

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ ШЛЯХОМ
ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ**

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»,
Ковальчук В. В. Ковальчук В. В.

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Лесько В.О. Лесько В.О.

« 03 » 06 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доц., доц. каф. ЕССЕМ
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

Байченко О.В.
« 07 » 06 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

« 06 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
 Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітня програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«20» 03 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Ковальчуку Віктору Валентиновичу.

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Підвищення ефективності розподільчих мереж шляхом зменшення втрат потужності»

Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

2. Термін подання студентом роботи 4 червня 2025 року

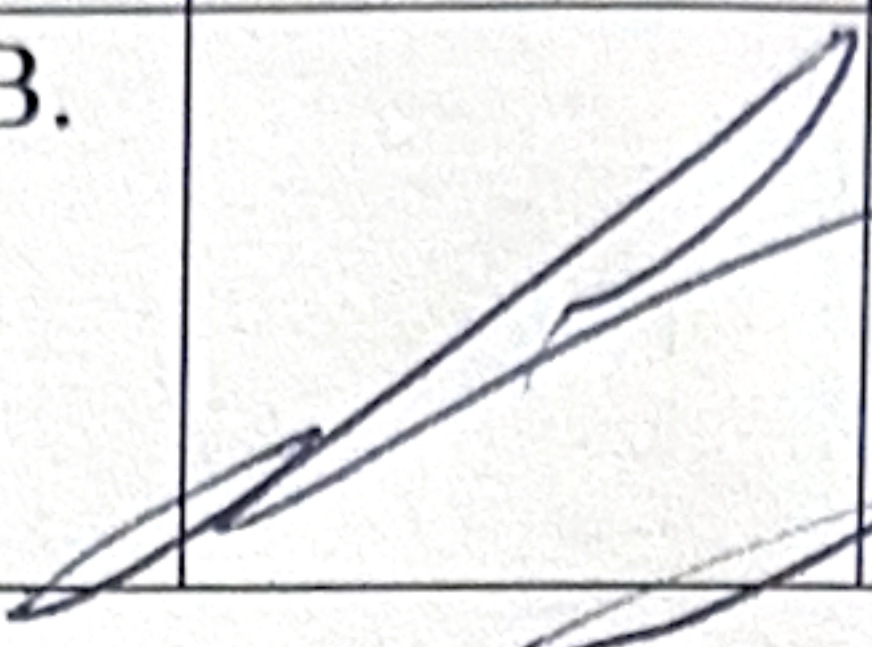
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи:

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.» 3. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с. 4. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Класифікація заходів і показники їх ефективності. 2. Визначення ефективності режимних заходів. 3 Розрахунки з визначення місць встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Класифікація заходів і показники їх ефективності. 2. Визначення ефективності режимних заходів. 3 Розрахунки з визначення місць встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності

6. Консультанти розділів роботи

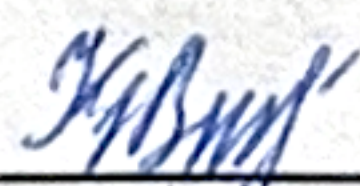
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

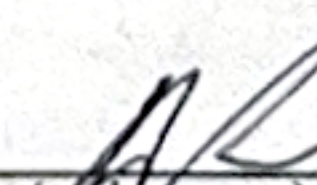
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження задач БКР	21.03.2025	24.03.2025	век
2	Вступ. Огляд літературних джерел	25.03.2025	30.03.2025	век
3	Класифікація заходів і показники їх ефективності (розділ 1 БКР)	31.03.2025	07.04.2025	век
4	Визначення ефективності режимних заходів (розділ 2 БКР)	08.04.2025	11.04.2025	век
5	Розрахунки з визначення місць встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності (розділ 3 БКР)	12.04.2025	19.04.2025	век
6	Виконання розділу охорона праці (розділ 4 БКР)	20.04.2025	30.04.2025	век
7	Формування висновків по роботі	01.05.2025	03.05.2025	век
8	Оформлення пояснювальної записки	04.05.2025	19.05.2025	век
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	20.05.2025	27.05.2025	век
10	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР.	28.05.2025	3.06.2025	век
11	Рецензування БКР	04.06.2025	09.06.2025	век
12	Захист БКР	10.06.2025	12.06.2025	век

Студент


(підпис)

В.В. Ковальчук

Керівник роботи


(підпис)

В. О. Лесько

АНОТАЦІЯ

Ковальчук В. В. «Підвищення ефективності розподільчих мереж шляхом зменшення втрат потужності». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ, 2025. – 76 с. Рис. 10, табл.18, бібліогр. 41

У бакалаврській кваліфікаційній роботі розглянуто комплекс заходів, спрямованих на підвищення ефективності роботи розподільчих електричних мереж шляхом зменшення втрат потужності. Проведено класифікацію режимних і технічних заходів та аналіз їх ефективності. Значну увагу приділено оптимізації режимів роботи мереж, зокрема методам зниження втрат у живлячих мережах, регулюванню напруги в центрах живлення, визначенню раціональних місць розмикання ліній, відключенню трансформаторів при малих навантаженнях і вирівнюванню графіка навантаження.

Окремим розділом розглянуто компенсацію реактивної потужності, включаючи вибір потужності компенсуючих пристроїв за умов невизначеності вихідних даних, а також розробку методики визначення оптимальних місць їх встановлення. Запропоновано різні підходи до розташування конденсаторних установок з урахуванням мінімізації ризиків, максимального ефекту та зменшення кількості точок установки. Наведено послідовність планування заходів та аналіз структури технічних втрат. У роботі також розглянуто питання охорони праці при впровадженні відповідних заходів.

Ключові слова: розподільчі мережі, втрати потужності, оптимізація режимів, компенсація реактивної потужності, конденсаторні установки, енергоефективність, технічні заходи, охорона праці.

ANNOTATION

Kovalchuk V. V. “Improving the efficiency of distribution networks by reducing power losses”. Bachelor's qualification work. – Vinnytsia: VNTU, 2025. – 76 p. Fig. 10, table 18, bibliography 41

The bachelor's qualification work considers a set of measures aimed at increasing the efficiency of distribution electrical networks by reducing power losses. A classification of regime and technical measures and an analysis of their effectiveness are carried out. Considerable attention is paid to the optimization of network operating modes, in particular, methods for reducing losses in supply networks, voltage regulation in power centers, determining rational locations for line disconnection, disconnecting transformers at low loads and leveling the load schedule.

A separate section considers reactive power compensation, including the selection of the power of compensating devices under conditions of uncertainty of the initial data, as well as the development of a methodology for determining the optimal locations for their installation. Various approaches to the location of capacitor units are proposed, taking into account risk minimization, maximum effect and reduction of the number of installation points. The sequence of planning measures and analysis of the structure of technical losses are presented. The paper also considers the issue of labor protection when implementing appropriate measures.

Keywords: distribution networks, power losses, mode optimization, reactive power compensation, capacitor units, energy efficiency, technical measures, labor protection.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 Класифікація заходів і показники їх ефективності.....	9
2. Визначення ефективності режимних заходів.....	14
2.1 Методи зменшення втрат потужності в живлячих мережах.....	14
2.2 Оптимізація законів регулювання напруги в центрах живлення розімкнених електричних мереж.....	25
2.3 Оптимізація місць розмикання ліній 6–35 кВ з двостороннім живленням.....	31
2.4 Відключення частини трансформаторів в режимах малих навантажень.....	33
2.5 Вирівнювання графіка навантаження мережі.....	34
3. Компенсація реактивної потужності.....	35
4. Визначення ефективності технічних заходів і заходів щодо вдосконалення технічного обліку електроенергії.....	44
5. Вибір потужності компенсуючих пристроїв в умовах невизначеності початкової інформації про навантаження вузлів.....	47
6. Розрахунки з визначення місць встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності.....	50
6.1 Послідовність планування заходів зі зменшення втрат.....	50
6.2 Аналіз структури технічних втрат електроенергії.....	51
6.3 Формування методу визначення місць встановлення конденсаторних установок.....	54
6.3.1 Розстановка компенсувальних пристроїв з мінімальним ризиком....	54
6.3.2 Розстановка компенсувальних пристроїв з максимальним ефектом зменшення втрат.....	55
6.3.3 Розстановка компенсувальних пристроїв зі зменшенням кількості місць встановлення.....	56

6.3.4 Формування остаточного варіанту розташування конденсаторних установок.....	56
7. Охорона праці.....	60
Висновки.....	70
Література.....	71
Додатки.....	73

ВСТУП

Актуальність теми. Стан сучасної електроенергетики України, як і багатьох країн світу, характеризується підвищеною увагою до питань енергоефективності, надійності електропостачання та мінімізації втрат електричної енергії. В умовах зростаючого попиту на електроенергію, розвитку відновлюваних джерел енергії, зношеності значної частини електромережевого обладнання та необхідності інтеграції «розумних» технологій особливої ваги набуває проблема оптимального управління розподільчими електричними мережами.

Одним із ключових чинників неефективного функціонування розподільчих мереж є втрати електричної потужності, які безпосередньо впливають на витрати енергопостачальних компаній та кінцевих споживачів. За різними оцінками, втрати електроенергії в розподільчих мережах України сягають 9–12 %, що перевищує нормативні значення та призводить до значних фінансових втрат у масштабах галузі. Зменшення цих втрат дозволяє не лише підвищити ефективність енергопостачання, але й зменшити навантаження на енергосистему, продовжити термін експлуатації обладнання, знизити викиди парникових газів за рахунок зменшення виробництва «зайвої» енергії.

Особливо актуальною проблема зменшення втрат потужності стає в контексті реалізації національної стратегії сталого розвитку та виконання Україною міжнародних зобов'язань у сфері енергетичної безпеки, енергоефективності та децентралізації енергопостачання. З огляду на це, пошук ефективних технічних і організаційних рішень, спрямованих на зниження втрат у розподільчих мережах, є одним із пріоритетних напрямів розвитку галузі електроенергетики.

Мета роботи – підвищити ефективність функціонування розподільчих електричних мереж шляхом аналізу, обґрунтування та вибору технічних і режимних заходів, спрямованих на зменшення втрат потужності.

Об'єкт дослідження – процеси передачі та розподілу електроенергії в мережах середньої напруги.

Предмет дослідження – методи зниження втрат потужності та підвищення ефективності роботи розподільчих мереж.

Завдання роботи:

- провести класифікацію та аналіз заходів щодо зниження втрат потужності;
- дослідити методи оптимізації режимів роботи електричних мереж;
- проаналізувати ефективність компенсації реактивної потужності;
- визначити доцільність використання компенсуючих пристроїв з урахуванням невизначеності вихідної інформації;
- розробити методи визначення місць встановлення пристроїв компенсації;
- оцінити техніко-економічну ефективність запропонованих заходів;
- розглянути питання охорони праці під час впровадження технічних рішень.

Методи дослідження: аналітичні методи, математичне моделювання, техніко-економічний аналіз, методи оптимізації.

1 КЛАСИФІКАЦІЯ ЗАХОДІВ І ПОКАЗНИКИ ЇХ ЕФЕКТИВНОСТІ

В умовах зростаючої напруженості паливно-енергетичного балансу зниження втрат в електричних мережах стає одним з найважливіших джерел економії палива [2].

При аналізі втрат електроенергії прийнято розрізняти наступні види втрат:

звітна величина втрат електроенергії в енергосистемі – визначається як різниця між кількістю електроенергії, відпущеної в мережу власними електростанціями, електростанціями інших відомств і сусідніми енергоуправліннями, та реалізованою електроенергією, обчисленою по сумі сплачених рахунків від споживачів;

розрахункова або технічна величина втрат – визначається по відомих параметрах режимів роботи і параметрах елементів мережі, вона обумовлена витратою електроенергії на нагрів провідників і створення електромагнітних полів;

комерційні втрати – визначаються як різниця між звітними і технічними втратами, вони обумовлені недосконалістю системи обліку, неодноразовістю і неточністю зняття показників лічильників, похибкою використовуваних приладів обліку, нерівномірністю оплати електроспоживання, наявністю безоблікових споживачів, розкраданнями і так далі.

Для зниження втрат електроенергії розроблено безліч заходів. Складність проблеми вибору оптимального складу заходів привела до необхідності їх класифікації.

Нині немає єдиної сталої класифікації заходів по зниженню втрат потужності і енергії. Найчастіше використовується класифікація, приведена в [3]. Заходи діляться на три групи: організаційні, технічні і заходи щодо вдосконалення систем розрахункового і технічного обліку електроенергії.

Організаційні заходи практично не потребують для їх впровадження додаткових капіталовкладень. *Технічні заходи* потребують капіталовкладень. Їх слід розділити на заходи з цільовим ефектом зниження втрат і заходи з відповідним зниженням втрат. Технічні заходи з цільовим ефектом зниження втрат розробляються спеціально для зниження втрат електроенергії. Капіталовкладення в ці заходи окупаються цілком за рахунок зниження втрат. Термін окупності не повинен перевищувати нормативного значення, рівного 8,3 років. До технічних заходів з супутнім зниженням втрат відноситься практично все введення електромережеских об'єктів при розвитку енергосистеми за рахунок централізованих капітальних вкладень.

Слід зазначити, що зниження втрат електроенергії в мережах є частиною спільної задачі підвищення економічності роботи енергосистеми. Не всяке зниження втрат в мережі підвищує економічність роботи енергосистеми в цілому. Знизити втрати можна і економічно недоцільними способами. Разом з тим підвищення економічності роботи енергосистем не завжди супроводжується зниженням втрат в мережах. Є, зокрема, заходи, які підвищують економічність роботи енергосистеми в цілому і зменшують або збільшують втрати електроенергії в мережах залежно від особливостей їх режимів.

Структура заходів по зниженню втрат і їх зв'язок з підвищенням економічності роботи енергосистеми приведені на рисунку 1.1. Штриховою лінією відмічений непрямий зв'язок заходів.

До організаційних (блок 8) відносять заходи по вдосконаленню експлуатаційного обслуговування електричних мереж і оптимізації робочих схем мереж і режимів їх роботи.

До технічних заходів (блоки 6, 7) відносяться заходи по реконструкції, модернізації або будівництва мереж, заміни або установки додаткового устаткування.

Майже всі технічні заходи можуть проводитися з метою зниження втрат або з метою покращення режиму мережі взагалі. У останньому випадку ефект зниження втрат буде супутнім.

Вдосконалення систем технічного і розрахункового обліку електроенергії дозволяє забезпечити розрахунки по вибору заходів щодо зниження втрат з точнішою інформацією і збільшити ефективність останніх [2]. Тому на рисунку 1.1 показаний непряний зв'язок заходів щодо вдосконалення систем обліку електроенергії із заходами по зниженню втрат, що виявляється через підвищення ефективності заходів по зниженню технічних втрат.



Рисунок 1.1 – Структура заходів щодо зниження втрат електроенергії

Кінцевою метою проведення заходів щодо зниження втрат електроенергії в електромережах є зниження витрати палива на електростанціях з розрахунку на відпущену споживачу кіловат-годину [1]:

$$y_{\Pi} = \frac{y_{\text{CT}}(W_{\text{п.о}} + \Delta W)}{W_{\text{п.о}}}, \quad (1.1)$$

де y_{CT} – питома витрата палива на відпущену в мережу кіловат-годину;

$W_{\text{п.о}}$ – корисна відпущена електроенергія споживачам.

Величина y_{Π} знижується за рахунок як проведення заходів щодо зниження питомих витрат палива на станціях, так і зниження ΔW .

Основою оцінки ефективності заходів по зниженню втрат є розрахунок їх впливу на втрати електроенергії в мережі. Для беззатратних заходів по зниженню втрат ефект виражається величиною зниження втрат електроенергії δW або відповідного йому зниження витрат:

$$\delta Z_{\Pi} = \delta W z_{\text{э}} / 100, \quad (1.2)$$

де $z_{\text{э}}$ – питомі витрати на електроенергію, коп / (кВт·год).

При оцінці ефективності технічних заходів потрібно додатково враховувати і необхідні капіталовкладення K . Діюча методика оцінки економічної ефективності капіталовкладень встановлює граничне значення терміну окупності капіталовкладень, рівного 8,3 років:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\delta W z_{\text{э}} - (p_a + p_o)K} \leq 8,3, \quad (1.3)$$

де p_a, p_o – нормативні щорічні відрахування від капіталовкладень на амортизацію і обслуговування обладнання.

Для практичної оцінки можна приймати $p_a + p_o = 0,1$.

Термін окупності 8,3 року відповідає щорічній окупності $100/8,3 = 12\%$ вартості обладнання, тому економію приведених до року витрат визначають по формулі:

$$\delta Z = \delta Z_{\Pi} - 0,22K, \quad (1.4)$$

де 0,22 – коефіцієнт, рівний сумі нормативного коефіцієнта 0,12 і відрахувань на амортизацію і обслуговування.

Щоб визначити народногосподарський ефект, необхідно при розрахунку δZ_{Π} використовувати питомі замикаючі витрати на електроенергію, визначувані по формулі, коп / (кВт·год):

$$z_{\text{э}} = A + B \frac{k_{\text{max}}^2}{\tau}, \quad (1.5)$$

де k_{max} – коефіцієнт участі в максимумі навантаження, який характеризується відношенням ординати графіка зниження втрат, що відповідає годинам максимальних навантажень енергосистеми, до максимальної ординати графіка.

Інтервал невизначеності вартісних показників, які визначаються по (1.5), характеризується граничною похибкою $\delta = \pm 5\%$. При розрахунку гарантованого ефекту необхідне значення $z_{\text{э}}$, що визначене по (1.5), множиться на коефіцієнт 0,95.

При визначенні господарського розрахункового ефекту вартість втрат приймають за середнім тарифом на електроенергію. При оцінці впливу заходів по зниженню втрат на собівартість δZ_{Π} визначають виходячи з питомої собівартості виробництва електроенергії і віднімають з цієї величини відрахування від додаткових капіталовкладень, які є складовою собівартості. Якщо враховується тільки паливна складова собівартості електроенергії, то капіталовкладення в розрахунку ефекту взагалі не враховують.

Як показують оцінні розрахунки, близько 10% всього необхідного зниження втрат може бути досягнуто за рахунок організаційних (і в першу чергу режимних) заходів. Решта зниження втрат може бути одержано за допомогою додаткових капіталовкладень в мережах енергосистем і споживачів.

Основними заходами по зниженню втрат є установка компенсуючих пристроїв в мережах споживачів електроенергії – 60% всього необхідного зниження досягається з її допомогою.

2 ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕЖИМНИХ ЗАХОДІВ

До режимних заходів відносять:

- 1) оптимізацію законів регулювання напруги в центрах живлення розімкнених електромереж 35 – 150 кВ;
- 2) оптимізацію встановлених режимів замкнутих електромереж по реактивній потужності і коефіцієнтам трансформації;
- 3) переведення генераторів в режим синхронного компенсатора;
- 4) оптимізацію місць розмикання контурів електромереж 150 кВ і вище з різними номінальними напругами елементів контуру;
- 5) оптимізацію місць розмикання електромереж 6 – 35 кВ з двостороннім живленням;
- 6) відключення частини трансформаторів в режимах малих навантажень;
- 7) вирівнювання графіка навантаження мережі;
- 8) вирівнювання навантажень фаз в електромережах 380 В.

2.1 Методи зменшення втрат потужності в живлячих мережах

Оптимізація режиму живлячої мережі по реактивній потужності, напрузі і коефіцієнтам трансформації є одним з основних організаційних заходів по зниженню втрат електроенергії. Завдання оптимізації полягає у визначенні встановленого режиму електричної мережі, при якому були б витримані технічні обмеження і втрати активної потужності в мережі були б мінімальними [2].

При вирішенні цієї задачі вважаються заданими активні потужності електричних станцій P_{gi} , за винятком станції у вузлі балансу, а також активні і реактивні потужності вузлів навантаження P_{ni} , Q_{ni} . Враховуються обмеження-рівності у вигляді рівнянь встановленого режиму і обмеження-нерівності на контрольовані величини. Цільовою (оптимізованою) функцією є втрати активної потужності в мережі ΔP .

При оптимізації враховуються обмеження по напрузі у всіх вузлах, у тому числі і у вузлах навантаження, що не мають засобів регулювання, по реактивних потужностях генеруючих джерел і по коефіцієнтах трансформації трансформаторів, а також, по струмах в контрольованих лініях.

Завдання оптимізації режиму мережі по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$, тобто задача зменшення втрат, часто не може вирішуватися в повному обсязі через відсутність відповідних засобів регулювання і управління режимом. У ряді випадків немає резервів по Q , відсутні або є в недостатній кількості засоби регулювання напруги, автоматичні регулятори напруги на трансформаторах з РПН іноді працюють ненадійно, і в експлуатаційній практиці їх прагнуть не використовувати при автоматичному управлінні режимом. Треба вести оптимізацію режиму мережі з урахуванням наявних засобів управління і регулювання $\underline{U}$ і Q . Тому в інженерній практиці велике значення мають окремі задачі оптимізації режиму мережі по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$. Ці окремі задачі можуть і повинні вирішуватися в автоматизованій системі диспетчерського управління (АСДУ) на різних рівнях часової і територіальної ієрархії диспетчерського управління. Рішення кожної з розглянутих окремих задач оптимізації режиму мережі по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$ приводить до відносного мінімуму втрат потужності, але є важливим і доцільним у відповідних випадках.

При обмеженій продуктивності ЕОМ АСДУ, а також з метою скорочення об'єму телепередачі даних задача оптимізації режиму мережі по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$ може бути розділена по ступенях диспетчерської ієрархії на наступні окремі задачі:

- 1) регулювання рівня напруги по мережі в цілому або окремим її ділянкам;
- 2) зниження впливу неоднорідності мережі за рахунок регулювання комплексних коефіцієнтів трансформації, тобто регулювання потоків потужності в неоднорідних замкнутих контурах мережі;
- 3) розмикання мереж;
- 4) оптимальний розподіл реактивної потужності між її джерелами.

Результати вирішення цих задач оптимізації режиму мережі можна об'єднувати і редагувати по наявних обмеженнях. При сучасному розвитку ЕОМ і АСДУ, як правило, таке об'єднання і редагування окремих задач менш ефективні, чим оптимізація режиму мережі по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$. Кожна з розглянутих чотирьох окремих задач оптимізації режиму по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$ може виявитися ефективною при використанні мікро-ЕОМ. Доцільність такого використання має бути у кожному конкретному випадку обґрунтовано розрахунковим аналізом величини похибки, яка виникає із-за розв'язання окремої задачі замість оптимізації режиму по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$. Ця похибка пов'язана з тим, що в деяких випадках мінімум окремої задачі може приводити до збільшення втрат потужності у всій системі, тобто умови мінімумів окремої і загальної задач оптимізації режиму мережі по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$ можуть бути суперечливі. В умовах АСДУ застосування будь-яких з вказаних вище окремих задач повинно проводитися після розрахункового обґрунтування її несуперечності і узгодженості із загальною задачею оптимізації режиму мережі по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$.

Рівень напруги в живлячій мережі — це деяке середнє його значення для мережі даного ступеня трансформації в цілому або якоїсь її частини. Уявлення про рівень напруги є тим більш доцільним, що його регулювання є однією з найбільш ефективних мір зниження втрат активної потужності живлячої мережі.

Підвищення рівня робочої напруги приводить до зменшення втрат потужності в мережі. Прийемо, що навантажувальні втрати потужності в початковому режимі у відносних одиницях $\Delta P_n = 1$. Навантажувальні втрати при підвищенні всієї напруги на $\Delta U = \Delta U / U_{ном}$ можна оцінити таким чином:

$$\Delta P_{н\Delta U} = \frac{1}{(1 + \Delta U)^2} = \frac{1}{1 + 2\Delta U + \Delta U^2}. \quad (2.1)$$

Якщо в останньому виразі в знаменнику знехтувати ΔU^2 як малою величиною і домножити чисельник і знаменник на $1 - 2\Delta U$, то отримаємо:

$$\Delta P_{\text{н}\Delta U} \approx \frac{1}{1 + 2\Delta U} = \frac{1 - 2\Delta U}{1 - (2\Delta U)^2}. \quad (2.2)$$

Якщо ще раз знехтувати в знаменнику $(2\Delta U)^2$, то при цьому навантажувальні втрати можна записати:

$$\Delta P_{\text{н}\Delta U} = 1 - 2\Delta U. \quad (2.3)$$

Відносні втрати холостого ходу при одночасному збільшенні всієї напруги на ΔU , визначаються так:

$$\Delta P_{\text{х}\Delta U} = (1 + \Delta U)^2. \quad (2.4)$$

Якщо знехтувати у виразі (2.4), ΔU^2 то отримаємо:

$$\Delta P_{\text{х}\Delta U} \approx 1 + 2\Delta U. \quad (2.5)$$

Із виразу (2.3) виходить, що одночасне збільшення всієї напруги на ΔU призводить до зниження навантажувальних втрат в даній частині мережі приблизно на $2\Delta U$. Таким чином, навантажувальні втрати із зростанням напруги зменшуються. При збільшенні всієї напруги на ΔU втрати холостого ходу в трансформаторах відповідно до (2.5) збільшуються приблизно на $2\Delta U$. Втрати холостого ходу в трансформаторах залежать від напруги, що підводиться, до їх відгалужень, а не від рівня напруги в мережі. Регулюючи відгалуження трансформаторів, можна знижувати в них втрати холостого ходу.

Розглянуті вище закономірності практично повністю характеризують положення в електричних мережах з номінальною напругою до 220 кВ, для яких найвигіднішим є найвищий допустимий рівень напруги. При цьому обмежувачими є допустимі рівні напруги за умовами роботи ізоляції і за умовами регулювання напруги в розподільних мережах. При підвищенні рівня напруги в таких мережах поліпшуються і інші показники роботи мережі.

Знижуються втрати Q (їх відносна величина зменшується приблизно на $2\Delta U$) і збільшується генерація Q ємністю мережі. Якщо мережа має порівняно невелику протяжність, то це може привести до зниження необхідної сумарної потужності компенсуючих пристроїв (за умовами балансу реактивної потужності на основі технічних вимог). У багатьох випадках це одночасно приводить до деякого збільшення пропускної спроможності ліній (її відносна величина зростає приблизно на ΔU).

У мережах, а також на окремих лініях надвисокої напруги позитивний ефект від регулювання рівня напруги може вийти ще значнішим. При підвищенні робочої напруги можуть дещо рости втрати на корону в повітряних лініях. Проте втрати на корону в лініях 110–220 кВ незначні. Вони складають помітну величину лише в лініях 330 кВ і вище.

Регулювання рівня напруги принципово можливе тільки за наявності регулюючих пристроїв в межах розглянутої ділянки мережі. При цьому важливою є одночасність дії всіх цих пристроїв.

Таким чином, підтримка робочої напруги в мережі на гранично допустимому вищому рівні раціонально з точки зору зниження втрат потужності і електроенергії. Для цього необхідно мати в своєму розпорядженні достатній арсенал регулюючих пристроїв і забезпечити позитивний баланс реактивної потужності в основних вузлах мережі. З погляду забезпечення вимог до якості напруги у споживачів на вторинних шинах понижувальних трансформаторів необхідно добитися напруги 1,05–1,1 номінального для режимів максимальних і номінального – для режимів мінімальних навантажень.

Зниження впливу неоднорідності замкнутих мереж – ефективний захід, що зменшує втрати потужності і електроенергії. Застосування замкнутих мереж було викликане головним чином міркуваннями підвищення надійності електропостачання споживачів. Передбачалося також зниження втрат потужності в порівнянні з розімкненими схемами. Проте останнє завжди реалізується тільки для однорідних мереж. Для цих мереж справедливе відношення:

$$\varepsilon_i = x_i / r_i = \text{const}, \quad (2.6)$$

де ε_i – показник неоднорідності вітки i .

У неоднорідній мережі відношення активних і реактивних опорів (або провідностей) для різних віток різні. Природний розподіл активних і реактивних потужностей визначається по повній схемі заміщення, тобто по схемі з r і x . Розподіл потужності в мережі, відповідний мінімуму втрат, називають економічним.

Можна показати, що мінімуму втрат активної потужності в мережі з r і x відповідає такий розподіл потужностей P і Q , який має місце в мережі тільки з активними опорами r .

Розглянемо одноконтурну мережу на рисунку 2.1, а. Природний розподіл струмів в гілках 1 і 2 визначається:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_H \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}, \quad (2.7)$$

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_H \frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}, \quad (2.8)$$

де $\underline{Z}_1$, $\underline{Z}_2$ – комплексні опори віток.

Вирази (2.7) і (2.8) можна отримати з першого і другого законів Кирхгофа:

$$\underline{I}_1 + \underline{I}_2 = \underline{I}_H, \quad (2.9)$$

$$\underline{I}_1 \underline{Z}_1 - \underline{I}_2 \underline{Z}_2 = 0. \quad (2.10)$$

Економічний розподіл струмів (рисунок 2.1, б) визначається:

$$\underline{I}_{1b} = \underline{I}_H \frac{r_2}{r_1 + r_2}, \quad (2.11)$$

$$\underline{I}_{2\phi} = \underline{I}_H \frac{r_1}{r_1 + r_2}, \quad (2.12)$$

де $\underline{I}_{1\phi}$, $\underline{I}_{2\phi}$ – струми економічного режиму;

r_1 і r_2 – активні опори віток 1 і 2.

У однорідній мережі природний розподіл струмів або потужностей збігається з економічним, при виконанні умови (2.6) вирази (2.7), (2.8) і (2.11), (2.12) збігаються. У неоднорідній мережі природний і економічний розподіл струмів або потужностей не збігаються [2].

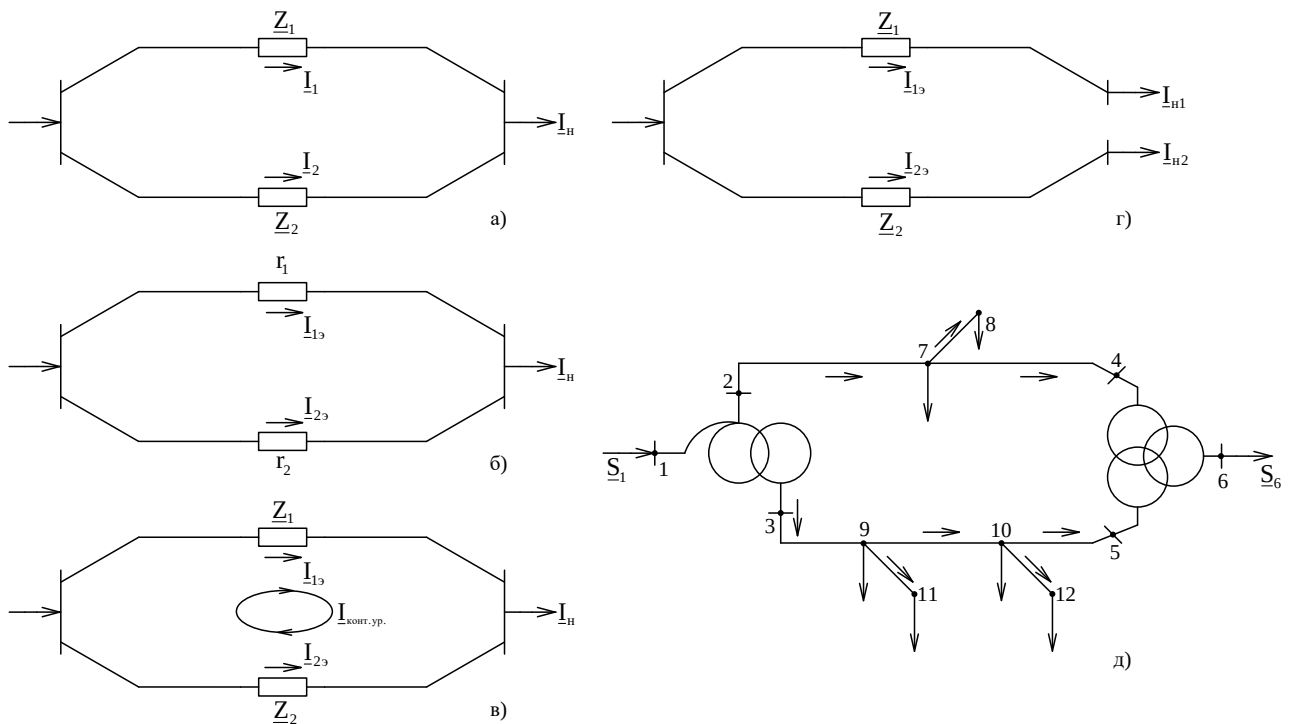


Рисунок 2.1 – Розподіл струмів в контурі:

а – природний; б – економічний; в – економічний розподіл і контурний зрівняльний струм; г – розмикання контуру; д – контур з автотрансформатором і трансформатором

Якщо припустити, що в контурі на рисунку 2.1, а протікає контурний зрівняльний струм $\underline{I}_{\text{конт.ур.}}$, викликаний неоднорідністю мережі (рисунок 2.1,в), то природні і економічні струми пов'язані наступним виразом:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{1\Delta} + \underline{I}_{\text{конт.ур}}; \quad (2.13)$$

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_{2\Delta} - \underline{I}_{\text{конт.ур}}. \quad (2.14)$$

При природному розподілі струм $\underline{I}_{\text{конт.ур}}$ створює додаткові втрати порівнюючи з їх найменшим значенням при економічному розподілі.

Неоднорідність ε_i мережі не є вичерпною характеристикою збільшення втрат потужності. Може бути сильна неоднорідність параметрів мережі, але невелике збільшення втрат потужності і навпаки. Це пояснюється тим, що додаткові втрати потужності залежать як від параметрів мережі, так і від параметрів режиму, що визначають $\underline{I}_{\text{конт.ур}}$, хоча у разі однорідності $\underline{I}_{\text{конт.ур}}$ і додаткові втрати дорівнюють нулю.

Зниження впливу неоднорідності зводиться або до зниження неоднорідності параметрів мережі, або до компенсації контурних зрівняльних струмів. Перше досягається зміною перерізів проводів, застосуванням пристроїв подовжньої компенсації. Для контурів з неоднорідних ліній однієї напруги рекомендується налаштовувати мережу за допомогою пристроїв подовжньої компенсації так, щоб зробити мережу однорідною і отримати в ній в результаті такого налаштування економічний розподіл потоків потужності. Це кардинальне рішення вимагає значних капіталовкладень. З тією ж метою в неоднорідних замкнутих мережах можливе включення в перетин ліній реактора подовжнього включення. Проте в практиці експлуатації це застосовується рідко.

Компенсація контурних зрівняльних струмів може бути виконана двома шляхами:

1) створенням компенсуючих зрівняльних струмів що відповідають регулюванню потоків потужності в контурі:

$$\underline{I}_{\text{комп.ур}} = -\underline{I}_{\text{конт.ур}}; \quad (2.15)$$

2) розмиканням шляху протікання зрівняльних струмів, тобто розмиканням контурів мережі (рисунки 2.1, г).

Для створення $I_{\text{комп.ур}}$ (регулювання P і Q в контурі) треба вводити в неоднорідні контури додаткові ЕРС або за рахунок лінійних регуляторів, тобто подовжньо-поперечного регулювання напруги, або за рахунок невірноважених коефіцієнтів трансформації.

Управляти потоками P і Q в контурах або вітках, змінюючи комплексні коефіцієнти трансформації лінійних регуляторів (послідовних регулювальних трансформаторів), ефективно, якщо останні включені в контури, утворені лініями різної напруги. Маються на увазі ті ділянки, на яких лінії різної номінальної напруги виявляються включеними на паралельну роботу (через трансформатори або автотрансформатори) при значному транзиті потужності (рисунки 2.1, д).

При оптимізації режиму по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$ вибирають оптимальні значення комплексних коефіцієнтів трансформації. У інженерній практиці вирішують задачі вибору найвигідніших $\underline{n}$ при подовжньо-поперечному регулюванні напруги. Ця задача відповідає розв'язанню окремої задачі оптимізації режиму мережі тільки по $\underline{n}$, тобто визначенню режиму мережі з найменшими втратами при зміні тільки $\underline{n}$ (або тільки потоків потужності в замкнутих контурах мережі). Вибір $\underline{n}$ можна здійснювати за допомогою програм оптимізації на ЕОМ режиму мережі по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$, якщо вважати за незалежні змінні тільки $\underline{n}$.

Розмикання контурів мережі — найбільш поширений спосіб зменшення втрат за рахунок зниження впливу неоднорідності мереж. Задача полягає у визначенні таких точок розмикання в мережі, при яких досягається мінімум цільової функції втрат потужності (або втрат електроенергії). Останнім часом з'являються роботи, в яких в цільовій функції враховуються показники надійності.

У живлячих мережах для визначення точок розмикання можна використовувати програми оптимізації режиму мережі по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$.

Оптимізувати точки розмикання контурів треба з урахуванням дискретності змінних задачі оптимізації, проте в живлячих мережах приблизно можна вирішувати цю задачу без урахування дискретності, наприклад використовуючи оптимізацію по $\underline{n}$. У контур, де можливе розмикання, включається фіктивний регулювальний трансформатор з комплексним коефіцієнтом трансформації. Можливість оптимізації комплексних коефіцієнтів трансформації, закладена в програмах оптимізації режиму мережі по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$, дозволяє моделювати вплив додаткових ЕРС, фіктивно включених в контури, в яких можливе розмикання, і визначати оптимальні точки розриву в неоднорідній мережі. При цьому розмикання мережі треба проводити в точках струмозподілу, отриманого при розрахунку оптимального по $\underline{n}$ режиму мережі. Досвід застосування програм оптимізації по $\underline{U}$, Q , $\underline{n}$ показав їх високу ефективність для вибору точок розмикання.

Оптимальний розподіл реактивної потужності між її джерелами з окремих задач оптимізації режиму мережі найменше впливає на зменшення втрат, оскільки в режимах великих навантажень (коли можна очікувати найбільшого ефекту) можливості зміни розподілу реактивних навантажень виявляються малими. У режимах малих навантажень із-за малих втрат значного ефекту не виходить. Малий вплив даного заходу обумовлений декількома причинами. По-перше, в режимах великих навантажень резерви реактивної потужності виявляються порівняно невеликими. По-друге, передача реактивної потужності по мережі пов'язана з помітним збільшенням втрат напруги і часто обмежується режимом напруг. Крім того, передача реактивної потужності пов'язана із збільшенням втрат активної і реактивної потужностей. Тому задача розподілу реактивної потужності по суті зводиться до якнайповнішого використання найближчих до місця споживання компенсуючих пристроїв, тобто до зменшення завантаження ліній, особливо великої довжини.

Інші організаційні заходи в живлячих мережах. Доцільність використання генераторів електростанцій в режимі синхронного компенсатора визначається

для генераторів, які на певний час відключаються від мережі. Як правило, це або малоекономічні агрегати, що виводяться з роботи на період сезонного зниження навантаження, або генератори, що працюють на дефіцитному паливі [3]. При використанні їх в якості синхронних компенсаторів з мережі споживається невелика активна потужність, але генерується реактивна, що знижує втрати потужності.

Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного обладнання електростанцій і мереж – ефективний захід для зниження втрат. Особливо це стосується ремонту транзитних ліній передач і автотрансформаторів зв'язку. Скорочення часу ремонту досягається покращенням організації робіт, поєднанням ремонтів послідовно включених елементів мережі, проведенням їх по оптимальному графіку, виконанням пофазних ремонтів, ремонтів без зняття напруги і так далі.

Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій досягається за рахунок забезпечення раціональних режимів роботи обладнання власних потреб, наприклад автоматизації обігріву підстанцій, заміни ламп розжарювання на люмінесцентні і так далі.

Технічні заходи в живлячих мережах включають установку компенсуючих пристроїв. Для енергосистем, що мають дефіцит реактивної потужності, компенсуючі пристрої розглядаються як засоби регулювання напруги. Проте навіть при прийнятних рівнях напруги установка компенсуючих пристроїв може виявитися доцільною, оскільки вони знижують втрати потужності в мережі. Найбільш ефективною є установка батарей конденсаторів.

Синхронні компенсатори в енергосистемах встановлюються головним чином за умовами роботи ліній електропередачі надвисокої напруги, а також у вузлах мережі, де пропускна спроможність живлячих ліній не знаходиться у відповідності до їх завантаження, особливо в післяаварійних режимах. Втрати потужності в синхронних компенсаторів складають до 2 % номінальної і навіть

вище. Тому установка синхронних компенсаторів як засобу зниження втрат менш ефективна.

Установка на експлуатованих підстанціях додаткових і заміна перевантажених силових трансформаторів виконується в основному з метою розвантаження перевантажених трансформаторів, що перебувають в експлуатації. Зниження втрат електроенергії при цьому є, як правило, супутнім. Проте в окремих випадках заміна або установка додаткового трансформатора дає і безпосередній ефект при зниженні втрат. При цьому відбувається зниження навантажувальних втрат і збільшення втрат холостого ходу. Заміна недовантажених трансформаторів виконується з метою зниження втрат електроенергії в трансформаторах: при цьому навантажувальні втрати збільшуються, а втрати холостого ходу зменшуються.

Введення в роботу трансформаторів з РПН, лінійних регуляторів напруги, установка пристроїв автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації проводиться в основному з метою забезпечення необхідної якості напруги у споживачів. Зниження втрат при цьому є, супутнім ефектом.

2.2 Оптимізація законів регулювання напруги в центрах живлення розімкнених електричних мереж

В розімкненому режимі експлуатуються практично всі мережі 6 – 20 і 35 кВ та більша частина мереж 110 кВ. Центрами живлення цих мереж є відповідно підстанції 500–35/6–20, 500–110/35 і 500–220/110 кВ. Одна із схем розімкненої мережі 35 кВ приведена на рисунку 2.1.

Основною задачею регулювання напруги в центрах живлення є забезпечення допустимих відхилень напруги у електроприймачів, приєднаних до мережі 6–20 кВ і нижче. При цьому, як правило, вдається одночасно понизити втрати електроенергії в мережі. Можливість такого зниження збільшується за наявності в центрах живлення всіх мереж 6–20 кВ

трансформаторів з РПН. В цьому випадку допустимі відхилення напруги у електроприймачів забезпечуються цими трансформаторами, а регулювання напруги в мережах 35 і 110 кВ здійснюють виходячи з мінімуму втрат електроенергії в них [1].

Регулювання напруги в центрах живлення мереж 6 – 20 кВ проводять так, щоб напруга була найвищою в період великих навантажень і найнижчою в період малих навантажень. Таке регулювання називають зустрічним. При зміні навантаження від P_1 до P_2 відхилення напруги в центрах живлення змінюється по лінійному закону від V' до V'' (рисунок 2.3).

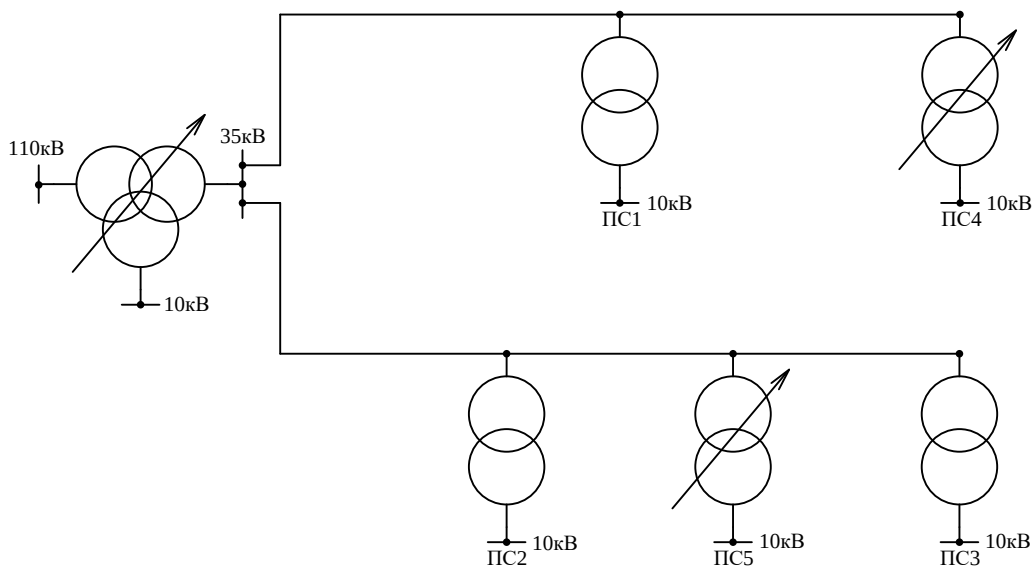


Рисунок 2.2 – Схема радіальної мережі 35 кВ

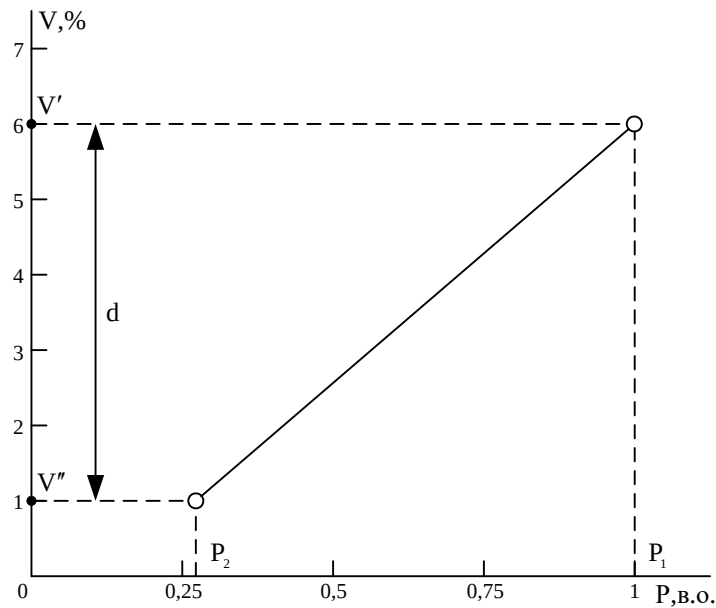


Рисунок 2.3 – Необхідний закон регулювання напруги на шинах 6 – 10 кВ
підстанції 35–220/6–10 кВ

Якщо в деяких центрах живлення мережі 6–10 кВ знаходяться трансформатори з ПБЗ, то функції забезпечення в цих центрах живлення законів регулювання, подібних до зображених на рисунку 2.3, покладаються на трансформатор з РПН в центрах живлення мережі більш високої напруги. При цьому забезпечити необхідні закони у всіх центрах живлення мереж 6–10 кВ, як правило, не вдається через різні вимоги до регулювання напруги в центрах живлення з РПН. В цьому випадку доводиться вибирати компромісний закон, що забезпечує найменші втрати від споживання некондиційної електроенергії.

Розрахунок законів регулювання напруги трансформаторів з РПН і робочих відгалужень трансформаторів з ПБЗ може бути проведений на основі даних вимірювання відхилень напруги на шинах НН всіх центрів живлення в режимах найбільших V'_i і найменших V''_i навантажень з одночасною реєстрацією відповідних їм відгалужень трансформаторів. Для вказаних вимірювань повинні використовуватися вольтметри класу точності не нижче 1,0 або спеціальні прилади, безпосередньо вимірюючи відхилення напруги.

Розрахунки починають з оптимізації напруг в центрах живлення мережі 6–10 кВ, потім в центрах живлення мережі 35 і 110 кВ.

Якщо в центрах живлення мереж 6–20 кВ знаходиться трансформатор з РПН, то закон регулювання напруги вибирають так, щоб відхилення V' і V'' відповідали необхідним значенням V'_T і V''_T , які визначаються за результатами розрахунку режимів напруги мережі 6–20 кВ і нижче. При цьому основним чинником забезпечення нормованих відхилень напруги у електроприймачів є забезпечення в центрах живлення необхідного діапазону регулювання:

$$d_T = V'_T - V''_T. \quad (2.16)$$

Самі чисельні значення V'_T і V''_T , як правило, можуть бути змінені на одне і те ж значення шляхом перестановки відгалужень на РТ.

Якщо відомі втрати напруги в мережа 6–20 кВ до найближчого $\Delta U'_6$ і найбільш віддаленого $\Delta U'_y$ РТ, то необхідний діапазон регулювання напруги в центрах живлення може бути визначений по формулі:

$$d_T = \Delta U_c + d_L, \quad (2.17)$$

де d_L визначають залежно від величин $k_{\min}$ і $\Delta U' = \Delta U'_y - \Delta U'_6$.

За відсутності даних про втрати напруги в мережі 6–20 кВ приймають

$$V'_T = 5\%, \quad V''_T = 0\%, \quad d_T = 5\%.$$

Якщо ж на одній або декількох підстанціях 35–110/6–20 кВ встановлені трансформатори без РПН, то необхідна зміна діапазону регулювання в центрах живлення мереж 35–110 кВ визначають по формулі

$$\Delta d = \sum_{i=1}^n g_i (d_{Ti} - d_i) / \sum_{i=1}^n g_i, \quad (2.18)$$

де d_{Ti} , d_i – необхідний і фактичний діапазони регулювання напруги на шинах 6–20 кВ і-ї підстанції без РПН;

g_i – експертна оцінка важливості підтримки нормальної напруги на i -й підстанції.

Якщо всі споживачі однаково реагують на відхилення напруги, то g_i встановлюють пропорційно споживаній енергії. Підвищення g_i для якої-небудь підстанції в порівнянні з пропорційною цифрою більшою мірою орієнтуватиме регулювання в центрах живлення на необхідні режими на цій підстанції.

Для зниження втрат електроенергії в мережі 35 кВ зміну діапазону регулювання напруги в центрах живлення слід проводити, збільшуючи на Δd величину V' .

Корекція закону регулювання в центрах живлення мережі 35 кВ приводить до максимально можливої узгодженості кутів нахилу законів зміни напруги на підстанціях з ПБЗ з необхідними. Подальше наближення закону до потрібного здійснюється за рахунок вибору робочих відгалужень трансформаторів з ПБЗ [1].

Добавку напруги ΔE визначаємо для кожного трансформатора окремо:

$$\Delta E = V_T'' - V'' + \frac{d_T - d}{1 - k_{\min}} (k_{\tau 1} - k_{\min}). \quad (2.19)$$

Після коригування законів регулювання напруги переходять до оптимізації його рівня в центрах живлення мереж 35 кВ. Підняти напругу на шинах 35 кВ трансформатора 110/35 кВ, не змінюючи її в мережі 6–10 кВ, можна лише в тому випадку, якщо всі трансформатори 35/6–10 кВ можуть змінити свої коефіцієнти трансформації на таку ж величину, але у зворотному напрямку.

Тому для всіх центрів живлення мережі 6–10 кВ визначають що залишився після коригування діапазон зміни коефіцієнтів трансформації у бік зниження напруги на шинах 6–10 кВ. Трансформатор, для якого дане значення виявилось мінімальним, визначає гранично можливе підвищення напруги в мережі 35 кВ. Аналогічно розв'язується питання з наступним ступенем напруги.

Відносна зміна навантажувальних втрат електроенергії, як відомо, з достатнім ступенем точності може прийматися рівним подвоєній відносній зміні напруги:

$$\delta W = 2 \frac{\delta V}{100} \Delta W_{\text{н}}, \quad (2.20)$$

де $\Delta W_{\text{н}}$ – навантажувальні втрати електроенергії.

Одночасно відбувається деяке підвищення втрат холостого ходу трансформаторів, а при підвищенні напруги в мережі 6–10 кВ; додатково збільшується і споживання електроенергії відповідно до статичних характеристик. Тому загальне зниження втрат виявляється дещо меншим визначеного по (2.20). Для обліку згаданих чинників в практичних розрахунках рекомендується значення коефіцієнта приймати рівним 1,5:

$$\delta W = 1,5 \frac{\delta V}{100} \Delta W_{\text{н}}. \quad (2.21)$$

По формулі (2.21) може бути визначено зниження втрат електроенергії в мережі, якщо напруга у всіх режимах підвищена на одну і ту ж величину δV . Як правило, нормалізація положення приводить до зміни закону регулювання напруги, яка в різних режимах змінюються по-різному. Зниження втрат електроенергії визначають шляхом зведення всіх режимів до двох розрахункових – максимальних і мінімальних навантажень, відносну тривалість яких визначають:

$$t_1 = \frac{k_3 - k_{\min}}{1 - k_{\min}}, \quad (2.22)$$

$$t_2 = 1 - t_1. \quad (2.23)$$

Зниження втрат електроенергії в мережі 35–110 кВ при зміні напруг в центрах живлення в режимах найбільших і найменших навантажень на $\delta V'$ і $\delta V''$ відповідно складе, % :

$$\delta W = \frac{1,5}{100} \Delta W_H \frac{t_1 \delta V_1 + t_2 k_{\min}^2 \delta V_2}{t_1 + t_2 k_{\min}^2}. \quad (2.24)$$

Оптимізацію діапазону регулювання напруги в центрах живлення розімкненої мережі 35–150 кВ і вибір оптимальних робочих відгалужень трансформаторів 35–150/6–20 кВ без РПН на основі даних про відхилення напруги на шинах 6–20 кВ всіх підстанцій мережі в режимах максимальних V' і мінімальних V'' навантажень і відповідних їм відгалужень трансформаторів здійснює програма РН 35–150.

2.3 Оптимізація місць розмикання ліній 6–35 кВ з двостороннім живленням.

Мережі напругою 6–35 кВ, як правило, працюють розімкнено, тому розглядається питання не про розмикання контура, а про пошук найкращого місця розмикання.

Зміна місця розмикання лінії 6–35 кВ з двостороннім живленням призводить до перерозподілу навантажень між живлячими підстанціями і зміни втрат в зовнішній мережі. Для правильного вибору місця розмикання необхідно знати залежність втрат в зовнішній мережі від навантаження однієї з підстанцій. Навантаження другої підстанції однозначно пов'язане з навантаженням першої, оскільки $S_1 + S_2 = S_{\Sigma}$. Дана залежність може бути представлена в наступному вигляді:

$$\Delta P = aS_1^2 + bS_1 + c. \quad (2.25)$$

Визначення коефіцієнтів a , b і c для кожної пари підстанцій зовнішньої мережі проводять диспетчерські служби за допомогою програм розрахунку встановлених режимів. Персонал підприємств електричних мереж представляє

інформацію про максимально можливий за технічних умов (навантаженню головних ділянок і режимам напруги на кінцевих підстанціях) перерозподіл навантажень між суміжними підстанціями А і Б щодо початкових навантажень S_0

Диспетчерська служба додатково до вихідного режиму проводить розрахунки ще для двох режимів: максимально можливого переміщення навантаження на підстанцію А і аналогічного переміщення на підстанцію Б. Позначимо зміну втрат потужності в мережі при збільшенні навантаження підстанції А на δS_+ через δP_+ , а зміну втрат при зменшенні навантаження на δS_- через δP_- . Тоді коефіцієнти а і b для даної пари підстанцій визначають по формулах:

$$\left. \begin{aligned} a &= \frac{\delta P_+ \delta S_- + \delta P_- \delta S_+}{\delta S_+ \delta S_- (\delta S_+ + \delta S_-)}; \\ b &= \frac{\delta P_+ \delta S_- (\delta S_- - 2S_0) - \delta P_- \delta S_+ (\delta S_+ + 2S_0)}{\delta S_+ \delta S_- (\delta S_+ + \delta S_-)}. \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

Якщо зміну навантаження у бік збільшення і зменшення прийняти однаковими і рівними δS , то формули (2.26) спрощуються:

$$\left. \begin{aligned} a &= \frac{\delta P_+ + \delta P_-}{2\delta S^2}; \\ b &= \frac{\delta P_+ (\delta S - 2S_0) - \delta P_- (\delta S - 2S_0)}{2\delta S^2}. \end{aligned} \right\} \quad (2.27)$$

Зміну втрат потужності δP при зміні навантаження підстанції А на δS визначають по формулі:

$$\delta P = a(2S_0 \delta S + \delta S^2) + b\delta S. \quad (2.28)$$

Оптимальне місце розмикання лінії 6–35 кВ визначають, розраховуючи сумарну зміну двох складових втрат: в лінії 6–35 кВ безпосередньо по її схемі і в зовнішній мережі по (2.28).

У формулах (2.25) – (2.28) в якості S_0 і δS використовують значення повної потужності. Передбачається, що коефіцієнти потужності початкового навантаження і переносної її частини приблизно однакові.

Даний метод дозволяє вирішувати задачу пошуку близьких до оптимальних точок розмикання мережі за допомогою звичайних програм розрахунку встановлених режимів. Існують також спеціальні програми автоматизованого вибору оптимальних точок розмикання мережі. Зокрема, програма ОТРО здійснює вибір оптимальних точок розмикання ліній з двостороннім живленням на напрузі 6–330 кВ по критерію максимуму показника абсолютної економічної ефективності сумарних витрат (включаючи витрати на отримання і обробку необхідної інформації).

2.4 Відключення частини трансформаторів в режимах малих навантажень.

Відключення одного з n паралельно працюючих трансформаторів доцільно, коли виникаючі при цьому зниження втрат холостого ходу виявляються більшими, ніж збільшення навантажувальних втрат через перерозподіл сумарного навантаження між меншим числом трансформаторів.

Наприклад, відключення одного з n однотипних трансформаторів доцільно, якщо навантаження підстанцій

$$S < S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_x}{\Delta P_k}}, \quad (2.29)$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність одного трансформатора;

ΔP_x і ΔP_k – втрати холостого ходу і короткого замикання.

Підставляючи у формулу замість n послідовно знижувані на одиницю значення (наприклад, при чотирьох трансформаторах 4, 3 і 2), отримуємо ряд

значень S , при яких доцільно відключення наступного трансформатора. Як правило, підстанції є двохтрансформаторними, у зв'язку з цим по приведеній формулі визначають лише одне значення, при якому доцільно відключення одного з двох трансформаторів.

При n різнотипних трансформаторів для визначення програми їх відключення при зниженні навантаження проводять розрахунки втрат потужності в трансформаторах при різних значеннях навантаження для випадків роботи всіх трансформаторів і відключенні кожного з них по черзі. Для кожного значення навантаження вибирають варіант з меншими втратами.

2.5 Вирівнювання графіка навантаження мережі

Здійснюється за допомогою застосування до споживачів стимулюючих заходів, що забезпечують перенесення частини навантаження на нічний час. Зниження втрат електроенергії в мережі визначають [1]:

$$\delta W = \Delta W_H (1 - k_{\phi 2}^2 / k_{\phi 1}^2), \quad (2.30)$$

де індексами 1 і 2 позначені коефіцієнти форми графіка до вирівнювання і після нього;

ΔW_H – навантажувальні втрати в мережі при коефіцієнті форми $k_{\phi 1}$.

$$\frac{k_{\phi 2}^2}{k_{\phi 1}^2} = \left(\frac{1090/T_{\max 2} + 0,876}{1090/T_{\max 1} + 0,876} \right)^2. \quad (2.31)$$

3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Введення в мережу компенсуючих пристроїв (КП), є найефективнішим із заходів по зниженню втрат. Найбільш ефективно введення комплектних конденсаторних установок в мережах 0,4 кВ: при їх введенні в сільських мережах питоме зниження втрат електроенергії складає в середньому 450, а в промислових і міських мережах 300 кВт·год/квар в рік. З цих показників на мережі 6–10 кВ припадає відповідно 300 і 150 кВт·год/квар в рік.

Встановлення батарей статичних конденсаторів напругою 35–110 кВ призводить звичайно до меншого (в 2–3 рази) народногосподарського ефекту, ніж установка комплектних конденсаторних установок, а СК – до ще меншого через порівняно великі втрати електроенергії в самих СК.

Розрахунок взаємопов'язаних значень оптимальних потужностей компенсуючих пристроїв в мережах енергосистем і споживачів проводять за спеціальними оптимізаційними програмами типу КРМ.

Розрахункова схема мережі для визначення оптимальних потужностей компенсуючих пристроїв повинна складатися більш повніше, ніж для оптимізації режимів, і включати всі елементи мережі, потоки реактивної потужності по яких змінюються при установці КП.

Складання такої розрахункової схеми включає наступні дії:

1. За програмою РАП 35–150 проводять розрахунки еквівалентних опорів розімкнених мереж 35–150 кВ. Ці еквівалентні опори вводять в живлячу мережу нарівні з рештою її елементами. В результаті всі навантажувальні вузли схеми, підготовленої для розрахунку, є шинами 6–20 кВ.

2. Еквівалентні опори мережі 6–20 кВ, приєднані до шин відповідної напруги, задають відносними значеннями навантажувальних втрат потужності ΔP_H у відсотках. Програма розраховує еквівалентний опір мережі [5]:

$$R_{\text{ЭК}} = \frac{\Delta P_H U_{\text{НОМ}}^2}{P_H (1 + \text{tg}^2 \varphi) \cdot 100}, \quad (3.1)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, кВ;

$P_{\text{н}}$ – максимальне навантаження, МВт;

$\text{tg}\varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності навантаження.

Значення $\Delta P_{\text{н}}$ для мереж 6–20 кВ, що знаходяться на балансі енергосистеми, приймають відповідно до результатів розрахунку за програмою ГІП 6–20, а для промислових мереж – відповідно до типових значень, що приводяться в літературі. За відсутності даних можна приймати: для промислових і міських мереж – 3,8, для сільських – 7,6 %.

Еквівалентний опір мережі 6–20 кВ включає як лінії 6–20 кВ, так і понижувальні трансформатори 6–20/0,4 кВ, тому фактично розрахункова схема, складена таким чином, включає елементи мереж всіх класів напруг аж до шин 0,4 кВ розподільних трансформаторів. Можливими місцями встановлення компенсуючих пристроїв є шини 35–110 і 6–20 кВ кожної підстанції 35–330/6–20 кВ (батареї статичних конденсаторів на напрузі вище 110 кВ не встановлюють) і узагальнені шини 0,4 кВ в кожній мережі 6–20 кВ. Оптимальне поєднання потужностей компенсуючих пристроїв, що рекомендуються до встановлення на шинах кожної з трьох перерахованих класів напруги, взаємопов'язане з аналогічними поєднаннями потужностей компенсуючих пристроїв у всіх інших вузлах, виводиться програмою на друк. Для всіх підстанцій друкуються також оптимальні значення реактивної потужності, що передається в мережу споживачам в режимі найбільшого навантаження ІV кварталу (для шин 6–20 кВ), яку визначають по формулі:

$$Q_{\text{э1}}^{\text{IV}} = Q_{\text{ф1}}^{\text{IV}} - Q_{\text{к.с}} - Q_{\text{к.н}}, \quad (3.2)$$

де $Q_{\text{ф1}}^{\text{IV}}$ – фактичне значення максимального навантаження на шинах 6–20 кВ;

$Q_{\text{к.с}}$ і $Q_{\text{к.н}}$ – розраховані програмою оптимальні значення потужностей компенсуючих пристроїв на шинах середньої (6–20 кВ) і низької (0,4 кВ) напруги відповідно.

Оптимальний коефіцієнт реактивної потужності для кожного вузла визначається:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\varnothing} = Q_{\Phi 1}^{\text{IV}} / P_{\text{H}} . \quad (3.3)$$

Описаний розрахунок називають системним. В підготовці інформації до такого розрахунку беруть участь диспетчерські служби, служба перспективного розвитку і підприємство Енергонагляду.

Центральною диспетчерською службою підготовляється інформація про:

- робочі схеми всіх мереж напругою 35 кВ і вище, які знаходяться на балансі енергосистеми для зимового періоду, що приймається за основний розрахунковий період;
- зміну робочих схем в характерних періодах (літній, повені) в порівнянні із зимовим періодом;
- структуру генерувальних потужностей для характерних періодів року;
- добові графіки сумарного навантаження власних споживачів енергосистеми для характерних періодів року;
- добові графіки перетоків по міжсистемних зв'язках для характерних періодів року;
- тривалість характерних періодів (добі);
- добові графіки навантаження на шинах 6–20 кВ всіх підстанцій енергосистеми (як в навантажених, так і генерувальних вузлах) за дні зимового і літнього контрольних вимірів;
- режимні обмеження напруг у вузлах і струмів віток.

Всі графіки представляються як для активного, так і для реактивного навантажень [1].

Службою перспективного розвитку представляються дані про плановані реконструкції мережі, введення нових споживачів і генеруючих потужностей, плановані терміни перерахованих змін, експертні оцінки фахівцями служби реальності планованих змін і термінів.

Підприємство Енергонагляду представляє дані про електроенергію, спожиту споживачами кожної підстанції за рік, і про частку електроенергії, що припадає на електроприймачі 6–20 кВ.

Основні відмінності в алгоритмах системного розрахунку за програмами КРМ–4Б і КРМ–86 полягають в методах розрахунку втрат електроенергії і визначення їх вартості. В програмі КРМ–4Б реалізований метод характерних діб, а замикаючі витрати на втрати обчислюються виходячи з питомих капіталовкладень і паливних складових вартості електроенергії, що виробляється станціями, які працюють в різних зонах графіка (пікової, напівпікової і базисної). В програмі КРМ–86 використана залежність питомої вартості втрат потужності і електроенергії, приведеної до еквівалентної вартості втрат потужності в максимум навантаження, що має вигляд, руб/кВт:

$$c_0 = a_0 + a_1 k_{\min} + T_{\max Q} / a_2, \quad (3.4)$$

де a_0 , a_1 і a_2 – коефіцієнти, наведені в [5];

$T_{\max Q}$ – число годин максимального навантаження, що визначається по графіку реактивної потужності.

Використання еквівалентної вартості втрат потужності в максимум навантаження дозволило проводити розрахунок тільки одного режиму, а для визначення втрат електроенергії використовувати число годин максимальних втрат.

З метою відшкодування витрат енергосистеми на виробництво і передачу споживачеві реактивної потужності і енергії, встановлена плата за 1 квар реактивної потужності, споживаної в часи максимального навантаження енергосистеми, і за 1 квар·год реактивної енергії, зафіксованої реактивним лічильником.

Залежно від тарифної групи, до якої відноситься споживач, і від можливостей системи обліку реактивної потужності і енергії платня може

проводитися за максимальну потужність в години максимального навантаження енергосистеми і за реактивну енергію (двохставочний тариф) або тільки за реактивну енергію (одноставочний тариф).

До першої тарифної групи відносяться споживачі потужністю 1000 кВ·А і більше, до другої – менше 1000 кВ·А, до третьої – оптові споживачі (міські комунальні господарства). До четвертої тарифної групи (населення) і до п'ятої (селища) вимоги по КРМ не пред'являються. Не пред'являються такі вимоги і до споживачів другої тарифної групи, якщо їх середньомісячне споживання електроенергії не перевищує 30 тис. кВт·год. У таких споживачів встановлення приладів обліку реактивної енергії не потрібне.

Плата за споживання реактивної потужності і енергії, що не перевищує заданих енергосистемою економічних значень, встановлена більш низькою, ніж за споживання понад цих значень. Перша складає приблизно 75 % вартості реактивної енергії, одержуваної за допомогою конденсаторів (з урахуванням одноразових витрат на їх придбання), друга – в 2, 5 разів більша за цю вартість [6]. Таке співвідношення робить доцільною КРМ аж до економічних значень (термін окупності витрат в компенсуючих пристроях $T_{ок} \approx 8,3/2,5 = 3,3$ роки) і отримання останньої частини реактивної енергії з мережі енергосистеми ($T_{ок} \approx 8,3/0,75 = 11$ років). З огляду на те, що не у всіх споживачів першої тарифної групи є системи обліку електроенергії, що фіксують максимальну реактивну потужність, допускається розрахунки з ними тільки за показниками реактивного лічильника. Проте при такому обліку загальна плата за реактивну енергію буде на 25–30% вище, ніж у випадку платні за потужність і енергію. Це забезпечує економічне стимулювання впровадження досконаліших систем обліку.

Для стимулювання впровадження автоматичних регуляторів потужності конденсаторних установок встановлена платня за генерацію реактивної енергії в мережу енергосистеми в нічний час у розмірі 0,3 коп/(квар·год). Якщо споживач має в розпорядженні надмірну реактивну потужність (наявність

синхронного приводу або неспівпадання максимуму власного навантаження з максимумом навантаження енергосистеми), енергозабезпечуючій організації може бути вигідно отримувати її в години великих навантажень. В цьому випадку вона встановлює графік генерування споживачем реактивної енергії в мережу енергосистеми і сплачує її по 0,05 коп/(квар·год).

Система обліку реактивної енергії в більшості випадків повинна складатися з двох реактивних електролічильників із стопорами в протилежних напрямках. У випадку переходу споживача на розрахунок по двохставочному тарифу лічильник, що фіксує споживання реактивної енергії, повинен мати показник 30-хвилинного максимуму. Спосіб обліку реактивної енергії, що генерується в мережу енергосистеми по встановленому графіку, повинен проговорюватися в договорі на користування електроенергією. Можливість такої генерації є, як правило, у великих споживачів, а вони у багатьох випадках мають автоматизовані системи обліку, що полегшує контроль за графіком генерації.

Багато споживачів (особливо другої тарифної групи) не мають лічильників реактивної енергії. До оснащення їх такими лічильниками споживання $W_{\text{QП}}$ реактивної енергії і її генерацію вночі $W_{\text{QГ}}$ визначають по розрахункових формулах, встановлених Правилами користування електричною і тепловою енергією:

$$W_{\text{QП}} = Q_{\text{ф}} T_{\text{роб}}, \quad (3.5)$$

$$W_{\text{QГ}} = (0,7Q_{\text{к}} - 0,3Q_{\text{ф}})(T_{\text{розрах}} - T_{\text{роб}}), \quad (3.6)$$

де $Q_{\text{ф}}$ – фактична максимальна реактивна потужність, отримана в день контрольного виміру;

$Q_{\text{к}}$ – встановлена потужність конденсаторів у споживача;

$T_{\text{роб}}$ – число годин роботи споживача за розрахунковий період (місяць);

$T_{\text{розрах}}$ – тривалість розрахункового періоду.

Якщо $W_{\text{QГ}}$ визначене по приведеній формулі, менше нуля, його прирівнюють до нуля. Якщо конденсаторні установки споживача, які не мають електролічильника, що фіксує генерацію реактивної енергії, оснащені автоматичними регуляторами, настроєними і опломбованими енергозабезпечуючою організацією, значення $W_{\text{QГ}}$ також приймають рівним нулю.

Відповідно до Правил користування електричною і тепловою енергією в договір на користування електричною енергією вносяться [1]:

а) економічне значення реактивної енергії $W_{\text{QЭ}}$, споживаної з мережі енергосистеми за місяць;

б) економічне значення реактивної потужності, споживаної з мережі енергосистеми в години її максимальних навантажень $Q_{\text{э}}$ (тільки для споживачів першої тарифної групи);

в) технічні межі споживання реактивної потужності в години максимальних навантажень енергосистеми $Q_{\text{п.г}}$ і реактивної енергії $W_{\text{Qп.г}}$ за місяць, при перевищенні яких енергозабезпечуюча організація не несе відповідальності за зниження напруги в точці обліку електроенергії в ці години нижче встановленого рівня;

г) технічна межа генерації реактивної потужності в мережі енергосистеми $W_{\text{QГ}}$, при перевищенні якої енергозабезпечуюча організація не несе відповідальності за підвищення напруги в точці обліку електроенергії в години малих навантажень енергосистеми вище встановленого рівня.

Способи розрахунку перерахованих вище величин встановлені в Інструкції по системному розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах [7].

Інструкція встановлює два способи розрахунку: оптимізаційний і нормативний. Перший спосіб реалізується застосуванням програм розрахунку

на ЕОМ, другий – застосуванням нормативних коефіцієнтів реактивної потужності $\text{tg}\varphi_{\text{н}}$.

Для шин 6–20 кВ підстанцій з вищою напругою 500 кВ і вище і шин генераторної напруги нормативне значення $\text{tg}\varphi_{\text{н}} = 0,6$, для споживачів, що живляться від мережі 0,38 кВ, $\text{tg}\varphi_{\text{н}} = 0,15$.

Способи визначення щомісячних значень $Q_{\text{н}}$ і $W_{\text{Qн}}$ на основі нормативних значень $\text{tg}\varphi_{\text{н}}$ детально викладені в Інструкції.

При застосуванні оптимізаційного способу розрахунку замість нормативних значень $\text{tg}\varphi_{\text{н}}$ використовують його оптимальні значення, отримані розрахунком по програмі. Оптимальні $\text{tg}\varphi_{\text{н}}$ в середньому мають більш нижчі значення, ніж нормовані, хоча розмах оптимальних значень для різних підстанцій одного і того ж класу напруги суттєвий.

Упровадження програм оптимізаційних розрахунків вигідно для народного господарства, оскільки призводить до підвищення економічності роботи електричних мереж енергосистеми і споживача в цілому, і для енергозабезпечуючої організації, оскільки дозволяє збільшити плату за реактивну потужність і енергію на 20–30%. Разом з тим воно невигідне для споживача, тому повинен забезпечуватися контроль за правильністю застосування оптимізаційних програм і їх відповідністю встановленим вимогам.

Програми розрахунку оптимальних значень $\text{tg}\varphi_{\text{н}}$ повинні задовольняти наступним основним вимогам:

1. Втрати електроенергії в мережах і обладнанні до і після установки компенсуючих пристроїв повинні розраховуватися способами, приведеними в Інструкції [8].
2. Витрати на втрати електроенергії слід визначати по питомих замикаючих витратах на електроенергію.
3. В розрахунку повинні враховуватися мережі всіх напруг і призначень,

перетоки реактивної потужності по яких змінюються при установці компенсуючих пристроїв незалежно від їх відомчої приналежності.

Мережі споживачів електроенергії необхідно враховувати у вигляді еквівалентних опорів або залежностей витрат від потужності розміщуваних в них компенсуючих пристроїв.

4. Результати розрахунку необхідно представляти у вигляді гарантованих значень, що враховують невизначеність наступних показників:

- замикаючих витрат на електроенергію;
- вартостей компенсуючих пристроїв;
- даних про навантаження вузлів і їх зміни за розрахунковий період;
- даних про тривалість характерних добових режимів роботи енергосистеми (літнього, зимового, повені);
- інших показників, представлення яких в детермінованій формі не відповідає їх характеру.

5. В програмі необхідно передбачити балансування початкових даних про навантаження вузлів з відомим сумарним навантаженням енергосистеми.

6. Вибирати компенсуючі пристрої потрібно після оптимізації робочих режимів мережі і спільно з вибором інших технічних засобів зниження втрат електроенергії. При цьому потрібно враховувати існуючу номенклатуру технічних засобів.

В даному розділі висловлено два методи розрахунку КРМ. Перший заснований на схемотехнічних розрахунках основних електричних мереж і забезпечує оптимальне взаємопов'язане рішення для мереж енергосистеми і споживачів. Він не може бути проведений без даних і без програм відповідних розрахунків на ЕОМ. Другий метод дозволяє визначити потрібні величини (з набагато меншою точністю) без схемотехнічних розрахунків, виходячи з усереднених значень коефіцієнтів. Розрахунок по цьому методу не вимагає даних про параметри мережі енергосистеми. Єдиним параметром є вища напруга підстанції 35–330/6–20 кВ, від якої одержує живлення даний споживач.

Інформацію для такого розрахунку мають в розпорядженні підприємства Енергонагляду.

4 ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНІЧНИХ ЗАХОДІВ І ЗАХОДІВ ЩОДО ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНІЧНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

До технічних заходів щодо зниження втрат відносять заходи по реконструкції, модернізації і будівництву мереж. Більшість з них пов'язані з встановленням додаткового обладнання і передбачаються на стадії проектування мереж. Оцінка їх впливу на втрати повинна передбачатися в проектах. В умовах експлуатації розглядається, як правило, ефективність впровадження заходів по зниженню втрат з незначними капітальними вкладеннями. До них відносять, наприклад, введення компенсуючих пристроїв 6–10 кВ і нижче, заміну недовантажених і переобтяжених трансформаторів з наявного їх фонду або шляхом переміщення їх з однієї підстанції на іншу, введення в роботу пристроїв автоматичного регулювання напруги на трансформаторах і компенсуючих пристроях, впровадження послідовних регулювальних трансформаторів з поперечним регулюванням.

Оцінку впливу на втрати потужності і електроенергії в мережах будь-яких технічних заходів по зниженню втрат проводять порівнянням втрат до проведення заходу і після нього. Для визначення гарантованого ефекту від їх впровадження в розрахунку повинні використовуватися нижні межі інтервалів невизначеності втрат, розраховані для обох випадків [1].

Заходи щодо вдосконалення технічного обліку електроенергії проводять з двома основними цілями:

- 1) складання балансів електроенергії по підстанції, розімкненій мережі або району електричних мереж і розробка заходів щодо зниження комерційних втрат у випадку невідповідності суми показів приладів обліку електроенергії, встановлених у споживачів, і приладу технічного обліку;

- 2) забезпечення розрахунків втрат потужності і електроенергії в мережах і вибір заходами по зниженню втрат достовірної інформації про навантаження вузлів.

Вплив удосконалення інформації про навантаження вузлів на точність розрахунку втрат потужності і електроенергії може бути кількісно оцінено. В першу чергу слід визначати ефективність вимірювання сумарного навантаження мережі, оскільки вона завжди вище за ефективність вимірювання навантаження будь-якого з вузлів. Цю ефективність оцінюють подвоєною (при вірогідності 95%) різницею середньоквадратичних похибок втрат потужності і енергії, обчисленої за відсутності і наявності даних про сумарне навантаження мережі (при однакових в кожному випадку інтервалах невизначеності вузлових навантажень, що характеризуються математичними очікуваннями m і середньоквадратичними відхиленнями Δ_l , де l – номер вузла).

Враховуючи, що $\Delta P = b^2 R_{\text{ЭК}} / U^2$ і що другий доданок у виразі для дисперсії складає менше 2% першого [3], формулу для середньоквадратичної похибки у втратах потужності можна записати в наступному вигляді, МВт:

$$\Delta[\Delta P] = \frac{2}{U^2 b} \sqrt{\sum_{l=1}^n (c_l b - a)^2 \Delta_l^2}. \quad (4.1)$$

За відсутності даних про сумарне навантаження мережі:

$$\Delta[\Delta P] = \frac{2}{U^2} \sqrt{\sum_{l=1}^n c_l^2 \Delta_l^2}. \quad (4.2)$$

Ефективність встановлення вимірювальної апаратури на підстанціях мережі визначають таким чином. Проводять n розрахунків по (4.1), в кожному з яких прирівнюють до нуля одне із значень Δ_l . Найефективнішим вважається встановлення апаратури у вузлі, при прирівнюванні до нуля Δ_l якого величина $\Delta[\Delta P]$ знижується в найбільшій мірі. Далі проводять $(n-1)$ розрахунок, в кожному з яких прирівнюють до нуля Δ_l вибраного вузла і додатково одного з решти вузлів. Вибирається наступний вузол, що забезпечує найбільше зниження $\Delta[\Delta P]$.

Таку операцію повторюють до тих пір, поки не залишиться два вузли, не оснащені засобами вимірювань. Оснащення будь-якого з них таким способом повністю ліквідує похибку розрахунку втрат потужності, оскільки за наявності засобу вимірювання сумарного навантаження, навантаження останнього вузла визначається з рівняння балансу.

Порядок переходу від похибок у втратах потужності $\Delta[\Delta P]$ до похибок у втратах електроенергії $\Delta[\Delta W]$ визначається прийнятим методом розрахунку втрат електроенергії і ступенем однорідності графіків навантаження вузлів. Якщо метод розрахунку втрат заснований на попередньому розрахунку серії робочих режимів, то відносна похибка у втратах електроенергії зменшується в порівнянні з похибкою у втратах потужності. Зменшується похибка і у випадку відмінності конфігурацій графіків різних вузлів.

Разом з тим інформаційні похибки даних про навантаження вузлів в режимах малих навантажень енергосистеми звичайно вище, ніж в режимах великих навантажень, що збільшує похибку у втратах електроенергії. Дослідження показує, що на практиці відносну похибку у втратах електроенергії можна приймати рівній похибці у втратах потужності в режимі найбільшого навантаження.

В цьому випадку абсолютну похибку у втратах електроенергії визначають по формулі:

$$\Delta[\Delta W] = \Delta[\Delta P] \frac{\Delta W}{\Delta P}. \quad (4.3)$$

5 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ПОЧАТКОВОЇ ІНФОРМАЦІЇ ПРО НАВАНТАЖЕННЯ ВУЗЛІВ

Облік невизначеності навантажень вузлів може проводитися при вирішенні двох задач в даній області. Перша задача полягає у визначенні гарантованих (мінімальних) значень похідних $\partial \Delta P / \partial Q_i$, що забезпечують вибір максимально можливої потужності компенсуючих пристроїв, для якої гарантується (з вірогідністю 95%) оптимальна окупність. У відповідності з [9] оптимальна окупність відповідає компенсуючим пристроям, що (при нарощуванні потужності в процесі оптимізації) окупаються за нормативний термін.

Друга задача полягає у визначенні інтервалу невизначеності економічного ефекту від компенсуючих пристроїв розрахункової потужності, визначеної детермінованим розрахунком.

Перша задача розв'язується за допомогою розкладання виразу для похідної в ряд Тейлора і визначення її середньоквадратичного відхилення.

Дисперсію випадкової величини похідної $\sigma_i = \partial \Delta P / \partial Q_i$ визначають по формулі:

$$D[\sigma_i] = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial \sigma_i}{\partial h_1} \right)_m^2 D_1 + \frac{1}{2} \sum_{l=1}^n \sum_{k=1}^n \left(\frac{\partial^2 \sigma_i}{\partial h_k \partial h_l} \right)_m^2 D_1 D_k, \quad (5.1)$$

де h_1 – величина, пропорційна реактивному навантаженню 1-го вузла.

Обчислимо значення $\partial \sigma_i / \partial h_1$ і $\partial^2 \sigma_i / \partial h_l \partial h_k$ для випадків відсутності точних даних про сумарне навантаження мережі (проектування мережі) і їх наявності (експлуатація мережі).

За відсутності даних про сумарне навантаження мережі вираз для випадкового значення похідної σ_i записують в звичайному вигляді:

$$\sigma_i = \frac{2}{U^2} \sum_{l=1}^n R_{il} Q_l. \quad (5.2)$$

В цьому випадку $h_l = Q_l$ і значення складових (5.1) визначають:

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial h_l} = \frac{2}{U^2} R_{il}; \quad (5.3)$$

$$\frac{\partial^2 \sigma_i}{\partial h_k \partial h_l} = 0. \quad (5.4)$$

Тоді:

$$\Delta[\sigma_i] = \frac{2}{U^2} \sqrt{\sum_{l=1}^n R_{il}^2 \Delta_l^2}. \quad (5.5)$$

За наявності даних про сумарне навантаження мережі вираз для похідної набуває вигляд:

$$\sigma_i = \frac{2Q_\Sigma}{U^2 \sum_{l=1}^n h_l} \sum_{l=1}^n R_{il} h_l. \quad (5.6)$$

Вирази для складових (5.1) матимуть вигляд:

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial h_l} = \frac{2Q_\Sigma}{U^2} \frac{R_{il} \sum_{l=1}^n h_l - \sum_{l=1}^n R_{il} h_l}{\left(\sum_{l=1}^n h_l \right)^2}; \quad (5.7)$$

$$\frac{\partial^2 \sigma_i}{\partial h_k \partial h_l} = \frac{2Q_\Sigma}{U^2} \frac{\sum_{l=1}^n R_{il} h_l - (R_{il} - R_{ik}) \sum_{l=1}^n h_l}{\left(\sum_{l=1}^n h_l \right)^3}. \quad (5.8)$$

Розрахунки показали, що другий доданок (5.1), який містить суму других похідних, не перевищує 3% першого. Враховуючи також, що в точці математичного очікування $h_i = Q_i$ і $\sum_{i=1}^n h_i = Q_\Sigma$, отримуємо:

$$\Delta[\sigma_i] = \frac{2}{U^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (R_{il} - \sum_{j=1}^n R_{ij} q_j)^2 \Delta_l^2}, \quad (5.9)$$

де $q_j = Q_j / Q_\Sigma$.

Розв'язання другої задачі полягає у визначенні зниження витрат на втрати потужності і електроенергії для двох варіантів, які відповідають нижній і верхній межах інтервалу невизначеності втрат.

6 РОЗРАХУНКИ З ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ВСТАНОВЛЕННЯ ПРИСТРОЇВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Як показує практика [10], біля десяти відсотків усього необхідного зниження втрат може бути досягнуто за рахунок організаційних (і в першу чергу режимних) заходів. Інше зниження втрат може бути отримане з допомогою додаткових капіталовкладень в мережі енергосистем і споживачів.

Основним заходом зі зниження втрат є облаштування компенсуючих пристроїв (КП) в мережах споживачів електроенергії – 60 відсотків усього можливого зниження втрат досягається з його допомогою. Біля 20 відсотків забезпечує встановлення КП в мережах 10-110 кВ енергосистем і сільських мережах 0.4 кВ. Решта 10 відсотків припадає на інші технічні заходи.

6.1 Послідовність планування заходів зі зменшення втрат

Працівники дослідницької групи вивчають діючі в даній області інструкції, знайомляться з характеристиками існуючих засобів і програм розрахунку, звертаючи особливу увагу на вихідну інформацію і оцінюючи можливості її одержання.

Вибрані засоби і програми повинні забезпечувати:

- а) правильну оцінку сумарних втрат (для обґрунтування планових значень);
- б) виявлення місця з підвищеними втратами;
- в) прийнятні трудовитрати на збір і підготовку інформації і проведення розрахунків.

Після вибору доцільних засобів і програм розрахунків складається перелік інформації, необхідної для розрахунків, з вказівкою відповідальних за її підготовку, формулюються обов'язки різноманітних підрозділів енергосистеми по проведенню розрахунків і аналізу втрат, а також розробці заходів по їх

зниженню.

Роботу по аналізу наявних резервів зниження втрат слід починати зі збору інформації про фактичний стан по кожному заходу типового переліку інструкції [10].

З метою локалізації місць з підвищеними втратами (як технічними, так і комерційними) доцільно в якості першочергових заходів по вдосконаленню обліку електроенергії передбачити встановлення приладів обліку відпуску електроенергії.

Основним заходом зі зниження втрат є встановлення компенсуючих приладів в мережах споживачів. Комплекс діючих нормативних документів в цій області дає енергосистемам можливість проводити технічну політику цілеспрямованого оснащення споживачів цими приладами, домагатися першочергового встановлення їх у тих споживачів, де вони в найбільшій мірі знижують втрати в мережі енергосистеми.

Організація робіт по зниженню втрат може здійснюватися з найменшими витратами, якщо всі роботи розглядаються в комплексі, для розв'язання різноманітних задач часто вимагається одна і та ж інформація.

Роботи по зниженню втрат можуть дати відчутний результат лише в випадку, якщо при їх організації прийняті до уваги три умови успішності робіт: персонал, засоби, що забезпечують виявлення осередків втрат, матеріальні ресурси, що вимагаються для заміни розроблених заходів.

6.2 Аналіз структури технічних втрат електроенергії

З метою спрощення аналізу результатів розрахунку втрат електроенергії в ЕМ та інших параметрів, що характеризують рівень технічного стану мереж та техніко-економічну ефективність їх експлуатації, використовувався графічний аналіз результатів розрахунків. Модуль графічного аналізу програми «ВТРАТИ» забезпечує можливість відображення:

- характеру розподілу втрат електроенергії та їх складових між живильними підстанціями розподільних мереж та окремими фідерами, що живляться від окремої підстанції;
- структури втрат електроенергії по ЕМ в цілому та окремих її фрагментах за причиною їх появи (втрат холостого ходу та навантажувальні), а також за місцем їх виявлення (втрати в лініях окремих класів номінальної напруги та трансформаторах);
- характеру розподілу окремих складових втрат електроенергії як у абсолютних, так і у відносних одиницях.

Таким чином, для експлуатаційного персоналу забезпечується можливість оцінки не тільки величини втрат, а й причин їх виявлення і планування на цих засадах заходів щодо їх зменшення.

У даному розділі розглядається послідовність дій з визначення місця встановлення компенсаторів реактивної потужності, що забезпечать максимальне зниження втрат електроенергії в ЕМ та компенсацію спаду напруги на шинах споживальних підстанцій.

Для визначення складу підстанцій та фідерів, де встановлення компенсаторів буде максимально ефективним слід враховувати, що вони дозволяють знижувати лише навантажувальні втрати у ЕМ 10 кВ, тобто втрати в ЛЕП 10 кВ та навантажувальні втрати у трансформаторах 10/0,4 кВ.

Розподіл навантажувальних втрат у Вінницьких міських мережах має наступний вигляд (рис. 6.1).

З рис. 6.1 видно, що найбільші навантажувальні втрати характерні для електричних мереж ТП «Нова», «Західна», «Промислова», «Південна». Серед фідерів ТП «Нова» рис. 6.2. найбільшими навантажувальними втратами характеризуються фідери 113, 111, 106. Отже, саме для них встановлення компенсуювальних пристроїв буде найбільш ефективним.

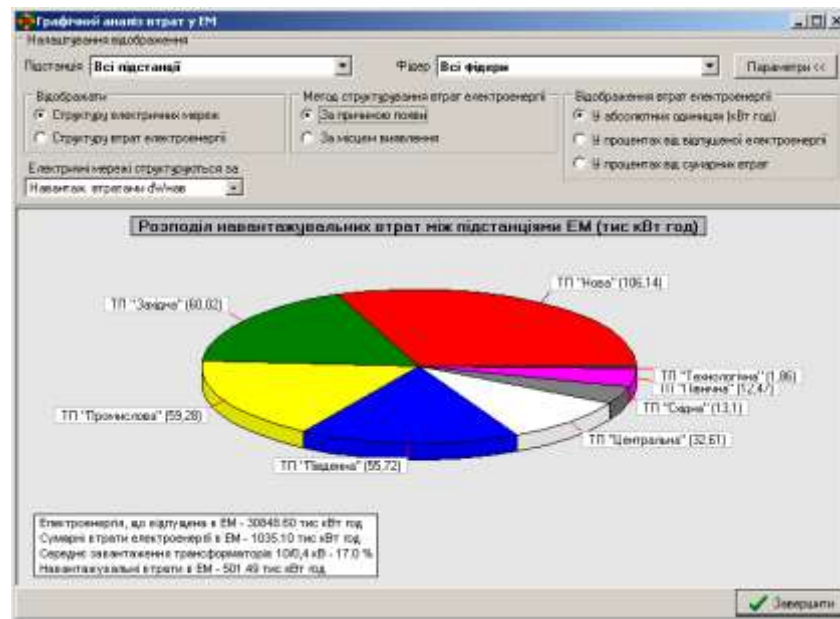


Рисунок 6.1 – Структурування живильних підстанцій за навантажувальними втратами у приєднаних мережах 10 кВ

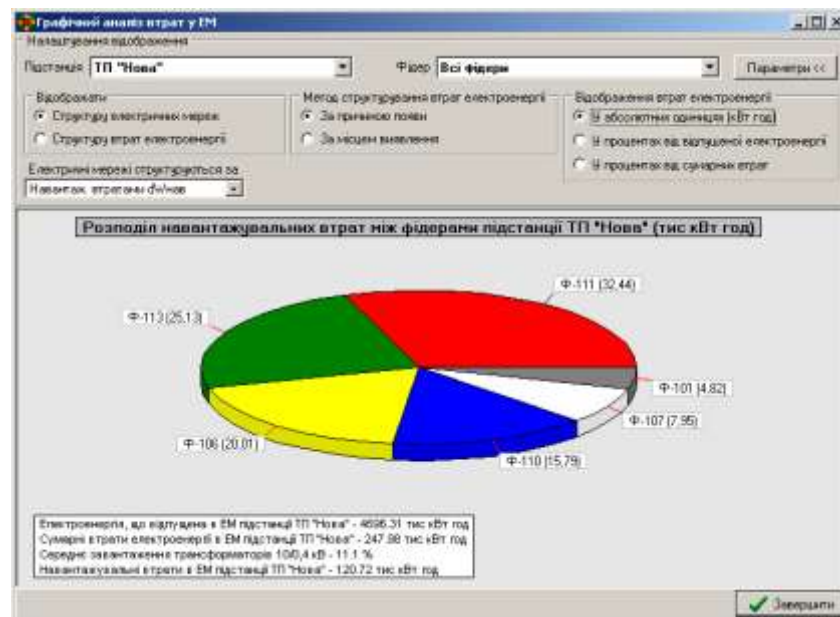


Рисунок 6.2 – Структурування фідерів підстанції «Нова» за навантажувальними втратами у приєднаних мережах 10 кВ

Для інших живильних підстанцій з наведеного переліку було виконано аналогічну послідовність дій, в наслідок чого було виявлено повний перелік фідерів, встановлення КУ в яких є максимально ефективним.

6.3 Формування методу визначення місць встановлення конденсаторних установок

Для вибору місць встановлення КУ було виконано ряд аналітичних розрахунків з імітації їх встановлення на ТП 10/0,4 кВ визначених вище фідерів 10 кВ. При цьому розглядалося три підходи:

- розстановка компенсувальних пристроїв за принципом мінімального ризику, коли потужність і місце встановлення додаткових джерел реактивної потужності обиралися в лише для компенсації реактивного споживання окремих ТП 10/0,4 кВ. При цьому незалежно від комутацій у електричних мережах буде забезпечено постійний ефект зменшення втрат та підвищення рівнів напруги;

- розстановка компенсувальних пристроїв за принципом максимального ефекту, коли потужність і місця встановлення підбираються з урахуванням ефекту компенсації не лише власного навантаження ТП 10/0,4, але й сусідніх ТП. При цьому ефект зменшення втрат електроенергії є істотно вищим, але залежить від комутацій у схемі електричних мереж.

- розстановка компенсувальних пристроїв на мінімальній кількості ТП 10/0,4 кВ з забезпеченням максимального ефекту від зменшення втрат електроенергії. При цьому зменшується не лише видаткова складова на компенсацію втрат електроенергії, а й складова, пов'язана витратами на облаштування КУ, а також їх ремонтом та обслуговуванням.

Основною задачею є визначення місць встановлення 25 автоматичних конденсаторних установок, перелік яких подано у табл. 6.1 (додаток А).

6.3.1 Розстановка компенсувальних пристроїв з мінімальним ризиком

Для визначення місць встановлення КУ, що забезпечать гарантоване зниження втрат електроенергії та підвищення її якості для окремих

ТП 10/0,4 кВ було проаналізовано структуру відпуску електроенергії з ТП 10/0,4 кВ за встановленими лічильниками, а також кількість юридичних абонентів, що отримують електроенергію від вказаних ТП.

За вказаними вихідними даними було обраховано імовірну величину реактивного споживання окремих ТП 10/0,4 кВ і у відповідності з ним визначено потужність та місця встановлення КУ (табл. 6.2 (додаток А)).

Для аналізу ефективності такого способу розташування компенсувальних пристроїв було виконано імітаційні розрахунки втрат електроенергії в ЕМ 10 кВ станом на грудень 2010 року після встановлення КУ (табл. 6.3 (додаток А)). З результатів видно, що ефект від встановлення 25 конденсаторних установок різної потужності є невеликим – біля 48 тис. кВт·год, або 4,7%. Таким чином, за такого підходу ефект є стабільним, але незначним.

6.3.2 Розстановка компенсувальних пристроїв з максимальним ефектом зменшення втрат

Для визначення місць встановлення КУ, що забезпечить максимальний ефект було виконано ряд розрахунків з імітації встановлення КУ різної номінальної потужності на окремих ТП 10/0,4 кВ. При цьому враховувалося як реактивне споживання даних ТП, так і вплив КУ на втрати у фідерах 10 кВ. Результати розрахунків подано у додатку Б. За результатами розрахунків для кожного компенсувального пристрою з заданого переліку було обрано ТП 10/0,4 кВ, встановлення на якій забезпечувало б максимальний ефект зменшення втрат потужності у режимі середніх навантажень. Перелік вказаних ТП з потужністю КУ, що підлягають встановленню подано у табл. 6.4 (додаток А).

Подібне розташування КУ забезпечує істотно більший ефект зменшення втрат, який був оцінений шляхом проведення імітаційних розрахунків (табл. 6.4 (додаток А)). Як видно з результатів розрахунку подібне розташування КУ

дозволить забезпечити зменшення втрат у межах 110 тис. кВт·год на місяць, або біля 10%.

6.3.3 Розстановка компенсувальних пристроїв зі зменшенням кількості місць встановлення

Для визначення місць встановлення КУ, що забезпечить максимальний ефект при зменшенні місць встановлення було застосовано оптимізований перебір варіантів встановлення КУ. При цьому враховувалося два фактори: ефект від зменшення втрат електроенергії та кількість місць встановлення КУ. За результатами розрахунків для кожного компенсувального пристрою з заданого переліку було обрано ТП 10/0,4 кВ, встановлення на якій забезпечувало б максимальний ефект зменшення втрат електроенергії згідно прогнозуванню навантаження на грудень 2010 року. Перелік вказаних ТП з потужністю КУ, що підлягають встановленню подано у табл. 6.6 (додаток А), а результати аналізу ефективності встановлення – у табл. 6.7 (додаток А).

6.3.4 Формування остаточного варіанту розташування конденсаторних установок

Очевидно, що для ефективного розв'язання задачі розташування КУ у Вінницьких міських електричних мережах достатньо важливу роль відіграє технічна можливість розміщення конденсаторних установок на підстанціях 10/0,4 кВ, а також можливість і періодичність їх оглядів ТП та їх технічного стану. Виходячи з цього облаштування конденсаторних установок на деяких підстанціях з переліків, наведених у табл. 6.4, 6.6 (додаток А) є технічно не доцільним, а іноді навіть неможливим через, наприклад, реорганізацію ТП 10/0,5 кВ (ТП-55). Виходячи з наведеного вище було виконано оптимізаційні розрахунки щодо визначення місць встановлення КУ та їх параметрами з урахуванням нових технічних обмежень.

Вочевидь, вилучення деяких ТП 10/0,4 кВ, що знаходилися за значною електричною відстанню від центрів живлення, призвело до зниження сукупного щомісячного ефекту зменшення втрат у межах 10-12%. Разом з тим, за рахунок спрощення технічної реалізації проекту та скорочення її термінів загальний техніко-економічний ефект є достатньо високим.

Остаточний перелік місць встановлення конденсаторних установок в Вінницьких міських електричних мережах (узгоджений з відповідними службами) наведено в табл. 6.8 (додаток А), а результати прогнозованого середньомісячного зменшення втрат електроенергії у випадку реалізації даного проекту, структуровані по фрагментах ЕМ – у табл. 6.9 (додаток А).

Наступним етапом після формування остаточної схеми розташування КУ у Вінницьких міських електричних мережах є виконання контрольних вимірів споживання реактивної енергії по ТП 10/0,4 кВ, що підлягають оснащенню КУ з метою уточнення результатів імітаційних розрахунків, і, головне, визначення уставок автоматичних регуляторів реактивної потужності, що забезпечили б ощадне використання ресурсу силової частини КУ. Як буде показано далі ресурс комутаційної апаратури наявних КУ становить біля 200000 комутацій. Таким чином, для забезпечення їх ефективної роботи протягом 5 років кількість перемикачів протягом доби має бути по можливості обмеженою величиною зони нечутливості по коефіцієнтам потужності, уставками по мінімальному струму спрацювання, максимальній напрузі та витримці часу і становити не більше 4-5 за годину.

7. ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі бакалаврської кваліфікаційної роботи розробляються заходи з охорони праці в процесі обслуговування електричної підстанції. Отже, на оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатацію обладнання підстанції, впливають такі шкідливі виробничі фактори [1, 2]: фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил); фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

7.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Роботи в діючих електроустановках слід проводити за нарядом, розпорядженням та в порядку поточної експлуатації. Роботи, які виконують в порядку поточної експлуатації працівники на закріплених за ними електроустановках, проводять без оформлення наряду або розпорядження. Перелік робіт, які виконують у порядку поточної експлуатації, затверджує керівництво підприємства. За нарядами слід виконувати всі роботи, які не ввійшли до переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації та за розпорядженням.

Забороняється самовільне проведення робіт, а також розширення робочих місць та обсягу завдання, визначених нарядом або розпорядженням.

Виконання робіт в електроустановках в зоні дії іншого наряду слід узгоджувати з працівником, який видав попередній наряд. Узгодження оформлюється до підготовки робочого місця записом на полях наряду (біля таблиці 2) "Узгоджено" та за підписом працівника, який узгоджує.

Ремонт електроустановок із застосуванням вантажопідіймальних машин, механізмів або великогабаритних пристроїв, за винятком ямобурів і телескопічних пристроїв для піднімання людей, слід виконувати за технологічними картами або ППР.

В електроустановках до 1000 В електростанцій, підстанцій і на КЛ під час виконання роботи під напругою необхідно:

- відгородити розташовані поблизу робочого місця струмопровідні частини, що перебувають під напругою, до яких можливий випадковий дотик;
- працювати в діелектричних калошах, ботах або стоячи на ізолювальній підставці чи на гумовому діелектричному килимку;
- застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками (у викруток повинен бути ізольований стрижень). У разі відсутності такого інструменту слід користуватись діелектричними рукавичками.

Забороняється працювати в одязі з короткими або закоченими рукавами, користуватись ножівками, металевими метрами тощо.

В електроустановках понад 1000 В під час проведення робіт на струмопровідних частинах, що перебувають під напругою, за допомогою захисних ізолювальних засобів необхідно:

- користуватись тільки випробуваними сухими та чистими ізолювальними засобами з непошкодженим лаковим покриттям;
- тримати ізолювальні засоби за ручки-захвати не далі обмежувального кільця;
- розмістити ізолювальні засоби так, щоб не виникла небезпека перекриття між фазами або фази на землю.

Під час виконання роботи із застосуванням електрозахисних засобів (ізолювальні штанги, електровимірювальні штанги та кліщі, покажчики напруги) допускається наближатись людині до струмопровідних частин на відстань, визначену довжиною їхньої ізолювальної частини.

Забороняється в електроустановках працювати в зігнутому положенні, якщо у разі випрямлення відстань до струмопровідних частин буде менша за зазначену в інструкціях з ОП. Забороняється в електроустановках електростанцій та підстанцій 6-110 кВ під час роботи біля неогороджених струмопровідних частин розміщуватись так, щоб вони були позаду або з обох боків.

На ПЛ, за винятком зовнішніх введів 0,4 кВ до будівель, та ПЛЗ перед розриванням або з'єднанням електрично сполучених складників (проводів, тросів) необхідно встановлювати заземлення з обох боків розриву (передбачуваного розриву).

В темний період доби ділянки робіт, робочі місця, проїзди і підходи до них слід освітлювати. Забороняється працювати в неосвітлених місцях.

У випадку наближення грози слід припинити всі роботи на ПЛ, ПЛЗ; у ВРУ, ЗРУ на виводах та лінійних роз'єднувачах ПЛ; на КЛ, під'єднаних до діляниць ПЛ, а також на вводах ПЛЗ в приміщеннях вузлів зв'язку та на антенно-щоглових спорудах.

Всі працівники, які перебувають в діючих електроустановках (за винятком щитів керування, приміщень з релейними панелями та їм подібних), в колодязях, тунелях, траншеях, повинні користуватись захисними касками.

Працівникам підприємств, інших організацій, направлених у відрядження, одноособово можна записувати покази лічильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ. У разі наявності місцевих оперативних працівників відряджені працівники повинні мати групу II, а у разі відсутності місцевих оперативних працівників - групу III. Працівники, які обслуговують компресорні установки та повітрозбірники, електролізні установки, акумуляторні батареї та зарядні пристрої, повинні мати

групу III.

Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних

ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

7.2. Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

Мікроклімат

Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні, де встановлена лінія, наведено в таблиці 7.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу передбачається:

- в холодну пору року використання калорифера;
- в літню пору застосування вентиляторів обдува;
- провітрювання приміщення.

Таблиця 7.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4
Вуглець (II) оксиду	20		4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено:

- провітрювання приміщення;
- цілісність вікон для перешкодження попадання пилу в приміщення під час роботи лінії;
- встановлення пиловловлюючих засобів.

Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт під час експлуатації електрообладнання – малої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «Г».

Таблиця 7.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Малої точності	Від 1,0 до 5 включно	V	Г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	3	1,8

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум. Загальні вимоги безпеки» (таблиця 7.4).

Таблиця 7.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Проектом передбачені засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі;
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

7.3. Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах.

Приміщення підстанції за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури

навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (місця, де зберігаються тверді горючі речовини). Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується ІІІ ступенем вогнестійкості.

До ІІІ ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриттів дозволяється застосовувати дерев'яні конструкції, захищені штукатуркою або негорючими листовими, плитними матеріалами, або матеріалами груп горючості Г1 (низької горючості), Г2 (помірної горючості). До елементів покриттів не висуваються вимоги щодо межі вогнестійкості, поширення вогню, при цьому елементи горищного покриття з деревини повинні мати вогнезахисну обробку. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 7.5.

Таблиця 7.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості і будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхові (у т.ч. горищні та над підвалами	елементи сумішених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки				плити, насти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН

В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 7.6.

Таблиця 7.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або елементів їх	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуршлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 3.7 (знаменник).

Таблиця 4.7

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
III	8/9	8/12	10/15

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 – 100 м².

На території підстанції встановлено 12 вогнегасників ВП-5 [16].

ВИСНОВКИ

Для підвищення ефективності розподільчих мереж та зменшення втрат електричної енергії розроблено значну кількість технічних і організаційних рішень. Однак складність вибору оптимального набору таких заходів зумовлює потребу в їх систематизації та класифікації.

На сьогодні не існує загальноприйнятої та усталеної класифікації заходів, спрямованих на зниження втрат потужності та електроенергії. Умовно їх можна поділити на три основні групи:

- **організаційні заходи,**
- **технічні заходи,**
- **заходи з удосконалення систем розрахункового та технічного обліку електроенергії.**

Організаційні заходи не потребують значних капіталовкладень і можуть бути реалізовані в короткі терміни. Технічні заходи, навпаки, вимагають фінансових інвестицій і можуть бути класифіковані за метою їх впровадження:

- **заходи з цільовим ефектом зниження втрат,**
- **заходи з супутнім ефектом зниження втрат.**

Першу групу складають рішення, спеціально розроблені для зменшення втрат електроенергії, з чітким економічним обґрунтуванням. Їх реалізація має забезпечувати повну окупність інвестицій за рахунок зниження втрат, при цьому нормативний термін окупності не повинен перевищувати 8,3 року. До другої групи відносять заходи, що впроваджуються в межах загального розвитку енергетичної інфраструктури, де зниження втрат є супутнім, але не основним ефектом.

Варто зазначити, що зменшення втрат електроенергії є складовою ширшої задачі — підвищення економічної ефективності функціонування енергосистеми. Водночас не всі заходи зі зниження втрат обов'язково забезпечують загальну економічну доцільність: існують рішення, які хоч і сприяють зменшенню втрат у мережі, можуть бути нерентабельними з точки зору системної ефективності. І навпаки, деякі заходи, спрямовані на

оптимізацію роботи енергосистеми, можуть супроводжуватися як зменшенням, так і збільшенням втрат електроенергії в мережі — залежно від умов і режимів її роботи.

Таким чином, більшість технічних рішень, що застосовуються для оптимізації режимів роботи розподільчих мереж, можуть одночасно сприяти зниженню втрат потужності, навіть якщо це не є їх основною метою.

ЛІТЕРАТУРА

1. Melnikova O., Nazarychev A., Suslov K. Enhancement of the Technique for Calculation and Assessment of the Condition of Major Insulation of Power Transformers. *Energies*. 2022;15(4):1572. doi:10.3390/en15041572.[mdpi.com](https://doi.org/10.3390/en15041572)
2. Лежнюк П.Д., Бартецький А.А., Бартецька І.А. Оптимізація розміщення джерел реактивної потужності в електричній мережі з урахуванням активних обмежень // Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки. – 2018. – Т. 29, № 5(2). – С. 109–114.tech.vernadskyjournals.in.ua
3. Лесько Л.І. Оптимізація режимів електроенергетичних систем: навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 138 с.
4. Таранченко О.І. Зменшення втрат електроенергії у розподільчих мережах: магістерська робота. – Суми: СумДУ, 2023. – 72 с.
5. Довгалюк О.М., Савченко Н.П., Баталін В.Ю., Білоконь Г.В. Розробка заходів для оптимізації режимів електричних мереж 10 кВ // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». – 2024. – № 3. – С. 45–50.erec.khpi.edu.ua
6. Лежнюк П.Д., Бартецький А.А., Бартецька І.А. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустаткування // ResearchGate. – 2021. – 8 с.tech.vernadskyjournals.in.ua
7. Заблоцький С.О., Пограничний В.В., Тарасенко К.О., Колодій О.В. Оптимізація процесу маршрутизації в розподілених мережах із використанням методів машинного навчання // Наукові праці Львівської політехніки. – 2025. – Т. 5, № 1. – С. 35–42.science.lpnu.ua
8. Лежнюк П.Д., Бартецький А.А., Бартецька І.А. Підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж: монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2023. – 180 с.tech.vernadskyjournals.in.ua

9. Кравчик О.В. Вплив приєднання відновлюваних джерел енергії на втрати потужності в електричних мережах: магістерська дисертація. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 85 с.
10. Програма фахового іспиту для вступу на другий (магістерський) рівень вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Харків: ХНУРЕ, 2025. – 12 с. (start.karazin.ua)
11. Матеріали III Всеукраїнської науково-практичної конференції «Сучасні проблеми енергетики та автоматизації». – Суми: СНАУ, 2020. – С. 45–50. (gati.snau.edu.ua)
12. Zahra S.T., Imdad S.K., Khan S., Khalid S., Baig N.A. Power Transformer Health Index and Life Span Assessment: A Comprehensive Review of Conventional and Machine Learning based Approaches. arXiv preprint. 2025. arXiv:2504.15310. [arxiv.org](https://arxiv.org/abs/2504.15310)
13. Tembo F., Bragone F., Laneryd T., Barreau M., Morozovska K. Data-Driven vs Traditional Approaches to Power Transformer's Top-Oil Temperature Estimation. arXiv preprint. 2025. arXiv:2501.16831. [arxiv.org+1arxiv.org+1](https://arxiv.org/abs/2501.16831)
14. Черкашина В.В., Баклицький В.М. Дослідження техніко-економічних показників силових трансформаторів з урахуванням умов експлуатації. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2024;(1):32–36. visnyk.vntu.edu.ua
15. Berestovyy D.O. Діагностика ізоляції сухих силових трансформаторів: бакалаврська робота. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського; 2024. ela.kpi.ua
16. Majzoobi A., Mahoor M., Khodaei A. Machine Learning Applications in Estimating Transformer Loss of Life. arXiv preprint. 2017. arXiv:1703.01397. [arxiv.org](https://arxiv.org/abs/1703.01397)
17. Zhang Z., Li Y., Chen H., et al. Innovative Transformer Life Assessment Considering Moisture and Oil Circulation. Energies. 2024;17(2):429. doi:10.3390/en17020429. [mdpi.com+1arxiv.org+1](https://doi.org/10.3390/en17020429)

18. Mokhnache K., et al. A Review of Reliability Assessment and Lifetime Prediction Methods for Electrical Machine Insulation Under Thermal Aging. *Energies*. 2025;18(3):576. doi:10.3390/en18030576.[mdpi.com](https://doi.org/10.3390/en18030576)
19. Wani N.U.I., Ranga C., Manoj T., Gopi M. Dielectric Behavior of Power Transformers Installed in Kashmir Valley: Case Studies and Challenges. In: *Proceedings of 4th International Conference on Machine Learning, Advances in Computing, Renewable Energy and Communication (MARC 2021)*. Singapore: Springer; 2024. p. 343–350.link.springer.com
20. Ramirez I., Pino J., Pardo D., et al. Residual-based Attention Physics-informed Neural Networks for Spatio-Temporal Ageing Assessment of Transformers Operated in Renewable Power Plants. *arXiv preprint*. 2024. arXiv:2405.06443.[arxiv.org](https://arxiv.org/abs/2405.06443)
21. Zhorniak L.B., Afanasyev O.I., Shchus V.M., Bakhmetyev V.V. Дослідження надійності тиристорного модулю пристроїв регулювання напруги під навантаженням силових трансформаторів. In: *Проблеми електроенергетики, електротехніки та електромеханіки: тези доповідей 27-го Міжнародного симпозіуму SIEMA-2024; 2024 жовтня 24–25; Харків, Україна*. Харків: НТУ «ХПІ»; 2024. p. 42.repository.kpi.kharkov.ua
22. Li J., Wang Y., Zhang H., et al. Thermal-flow Characteristics Analysis of a Novel Resilient Capacity Ceramic Insulated Winding Dry Type Transformer. *AIP Advances*. 2024;14(4):045042. doi:10.1063/5.0181572.pubs.aip.org.
23. ou Y., Liu X., Wang Q., et al. Thermal Aging Assessment of Transformer Insulation Using Artificial Neural Networks. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2023;30(2):1234–1242.[mdpi.com+1arxiv.org+1](https://doi.org/10.1109/TDEI.2023.3245678)
24. Kim S., Park J., Lee H. Predictive Maintenance of Power Transformers Based on Thermal and Electrical Parameters. *Electric Power Systems Research*. 2022;198:107003.
25. Singh R., Sharma A., Gupta N. Impact of Environmental Conditions on Transformer Insulation Performance. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021;129:106778.

26. . ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

27. . ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

28. . ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

29. . ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

30. . НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

31. . ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

32. . ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

33. . ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

34. . ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

35. . ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

36. . НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

37. . ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

38. . ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

39. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

40. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

41. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Підвищення ефективності розподільчих мереж шляхом зменшення втрат потужності»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Лесько В. О.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism

Оригінальність

82 %

Загальна схожість

18 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований

Системою щодо роботи

Автор

Ковальчук В. В.
(підпис)

Ковальчук В. В.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневецький С.Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

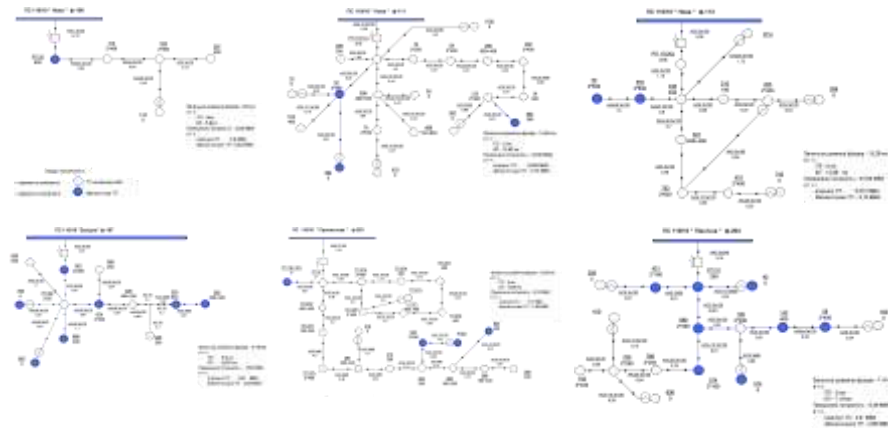
(прізвище, ініціали, посада)

Структура заходів щодо зниження втрат електроенергії



До організаційних відносяться ЗЗВ по вдосконаленню експлуатаційного обслуговування електричної мережі і оптимізації їх схем і режимів. До технічних відносяться заходи щодо реконструкції, модернізації і будівництва мережі. Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії не знижують фізично існуючих втрат електроенергії, проте вони упорядковують облік, уточнюють початкову інформацію, знижують комерційні втрати.

ФРАГМЕНТ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 10 КВ М. ВІННИЦІ

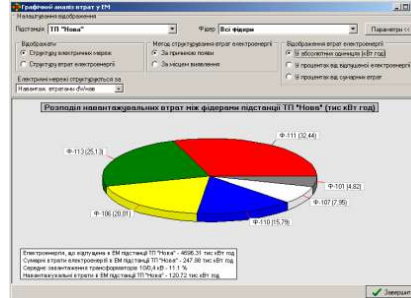


СТРУКТУРА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ВІННИЦЬКИХ МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Структурування живильних підстанцій за
навантажувальними втратами у приєднаних ме-
режах 10 кВ



Структурування фідерів підстанції «Нова»
за навантажувальними втратами у приєднаних
мережах 10 кВ



ПРОГНОЗ РЕАКТИВНОГО СПОЖИВАННЯ ТП 10/0,4 КВ ВІННИЦЬКИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

№ п/п	Номер ТП	Джерело живлення (підстанція)	Джерело живлення (фідер)	Сном, кВА	Середній відсоток за лічильниками, кВт/год	Імовірне мінімальне реактивне споживання, кВт	Імовірне максимальне реактивне споживання, кВт	Номінальна потужність КУ до встановлення
1	645	Нова	Ф-107	2	282323	121	183	
2	7	Центральна	Ф-13	0.52	173077	137	205	
3	861	Промислова	Ф-253	0.8	128483	53	83	30
4	113	Нова	Ф-106	0.8	201360	87	130	60
5	557	Промислова	Ф-259	1.26	184542	79	119	40
6	242	Східна	Ф-87	1.26	215459	93	139	60
7	74	Нова	Ф-111	1.26	150793	63	97	30
8	709	Південна	Ф-22	0.8	198360	85	128	40
9	485	Нова	Ф-101	1.26	197505	85	127	70
10	614	Промислова	Ф-259	1.03	173798	75	114	30
11	696	Південна	Ф-305	1.26	174580	75	113	
12	565	Центральна	Ф-8	0.8	127062	55	82	30
13	182	Південна	Ф-30	0.65	194168	84	125	40
14	365	Промислова	Ф-263	1.26		81	122	60
15	433	Промислова	Ф-259	0.8		138	207	200
16	55	Південна	Ф-30	0.8	270280	116	174	60
17	496	Нова	Ф-113	1.26	156545	67	101	30
18	644	Південна	Ф-23	1.26	137091	59	88	
19	633	Промислова	Ф-262	1.26		51	77	30
20	3	Південна	Ф-22	1.03		110	165	60
21	362	Промислова	Ф-259	1.26		47	70	
22	739	Центральна	Ф-7	0.63	198051	85	128	40
23	176	Північна	Ф-201	0.8	187533	81	121	30
24	638	Промислова	Ф-201	1.26	213285	92	138	40
25	500	Південна	Ф-303	1.26	179405	77	116	30
26	518	Промислова	Ф-247	1.26	133435	57	86	60
27	414	Західна	Ф-163	0.8	145915	63	94	70
28	556	Західна	Ф-187	1.26	94753	41	61	30
29	666	Промислова	Ф-247	1.25		51	77	
30	593	Центральна	Ф-7	0.4		43	64	40
31	44	Центральна	Ф-7	0.313	139887	60	94	
32	596	Промислова	Ф-259	1.26		46	69	
33	РП-22	Південна	Ф-36-1	1.26	102875	44	66	40
34	492	Промислова	Ф-262	0.8		47	70	
35	8	Південна	Ф-22	1.26	123940	53	80	
36	664	Промислова	Ф-262	1.26				

Результати імітаційних розрахунків зі встановлення КУ на
трансформаторних підстанціях 10/0,4 кВ

Лінійна назва	Фазер	ТП-10/0,4	Фазна Втр	До встановлення КУ				Після встановлення КУ				cos φ	ΔP, кВт	ΔP, %
				ΔP _{трансВтр}	ΔP _{трнВтр}	ΔP _{розрВтр}	cos φ	ΔP _{трансВтр}	ΔP _{трнВтр}	ΔP _{розрВтр}	cos φ			
ТП "Ново"	#-113	ТП-496	200	31,75	28,76	60,52	0,85	27,82	28,42	56,24	0,91	4,28	7,06	
ТП "Ново"	#-113	ТП-387	200	31,75	28,76	60,52	0,85	27,98	29,38	57,36	0,91	3,16	5,21	
ТП "Ново"	#-111	ТП-338	200	37,43	25,96	63,38	0,86	33,74	26,49	60,23	0,91	3,15	4,98	
ТП "Ново"	#-111	ТП-292	200	37,43	25,96	63,38	0,86	33,52	26,73	60,25	0,91	3,13	4,94	
ТП "Ново"	#-111	ТП-292	200	37,43	25,96	63,38	0,86	33,52	26,73	60,25	0,91	3,13	4,94	
ТП "Ново"	#-111	ТП-606	200	37,43	25,96	63,38	0,86	33,77	26,59	60,37	0,91	3,01	4,76	
ТП "Ново"	#-113	ТП-205	200	31,75	28,76	60,52	0,85	27,85	29,73	57,38	0,91	2,94	4,85	
ТП "Ново"	#-113	ТП-205	200	31,75	28,76	60,52	0,85	27,85	29,73	57,38	0,91	2,94	4,85	
ТП "Ново"	#-113	ТП-387	200	31,75	28,76	60,52	0,85	27,89	29,87	57,36	0,91	2,76	4,56	
ТП "Засидка"	#-167	ТП-630	200	41,16	18,5	59,66	0,86	37,92	18,98	56,9	0,9	2,76	4,63	
ТП "Засидка"	#-167	ТП-630	200	41,16	18,5	59,66	0,86	37,92	18,98	56,9	0,9	2,76	4,63	
ТП "Ново"	#-106	ТП-297	200	25,17	23,71	48,87	0,86	22,06	24,1	46,16	0,92	2,71	5,56	
ТП "Ново"	#-111	ТП-338	200	37,43	25,96	63,38	0,86	33,77	26,91	60,68	0,91	2,7	4,26	
ТП "Засидка"	#-167	ТП-630	200	41,16	18,5	59,66	0,86	37,92	19,05	56,98	0,9	2,68	4,50	
ТП "Засидка"	#-167	ТП-630	200	41,16	18,5	59,66	0,86	37,92	19,05	56,98	0,9	2,68	4,50	
ТП "Засидка"	#-167	ТП-360	200	41,16	18,5	59,66	0,86	37,48	19,71	57,2	0,9	2,46	4,13	
ТП "Ново"	#-106	ТП-113	200	25,17	23,71	48,87	0,86	22,08	24,37	46,6	0,92	2,27	4,65	
ТП "Ново"	#-106	ТП-113	200	25,17	23,71	48,87	0,86	22,08	24,37	46,6	0,92	2,27	4,65	
ТП "Писарів"	#-204	ТП-429	200	12,53	54,38	67,11	0,73	9,74	55,15	64,89	0,81	2,22	3,32	
ТП "Писарів"	#-204	ТП-693	200	12,53	54,38	67,11	0,73	9,79	55,11	64,89	0,81	2,22	3,31	
ТП "Писарів"	#-204	ТП-693	200	12,53	54,38	67,11	0,73	9,79	55,11	64,89	0,81	2,22	3,31	
ТП "Писарів"	#-204	ТП-429	200	12,53	54,38	67,11	0,73	9,74	55,15	64,89	0,81	2,22	3,32	
ТП "Писарів"	#-204	ТП-390	200	12,53	54,38	67,11	0,73	9,74	55,16	64,91	0,81	2,2	3,29	
ТП "Писарів"	#-204	ТП-390	200	12,53	54,38	67,11	0,73	9,74	55,16	64,91	0,81	2,2	3,29	
ТП "Ново"	#-107	ТП-645	200	9,15	38,7	47,86	0,72	6,82	38,95	45,77	0,83	2,09	4,36	
ТП "Ново"	#-107	ТП-645	200	9,15	38,7	47,86	0,72	6,82	38,95	45,77	0,83	2,09	4,36	
ТП "Ново"	#-106	ТП-336	200	25,17	23,71	48,87	0,86	22,1	24,69	46,79	0,92	2,08	4,26	
ТП "Ново"	#-106	ТП-336	200	25,17	23,71	48,87	0,86	22,1	24,69	46,79	0,92	2,08	4,26	

Висновки

Для підвищення ефективності розподільчих мереж та зменшення втрат електричної енергії розроблено значну кількість технічних і організаційних рішень. Однак складність вибору оптимального набору таких заходів зумовлює потребу в їх систематизації та класифікації.

На сьогодні не існує загальноприйнятої та усталеної класифікації заходів, спрямованих на зниження втрат потужності та електроенергії. Умовно їх можна поділити на три основні групи:

- **організаційні заходи,**
- **технічні заходи,**
- **заходи з удосконалення систем розрахункового та технічного обліку електроенергії.**

Організаційні заходи не потребують значних капіталовкладень і можуть бути реалізовані в короткі терміни. Технічні заходи, навпаки, вимагають фінансових інвестицій і можуть бути класифіковані за метою їх впровадження:

- **заходи з цільовим ефектом зниження втрат,**
- **заходи з супутнім ефектом зниження втрат.**

Першу групу складають рішення, спеціально розроблені для зменшення втрат електроенергії, з чітким економічним обґрунтуванням. Їх реалізація має забезпечувати повну окупність інвестицій за рахунок зниження втрат, при цьому нормативний термін окупності не повинен перевищувати 8,3 року. До другої групи відносять заходи, що впроваджуються в межах загального розвитку енергетичної інфраструктури, де зниження втрат є супутнім, але не основним ефектом.

Варто зазначити, що зменшення втрат електроенергії є складовою ширшої задачі — підвищення економічної ефективності функціонування енергосистеми. Водночас не всі заходи зі зниження втрат обов'язково забезпечують загальну економічну доцільність:

існують рішення, які хоч і сприяють зменшенню втрат у мережі, можуть бути нерентабельними з точки зору системної ефективності. І навпаки, деякі заходи, спрямовані на оптимізацію роботи енергосистеми, можуть супроводжуватися як зменшенням, так і збільшенням втрат електроенергії в мережі — залежно від умов і режимів її роботи.

Таким чином, більшість технічних рішень, що застосовуються для оптимізації режимів роботи розподільчих мереж, можуть одночасно сприяти зниженню втрат потужності, навіть якщо це не є їх основною метою.