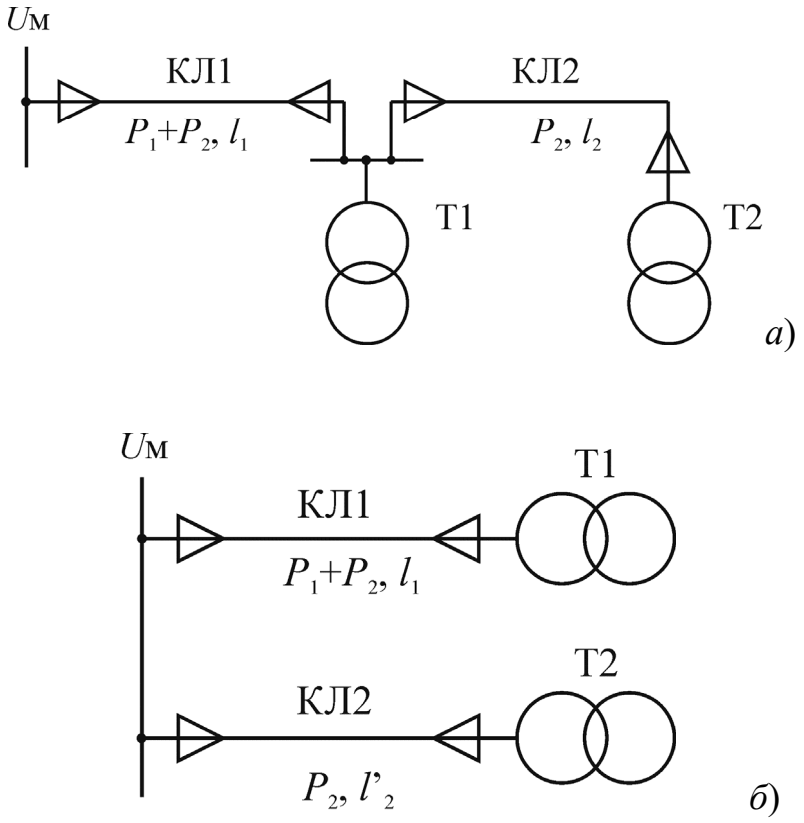



Рисунок 3.6 – Перетворення магістральної ділянки мережі на радіальні
*а*) вихідна схема; *б*) еквівалентна схема

Напруга в кінці КЛ1, кВ:

$$U_{кл1} = U^*_м - \Delta U_{кл1} = U^*_м - \frac{\left(r_{0.кл1} + x_{0.кл1} tg\varphi_{кл1}\right)\left(P_1 + P_{кл2}\right) l_{кл1}}{10 U_м^2}, \qquad (3.41)$$

$r_{0.кл1}$, $x_{0.кл1}$ – питомі, відповідно, активний та індуктивний опори КЛ1, Ом/км;

$P_1$ – активне навантаження Т1;

$tg\varphi_{кл1}$ – коефіцієнт потужності;

$l_{кл1}$ – довжина КЛ1;

$U_м^*$ – відносне значення рівня напруги на шинах 10 кВ ГЗП, приймаємо, що: $U_м^* = 1,0 U_{м.ном}$.

Підставивши в (3.39) втрати напруги в КЛ1 отримаємо втрати напруги в кабельній лінії КЛ2

$$\Delta U_{кл2} = \frac{\left(r_{0.кл2} + x_{0.кл2} tg\varphi_{кл2}\right) l_{кл2} P_{кл2}}{10\left[U_м^* - \frac{\left(r_{0.кл1} + x_{0.кл1} tg\varphi_{кл1}\right)\left(P_1 + P_{кл2}\right) l_{кл1}}{10U_м^2}\right]^2}, \tag{3.42}$$

Згідно умови (3.38) отримаємо рівність

$$\frac{\left(r_{0.кл2} + x_{0.кл2} tg\varphi_{кл2}\right) l_{кл2} P_{кл2}}{10\left[U_м^* - \frac{\left(r_{0.кл1} + x_{0.кл1} tg\varphi_{кл1}\right)\left(P_1 + P_{кл2}\right) l_{кл1}}{10U_м^2}\right]^2} = \frac{\left(r_{0.кл2} + x_{0.кл2} tg\varphi_{кл2}\right) l'_{кл2} P_{кл2}}{10U_м^2} \tag{3.43}$$

та знайдемо з неї довжину еквівалентної кабельної лінії КЛ2′

$$l'_{кл2} = \frac{l_{кл2} U_м^2}{\left(\frac{l_{кл1}\left(P_{кл1} + P_{кл2}\right)\left(r_{0.кл1} + x_{0.кл1} tg\varphi_{кл1}\right)}{10^3 U_м^2} - U_м^*\right)^2} \tag{3.44}$$

або

$$l'_{кл2} = \frac{l_{кл2} U_м^2}{U_{м.ном}^2\left(\frac{l_{кл1}\left(P_{кл1} + P_{кл2}\right)\left(r_{0.кл1} + x_{0.кл1} tg\varphi_{кл1}\right)}{10^3 U_м^2} - 1,0\right)^2}. \tag{3.45}$$

Використовуючи отримані вирази (3.35), (3.45), вихідні дані табл. 3.1 і рис. 3.7 знайдемо значення рівнів напруги мережі за яких втрати активної потужності в ній будуть мінімальними для випадку експлуатації нового обладнання ($T_{\text{екс}} \le 1$ рік) і старого ($T_{\text{екс}} = 20$ років).

Еквівалента схема ділянки розподільної мережі 10 кВ промислового підприємства отримана за допомогою рівняння (3.43) представлена на рис. 3.8.

Виконаний розрахунок показує, що напруга джерела живлення (ГЗП) за якої втрати активної потужності в розподільній мережі будуть мінімальними для 1-го випадку складає 13,2 кВ, а для 2-го – 12,9 кВ. Обидва отримані рівня напруги перевищують максимально допустимий 11,0 кВ [5], що є логічним оскільки розрахунок виконувався для режиму максимальних навантажень коли коефіцієнти завантаження трансформаторів були близькі до 1. Різниця в рінях напруги свідчить про те, що обладнання зі строком експлуатації втрати неробочого ходу збільшуються. Ці результати підтверджують отримані вище.

Таблиця 3.1 – Параметри елементів розподільної мережі (рис. 3.5)

| Назва елемента | Тип елемента | Параметри | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $P_{\text{н}}$, кВт | tgφ | $r_0$, Ом/км | $x_0$, Ом/км | $I_{\text{доп}}$, А |
| ТП-1, Т1 | ТМ-1000/10/0,4 | 720 | 0,149 | – | – | – |
| ТП-2, Т1 | ТМ-1000/10/0,4 | 800 | 0,149 | – | – | – |
| ТП-3, Т1 | ТМ-1000/10/0,4 | 740 | 0,149 | – | – | – |
| ТП-4, Т1 | ТМ-1000/10/0,4 | 700 | 0,149 | – | – | – |
| ТП-5, Т1 | ТМ-1000/10/0,4 | 650 | 0,149 | – | – | – |
| КЛ-1 | ААБл-(3х95) | 1518 | 0,15 | 0,326 | 0,083 | 192 |
| КЛ-2 | ААБл-(3х70) | 809 | 0,15 | 0,443 | 0,086 | 162 |
| КЛ-3 | ААБл-(3х95) | 1545 | 0,15 | 0,326 | 0,083 | 192 |
| КЛ-4 | ААБл-(3х70) | 708 | 0,15 | 0,443 | 0,086 | 162 |
| КЛ-5 | ААБл-(3х70) | 656 | 0,15 | 0,443 | 0,086 | 162 |

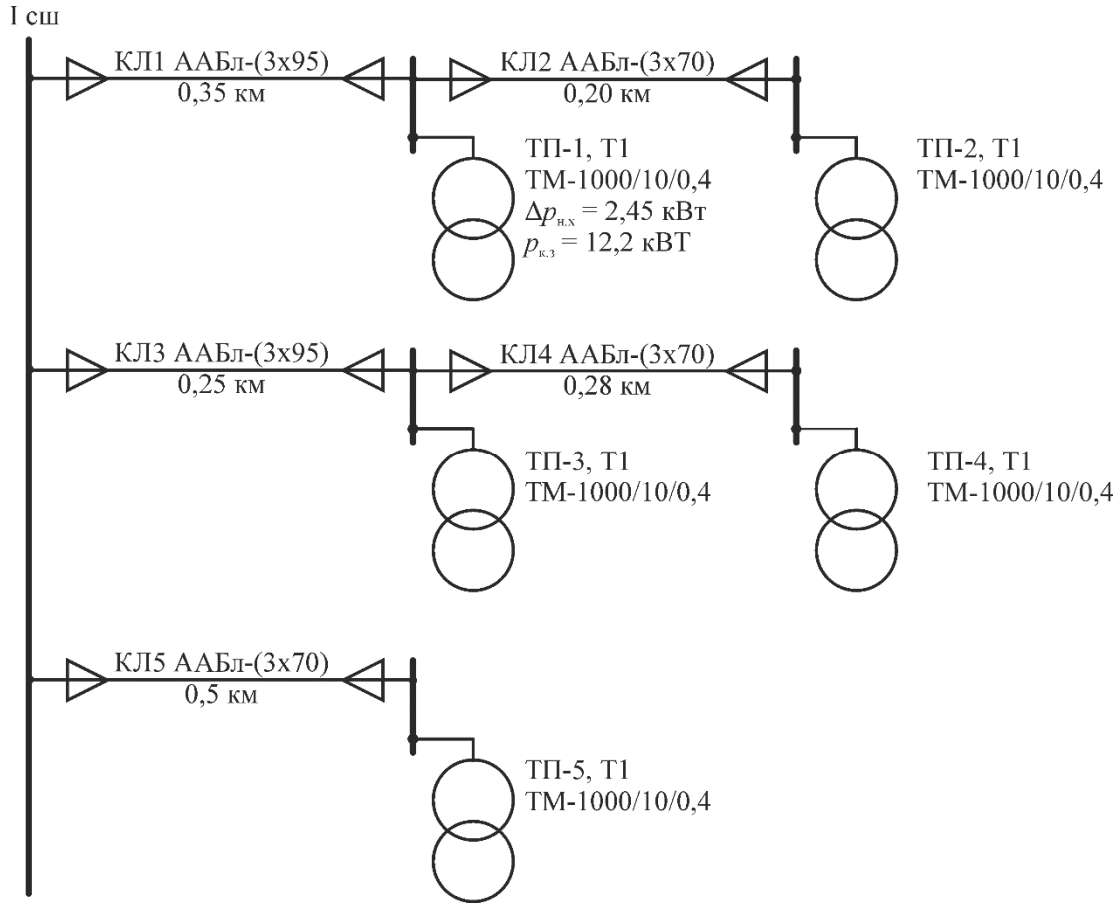



Рисунок 3.7 – Ділянка розподільної мережі 10 кВ промпідприємства

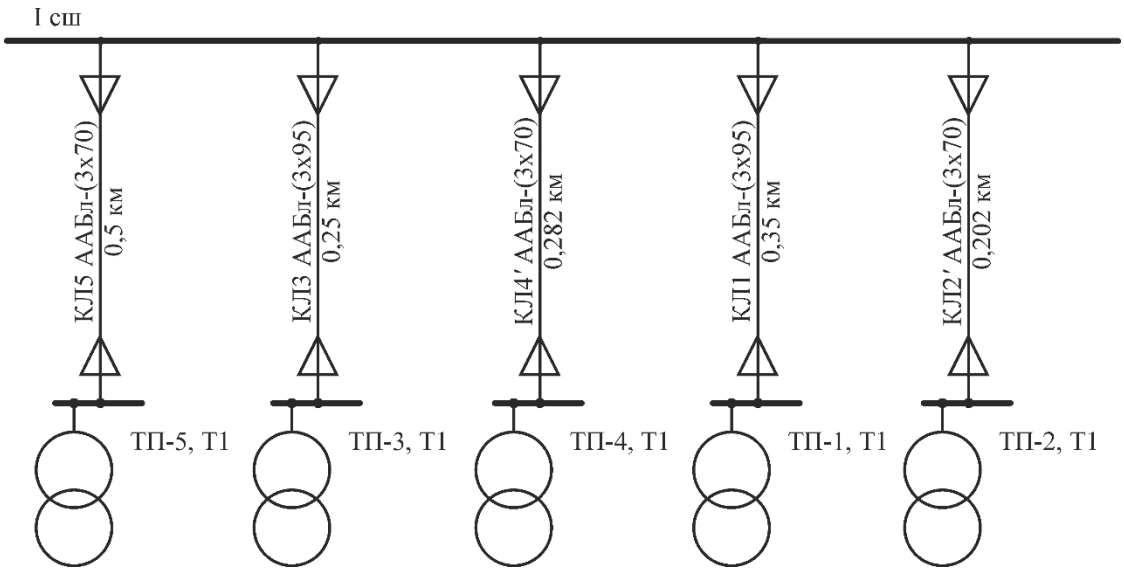



Рисунок 3.8 – Еквівалентна ділянка розподільної мережі 10 кВ промпідприємства

## 3.5 Оптимізація рівня завантаження електромережі

Розглянемо гілку розподільної мережі, що складається з одиночних кабельної лінії та цехового трансформатора (рис. 3.4). Оптимальне завантаження її елементів можливо розрахувати за різними критеріями [18]:

- мінімуму сумарних втрат активної потужності в режимі максимальних навантажень;

- мінімуму сумарних втрат енергії в режимі максимальних навантажень;

- мінімуму вартості транспортування електричної енергії.

Оскільки другий критерій оптимізації витікає з першого то його і розглянемо.

Задачу оптимізації розглянемо окремо, для трансформатора та КЛ.

У статичні постановці, без врахування динаміки навантажень задачу оптимізації для трансформатора сформулюємо наступним чином

- до центру живлення підключено цеховий трансформатор (рис. 3.4) із сумарними втратами активної потужності $\sum \Delta P_{\text{т}}$, необхідно визначити такий коефіцієнт його завантаження $k_{\text{з.т}} \in \Omega$ за якого вони будуть мінімальними, тобто

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{\text{т}}\left(k_{\text{з.т}}\right) \to \min, \quad i = 1, 2, ..., n; \\ k_{\text{з.т}} \in \Omega. \end{cases} \tag{3.46}$$

де $\Omega$ – область допустимих значень $k_{\text{з.т}}$, яка для нормального режиму роботи визначається нерівністю

$$0 \le k_{\text{з.т}} \le 1,0. \tag{3.47}$$

У розділі 2.2 був отриманий вираз сумарних втрат для трансформатора, кВт

$$\Delta P_{\text{т}} = \left(1 + 0,005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}}\left(\frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}}\right)^2 + \Delta p_{\text{к.з}}k_{\text{з.т}}^2\left[\frac{\left[U_{\text{вн.ном}}\left(1+\frac{n\cdot E_0}{100}\right)\right]}{U_{\text{м}}}\right]^2. \quad (3.48)$$

Поділивши всі доданки рівняння (2.21) рівняння на $k_{\text{з.т}}$ отримаємо, кВт

$$\Delta P_{\text{т}}^* = \frac{\left(1 + 0,005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}}}{k_{\text{з.т}}}\left(\frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}}\right)^2 + \Delta p_{\text{к.з}}k_{\text{з.т}}\left[\frac{U_{\text{вн.ном}}\left(1+\frac{n\cdot E_0}{100}\right)}{U_{\text{м}}}\right]^2. \quad (3.49)$$

Для визначення рівня коефіцієнта завантаження трансформатора, що відповідає мінімуму втрат активної потужності знайдемо мінімум функції $\Delta P_{\text{т}} = f\left(k_{\text{з.т}}\right)$ для цього знайдемо її похідну

$$\frac{\partial \Delta P_{\text{т}}^*}{\partial k_{\text{з.т}}} = -\frac{\left(1 + 0,005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}}}{k_{\text{з.т}}^2}\left(\frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}}\right)^2 + \Delta p_{\text{к.з}}\left[\frac{U_{\text{вн.ном}}\left(1+\frac{n\cdot E_0}{100}\right)}{U_{\text{м}}}\right]^2. \quad (3.50)$$

Прирівнявши її до нуля отримаємо:

$$\frac{\left(1 + 0,005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}}}{k_{\text{з.т}}^2}\left(\frac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}}\right)^2 = \Delta p_{\text{к.з}}\left[\frac{U_{\text{вн.ном}}\left(1+\frac{n\cdot E_0}{100}\right)}{U_{\text{м}}}\right]^2. \quad (3.51)$$

Отже, коефіцієнт завантаження при якому втрати в трансформаторі будуть мінімальними буде рівним

$$k^*_{\text{з.т}} = \sqrt{\frac{\left(1+0,005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}}\left(\dfrac{U_{\text{м}}}{U_{\text{вн.ном}}}\right)^2}{\Delta p_{\text{к.з}}\left[\dfrac{U_{\text{вн.ном}}}{U_{\text{м}}}\left(1+\dfrac{n\cdot E_0}{100}\right)\right]^2}} = \sqrt{\frac{\left(1+0,005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}}U_{\text{м}}^4}{\Delta p_{\text{к.з}}\left(1+\dfrac{n\cdot E_0}{100}\right)^2 U_{\text{вн.ном}}^4}}. \quad (3.52)$$

За умови, що $U_{\text{м}} = U_{\text{вн.ном}}$ отримає вираз у більш простій формі [14]:

$$k^*_{\text{з.т}} = \sqrt{\frac{\left(1+0,005T_{\text{екс}}\right)\Delta p_{\text{н.х}}}{\Delta p_{\text{к.з}}}}. \quad (3.53)$$

Підставивши у вираз (3.53) значення втрат для нового трансформатора ТМ-1000/10 ($\Delta p_{\text{н.х.ном}} = 2,45$ кВт і $\Delta p_{\text{к.з}} = 12,2$ кВт) та зі строком експлуатації 40 років ($\Delta p_{\text{н.х.ном}} = 2,7$ кВт), отримаємо коефіцієнти завантаження при яких втрати активної потужності в трансформаторах будуть найменші, відповідно, $k^*_{\text{з.т}} = 0,45$ та $k^*_{\text{з.т.20}} = 0,47$. Зі збільшенням строку служби трансформаторів спостерігається певний ріст $k^*_{\text{з.т}}$ близько 5% (для переставлених результатів розрахунків).

На рис. 3.9, рис. 3.10 представлено приклади залежності втрат активної потужності нового силового трансформатора ТМ-1000/10/0,4, а на рис. 3.9 зі строком експлуатації $T_{\text{екс}}$ = 40 р. Коли трансформатор незавантажений втрати неробочого ходу складають 100% споживаної електроенергії. Зі збільшенням завантаження трансформатора частка навантажувальних втрат починає зростати, а неробочого ходу навпаки знижуватися, у результаті характеристики $\Delta P_{\text{н.х}}$ та $\Delta P_{\text{к.з}}$ перетинаються. Ця точка перетину і буде оптимальним планом $k^*_{\text{з.т}}$ при якому цільова функція $\Delta P_{\text{т}}\left(k_{\text{з.т}}\right)$ набуде екстремального значення.

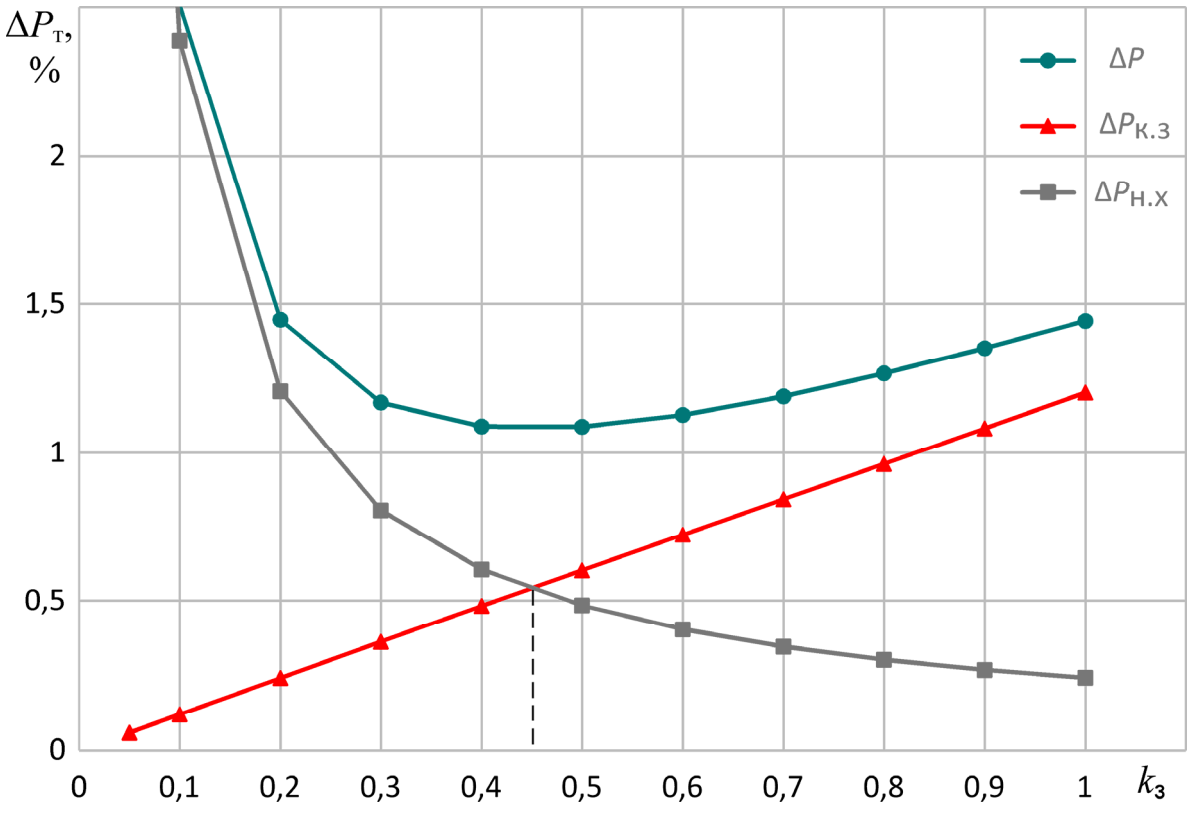



Рисунок 3.9 – Залежність втрат потужності $\Delta P_т$ трансформатора ТМ-1000/10 від завантаження

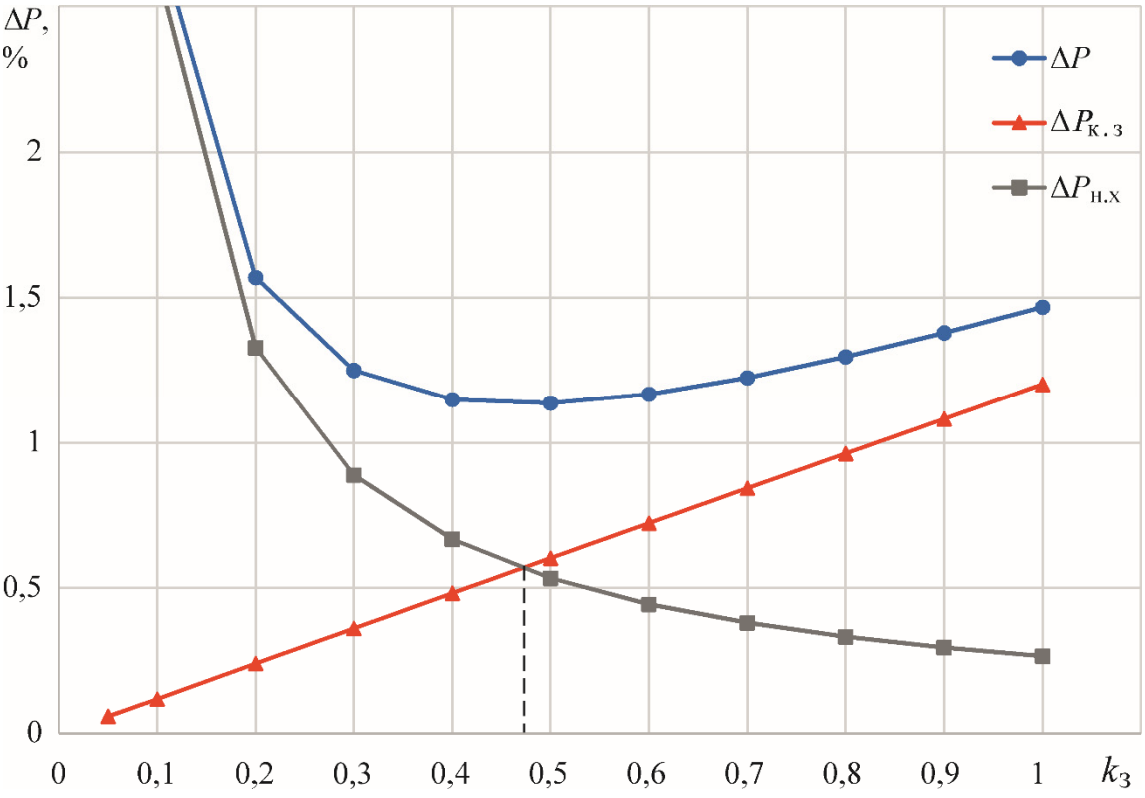



Рисунок 3.10 – Залежність втрат потужності $\Delta P_т$ трансформатора ТМ-1000/10 від завантаження зі значним строком експлуатації

Виходячи з міркувань аналогічних до задачі оптимізації трансформатора, задачу оптимізації для кабельної ліній сформулюємо так:

- до центру живлення підключено кабельну лінію (рис. 3.5) із сумарними втратами активної потужності $\sum \Delta P_{\text{кл}}$, необхідно визначити такий коефіцієнт завантаження $k_{\text{з.кл}} \in \Omega$ її елементів, вони будуть мінімальними, тобто

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{n} \Delta P\left(k_{\text{з.кл}}\right) \to \min, \quad i = 1,2,...,n; \\ k_{\text{з.rk}} \in \Omega. \end{cases} \tag{3.54}$$

де $\Omega$ – область допустимих значень $k_{\text{з.кл}}$, яка для нормального режиму роботи визначається нерівністю

$$0 \le k_{\text{з.кл}} \le 1,0. \tag{3.55}$$

Втрати активної потужності в кабельній лінії з урахуванням строку експлуатації

$$\Delta P_{\text{кл}} = l_{\text{кл}} \left[ \omega \cdot c_{\text{р}} \left(0,003 + 0,0002 T_{\text{екс}}\right)\left(1 + \alpha_{\text{ст}} T_{\text{екс}}\right) \cdot U_{\text{м}}^2 \cdot 10^3 + 3 I^2 r_{0.\text{кл}} \frac{U_{\text{ном}}^2}{U_{\text{м}}^2} 10^{-3} \right]. \tag{3.56}$$

Замінимо струм навантаження на коефіцієнт завантаження КЛ у (3.56) тоді отримаємо

$$\Delta P_{\text{кл}} = l_{\text{кл}} \omega \cdot c_{\text{р}} \left(0,003 + 0,0002 T_{\text{екс}}\right)\left(1 + \alpha_{\text{ст}} T_{\text{екс}}\right) \cdot U_{\text{м}}^2 \cdot 10^3 +$$

$$+ 3 k_{\text{з.кл}}^2 I_{\text{доп}}^2 r_{0.\text{кл}} l_{\text{кл}} \frac{U_{\text{ном}}^2}{U_{\text{м}}^2} 10^{-3}. \tag{3.57}$$

Для визначення рівня коефіцієнта завантаження кабельної лінії, що відповідає мінімуму втрат активної потужності знайдемо мінімум функції $\Delta P^*_{\text{кл}} = f\left(k_{\text{з.кл}}\right)$ для цього знайдемо її похідну

$$\frac{\partial \Delta P^*_{\text{кл}}}{\partial k_{\text{з.кл}}} = \frac{l_{\text{кл}}\omega \cdot c_{\text{р}}\left(0,003 + 0,0002T_{\text{екс}}\right)\left(1+\alpha_{\text{ст}}T_{\text{екс}}\right)\cdot U^2_{\text{м}}}{k^2_{\text{з.кл}}}10^3 + 3r_{0.\text{кл}}I^2_{\text{доп}}l_{\text{кл}}\frac{U^2_{\text{ном}}}{U^2_{\text{м}}}10^{-3}. \quad (3.58)$$

звідки

$$k^*_{\text{з.кл}} = \sqrt{\frac{\omega \cdot c_{\text{р}}\left(0,003 + 0,0002T_{\text{екс}}\right)\left(1+\alpha_{\text{ст}}T_{\text{екс}}\right)\cdot U^4_{\text{м}}\cdot 10^6}{3r_{0.\text{кл}}I^2_{\text{доп}}U^2_{\text{ном}}}}. \quad (3.59)$$

Якщо напруга мережі дорівнює номінальній напрузі КЛ то (3.59) дещо спроститься

$$k^*_{\text{з.кл}} = \sqrt{\frac{\omega \cdot c_{\text{р}}\left(0,003 + 0,0002T_{\text{екс}}\right)\left(1+\alpha_{\text{ст}}T_{\text{екс}}\right)\cdot U^2_{\text{м}}\cdot 10^6}{3r_{0.\text{кл}}I^2_{\text{доп}}}}. \quad (3.60)$$

Отримані значення оптимальної точки $k^*_{\text{з.кл}}$ за допомогою виразу (3.60) для кабельної лінії типу ААБл-(3х120) з $I_{\text{доп}} = 218$ А, залежно від строку експлуатації $T_{\text{екс}}$ лежать в межах 0,05-0,01. Це пов’язано з тим, що різниця між втратами неробочого ходу та навантажувальними складає близько 2-х порядків. Таким чином, згідно проведеного розрахунку, будь-яка КЛ буде працювати з неоптимальними завантаженням, з точки зору втрат активної потужності.

## 3.6 Рекомендації щодо зниження активних втрат у розподільних мережах

З метою зниження втрат активної потужності в розподільній мережі промислового підприємства слід дотримуватися наступних рекомендацій.

1. На етапах проектування, реконструкції та модернізації розподільної мережі підприємства необхідно приймати до встановлення енергоефективні силові трансформатори зі зниженими втратами неробочого ходу, встановлювати регульовані засоби компенсації реактивної потужності, прокладати нові кабельні лінії з перерізами вибраними на основі приведених витрат.

2. У РУ 10 кВ підприємства і РУ 0,4 кВ цехових підстанцій необхідно встановлювати засоби РЗА, що дозволять вмикати в роботу обидва з трансформатори при досягненні навантаженням граничної потужності, за якої сумарні втрати в двох трансформаторах будуть нижчі в одному та навпаки.

3. Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією, що мають значний термін експлуатації (≈40 років) слід замінювати, оскільки їх втрати неробочого ходу можуть бути збільшені до 10 разів відносно початкових.

4. У трансформаторів зі значним строком експлуатації необхідно регулярно проводити вимірювання втрат неробочого ходу і якщо вони значно перевищують межі встановлені заводом-виготівельником слід замінити трансформатор на новий, енергоощадний.

5. Якщо обладнання зі значним строком служби не можливо замінити, напругу джерела живлення необхідно встановлювати з урахуванням коефіцієнтів завантаження цехових трансформаторів і довжини кабельних ліній.

6. Рівень напруги, за якої втрати активної потужності мінімальні необхідно розраховувати за допомогою отриманої аналітичної залежності (3.35).

7. Коефіцієнт завантаження цехових трансформаторів слід підтримувати близьким до оптимального за якого втрати в трансформаторі будуть мінімальними.

8. Коефіцієнт завантаження цехових трансформаторів слід розраховувати за допомогою отриманих аналітичних залежностей (3.52) або (3.53).

## 3.7 Висновки за розділом 3

1. Встановлено, що етапі реконструкції електричної мережі зниження втрат активної потужності можливо досягти шляхом використання оптимальної системи рівнів напруги, передбачення установки пристроїв компенсації реактивної потужності з автоматичними регуляторами, упорядкування потужності трансформаторів, заміною морально та фізично застарілих на нові енергоефективні.

2. Виявлено, що для проведення оптимізації рівнів втрат активної потужності в електромережі та оптимізації рівня завантаження електромережі достатньо використання методів класичного аналізу дослідження функцій, оскільки отримані аналітичні вирази для критеріїв оптимальності можливо легко диференціювати.

3. Отримано аналітичний вираз, що дозволяє визначити оптимальний рівень напруги джерела живлення розподільної мережі, яка містить *n*-ланок і урахуванням строку експлуатації обладнання. Встановлено, що для обладнання зі значним строком експлуатації необхідно мінімально допустимий рівень напруги живлення ланки підтримувати при більшому коефіцієнті її завантаження ніж для нового обладнання.

4. Отримано аналітичний вираз, що дозволяє спростити розрахунок оптимального рівня напруги в розподільній мережі підприємства, шляхом заміни магістральної ланки схеми мережі на радіальну.

5. Отримано аналітичний вираз для визначення коефіцієнту завантаження трансформатора при якому втрати в ньому будуть мінімальними, що враховує положення ПБЗ.

6. Розроблено рекомендації, що дозволяють знизити втрати активної потужності при реконструкції розподільної мережі та експлуатації обладнанні зі значним строком експлуатації розподільної мережі підприємства.

# 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

## 4.1 Організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках понад 1000 В

Роботи в електроустановках поділяються з точки зору їх організації поділяються на такі, що виконуються: за нарядом-допуском, розпорядженням і в порядку поточної експлуатації.

До організаційних заходів належать [22, 23]:

- затвердження переліків видів робіт, що виконуються за нарядами-допусками, розпорядженням і в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, що відповідають за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт, що виконуються за нарядами-допусками, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- контроль за виконанням робіт;
- оформлення перерв у роботі та її завершення.

Наряд-допуск на роботу виписується в двох примірниках. Його заповнення олівцем, виправлення і перекреслення написаного тексту не допускається.

Наряд-допуск передається оперативному робітнику перед початком підготовки робочого місця. Наряд виписується на одного керівника робіт з однією бригадою. У випадку розширення робочого місця, зміни кількості робочих місць, зміни керівника робіт або складу бригади більше ніж на 50% необхідна видача нового наряду-допуску. Тривалість наряду-допуску складає не більше 15 календарних днів від дня початку роботи.

Під час виконання робіт за нарядом-допуском бригада повинна складатися, мінімум, з двох працівників включаючи керівника робіт.

Підготовка робочих місць і допуск можуть провадитися тільки з дозволу оперативних працівників. Змінювати передбачені нарядом-допуском заходи з

підготовки робочих місць заборонено. Підготовку робочого місця виконують, за звичай, два працівники, що мають право на оперативні перемикання.

Керівник робіт і допускаючий повинні перевірити виконання технічних заходів для підготовки робочого місця. Після цього проводиться допуск до виконання робіт за допомогою наряда-допуска. Його бажано здійснювати безпосередньо на робочому місці.

Допуск до виконання робіт включає:

- перевірку складу бригади зазначеному в наряді-допуску або розпорядженні;

- проведення інструктажу;

- перевірку відсутності напруги, шляхом показу встановленого заземлення.

Після проведення інструктажу допускаючого бригаду інструктує керівник робіт стосовно безпечного виконання робіт. Проведення інструктажу та допуску оформлюється, відповідно, підписами допускаючого та керівника робіт з обов’язковим зазначенням часу та дати. Якщо робота виконується за розпорядженням, то час допуску необхідно зареєструвати в журналі обліку робіт.

Після того, як бригада отримала допуск до виконання робіт, відповідальність за нагляд за нею покладається на керівника робіт або на наглядача з метою забезпечення дотримання правил техніки безпеки. Керівник робіт і наглядач повинні протягом всього часу перебувати на місці робіт і за можливістю там, де виконується найбільш відповідальна та потенційно небезпечна робота. За дозволом керівника робіт члени бригади можуть тимчасово покидати робоче місце. При цьому робітник не виводиться з наряду-допуску.

Залишатися в закритих і відкритих розподільних установках самому керівнику робіт або одному члену бригади без керівника робіт заборонено, за виключенням виробничої необхідності.

До обов’язків працівника, що видав наряд-допуск і оперативних працівників входять періодичні перевірки дотримання членами бригади правил техніки безпеки.

Робота членів бригади на різних робочих місцях допускається лише у випадках, коли наряд-допуск виданий на одночасне виконання робіт у різних робочих місцях.

У електроустановках понад 1000 В, що обслуговуються місцевими оперативними робітниками, переведення бригади на інше робоче місце виконує допускаючий.

Під час робіт в електроустановках без зняття напруги на їх струмопровідних частинах оформлення допуску на інше робоче місце вимагається тільки в разі переведення бригади з відкритої розподільної установки однієї напруги у відкриту розподільної установки іншої напруги або з одного приміщення в інше.

На час перерв у роботі впродовж робочого дня бригада в повному складі має залишити робоче місце. При цьому двері приміщень РУ та огороджень електроустановки замикають на замок, а наряд залишається в керівника робіт або наглядача. Членам бригади заборонено повертатися на своє робоче місце без присутності керівника робіт або наглядача. Після такої перерви допуск бригади до роботи здійснюється керівником робіт без відміток у наряді-допуску.

У кінці робочого дня бригада всім складом покидає робоче місце, а двері РУ та огороджень електроустановки замикаються на замок.

Повторний допуск до робіт в наступні дні здійснює допусукаючий.

Після повного завершення робіт робоче місце приводиться в належний стан шляхом виконання наступних організаційних заходів у такій послідовності:

- виведення бригади з робочого місця;
- знімання тимчасових огороджень;
- зняття заземлень;
- встановлення на свої місця стаціонарних огороджень і плакатів;
- замикання на замки дверей.

Закриття наряду-допуску оформлюється керівником робіт записом у наряді та журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями.

Контроль за правильністю оформлення нарядів здійснюється працівниками, які їх видали.

## 4.2 Розрахунок заземлюючого пристрою

З метою усунення небезпеки електрострумом внаслідок порушення ізоляції та появи напруги на неструмопровідних металевих частинах електрообладнання застосовують захисне заземлення.

Захисне заземлення використовується в усіх електроустановках напругою понад 1000 В незалежно від режиму роботи нейтралі.

Заземлюючий пристрій – це сукупність конструктивно об’єднаних металевих електродів, заглиблених на необхідну глибину в ґрунт і заземлюючих провідників, що з’єднують електрообладнання з заземлювачем.

Проведемо розрахунок заземлюючого пристрою РУ 10 кВ, виходячи з наступного:

- сила струму замикання на землю в мережі складає 8,9 А;

- в якості вертикальних заземлювачів необхідно використати сталеві стержні діаметром 20 мм і довжиною 2200 мм;

- в якості горизонтальних заземлювачів необхідно використати сталеву полосу перерізом 50×5 мм;

- опір доступного природного заземлювача складає 20 Ом;

- ґрунт в якому планується будувати заземлювач двошаровий, верхній шар має товщину 800 мм і питомий опір 100 Ом·м;

- горизонтальний електрод закладається на глибині 600 мм від поверхні.

Для сторони високої напруги згідно [1] опір заземлюючого пристрою визначається:

$$R_з \le \frac{U_р}{I_з} = \frac{125}{8,9} = 14,0 \text{ Ом},$$

де $U_p$ = 125 В, так як заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок до 1 кВ і вище.

Опір заземлюючого пристрою для електроустановок напругою до 1 кВ не повинен бути більшим 4 Ом [1], тому приймаємо $R_з = 4$ Ом.

Попередньо, намічаємо розташування заземлювачів – в один ряд з відстанню між вертикальними електродами 6 м за їх довжини $l = 2$ м.

З урахуванням опору природнього заземлювача опір штучного заземлювача складе

$$R_i = \frac{R_з \cdot R_п}{R_п - R_з} = \frac{4 \cdot 20}{20 - 4} = 5{,}0 \text{ Ом};$$

де $R_п$ – опір природного заземлювача, Ом.

Вертикальні електроди розташовуються у нижньому шарі ґрунту, а їх верхні кінці розташовують на глибині 0,6 м від його поверхні. До них приварюють горизонтальні електроди стрижневого типу того ж діаметру, що й вертикальні електроди (рис. 4.1).

Розрахункові питомі опори ґрунту для вертикальних та горизонтальних заземлювачів:

$$\rho_{р.п} = \rho_п \cdot K_{п.г} = 100 \cdot 2{,}0 = 200{,}0 \text{ Ом·м};$$

$$\rho_{р.в} = \rho_п \cdot K_{п.в} = 500 \cdot 1{,}4 = 700{,}0 \text{ Ом·м};$$

де $\rho_п$ – питомий опір ґрунту, Ом·м;

$K_{п.г}$ – підвищуючий коефіцієнт, для горизонтальних електродів;

$K_{п.в}$ – підвищуючий коефіцієнт для вертикальних електродів.

Еквівалентний питомий опір двошарової землі для вертикального стрижневого електрода складе

$$\rho_{р.в.е} = \frac{l}{\frac{\Delta l_1}{\rho_{р.г}} + \frac{\Delta l_2}{\rho_{р.в}}} = \frac{2}{\frac{0{,}8}{500} + \frac{1{,}4}{100}} = 141{,}0 \text{ Ом·м}.$$

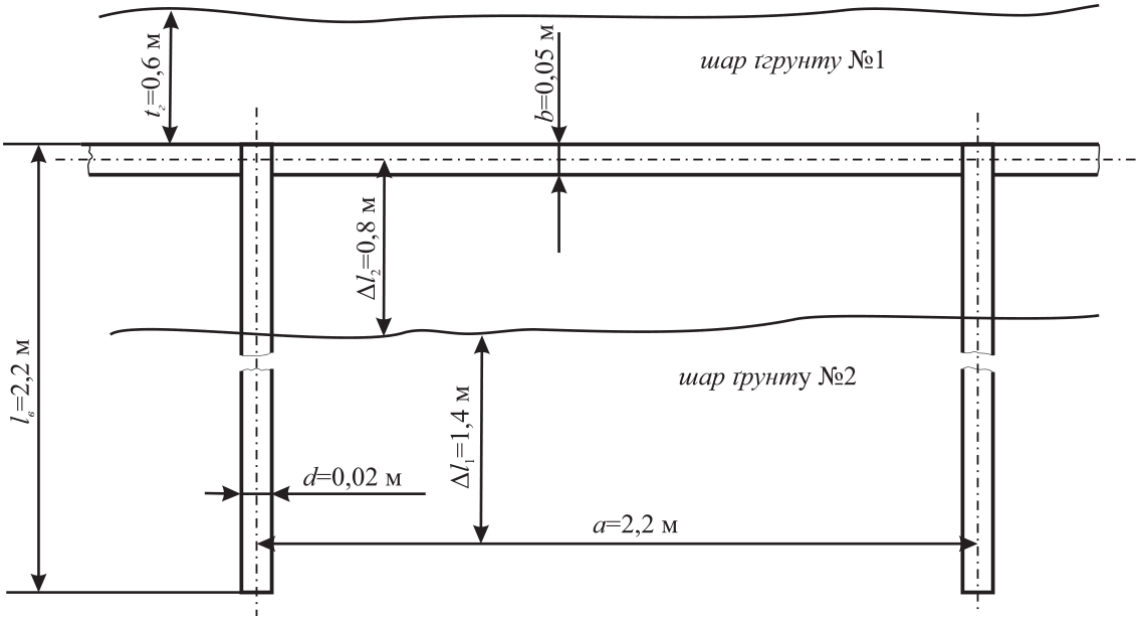



Рисунок 4.1 – Розрахункова схема заземлювального пристрою

Опір розтіканню одного вертикального електрода стрижневого типу визначимо з виразу:

$$R_{\text{о.в.е}} = \frac{\rho_{\text{р.в.е}}}{2\pi \cdot l_{\text{в}}}\left[\ln\left(\frac{2l_{\text{в}}}{d}\right) + 0{,}5\ln\left(\frac{4t_{\text{в}} + l_{\text{в}}}{4t - l_{\text{в}}}\right)\right] =$$

$$= \frac{141{,}0}{2\pi \cdot 2{,}2}\left[\ln\left(\frac{2 \cdot 2{,}2}{20 \cdot 10^{-3}}\right) + 0{,}5\ln\left(\frac{4 \cdot 1{,}6 + 2}{4 \cdot 1{,}6 - 2}\right)\right] = 58{,}5 \text{ Ом},$$

де $t$ – відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального електроду:

$$t = t_{\text{г}} + 0{,}5l_{\text{в}} = 0{,}6 + 0{,}5 \cdot 2{,}2 = 1{,}7 \text{ м}.$$

Наближена кількість вертикальних електродів за прийнятого коефіцієнта використання $K_{i.\text{в}}$ = 0,49 (відношення відстані між електродами до їх довжини рівне 1):

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{о.в.е}}}{K_{i.\text{в}} \cdot R_i} = \frac{58{,}48}{0{,}49 \cdot 5{,}33} = 22{,}37 \text{ шт.}$$

Розрахунковий опір розтіканню горизонтальних електродів:

$$R_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{р.г}}}{2\pi \cdot l_{\text{г}} \cdot K_{i.\text{г}}} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot l_{\text{г}}^{\,2}}{b \cdot t_{\text{г}}}\right) = \frac{200}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 50 \cdot 0{,}47} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 50^2}{50 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}6}\right) = 16{,}3 \text{ Ом.}$$

де $K_{\text{і.г}}$ – коефіцієнт використання горизонтальних електродів;

$l_{\text{г}}$ – загальна довжина горизонтального електроду, м.

Тоді уточнене значення необхідного опору вертикальних електродів

$$R_{\text{в.е}} = \frac{R_{\text{р.г.е}} \cdot R_i}{R_{\text{р.г.е}} - R_i} = \frac{16{,}3 \cdot 5{,}33}{16{,}3 - 5{,}33} = 7{,}93 \text{ Ом.}$$

Кількість вертикальних електродів за коефіцієнта використання $K_{i.\text{в.е}} = 0{,}49$:

$$N = \frac{R_{\text{о.в.е}}}{K_{i.\text{в.е}} \cdot R_{\text{в.е}}} = \frac{58{,}48}{0{,}49 \cdot 7{,}928} = 15{,}1 \text{ шт.}$$

Остаточно, приймаємо до установки 16 вертикальних електродів. Тоді їх опір складе:

$$R_{\text{в.е}} = \frac{R_{\text{о.в.е}}}{K_{i.\text{в.е}} \cdot N} = \frac{58{,}48}{0{,}49 \cdot 16} = 7{,}46 \text{ Ом.}$$

Виконуємо перевірку:

$$R = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{в}}} + \frac{1}{R_{\text{г}}} + \frac{1}{R_{\text{п}}}} = \frac{1}{\frac{1}{7{,}46} + \frac{1}{16{,}3} + \frac{1}{16}} = 3{,}88 \quad \text{Ом.}$$

отже

$$3{,}88 < 4 \text{ Ом.}$$

## 4.3 Висновки

1. Встановлено, що основними організаційними заходами, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є затвердження переліків робіт, що виконуються за нарядами-допусками, розпорядженням і в порядку поточної експлуатації; призначення осіб, що відповідають за безпечне проведення робіт; оформлення робіт, що виконуються за нарядами-допусками, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації; підготовка робочих місць; допуск до роботи; контроль за виконанням робіт; оформлення перерв у роботі та її закінчення.

2. Розраховано, що для виконання заземлюючого пристрою для РУ 10 кВ, що розміщується у зоні степу необхідно витратити 16-ть вертикальних електродів і 1 горизонтальний, при цьому його опір складе 3,88 Ом.

# ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розглянуто шляхи зниження втрат активної потужності в розподільній мережі промислових підприємств шляхом проведення режимних заходів. У результаті чого отримано такі основні науково-практичні результати роботи:

Встановлено, що в розподільних мережах промислових підприємств зі значним строком експлуатації більше 50% втрат електроенергії складає неробочий хід цехових трансформаторів і кабельних ліній, а їх навантажувальні втрати що складають до 47% від загального підсумку. Аналіз шляхів їх зниження виявив, що найбільш доцільними на етапі проектування є застосування енергоощадних трансформаторів, раціональний вибір пристроїв компенсації реактивної потужності та перерізів провідників, а при експлуатації – вибір раціональних рівнів напруги розподільної мережі, оптимізація режимів роботи силових трансформаторів з метою досягнення в них оптимальних рівнів втрат активної потужності.

Встановлено, що втрати неробочого ходу в кабельних лініях і трансформаторах цехових підстанцій мають квадратичну залежність від напруги мережі, їх приріст при зміні рівня напруги мережі від 9 кВ до 11 кВ для КЛ складає ≈30% і для трансформаторів – ±25% від їх паспортного значення, а приріст навантажувальних втрат у КЛ складає 35%, для трансформатора при перемиканні ПБЗ у положення «+» збільшуються втрати неробочого ходу, а при перемиканні ПБЗ у положення «–» навантажувальні втрати.

Розраховано, що на підстанціях зі встановленими трансформаторами 2×ТМ-1000/10 при досягненні навантаженням граничної потужності 633 кВА, за якої сумарні втрати потужності в двох трансформаторах будуть більші ніж в одному, доцільно відключати від розподільної мережі один з них.

Встановлено, що на етапі реконструкції електромережі зниження втрат активної потужності досягається шляхом використання оптимальної системи рівнів напруги, передбаченням установки пристроїв компенсації реактивної потужності з автоматичними регуляторами, упорядкування потужності трансформаторів, заміною морально та фізично застарілого обладнання на нове енергоефективне. Визначено, що для обладнання зі значним строком експлуатації необхідно підтримувати мінімально допустимий рівень напруги живлення ланки мережі при більшому коефіцієнті її завантаження ніж для нового обладнання.

Розроблено рекомендації, що дозволяють знизити втрати активної потужності при реконструкції розподільної мережі та експлуатації обладнання зі значним строком експлуатації розподільної мережі підприємства.

Виявлено, що основними організаційними заходами, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є затвердження переліків робіт, що виконуються за нарядами-допусками, розпорядженням і в порядку поточної експлуатації; призначення осіб відповідальних за безпечне проведення робіт; оформлення робіт, що виконуються за нарядами-допусками, розпорядженням і в порядку поточної експлуатації; підготовка робочих місць; допуск до роботи; нагляд за виконанням робіт; оформлення перерв в роботі та її закінчення.

Визначено, що для виконання контуру заземлення РУ 10 кВ, що розміщується в 2-й кліматичній зоні необхідно витратити 10-ть вертикальних електродів і 1-н горизонтальний, при цьому його опір складе 3,96 Ом.

# ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Говоров П. П., Бакулевський В. Л. Поліпшення математичної моделі розрахунку та прогнозування втрат електроенергії на основі нейронних мережею. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2018. № 2. С. 14-19.

2. Бохонко І. В. Проблеми зменшення втрат електроенергії під час передавання. Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Серія: Проблеми економіки та управління. 2016. № 847. С. 16-22.

3. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електроенергетики та електропостачання. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2009. 436 с.

4. Правила улаштування електроустановок. Х.: Вид-во «Форт», 2017. 760 с.

5. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT). Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. [Чинний з 1.10.2014]. К.: Держстандарт України, 2014. 27 с.

6. Василега П. О. Електропостачання. Суми: Сумський державний університет, 2019. 521 с.

7. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств. Харків: ФОП Панов А. М., 2018. 269 с.

8. Шкрабець Ф. П., Красовський П. Ю. Експлуатаційна динаміка втрат електроенергії в системах електропостачання. М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 152 с.

9. Красовський Ю.П. Складові втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. Вісник ДНУЗТ імені академіка В. Лазаряна, 2009. №27. С. 77-80.

10. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методичні рекомендації. К.: Міненерговугілля України, 2013. 68 с

11. Лежнюк П. Д., Добровольська Л. Д., Кулик В. В. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / Під ред. П. Д. Лежнюка. Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. 328 с.

12. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с

13. Железко Ю. С. Потери электроэнергии, Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009.

14. Анчарова Т. В., Гамазин С. И., Шевченко В. В. Экономия электроэнергии на промышленных предприятиях /. М.: Высш. шк., 1990.

15. Жалдак М. І. Триус Ю. В. Основи теорії і методів оптимізації. Черкаси: Брама-Україна, 2005. 608 с.

16. Мовчан А. П., Степанець О. В. Методи статичної оптимізації. К.: НТУУ «КПІ», 2012. 138 с.

17. Калинчик В. П., Банин Н. Д., Бедерак Я. С. Влияние входного напряжения на изменение потерь мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах. Промелектро. 2009. №3.

18. Фурсанов М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. М.: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. 207 с.

19. Романюк Ю. Ф., Соломчак О. В. Оптимізація рівнів напруги в електричних мережах з метою зменшення втрат потужності та енергії в трансформаторах. Промелектро. 2014. № 6(90).

20. Романюк Ю. Ф. Соломчак О. В. Зниження втрат електроенергії в силових трансформаторах шляхом підтримання оптимальної напруги живильної мережі. Матеріали XVIII наукової конференція Тернопільського національного технічного університету ім. Пулюя 29-30 жовтня 2014 р., м. Тернопіль.

21. Козловський О. А., Сідорук О. В. Зниження втрат активної потужності в електричній мережі з лінією та трансформатором. Автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології та проблеми енергоефективності в промисловості і сільському господарстві (АКІТ-2018): Матеріали міжнародної науково-

практичної інтернет-конференції. Кропивницький: ПП «Ексклюзив-Систем», 2018. С. 97-98.

22. Жигулін О. А. Безпека праці в енергоустановках. Ніжин, 2020. 189 с.

23. Основи безпечної експлуатації електроустановок: Підручник / С. В. Панченко, О. І. Акімов, М. М. Бабаєв та ін. Харків: УкрДУЗТ, 2021. 149 с.