

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНИ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістрський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення ефективності транзиту електричної енергії мережами ПАТ «Запоріжжяобленерго»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1411з

спеціальності 141 Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми 141.00.11 Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Шляхта Я.Ю.

(ініціали та прізвище)

Керівник к.т.н., доц. Башлій С.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент Артемчук В.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя

2022

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут _____
Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти другий (магістрський) рівень _____
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма 141.00.11 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко

« 01 » грудня 2022 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Шляхта Ярослав Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Підвищення ефективності транзиту електричної енергії мережами ПАТ «Запоріжжяобленерго»

керівник роботи Башлій Сергій Вікторович, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом ЗНУ від « 02 » червня 2022 року № 598 - с

2 Строк подання студентом роботи 01 грудня 2022 р.

3 Вихідні дані до роботи: Мережі електропостачання напругою 6 - 10 кВ; питомі витрати енергії; загальне питоме електроенергоспоживання; 10 % - комерційні втрати, пов'язані з недосконалістю системи обліку електроенергії

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Аналіз можливості зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачаючих організацій 2) Аналіз систем електропостачання сільських мереж 3) Визначення оптимального значення напруги живлення приватних споживачів 4) Техніко-економічні показники переведення приватних споживачів на більш високий клас напруги 5) Охорона праці та техногенна безпека.

5 Перелік графічного матеріалу 1) Втрати електричної енергії в мережах ПАТ «Запоріжжяобленерго» 2) Класифікація заходів зі зниження втрат електричної енергії 3) Визначення втрат потужності в мережах 4) Визначення

раціональної напруги живлення для мереж ПАТ «Запоріжжяобленерго»
 5) Класифікація заходів зі зниження втрат електричної енергії за економічним критерієм
 6) Економічний ефект від запропонованого підходу в мережах ПАТ "Запоріжжяобленерго"
 7) Порівняння ефективності запропонованого підходу

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Башлій С.В., к.т.н. доцент		
Розділ 2	Башлій С.В., к.т.н. доцент		
Розділ 3	Башлій С.В., к.т.н. доцент		
Розділ 4	Башлій С.В., к.т.н. доцент		
Розділ 5	Башлій С.В., к.т.н. доцент		

7 Дата видачі завдання 01.09.2022 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз можливості зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачаючих організацій	30.09.2022	
2	Аналіз систем електропостачання сільських мереж	30.10.2022	
3	Визначення оптимального значення напруги живлення приватних споживачів	19.11.2022	
	Техніко-економічні показники переведення приватних споживачів на більш високий клас напруги	24.11.2022	
4	Охорона праці та техногенна безпека	30.11.2022	

Студент (підпис) Я.Ю. Шляхта (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (підпис) С.В. Башлій (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер (підпис) С.В. Башлій (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Шляхта Я. Ю. Підвищення ефективності транзиту електричної енергії мережами ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник С.В. Башлій. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2022.

Складена і проаналізована ідеальна модель електропостачання типового населеного пункту. Розраховані втрати при різних режимах роботи системи електропостачання, побудований графік споживання електричної енергії погодинно за добу, розраховані втрати електричної енергії у трансформаторі згідно з часом його роботи. Проведено порівняння результатів втрат при різних режимах роботи та обрана напруга з найменшими показниками втрат.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ, ВТРАТИ В ЛІНІЇ, ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРІ

ABSTRACT

Shlyakhta Y. Yu. Increasing the efficiency of electric energy transit through the networks of PJSC "Zaporizhzhiaoblenergo"

Qualification graduation work for the degree of master's degree in the specialty 141 - Electricity, electrical engineering and electromechanics, supervisor S.V. Bashley. Zaporizhzhya National University. Engineering Institute. Faculty of Energy, Electronics and Information Technology. Department of Electrical Engineering and Cyberphysical Systems, 2022.

An ideal model of electricity supply for a typical settlement has been drawn up and analyzed. The losses in different modes of operation of the power supply system are calculated, the schedule of electricity consumption is calculated hourly

per day, the losses of electricity in the transformer are calculated in accordance with the time of its operation. The results of losses were compared in different operating modes and the voltage with the lowest losses was selected.

Keywords: ELECTRICITY SUPPLY, POWER SUPPLY SYSTEM, ENERGY EFFICIENCY, ANALYSIS OF OPERATING MODES, LOSSES IN LINE, LOSSES IN TRANSFORMERS

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 Аналіз можливості зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачаючих організацій	11
1.1 Аналіз стану питання.....	11
1.2 Допустимі і нормативні небаланси електроенергії.....	13
1.3 Нормування втрат електроенергії.....	18
1.4 Структура втрат електроенергії в електричних мережах	23
2 Аналіз систем електропостачання сільських мереж	27
2.1. Характеристика сільських електроприймачів	27
2.2 Втрати енергії в сільських електричних мережах	34
2.3 Розрахунок кабелів і дротів за нагрівом	40
3 Визначення оптимального значення напруги живлення приватних споживачів	50
3.1 Визначення втрат енергії в лінії при напрузі 380 В	50
3.2 Розрахунок втрат в лінії при напрузі 660В	58
3.3 Розрахунок втрат в лінії при напрузі 1,3 кВ	65
3.4 Розрахунок втрат енергії при напрузі 2 кВ.....	68
3.5 Аналіз втрат енергії при різних значеннях напруги.....	71
4 Техніко-економічні показники переведення приватних споживачів на більш високий клас напруги.....	73
4.1 Приклад розрахунку економічних показників на прикладі с. Підпорожнянка.....	73
4.2 Розрахунок втрат потужності з урахуванням підвищеної напруги.....	77
4.3 Аналіз отриманих результатів.....	78
5 Охорона праці та техногенна безпека.....	80

5.1 Аналіз потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища.....	80
5.2 Заходи з поліпшення умов праці.....	83
5.3. Технічні рішення з виробничої санітарії	88
4.3.1 Шум і вібрація на території підстанції.....	88
4.3.2 Природне і штучне освітлення.....	88
5.4 Електробезпека.....	89
5.5 Індивідуальні засоби захисту.....	91
5.6 Пожежна безпека	92
5.7 Рішення щодо захисту навколишнього середовища.....	95
5.8 Розрахунок захисного заземлення.....	96
Висновки.....	102
Перелік посилань.....	103

ВСТУП

В даний час у зв'язку з подорожчанням електроенергії виникла необхідність у розгляді варіантів зниження її втрат. В Україні використовується система електропостачання заснована на моделі 6 кВ – 380 В. Виконання розгалуження трифазного струму 380 В є гранично простою. При цій системі ставиться один трансформатор на населений пункт, розрахований за кількістю абонентів, а потім простягаються три фази і нуль вздовж вулиць.

Підключення здійснюють з розрахунку «одна фаза - один абонент» і розподіляють абонентів рівномірно між фазами. Але при передачі електроенергії на такій низькій напрузі виникають великі втрати через величини струму, який протікає на магістральній гілці. Для вирішення цієї проблеми можливе підвищити напругу в магістрально частини лінії. Підвищивши, приміром, напругу в чотири рази, ми зменшимо величину струму в чотири рази, а втрати у лінії в шістнадцять. Гранична напруга, яку допускається використовувати в населених пунктах складає 2000 В. Щоб підвищити напругу необхідно ставити понижуючі трансформатори на вводах до абонента. Але так як число таких понижувальних трансформаторів при установці їх на населеному пункті буде значним не можна нехтувати втратами у трансформаторі.

Способи і формули для розрахунку допустимих небалансів електроенергії на об'єктах, ставлять фізично не здійснимі для електричних мереж завдання оскільки не враховують ряд об'єктивних чинників, а саме:

- реальні похибки елементів системи обліку електроенергії навіть при повній відповідності її характеристик вимогам ПУЕ призводять до недообліку електроенергії, а не до симетричної похибки «плюс-мінус».

- похибки, об'єктивно властиві розрахунку технічних втрат електроенергії на об'єкті, що не враховуються, насправді розширюють

діапазон допустимого небалансу у декілька разів більше, ніж похибки приладів, що враховуються;

- формули не враховують допустимі величини комерційних втрат, під якими скрізь далі маються на увазі саме розкрадання, а не похибки приладів обліку.

Об'єкт дослідження – електричні мережі ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Предмет дослідження – аналіз можливості зниження втрат електричної енергії в мережах ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Мета дослідження – визначити можливості зниження втрат електричної енергії за рахунок переведення приватних споживачів на більш високий клас напруги.

Класифікація втрат повинна передбачати не дві складові (технічні і комерційні втрати), а чотири (технічні втрати, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій, втрати, обумовлені похибками обліку електроенергії, і комерційні втрати), оскільки об'єднання під технічними втратами перших двох і під комерційними других двох змішує складові абсолютно різної природи і утрудняє аналіз шляхів зниження втрат.

Основною метою нормативної документації в області втрат електроенергії має бути забезпечення перелому тенденції збільшення звітних втрат, що склалася і досягнення хоч би невеликого, але упевненого тренду на їх зниження. Не вірно ставити завдання розробки документу, що обґрунтовує постійне зростання втрат.

У тариф на електроенергію в розумній мірі повинні включатися усі складові втрат, у тому числі комерційні втрати, оскільки всі чотири складові, маючи різну природу, однаково об'єктивні. Тому правильна тарифна політика - це включення в тариф фактичних або близьких до них значень усіх складових втрат в перший рік роботи на основі описуваних принципів з поступовим, але об'єктивним їх посиленням в подальші роки.

Якщо ж розглядати можливості зниження кожної з чотирьох структурних складових втрат, то виявляється, що їх сума не може бути

знижена нижче 10%. Ця величина і є перспективним нормативом (стратегічною метою). Дії енергопостачальних організацій щодо зниження загальноприйнятих втрат з 15% до 10% повинні стимулюватися поступовим з року в рік зниженням нормативу втрат, що включаються в тариф. Приведена рекомендована методика розрахунку поточного нормативу (на майбутній рік), яка для цього прикладу дає поточний норматив 15%.

Структура втрат має бути відкрита для суспільства і ця відкритість корисна для енергопостачальної організації. У зв'язку з цим однаково незадовільні будь-які дії і позиції, що примушують приховувати фактичні дані, зокрема:

- позиція деяких регіональних енергетичних комісій, що полягає в невизнанні комерційних втрат (розкрадань) такою ж об'єктивною складовою загальних втрат, як і технічних. І ті і інші об'єктивно є, ті і інші потрібно знижувати;

- позиція деяких енергопостачальних організацій полягає в не виправданому завищенні технічних втрат з метою приховання комерційних.

Відкритість даних про втрати електроенергії припускає обґрунтування нормативу втрат у формі, зрозумілій для будь-якої людини. У зв'язку з цим видається неприйнятною позиція деяких фахівців, що базується на представленні, що зрозуміти обґрунтованість рівня втрат можуть тільки фахівці. Насправді, задовольнити вимозі відкритості можна, використовуючи нормативну характеристику втрат, що відбиває їх простою формулою алгебри. Розрахувати її повинні фахівці, розглянути експерти, затвердити контролюючі органи. Нормативна характеристика має бути пріоритетним способом обґрунтування нормативу втрат, а там, де вона ще не отримана, тимчасово можуть допускатися так звані «прямі розрахунки втрат».

1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАЮЧИХ ОРГАНІЗАЦІЙ

1.1 Аналіз сучасного стану питання

Проблема розрахунку втрат електроенергії хвилює енергетиків вже дуже довго. У зв'язку з цим, в даний час випускається дуже мало книг з даної теми, т.к мало що змінилося в принциповому пристрої мереж. Але при цьому випускається достатньо велику кількість статей, де проводиться уточнення старих даних і пропонуються нові рішення проблем, пов'язаних з розрахунком, нормуванням і зниженням втрат електроенергії. Однією з останніх книг, випущених з даної теми, є книга Железко Ю.С. "Розрахунок, аналіз і нормування втрат електроенергії в електричних мережах" [1]. В ній найбільш повно представлена структура втрат електроенергії, методи аналізу втрат і вибір заходів щодо їх зниження. Обґрунтовано методи нормування втрат. Докладно описано програмне забезпечення, що реалізує методи розрахунку втрат.

Раніше цим же автором була випущена книга "Вибір заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах: Керівництво для практичних розрахунків" [2]. Тут найбільшу увагу було приділено методам розрахунку втрат електроенергії в різних мережах і обґрунтовано застосування того чи іншого методу в залежності від типу мережі, а також заходам щодо зниження втрат електроенергії. У книзі Будзко І.А. і Левіна М.С. "Електропостачання сільськогосподарських підприємств і населених пунктів" [3] автори детально розглянули проблеми електропостачання в цілому, зробивши наголос на розподільчі мережі, які живлять сільськогосподарські підприємства і населені пункти. Також у книзі дані рекомендації з організації контролю за споживанням електроенергії та вдосконалення систем обліку. Автори Воротніцкій В.Е., Железко Ю.С. і Казанцев В.М. в книзі "Втрати

електроенергії в електричних мережах енергосистем" [4] розглянули детально загальні питання, пов'язані з зниження втрат електроенергії в мережах: методи розрахунку і прогнозування втрат в мережах, аналіз структури втрат і розрахунок їх техніко-економічної ефективності, планування втрат і заходів щодо їх зниження.

У статті Воротніцко В.Е., Заслонова С.В. і Калінкіна М.А. "Програма розрахунку технічних втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах 6 - 10 кВ" [5] детально описана програма для розрахунку технічних втрат електроенергії РТП 3.1 Її головною перевагою є простота у використанні і зручний для аналізу висновок кінцевих результатів, що істотно скорочує трудовитрати персоналу на проведення розрахунку.

Стаття Железко Ю.С. "Принципи нормування втрат електроенергії в електричних мережах і програмне забезпечення розрахунків" [6] присвячена актуальній проблемі нормування втрат електроенергії. Автор робить упор на цілеспрямоване зниження втрат до економічно обгрунтованого рівня, що не забезпечує існуюча практика нормування. Також у статті виноситься пропозиція використовувати нормативні характеристики втрат, розроблені на основі детальних схемотехнічних розрахунків мереж всіх класів напруг. При цьому розрахунок може здійснюватися при використанні програмного забезпечення.

Метою іншої статті цього ж автора під назвою "Оцінка втрат електроенергії, обумовлених інструментальними похибками вимірювання" [7] не є уточнення методики визначення похибок конкретних вимірювальних приладів на основі перевірки їх параметрів. Автором у статті проведена оцінка результируючих похибок системи обліку надходження і відпуску електроенергії з мережі енергопостачальної організації, що включає в себе сотні і тисячі приладів. Особливу увагу приділено систематичної похибки, яка в даний час виявляється суттєвою складовою структури втрат.

У статті Галанова В.П., Галанова В.В. "Вплив якості електроенергії на рівень її втрат у мережах" [8] приділено увагу актуальній проблемі якості електроенергії, що робить істотний вплив на втрати електроенергії в мережах.

Стаття Воротніцького В.Е., Загорського Я.Т. і Апряткіна В.М. "Розрахунок, нормування та зниження втрат електроенергії в міських електричних мережах" [9] присвячена уточненню існуючих методів розрахунку втрат електроенергії, нормування втрат в сучасних умовах, а також новим методам зниження втрат. У статті Овчиннікова А. "Втрати електроенергії в розподільних мережах 0,38 - 6 (10) кВ" [10] робиться наголос на отримання достовірної інформації про параметри роботи елементів мережевого господарства, і перш за все про завантаження силових трансформаторів. Дана інформація, по думки автора, допоможе істотно знизити втрати електроенергії в мережах 0,38 - 6 - 10 кВ.

1.2 Допустимі і нормативні небаланси електроенергії

Відповідно до визначень ДНЕ і ННЕ їх значення визначаються відповідно допустимими і нормативними інструментальними похибками системи обліку електроенергії на об'єкті, похибкою методу розрахунку технічних втрат, допустимого для цього об'єкту та допустимим рівнем комерційних втрат. При визначенні ДНЕ (ННЕ) повинні враховуватися систематичні і випадкові складові перерахованих похибок.

Систематичну складову ДНЕ (ННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою [1,2]:

$$\Delta W_{HE} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} \cdot W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} \cdot W_j + \Delta W_{\text{д.ком}}, \quad (1.1)$$

де Δ_i і Δ_j – допустимі (нормативні) систематичні похибки, вимірювальних комплексів (інструментальні похибки), фіксованих відповідно відпустку W_i і надходження W_j енергії, узяті із зворотним знаком (допустима негативна інструментальна похибка відповідає позитивному допустимому небалансу) %;

m - число точок обліку відпустку енергії; n - те ж, надходження енергії;

$\Delta W_{\text{д.ком}}$ - допустимі для цього об'єкту комерційні втрати.

Для об'єктів, що не виробляють відпуск електроенергії з мереж 0,4 кВ, допустимі комерційні втрати приймають рівними нулю. Рекомендований спосіб визначення допустимих комерційних втрат для об'єктів, що виробляють відпуск електроенергії з мереж 0,4 кВ, викладений у [2].

Формула (1.1) без останнього доданку є систематичністю складовою інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті (середнє значення недообліку).

У практиці розрахунків технічних втрат систематичну похибку методу розрахунку технічних втрат зазвичай враховують у вигляді поправочних коефіцієнтів безпосередньо у формулах розрахунку втрат, тому у формулі (1.1) вона не фігурує [2].

Розрахунок небалансів простіше і наочніше робити в абсолютних одиницях - немає необхідності спочатку визначати долі електроенергії, відпущеної по кожній точці обліку, від сумарної відпустки, а потім підставляти їх у формулу для розрахунку небалансу у відсотках, як це приймається за традицією в нормативних документах. Віднести згодом абсолютні одиниці до будь-якої величини для розрахунку відсотка не представляє складності.

Випадкову складову ДНЕ (ННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою:

$$\delta W_{HE} = \pm \sqrt{0,95 \sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} \cdot W_i \right)^2 + \left(\frac{\delta_T}{100} \cdot \Delta W_T \right)^2}, \quad (1.2)$$

де δ_i – допустима (нормативна) випадкова похибка i -го вимірювального комплексу, %;

δ_m - випадкова похибка методу розрахунку технічних втрат, що відповідає рівню довірчої вірогідності 0,95%;

ΔW_T - розрахункове значення технічних втрат.

Перший доданок під коренем формули (1.2) є випадковою складовою інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті.

На відміну від формули (1.1) у формулі (1.2) є присутньою похибка розрахунку технічних втрат (яка плюс-мінус), але відсутня складова, пов'язана з допустимими комерційними втратами, оскільки останні виражаються одним числом.

У метрології вважається, що розподіл фактичних похибок вимірювальних приладів одного і того ж типу підкоряється закону рівномірної щільності, а не нормальному закону. У зв'язку з цим довірчій вірогідності 0,95 відповідають значення, віддалені від меж інтервалу розподілу на 2,5 % з обох боків, що відповідає коефіцієнту 0,975. Коефіцієнт 0,95 в (1.2) є квадратом значення 0,975, а не значення довірчої вірогідності 0,95 [2].

Допустиму (нормативну) систематичну складову інструментальної похибки вимірювального комплексу визначають за формулою [1]:

$$\Delta = 2,1 \Delta_{TC} + 1,7 \Delta_{TH} + \Delta_{лнч} - 0,5 \Delta U_{TH}, \quad (1.3)$$

де Δ_{TC} – допустима (нормативна) систематична складова похибки, що вноситься вимірювальним трансформатором струму (ТС), %;

Δ_{TH} - те ж, трансформатором напруги (ТН), %;

$\Delta_{лнч}$ - те ж, приладом обліку, %;

ΔU_{TH} – допустима втрата напруги у вторинному колі ТН, %.

Коефіцієнти 2,1 і 1,7 враховують збільшення похибки виміру активних складових струму і напруги за рахунок кутових погрешностей ТТ і ТН при

типовому значенні коефіцієнта реактивної потужності навантаження контрольованого приєднання, рівному 0,85 [1]. Коефіцієнт 0,5 перед величиною $\Delta U_{ТН}$ обумовлений допущенням, що при невідомих значеннях втрат напруги у вторинних ланцюгах ТН в точках обліку можна вважати, що вони розподілені рівномірно в діапазоні від нуля до допустимого по ПУЕ значення $\Delta U_{ТН}$. В цьому випадку середнє значення втрат напруги, що дорівнює $0,5\Delta U_{ТН}$ - систематична похибка, а випадкова похибка дорівнює $\pm 0,5\Delta U_{ТН}$.

Допустиму (нормативну) випадкову складову похибки вимірювального комплексу визначають за формулою [5]:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{2,2 \delta_{ТТ}^2 + 1,5 \delta_{ТН}^2 + \delta_{сч}^2 + 0,25 \Delta U_{ТН}^2}, \quad (1.4)$$

де $\delta_{ТЕ}$, $\delta_{ТН}$, $\delta_{ліч}$ – допустимі (нормативні) значення випадкових складових похибок ТС, ТН, і лічильника, %;

1,1 - коефіцієнт, що враховує особливості метрологічної повірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої похибки та інші причини.

Коефіцієнти 2,2 і 1,5 враховують збільшення похибки вимірювання активних складових струму і напруги за рахунок кутових похибок ТТ і ТН при типовому значенні коефіцієнта реактивної потужності навантаження контрольованого приєднання, рівному 0,85 [1]. Коефіцієнт 0,25 перед величиною $U_{ТН}$ являє собою квадрат значення 0,5.

Значення $\Delta_{ТС}$ і $\delta_{ТС}$ визначаються по таблиці 1.1 залежно від середнього завантаження первинного кола ТС – $\beta_{ТС}$ і класу точності ТС - ш. Допустимі значення $\Delta_{ТС}$ і $\delta_{ТС}$ визначаються при фактичного значенні $\beta_{ТС}$. Нормативні значення $\Delta_{ТС}$ і $\delta_{ТС}$ визначаються при значенні $\beta_{ТС}=0,8 k_3$, де k_3 – коефіцієнт заповненості графіку завантаженості контрольованого приєднання за даний період часу (відносне число годин використання максимуму завантаженості : $k_3=t_{макс.}/T$).

Найбільше, теоретично можливе значення коефіцієнта середнього завантаження ТС - $\beta_{ТС} = k_3$. Коефіцієнт 0,8 використаний для обліку допустимого недовантаження ТС в максимальному режимі у зв'язку з дискретністю шкали номінальних струмів ТС.

Значення $\Delta_{ТН}$ і $\delta_{ТН}$ визначають за формулами:

$$\Delta_{ТН} = (0,5 - \beta_{ТН}) K_{ТН}, \quad (1.5)$$

$$\delta_{ТН} = \pm 0,5 \cdot K_{ТН}, \quad (1.6)$$

де $K_{ТН}$ - клас точності ТН;

$\beta_{ТС}$ - коефіцієнт завантаження вторинного кола ТС.

Таблиця 1.1 – Залежності струмових похибок ТС від коефіцієнту завантаження первинного кола та класу точності ТС

Вид похибки	Залежності похибок у діапазоні значень $\beta_{ТС}$	
	0,05 - 0,2	0,2 - 1,0
$\Delta_{ТС}, \%$	$(-2,0 + 6,25 \beta_{ТС}) K_{ТС}$	$(-1,06 + 1,56 \beta_{ТС}) K_{ТС}$
$\beta_{ТС}, \%$	$\pm(1,0 - 1,25 \beta_{ТС}) K_{ТС}$	$\pm(0,81 - 0,31 \beta_{ТС}) K_{ТС}$

Значення систематичної похибки $\Delta_{ліч}$ для індукційних лічильників визначають за формулою [6]:

$$\Delta_{ліч} = -0,2 T_{нов} K_{ліч}, \quad (1.7)$$

де $T_{нов}$ - термін служби лічильника після останньої повірки.

Для електронних лічильників приймають $\Delta_{ліч} = 0$.

За відсутності даних про фактичне значення $T_{нов}$ його приймають рівним половині нормованого міжпівірного інтервалу. Значення випадкової похибки $\delta_{лич}$ приймають рівним класу точності лічильника.

1.3 Нормування втрат електроенергії

Норматив звітних втрат електроенергії є сумою нормативів чотирьох складових укрупненої структури втрат: нормативу технічних втрат; нормативу витрати електроенергії на власні потреби підстанцій; нормативу втрат, обумовлених похибками обліку електроенергії (недооблік); нормативу комерційних втрат.

Норматив технічних втрат електроенергії може визначатися на основі:

- результатів прямих розрахунків складових втрат електроенергії і резервів їх зниження для встановленої розрахункової схеми мережі і даних про режимні параметри вузлів, що отримуються від системи телевимірювань, автоматизованої системи контролю і обліку електроенергії і за допомогою контрольних вимірювань;
- нормативних характеристик втрат електроенергії, погоджених з контролюючою організацією. Спосіб визначення нормативу технічних втрат узгоджується з контролюючою організацією.

Резерви зниження складових втрат електроенергії визначають:

- технічних втрат електроенергії - на основі розрахунку оптимальних режимів і схем електричних мереж, аналізу відповідності параметрів устаткування фактичним та прогнозованим навантаженням;
- витрати електроенергії на власні потреби підстанцій - на основі зіставлення фактичної витрати з нормативами, які визначаються відповідно до існуючої інструкції по нормуванню витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35-500 кВ;

- втрат, обумовлених інструментальними похибками обліку електроенергії - на основі зіставлення недообліку електроенергії, що відповідає фактичним параметрам вимірювального устаткування з його значенням, які відповідають нормативним параметрам;

- комерційних втрат електроенергії - на основі зіставлення їх фактичного рівня з нормативом, погодженим з контролюючою організацією.

Перспективний норматив комерційних втрат електроенергії (ПНКВ, відсоток від відпуску електроенергії населенню) рекомендується визначати за формулою [6]:

$$\Delta W = 10 / KС, \quad (1.8)$$

де $KС$ - рівень купівельної спроможності населення в регіоні, що характеризує її відношення до середнього значення в країні.

В 2017 р. рівень $KС$ складав: Київ – 5,0%; Донецька обл. – 3,5%; Львівська обл. – 2,0%; Київська обл. – 1,2%. Рекомендовані значення ПНКВ для цих регіонів складуть: Київ - 2,0%, Донецька обл. –2,9%; Львівська обл. – 5,0%; Київська обл. – 8,3%.

Перспективний норматив комерційних втрат електроенергії не є величиною постійною - його значення змінюється при зміні купівельної спроможності населення.

За відсутності обґрунтування об'єму резервів зниження втрат, які можуть бути реалізовані в планованому році, рекомендується застосовувати наступні нормуючі коефіцієнти до фактичних значень складових втрат у звітному році для визначення поточного нормативу на майбутній рік:

- 0,98 – до розрахункового значення технічних втрат;

- 0,95 - до різниці між допустимим і нормативним значеннями систематичної складової інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті;

- 0,95 - до різниці між фактичним і нормативним значеннями комерційних втрат.

Застосування вказаних коефіцієнтів допустимо в продовж не більше трьох років поспіль. За цей період енергозберігаюча організація, повинна обґрунтувати фактичний рівень резервів зниження втрат електроенергії в мережах і погоджувати з контролюючою організацією укрупнений план заходів по зниженню втрат і динаміку їх зниження по роках майбутнього періоду.

У разі не подання організацією вказаних документів, міра посилення нормативів втрат (міра відмінності від одиниці) на подальші три роки збільшується, тобто вказані вище нормуючі коефіцієнти приймаються рівними, відповідно до 0,96; 0,8; 0,9 і 0,9.

Значення перспективного нормативу комерційних втрат електроенергії, рекомендоване значення якого визначають відповідно до п.4.3, і знижуючих коефіцієнтів, рекомендовані значення яких приведені в п.4.3, мають бути погоджені з контролюючою організацією.

Нормативи втрат, що включаються в тарифи для різних категорій споживачів (нині при формуванні тарифів виділяють три категорії промислових споживачів залежно від напруги живлення 0,4 кВ, 6-35 кВ і 110 кВ і вище), визначають з урахуванням міри використання кожною категорією споживачів мереж різних класів напруги. У тариф для споживачів, які отримують живлення від мереж 0,4 кВ, включають:

- технічні втрати електроенергії в мережах цієї напруги;
- частину технічних втрат в мережах 6-20 кВ, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-20 і 0,4 кВ;
- частину технічних втрат в мережах 35 кВ, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 110, 6-35 і 0,4 кВ;

- частину витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище, визначені аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небалансу електроенергії, обумовлену інструментальними похибками систем обліку електроенергії на цій напрузі.

У тариф для споживачів, одержуючих живлення від мереж 0,4 кВ, включають:

- технічні втрати електроенергії в мережах цієї напруги;

- частина технічних втрат в мережах 6-20 кВ, пропорційну відношенню відпустки електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарної відпустки електроенергії споживачам з мереж 6-20 і 0,4 кВ;

- частина технічних втрат в мережах 35 кВ, пропорційну відношенню відпустки електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарної відпустки електроенергії споживачам з мереж 6-35 і 0,4 кВ;

- частина технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню відпустки електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарної відпустки електроенергії споживачам з мереж 110, 6-35 і 0,4 кВ;

- частини витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище, визначені аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небаланса електроенергії, обумовлену інструментальними погрішностями систем обліку електроенергії на цій напрузі.

В тариф для споживачів, які отримують живлення від мереж 6-35 кВ, включають:

- частину технічних втрат в мережах 6-20 кВ, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-20 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-20 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 35 кВ, пропорційну відношенню сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 110, 6-35 і 0,4 кВ;

- долю витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище, визначені аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небалансу електроенергії, обумовлену інструментальними похибками систем обліку електроенергії на цій напрузі.

У тариф для споживачів, які отримують живлення від мереж 110 кВ і вище, включають:

- частину технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам безпосередньо з мереж 110 кВ і вище до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж усієї напруги;

- частину витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 110 кВ і вище, визначену аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небалансу електроенергії, обумовлену інструментальними погрішностями систем обліку електроенергії на цій напрузі.

Комерційні втрати, що включаються в тариф, розподіляють рівномірно між усіма категоріями споживачів.

Комерційні втрати, що є розкраданнями енергії, є наслідком низького рівня життя населення і повинні розглядатися як загальна проблема, а не проблема, оплата якої повинна покладатися на тих, хто живиться від мереж 0,4 кВ.

1.4 Структура втрат електроенергії в електричних мережах

При передачі електричної енергії в кожному елементі електричної мережі виникають втрати. Для вивчення складових втрат у різних елементах мережі та оцінки необхідності проведення того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, виконується аналіз структури втрат електроенергії. Фактичні (звітні) втрати електроенергії $\Delta W_{отч}$ визначають як різницю електроенергії, що надійшла в мережу, і електроенергії, відпущеної з мережі споживачам. Ці втрати включають в себе складові різної природи: втрати в елементах мережі, що мають чисто фізичний характер, витрата електроенергії на роботу обладнання, встановленого на підстанціях і забезпечує передачу електроенергії, похибки фіксації електроенергії приладами її обліку і, нарешті, розкрадання електроенергії, несплату або неповну оплату показань лічильників і т.п. Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями: характером втрат (постійні, змінні), класами напруги, групами елементів, виробничим підрозділами і т.д. Враховуючи фізичну природу і специфіку методів визначення кількісних значень фактичних втрат, вони можуть бути розділені на чотири складові:

1) технічні втрати електроенергії ΔW_T , зумовлені фізичними процесами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах.

2) витрата електроенергії на власні потреби підстанцій ΔW_{CH} , необхідний для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу, який визначається за показаннями лічильників, встановлених на трансформаторах власних потреб підстанцій;

3) втрати електроенергії, зумовлені інструментальними похибками їх вимірювання (інструментальні втрати) $\Delta W_{змін}$;

4) комерційні втрати ΔW_K , зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплаті за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. Їх значення визначають як різницю між фактичними (звітними) втратами і сумою перших трьох складових:

$$\Delta W_K = \Delta W_{\text{Отч}} - \Delta W_T - \Delta W_{\text{СН}} - \Delta W_{\text{Змін}} \quad (1.9)$$

Три перші складові структури втрат обумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії по мережах і інструментального обліку її надходження та відпуску. Сума цих складових добре описується терміном технологічні втрати. Четверта складова - комерційні втрати - представляє собою вплив "людського фактора" і включає в себе всі його прояви: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, несплату або неповну оплату показань лічильників і т.ін. Критерії віднесення частини електроенергії до втрат можуть бути фізичного та економічного характеру [1]. Суму технічних втрат, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій і комерційних втрат можна назвати фізичними втратами електроенергії. Ці складові дійсно пов'язані з фізикою розподілу енергії по мережі. При цьому перші дві складові фізичних втрат відносяться до технології передачі електроенергії по мережах, а третя - до технології контролю кількості переданої електроенергії. Економіка визначає втрати як частина електроенергії, на яку її зареєстрований корисний відпуск споживачам виявився менше електроенергії, виробленої на своїх електростанціях і закупленої в інших її виробників. При цьому зареєстрований корисний відпуск електроенергії тут не тільки та його частина, грошові кошти за яку дійсно надійшли на розрахунковий рахунок енергопостачальної організації, але і та, на яку виставлені рахунки, тобто споживання енергії зафіксовано. На відміну від цього реальні покази лічильників, які фіксують споживання енергії побутовими абонентами, невідомі. Корисний відпуск

електроенергії побутовим абонентам визначають безпосередньо по надійшла за місяць оплаті, тому до втрат відносять всю неоплачену енергію.

З точки зору економіки витрата електроенергії на власні потреби підстанцій нічим не відрізняється від витрати в елементах мереж на передачу решті частини електроенергії споживачам. Недооблік обсягів корисно відпущеної електроенергії є такою ж економічною втратою, як і дві описані вище складові. Те ж саме можна сказати і про розкрадання електроенергії. Таким чином, всі чотири згадані вище складові втрат з економічної точки зору однакові.

Технічні втрати електроенергії можна представити наступними структурними складовими: навантажувальні втрати в устаткуванні підстанцій. До них відносяться втрати в лініях і силових трансформаторах, а також втрати у вимірювальних трансформаторах струму, високочастотних загороджувача (ВЗ) ВЧ - зв'язку та токоограничуючих реакторах. Всі ці елементи включаються в "розгин" лінії, тобто послідовно, тому втрати в них залежать від протікаючої через них потужності. втрати холостого ходу, що включають втрати в електроенергії в силових трансформаторах, що компенсують пристроях (КУ), трансформаторах напруги, лічильники і пристроях приєднання ВЧ-зв'язку, а також втрати в ізоляції кабельних ліній. кліматичні втрати, що включають в себе два види втрат: втрати на корону та втрати через струмів витоку по ізоляторах ПЛ та підстанцій.

Обидва види залежать від погодних умов. Технічні втрати в електричних мережах енергопостачальних організацій (енергосистем) повинні розраховуватися за трьома діапазонами напруги [4]: в живильних мережах високої напруги 35 кВ і вище; в розподільних мережах середньої напруги 6 - 10 кВ; в розподільних мережах низької напруги 0,38 кВ.

Розподільні мережі 0,38 - 6 - 10 кВ, експлуатовані РЕЗ та ПЕМ, характеризуються значною часткою втрат електроенергії в сумарних втрати по всьому ланцюгу передачі електроенергії від джерел до електроприймачів. Це обумовлено особливостями побудови, функціонування, організацією

експлуатації даного виду мереж: великою кількістю елементів, розгалуженістю схем, недостатньою забезпеченістю приладами обліку, щодо малим завантаженням елементів і т.ін. [3]

В даний час по кожному РЕЗ та ПЕМ енергосистем технічні втрати в мережах 0,38 - 6 - 10 кВ розраховуються щомісяця та додаються за рік. Отримані значення втрат використовуються для розрахунку планованого нормативу втрат електроенергії на наступний рік. Далі докладніше розглянемо структурні складові технічних втрат електроенергії.

2 АНАЛІЗ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКИХ МЕРЕЖ

2.1 Характеристика сільських електроприймачів

Від електричних мереж в сільських районах зазвичай постачається велика кількість різноманітних споживачів електричної енергії, під якими розуміють приймач або групу приймачів електричної енергії, об'єднаних технологічним процесом і розміщених на певній території. Приймачем електричної енергії (електроприймачем), у свою чергу, називають апарат, агрегат або механізм, призначений для перетворення електричної енергії в енергію іншого виду.

У сільських районах знаходяться наступні споживачі електричної енергії: житлові будинки робітників і службовців у населених пунктах, фермерські господарства; лікарні, школи, клуби, магазини, пекарні, пральні та інші деталі підприємства, які обслуговують населення; виробничі споживачі господарств (тваринницькі ферми, зерноочисні пункти, теплиці, сховища сільськогосподарської продукції, млини, гаражі, котельні і т. ін.); підприємства агропромислового комплексу, хлібоприймальні пункти, підприємства з переробки сільськогосподарської продукції (молокозаводи, консервні заводи, м'ясокомбінати і т. п.); інші споживачі, в числі яких можуть бути промислові підприємства.

В особливу групу повинні бути виділені великі підприємства з виробництва сільськогосподарської продукції на промисловій основі, в першу чергу тваринницькі комплекси, курячого птахофабрики і тепличні комбінати. Схеми їх електропостачання відрізняються від типових схем у районах розосередженої навантаження сільськогосподарських споживачів і наближаються до відповідних схем для промислових підприємств.

Для проектування електричних ліній, підстанцій і станцій необхідно знати навантаження окремих електроприймачів та їх груп.

Електричне навантаження в сільському господарстві, як і в інших галузях народного господарства, - величина безперервно змінювана: одні споживачі включаються, інші відключаються. Потужність, споживана включеними електроприймачами, наприклад електродвигунами, також зменшується або збільшується зі зміною завантаження приводяться в дію робочих машин. Крім того, з плином часу загальна електричне навантаження безперервно збільшується, так як зростає ступінь електрифікація сільськогосподарських виробництва і побуту сільського населення.

Ці зміни, як правило, носять випадковий характер, проте вони підкоряються імовірнісним законам, які можуть бути встановлені з той більшою точністю, чим більше досвідчених даних було використано при їх визначенні.

Таким чином, повне вивчення електричних навантажень в сільському господарстві – складне самостійне завдання. У даній магістерській роботі це завдання розглянуто частково і зведено в першу чергу до визначення розрахункових навантажень, тобто найбільших значень повної потужності на вводі до споживача або в електричній мережі за проміжок часу 0,5 годин в кінці розрахункового періоду . Розрізняють денний S_d та вечір S_v максимум навантажень споживання одного або групи споживачів.

За розрахунковий період беруть час, що минув з моменту введення установки в експлуатацію до досягнення навантаженням розрахункового значення. У сільських електроустановках тривалість такого періоду приймають рівно 5 ... 10 років. Необхідно також знати коефіцієнт потужності розрахункових навантажень.

Для поширених у сільському господарстві електроприймачів показники навантаження визначають за нормативами. При складанні типових проектів і визначенні навантажень, дані по яких відсутні в типовій методиці, використовують реальні графіки електричного навантаження.

Графіком навантаження називають залежність активної P , реактивної Q або повної S потужності навантаження від часу. Графіки навантаження можуть бути добовими і річними.

У більшості випадків в різні періоди року добові графіки навантаження відрізняються один щодо іншого. Особливо значно змінюється в середніх і північних широтах освітлювальна навантаження внаслідок зміни тривалості світлового дня. При розрахунках часто обмежуються двома характерними добовими графіками для зимового (рисунок 2.1, а) і літнього (рисунок 2.2,б) днів.

Річний графік (рисунок 2.3, а) - це зміна по місяцях року максимальної півгодинної навантаження. Він характеризує коливання розрахункової потужності об'єкта протягом року.

Для практичних цілей зручний річний графік навантаження за тривалістю (рисунок 2.3, б). На цьому графіку по осі абсцис відкладають час (у році 8760 годин), а по осі ординат - мінімальне навантаження, яке відповідає цьому часу. Річний графік за тривалістю складають на основі добових графіків за всі дні року.

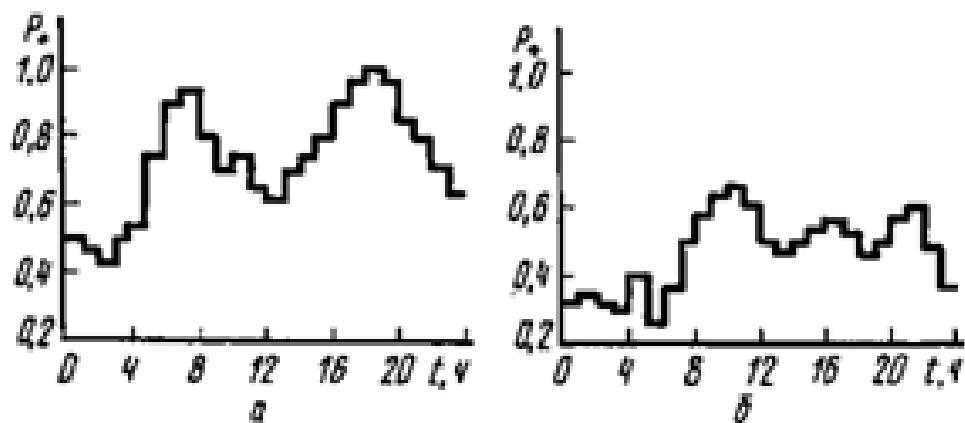
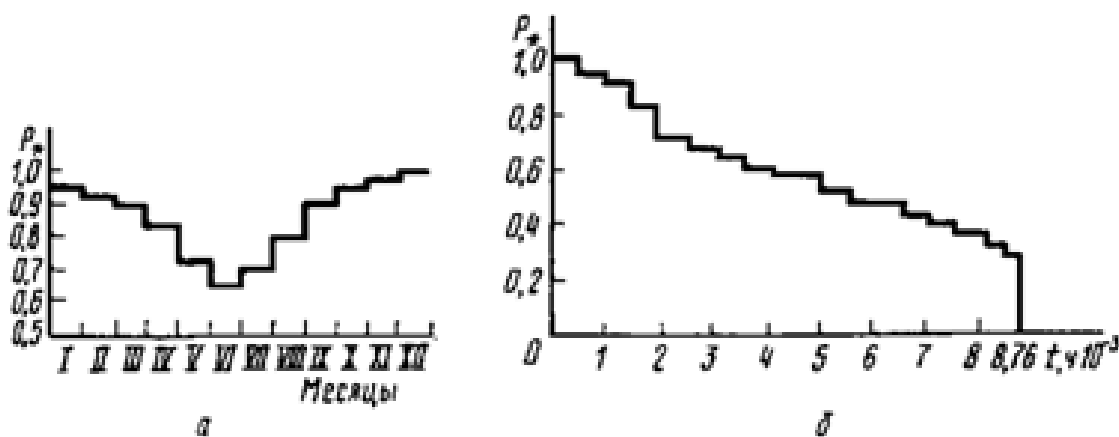


Рисунок 2.1 - Добові графіки навантаження для зимового (а) і літнього (б) днів:

З достатньою точністю річний графік по тривалості можна побудувати, користуючись добовими графіками тільки для двох днів у році - зимового і літнього. На рисунку 2.3, а показаний добовий графік навантаження зимового,

а на рисунку 2.3, б - річного днів. Проводять на графіках пунктирні прямі, відповідні навантажень P_1, P_2, \dots, P_n . Для кожного добового графіка можна визначити, скільки годин діє дане (чи більше) навантаження P .



a — по місяцях року; *б*— за тривалістю

Рисунок 2.2 - Річні графіки навантаження:

Якщо тепер припустити, що сільські споживачі в середньому протягом року працюють 200 днів по зимовому і 165 днів за літнім графіками, то тривалість дії навантажень P_1, P_2, \dots, P_n і більших їх протягом року знаходять так:

$$t_1 = 200t_{1зим} + 165t_{1літ};$$

$$t_2 = 200t_{2зим} + 165t_{2літ};$$

.....

$$t_n = 200t_{nзим} + 165t_{nліт};$$

Відкладаючи відповідні точки в системі координат P, t і поєднуючи їх, отримуємо річний графік за тривалістю (рис. 3, в). На цьому графіку $P_{ср}$ - середня річна потужність, котра дорівнює кількості енергії переданої за рік (тобто площі річного графіка за тривалістю), поділений на повне число годин у році - 8760.

За графіками навантаження об'єкта можна знайти всі параметри, необхідні для проектування системи електропостачання.

Для визначення розрахункового навантаження на графіку беруть ділянку, де протягом не менше півгодини потужність найбільша. У тих випадках, коли максимум навантаження на графіку триває менше півгодини, еквівалентна потужність:

$$P_{екв} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (2.1)$$

де P_1, P_2, \dots, P_n — найбільші навантаження;

t_1, t_2, \dots, t_n — тривалість дії навантажень.

Для того щоб знайти розрахункове навантаження, виражену повною потужністю $S_{екв}$, необхідно знати коефіцієнт потужності навантаження $\cos\varphi_{екв}$ в період її максимуму:

$$S_{екв} = P_{екв} / \cos\varphi_{екв} \quad (2.2)$$

Розрахункове навантаження визначають в денний і вечірній час окремо.

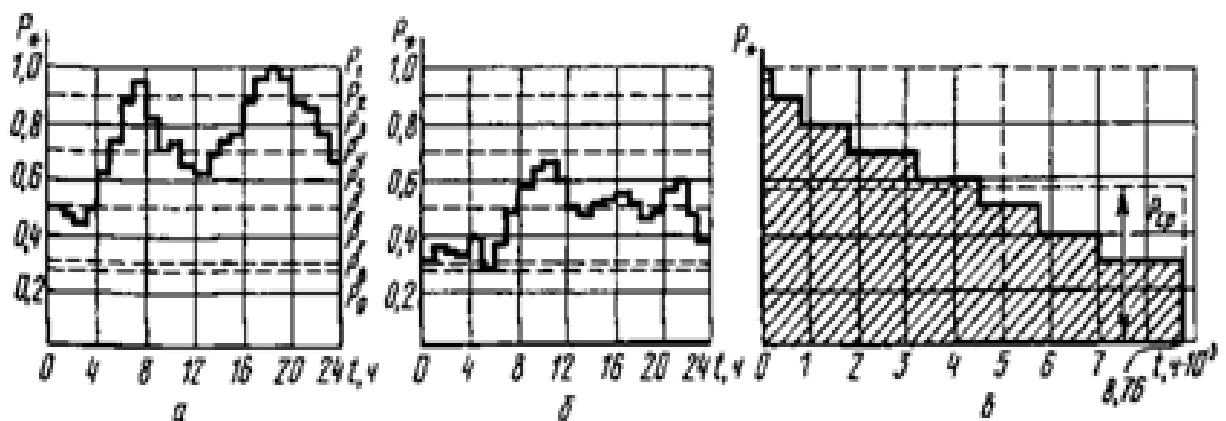


Рисунок 2.3. Побудова за добовим графіками зимового (а) і літнього (б) днів річного графіка за тривалістю (в)

За річним графіком навантаження об'єкта за тривалістю (рисунок 2.4) можна визначити час використання максимальної навантаження T як підставу прямокутника, рівновеликого за площею фігурі АВСБ, висота якого дорівнює розрахункового максимального навантаження. Очевидно, що час:

$$T = \int_0^{8760} P dt / P_{розр} \quad (2.3)$$

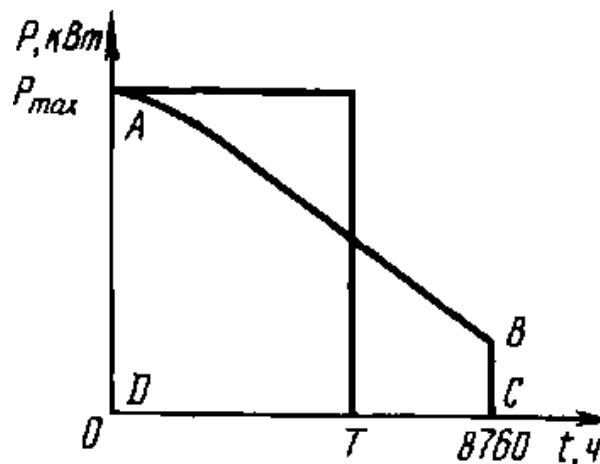


Рисунок 2.4 - Визначення часу використання максимального навантаження з річного графіка за тривалістю

Знаючи розрахункове навантаження і час використання максимального навантаження, легко знайти енергію, споживану об'єктом протягом року:

$$W = P_{розр} \cdot T \quad (2.4)$$

Цей параметр необхідно знати при виконанні техніко-економічного розрахунків. Очевидно, що чим більше значення T , тим краще використовують електропостачальну установку. У межах при навантаженні, незмінної протягом усього року і дорівнює розрахунковій, $T = 8760$ год. У сільському господарстві навантаження протягом доби і року сильно змінюється і зазвичай значення T знаходиться в межах від 900 до 3400 год.

Для будь-якого споживача електроенергії характерна його встановлена (або номінальна) потужність зазначена в паспорті електричної лампи, електродвигуна або іншої установки. Враховують також приєднану потужність, тобто потужність, котру споживає з мережі електроприймач за його повної загрузці. Для всіх електроприймачів, крім електродвигунів, приєднання потужність $S_{пр}$ дорівнює встановленої $P_{уст}$. Для електродвигунів:

$$S_{пр} = P_{уст} k_z / \eta \cos \varphi, \quad (2.5)$$

де k_z - коефіцієнт завантаження робочої машини, що включає в себе каталожну неув'язку, тобто перевищення номінальної потужності електродвигуна над максимальною потужністю, споживаної робочою машиною;

η - ККД електродвигуна.

При великому числі електроприймачів вони зазвичай одночасно не працюють. Тому розрахункову потужність на вводі у приміщення визначають як арифметичну суму приєднаних потужностей електроприймачів, помножену на коефіцієнт одночасності $k_0 < 1$. Коефіцієнтом одночасності називають відношення розрахункового навантаження групи з кількох електроприймачів до суми їх максимальних навантажень.

При використанні точних способів визначення навантажень потребують значну кількість вихідних даних і великий обсяг обчислювальної роботи. Тому на практиці широко застосовують наближені методи, за допомогою яких можна порівняно швидко знаходити потрібні значення з похибкою, зазвичай не перевищує $\pm 10\%$. Слід зазначити, що для багатьох завдань велика точність і не потрібно, оскільки середній інтервал між найближчими стандартними перерізами проводів або ступенями потужності трансформаторів більш ніж в 2 рази перевищує $\pm 10\%$.

2.2. Втрати енергії в сільських електричних мережах

Електричний струм, проходячи по проводах повітряних і кабельних ліній, внутрішньої електропроводки та обмоток трансформаторів, викликає втрати потужності та енергії на їх даремний, а часом і шкідливий нагрів. Втрати потужності і енергії мають бути компенсовані генераторами електростанцій, що збільшує їх навантаження і вимагає додаткової витрати палива або гідроенергії.

При проектуванні мережі завжди прагнуть зменшити в ній втрати енергії. Однак при незмінному коефіцієнті потужності цього можна домогтися, тільки збільшуючи перетин проводів, а отже, і витрата металу на спорудження мереж. Тому при їх проектуванні потрібно враховувати вартість електроенергії, ціни на провідникові матеріали і т. ін.

Втрата потужності в будь-якому провіднику за законом Джоуля – Ленца $\Delta P = I^2 r$. Якби струм протягом усього року в проводі залишався незмінним, то річні втрати енергії в ньому при незмінному коефіцієнті потужності становили:

$$\Delta W = \Delta P \cdot 24 \cdot 365 = I^2 r \cdot 8760 \cdot 10^{-3}, \quad (2.6)$$

Однак у дійсності струм у проводі безперервно змінюється як протягом доби, так і протягом року залежно від зміни режиму роботи споживачів. Тому втрати енергії не можна визначати множенням втрат потужності при максимальній на число годин роботи лінії, так як це призведе до збільшеним у багато разів результатами. Для розрахунку втрат енергії в реальному лінії зі змінним навантаженням будують графік зміни цього навантаження по тривалості протягом певного періодів, краще всього року. Його будують на підставі добових і річних графіків навантаження. Нехай ϵ графік якийсь

навантаження за тривалістю, обмежена графіком і осями координат, рівна $t=8760$ год.) і пропорційно енергії, переданої за рік по лінії:

$$W = \sqrt{3} U \cos \varphi \int_0^t i dt, \quad (2.7)$$

Побудуємо прямокутник з висотою, рівний максимальному навантаженні I_{max} , та площею, яка дорівнює площі, обмеженої графіка і осями координат. Підстава цього прямокутника називають часом використання максимуму і позначають буквою T . Це час, який необхідно, щоб вся річна енергія була передана по лінії при незмінному струмі, рівному максимального. Очевидно:

$$W = \sqrt{3} U \cos \varphi \int_0^t i dt = \sqrt{3} U \cos \varphi I_{max} T \quad (2.8)$$

звідки час використання максимуму навантаження:

$$T = \frac{W}{\sqrt{3} U I_{max} \cos \varphi} = \frac{W}{P_{max}} = \frac{\int_0^t i dt}{I_{max}} \quad (2.9)$$

Як видно, знайти значення T , якщо відомі графіки навантаження споживачів, а отже, й енергія, споживана ними за рік, неважко.

Втрати потужності і енергії в лінії пропорційні квадрату проходить по ній струму.

Як і в попередньому випадку, побудуємо прямокутник з висотою, що дорівнює квадрату максимального струму I_{max}^2 , і площею, рівної площі, обмеженої графіком та осями координат. Основа цього прямокутника називають часом максимальних витрат або часом втрат і позначають буквою t - час втрат

Втрати енергії:

$$\Delta W = 3r \int_0^t i^2 dt = 3r I_{max}^2 t, \quad (2.10)$$

звідки час втрат:

$$t = \frac{\Delta W}{3r I_{max}^2} = \frac{\int_0^t i^2 dt}{I_{max}^2}, \quad (2.11)$$

Час втрат знаходять з графіка (рисунок 2.5). Якщо його немає, то час втрат визначають залежно від часові максимуму за заздалегідь побудованим кривим.

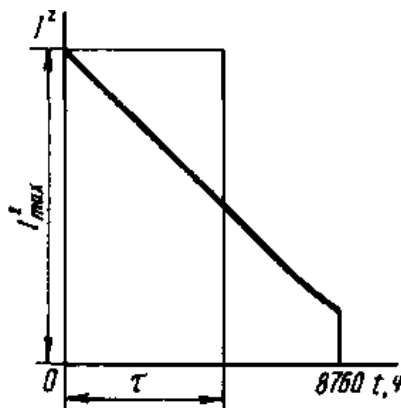


Рисунок 2.5 - Графік визначення часу втрат

Можна також ввести поняття середнього квадратичного струму $I_{ср.кв.}$, тобто такого постійного струму, який, протікаючи протягом усього року по лінії, викликає втрати енергії, рівні дійсним (рисунок 2.6).

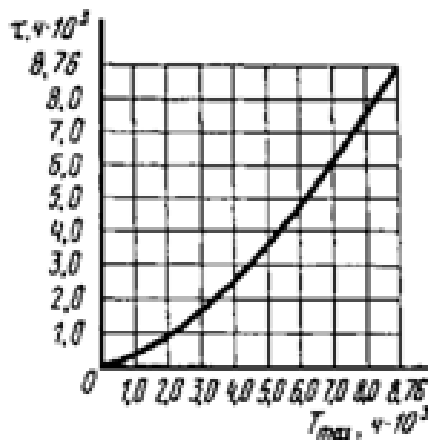


Рисунок 2.6 - Залежність часу втрат від часу використання максимального навантаження для сільських споживачів

Нехай є графік по тривалості квадрата струму (рисунок 2.6) в лінії передачі. Середній квадратичний струм дорівнює висоті прямокутника з основою площею, яка дорівнює площі, обмеженої координат. Річні втрати енергії:

$$\Delta W = 3r \int_0^t i^2 dt = 3r I_{\text{ср.кв.}}^2 \cdot 8760, \quad (2.12)$$

Звідси середній квадратичний струм:

$$I_{\text{ср.кв.}} = \sqrt{3r \int_0^t i^2 dt \cdot 8760}, \quad (2.13)$$

З формули (2.8):

$$\int_0^t i^2 dt = I_{\text{max}}^2 \tau, \quad (2.14)$$

$$I_{\text{ср.кв.}} = I_{\text{max}} \sqrt{\frac{\tau}{8760}} \quad (2.15)$$

Для будь-якої ділянки електричної лінії з навантаженням на кінці втрати енергії можна легко визначити, якщо заданий графік про-тривалості струму навантаження. У цьому випадку будують графік про-тривалості квадрата струму навантаження і визначають його площа планування або підрахунком по міліметровій сітці.

Тоді:

$$\Delta W = 3r \int_0^t i^2 dt, \quad (2.16)$$

Якщо навантаження виражені не через струм, а через потужність, то, підставляючи у вираз (2.11) замість струму його значення, маємо:

$$\Delta W = 3r \int_0^t \left(\frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi} \right)^2 dt = \frac{r}{U^2 \cos^2 \varphi} \int_0^t P^2 dt, \quad (2.17)$$

де P - активна потужність на ділянці лінії в даний момент,

U - номінальна напруга мережі;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності навантаження.

Якщо графік навантаження споживачів не заданий, а відомі лише максимальне навантаження і річне число годин її використання T , то, як зазначалося раніше, час втрат знаходять по кривій. Втрати енергії:

$$\Delta W = 3I_{max}^2 r \tau, \quad (2.18)$$

Якщо струм замінити активною потужністю, напругою і коефіцієнтом потужності, тоді:

$$\Delta W = \left(\frac{P_{max}}{\sqrt{3}U \cos \varphi} \right)^2 3r \tau = \frac{P_{max}^2}{U^2 \cos^2 \varphi} r \tau \quad (2.19)$$

Нарешті, якщо відомий середньо квадратичний струм, то втрати енергії:

$$\Delta W = 3r I_{cp.kv}^2 \cdot 8760, \quad (2.20)$$

При навантаженні, рівномірно розподіленої вздовж лінії втрати енергії в 3 рази менше, ніж у лінії з тією ж навантаженням на кінці. В трансформаторах потужність втрачається в проводах обмоток (навантажувальні втрати в міді ΔP_m і в стали сердечників на вихрові токи и гістерезис (втрати в сталі або втрати холостого ходу ΔP_x).

Втрати в міді, як це впливає із закону Джоуля - Ленца, залежить від струму навантаження, будучи пропорційні квадрату його значення. Для трифазного трансформатора:

$$\Delta P_M = 3I^2 r_T, \quad (2.21)$$

де r_T , - активний опір обмоток однієї фази трансформатора.

При струмі навантаження, рівному номінальному, навантажувальні втрати короткого замикання також будуть номінальними, рівними втратам короткого замикання при номінальному струмі:

$$\Delta P_{M.H} = I_H^2 r_H, \quad (2.22)$$

Розділивши перше вираження на друге, отримаємо:

$$\frac{\Delta P_M}{\Delta P_{M.H}} \frac{3I^2 r_T}{3I_H^2 r_T} = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 = \left(\frac{S}{S_H}\right)^2, \quad (2.23)$$

звідки:

$$\Delta P_M = \Delta P_{M.H} \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 = \Delta P_{M.H} \left(\frac{S}{S_H}\right)^2. \quad (2.24)$$

Втрати в сталі трансформаторів залежать тільки від значення прикладеної до первинної обмотки напруги, а так як в подібні розрахунках його вважають практично незмінним, то і втрати потужності в сталі приймають постійними.

Втрати енергії в трансформаторі, так само як і втрати потужності, складаються з навантажувальних втрат і втрат у сталі.

Річні втрати енергії:

$$\Delta W = 3I_{max}^2 r_T \tau + \Delta P_x \cdot 8760. \quad (2.25)$$

де I_{max} - максимальний струм навантаження трансформатора;

τ - час втрат для даного графіка навантаження трансформатора. Використовуючи рівняння (2.15) і (2.16), можна висловити втрати енергії в трансформаторі як:

$$\Delta W = \Delta P_{m.n} \left(\frac{S_m}{S_n} \right)^2 \tau + \Delta P_x \cdot 8760. \quad (2.26)$$

Втрати енергії в електричних лініях і трансформаторах необхідно визначати як при проектуванні електричних мереж, так і при їх експлуатації. Проте в розгалужених лініях з великим числом відгалужень і трансформаторних пунктів знаходити втрати енергії методами, що наведені раніше, складно і громіздко. Тому розроблені спрощені методи, за допомогою яких можна вирішувати це завдання з меншою витратою часу, хоча і з меншою точністю.

2.3 Розрахунок кабелів і дротів за нагрівом

Допустиме навантаження на неізольований дріт за нагрівом.

Коли електричний струм проходить по дроту, виділяється теплота, яка визначається за законом Джоуля - Ленца:

$$Q = I^2 \cdot r \cdot \tau. \quad (2.27)$$

де I - сила струму;

r - активний опір проводу;

τ - час втрат.

Провід нагрівається проходять по ньому струмом до температури, при якій кількість теплоти, одержуваної проводом, стає рівною кількості теплоти,

що віддається його поверхні навколишньому середовищу. У міру підвищення температури дроти швидкість її наростання знижується.

Для даного проводу при заданому струмі перевищення температури над температурою навколишнього середовища - величина постійного, якщо незмінні навколишні умови (сила вітру, опади тощо).

Втрати теплоти проводами повітряних ліній відбуваються головним чином за рахунок конвекції, тобто теплового руху повітря, що оточує провід. Значно менше теплоти втрачається при випромінюванням і зовсім нікчемна кількість - за рахунок теплопровідності повітря. Сказане раніше цілком відноситься також до ізольованих проводів і кабелів, прокладених на повітрі в блоках, каналах і т.п. У кабелів, прокладених безпосередньо в землі, віддача теплоти відбувається тільки завдяки теплопровідності ґрунту.

Температура дроту не повинна перевищувати встановлений значення. Тому завдання розрахунку - визначити струм, який можна пропустити по дроту за даних умов, з тим щоб температуру дроту не перевершила допустиму.

Для неізольованих проводів повітряних ліній максимальна допустима температура не повинна перевищувати 70°C . Таке не велике значення пояснюється не побоюваннями за стан проводу, а необхідністю створення надійних з'єднань. Справа в тому, що при підвищенні температури посилюються окислювальні процеси і на проводах утворюються окису з високим опором. Це збільшує опір контакту, а значить, і кількість виділяється в ньому теплоти. Температура з'єднання зростає, збільшується окислення і т.д. до повного руйнування проводу в місці з'єднання.

Гранична температура неізольованих проводів, прокладених всередині будівель, також не повинна перевищувати 70°C . Це обумовлено необхідністю забезпечити пожежну безпеку і виключити неприємний запах, що виникає внаслідок сухої перегонки пилу, що осідає на поверхні дроту.

Для розрахунку дроти по нагріванню необхідно знати температуру навколишнього повітря. За розрахункову приймають середньомісячну температуру навколишнього повітря в 13 годин для найбільш жаркого місяцю.

У різних районах України це значення коливається від 15 °С для північних і до 35 °С для південних районів.

Для проводів, розташованих усередині приміщень, за розрахунок беруть максимальну середньомісячну температуру повітря. Звичайно при розрахунку вона буває задана. Електричний струм, проходячи по дроту, виділяє теплоту, визначаємо за рівнянням (2.21). З поверхні проводу теплота втрачається в навколишнє середовище:

$$Q = c \cdot S \cdot (t - t_0) \cdot \tau, \quad (2.28)$$

де c - коефіцієнт тепловіддачі поверхні дроту, $Вт / (м^2 \cdot ^\circ C)$;

S - площа поверхні дроту, $м^2$;

t - температура поверхні дроту, $^\circ C$;

t_0 - температуру навколишнього середовища, $^\circ C$;

τ - час, с.

Якщо температура дроти встановилася, то це означає, що кількість отриманої теплоти дорівнює кількості відданої теплоти, тобто:

$$I^2 r \cdot \tau = c \cdot S \cdot (t - t_0) \cdot \tau, \quad (2.29)$$

Звідки:

$$I^2 = \frac{c \cdot S \cdot (t - t_0)}{r}, \quad (2.30)$$

Тоді:

$$S = \pi d l, \quad r = \frac{l}{\gamma F} = \frac{4l}{(\gamma \pi d^2)}, \quad (2.31)$$

де d - діаметр проводу;

l - довжина дроту;

γ - питома провідність матеріалу проводу;

F - перетин дроту.

Підставляючи значення S і r у формулу (2.23), отримуємо:

$$I = \left(\frac{\pi}{2}\right) \sqrt{cd^3 \gamma(t-t_0)}. \quad (2.32)$$

Формула (2.32) визначає допустимий для проводу струм, якщо відомі всі інші вхідні в неї величини. Зазвичай допустимий струм знаходять не за формулою, а за таблицями. Однак цю формулу можна використовувати для визначення значень за інших умов роботи проводу.

Нехай допустимий струм для даних умов:

$$I = \left(\frac{\pi}{2}\right) \sqrt{cd^3 \gamma(t - t_0)}, \quad (2.33)$$

Так як коефіцієнт тепловіддачі поверхні проводу змінюється в невеликих межах при зміні температури, то значення для нових умов, тобто інша температура:

$$\hat{I} = \left(\frac{\pi}{2}\right) \sqrt{cd^3 \gamma(\hat{t}-t_0)}, \quad (2.34)$$

Користуючись формулою (2.24), знаходимо допустимий струм для проводу з іншого матеріалу. Нехай допустимий струм в мідному проводі:

$$I_M = \left(\frac{\pi}{2}\right) \sqrt{cd^3 \gamma_M(t - t_0)}, \quad (2.35)$$

а в алюмінієвому дроті того ж перетину і при тих же умовах роботи:

$$I_a = \left(\frac{\pi}{2}\right) \sqrt{cd^3 \gamma_a(t - t_0)}, \quad (2.36)$$

Допустимі навантаження визначені виходячи з температури навколишнє повітря 25°C і температури провідника 70°C . Якщо температура повітря відрізняється від 25°C , то дані таблиць множать на поправочні коефіцієнти.

Зі збільшенням перетину допустима щільність струму в проводі зменшується. Наприклад, для алюмінієвого проводу перетином 16 мм^2 допустима щільність струму при прокладанні на відкритому повітрі $j_{16} = 105/16 = 6,57\text{ А/мм}^2$, а для дроти перетином 150 мм^2 при тих же умовах j_{150} до $= 440/150 = 2,93\text{ А/мм}^2$, тобто менше в 2 с зайвим. Це пояснюється тим, що зі збільшенням діаметра розрізу дроту зростає пропорційно квадрату, а поверхня пропорційно першого ступеня діаметру. Отже, зі збільшенням діаметра поверхню дроту, яка припадає на одиницю перетину, зменшується, а значить, погіршуються умови охолодження. Внаслідок цього іноді доцільно замість одного дроту прокладають два з загальним перетином, меншим, ніж розріз одного дроту, хоча загальна вартість лінії при цьому збільшується.

Потрібно мати на увазі, що перетин проводів при зовнішній прокладці дуже рідко визначають за допустимого струмового навантаження, в більшості випадків - по допустимій втраті напруги (або економічній щільності струму, яка значно менше допустимого струмового навантаження по нагріванню).

Допустиме навантаження на ізолювані проводи і кабелів по нагріванню. Теплові процеси в ізолюваних проводах і кабелях що протікають так само, як і в неізолюваних. Однак при ізоляції на проводах дещо змінюються умови їх охолодження: виникає додаткове тепловий опір, зростає поверхню охолодження і поліпшуються умови для віддачі теплоти випромінюванням, якщо ізоляція чорного кольору. Допустимий нагрів складається для проводів та кабелів з гумовою ізоляцією всього 65°C , тому що при більш високій температурі гума розм'якшується.

Для кабелів з паперовою ізоляцією при робочій напрузі до 3 кВ максимально допустима температура становить 80°C , при 6 кВ - 65, при 10 кВ - 60 і при 20 ... 35 кВ - 50°C .

Вибір плавких запобіжників, автоматів і перерізу проводів і кабелів по нагріву.

При короткому замиканні або значного перевантаження електрометрична проводка повинна бути автоматично відключена, в противному випадку може спалахнути ізоляція проводів, що приведе до пожежі. Для автоматичного відключення проводки при перевищенні встановлених значень сили струму призначені апарати захисту. У сільському господарстві для цієї мети часто при-міняють плавкі запобіжники, пристрій яких надзвичайно просто (див. гл.9). У порцеляновому корпусі поміщені провідники невеликого перерізу - плавкі вставки, що включаються послідовно в кожен фазний провід лінії. Якщо струм лінії зростає понад допустимий, то плавка вставка перегорить, відключивши ланцюг раніше, ніж температура захищаються нею проводів стане неприпустимо високою.

У сільських мережах низької напруги для внутрішньої установки застосовують запобіжники двох типів: пробкові і трубчасті. Їх номінальні струми в амперах унормовані з наступною шкалою: 4, 6, 15, 20, 25, 35, 50, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300. Запобіжники встановлюють у всіх місцях, де переріз провідника у напрямку до місць споживання енергії зменшується, а також на вводах в будинки та головних ділянках мережі. Щоб при аварії перегорів лише найближчий до місця пошкодження запобіжник, номінальний струм плавкої вставки кожного наступного від джерела живлення запобіжника повинен бути принаймні на один щабель менше, ніж попереднього. Плавкий запобіжник звичайного типу являє собою дуже недосконалий апарат. Тривалість перегорання його плавкої вставки залежить від струму перевантаження. При струмах, в 2,5 рази перевищують номінальний, нова плавка вставка перегорає порівняно швидко (через 8...10с). Струми, великі номінального в 1,5 рази, вставка витримує не менше 1 рік, а в 1,2 ... 1,3 рази - невизначено тривалий час. Зменшити ці величини і виконати нову плавку вставку так, щоб вона перегоріла при менших перевантаженнях, не можна. Справа в тому, що з часом плавка вставка окислюється, старіє і перегорає при

струмах, менших, ніж нова, та може перегоріти при номінальному струмі або навіть при значеннях струму, менше номінального.

Пусковий струм короткозамкнених асинхронних двигунів, що застосовуються для приводу сільськогосподарських споживачів, у 5 ... 7 разів перевищує номінальний. Тривалість пускає таких двигунів досягає 5 ... 10 с і більше. Якщо вибрати плавку вставку по номінальному струму двигуна, то при пуску вона миттєво перегорить. Тому доводиться перевищувати номінальний струм плавкої вставки, що призводить до збільшення перерізу відповідних їй проводів. При захисту проводів та кабелів плавкими запобіжниками (крім кабелів, прокладених у землі) розрахунок електричної мережі починають з вибору плавкої вставки. Її вибирають за такими правилами.

Правило 1. Струм плавкої вставки повинен бути більше робочого струму навантаження або дорівнювати йому, тобто:

$$I_e \geq I_p. \quad (2.37)$$

Струм плавкої вставки перевіряють на максимальний струм навантаження:

$$I_B \geq \frac{I_{max}}{\alpha}. \quad (2.38)$$

Для запобіжників звичайного типу, що захищають відгалуження до короткозамкненим асинхронних двигунів з нормальними умовами роботи (рідкісні пуски, тривалість розбігу 5 ... 10 с), $\alpha = 2,5$.

При захисті двигунів з важкими умовами роботи (часті пуски, тривалість розбігу до 40 с) $\alpha = 1,6 \dots 2,0$. Максимальний струм в ланцюзі з одним двигуном дорівнює його пусковому току. У каталогах зазвичай приносять кратність пускового струму двигуна k .

Якщо запобіжник захищає лінію, до якої приєднання декілька двигунів, то в цьому випадку максимальний струм:

$$I_{max} = m \sum_1^{n-1} I_p + I_{пуск} \quad (2.39)$$

де m - коефіцієнт одночасності;

$\sum_1^{n-1} I_p$ - сума робочих струмів всіх останніх двигунів;

$I_{пуск}$ - пусковий струм одного двигуна, при якому I_{max} має найбільше значення.

Очевидно, що для споживачів з невеликими пусковими токами (асинхронні двигуни з фазним ротором) майже завжди більшого значення струму плавкої вставки.

Для споживачів, пусковий струм яких практично дорівнює робочому (освітлювальні установки, теплові споживачі), струм плавкої вставки, також завжди більше струму, знайденого за правилом

Визначивши номінальний струм плавкої вставки, вибирають відповідної йому перетин дроту в залежності від того, буде він захищений плавкою вставкою тільки від коротких замикань або також і від перевантажень. За правилами улаштування електроустановок від перевантажень потрібно захищати освітлювальні мережі в житлових та про-суспільних будівлях, торгових та службово-побутових приміщеннях промислових підприємств, а також у пожежно-вибухонебезпечних зонах. Мережі будь-якого призначення, виконані проводами з горючий оболонкою, при відкритому прокладанні необхідно також захищати від перевантажень. Це відноситься до мереж будь-якого типу у вибухонебезпечних приміщеннях. У перерахованих випадках необхідно вибирають такий перетин, щоб було дотримано наступне співвідношення:

$$I_{дон} \geq 1,25 I_{\epsilon} \quad (2.40)$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустимий струм дроту.

Тільки для кабелів з паперовою ізоляцією:

$$I_{\text{доп}} \geq I_g. \quad (2.41)$$

Для випадків, при яких необхідно захищати проводи тільки від коротких замикань:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,33 I_g. \quad (2.42)$$

Після того як провід обраний, його перевіряють на тривалий робочий струм установки:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p. \quad (2.43)$$

Якщо замість вставок для захисту внутрішніх провідок використовують автоматичні вимикачі, то при захисті від перевантажень вибирають ті ж співвідношення, що і при плавких запобіжниках, а при захисті тільки від коротких замикань:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{авт}} / 1,25. \quad (2.44)$$

для автоматів з електромагнітними роз'єднувачі:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{авт}} / 4,5. \quad (2.45)$$

де $I_{\text{авт}}$ - струм спрацювання автомата.

Перетин дроту визначається виходячи з максимального струму, який буде протікати по дроту тривалий час. Допомогти у виборі перетину дроту допоможе наступна таблиця.

Таблиця 2.1 - Перетин дроту для передачі змінного струму в мережах 220/380 В.

Струм, А		6	10	13	16	20	25	32	40	50	63	80
Потужність, кВт	220 В	1,2	2,2	2,9	3,5	4,4	5,5	7,0	8,8	11	13	17
	380 В	2,3	3,8	4,9	6,0	7,6	9,5	12	15	19	23	30
Перетин, мм ² (Відкрито)	Cu	0,5	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	4,0	4,0	6,0	10	10
	Al	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	4,0	4,0	6,0	10	16	25
Перетин, мм ² (В трубі)	Cu	1,0;	1,0	1,0	2,0	2,5	4,0	6,0	10	10	16	16
	Al	2,5	2,5	2,5	2,5	4,0	6,0	10	16	16	25	50

При прокладці силових комунікацій основне питання виникає – вибір типу і перетину дроту, який потрібно використовувати. При цьому тип проводу, що визначає матеріал та кількість ізоляційних оболонок (різні види пластику та інших матеріалів), а також матеріалів (мідь або алюміній) і тип (одно- і багатожильний) провідника, вибирається виходячи з умов в яких буде прокладений дріт.

3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕННЯ НАПРУГИ ЖИВЛЕННЯ ПРИВАТНИХ СПОЖИВАЧІВ

3.1 Визначення втрат енергії в лінії при напрузі 380 В

Для аналізу втрат енергії у лініях електропостачання був розглянутий ідеальна вулиця на котрій стоїть 48 будинків. Навпроти кожного будинку стоїть стовп до якого він приєднується. Довжина дроту від стовпа до будівлі складає 15 метрів. Довжина між стовпами 35 метрів.

Для аналізу втрат у лінії був побудований графік споживання енергії за добу представлений на рисунку 3.1.

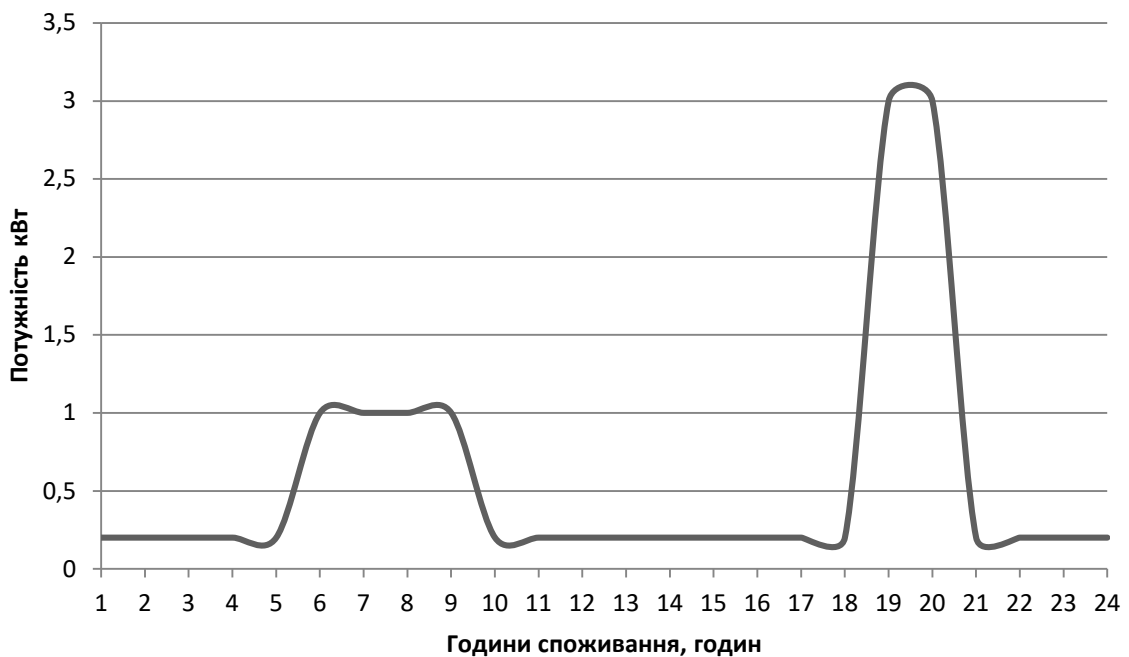


Рисунок 3.1 – Усереднений графік споживання електроенергії сільським абонентом за добу

Для розрахунків втрат енергії був розроблений графік представлений на рисунку 3.1 на якому зображено споживання електроенергії сільським абонентом за добу.

Виходячи з графіка споживання електроенергії за добу $P=13,6\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{добу}$, разом за місяць $P=408\text{кВт}\cdot\text{годин}/\text{місяць}$.

Вирахуємо втрату потужності на відгалуженні:

Довжина лінії 15 м.

Використовується дріт марки А-25.

Щільність алюмінію $\rho=0,029\text{ Ом}\frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$.

Перетин провідника $F=25\text{ мм}^2$.

Обчислюємо загальний опір лінії за формулою:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S}, \quad (3.1)$$

$$R=0.029 \cdot 15/25=0.0174\text{ Ом}.$$

Обчислюємо середній струм:

$$I_{cp} = \frac{W}{T_B \sqrt{3} U_{ном} \cos\varphi_{cpв}}, \quad (3.2)$$

де W - втрати активної електроенергії (кВт·год) за час T_B (доба, рік);
 $\cos\varphi_{cpв}$ - середньовизначений коефіцієнт потужності = 0,9.

$$I_{cp} = \frac{4896000}{8760 \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,9} = 1,63\text{ А}$$

$$W_{рік} = P_{міс} \cdot 12 = 12 \cdot 408 = 4896\text{ кВт}\cdot\text{годин}/\text{рік}.$$

Середньоквадратичний струм являє собою еквівалентний струм, який проходить по лінії за час $T_в$, викликає ті самі втрати потужності і електроенергії, що і дійсний, змінний за той час струму.

Середньоквадратичний струм знаходять через середній струм I_{cp} і коефіцієнту форми графіка навантаження K_{ϕ} :

$$I_{ск} = K_{\phi} \cdot I_{cp}, \quad (3.3)$$

З достатньою для практичних розрахунків точністю з даних проектних організацій в різній кількості струмоприймачів з тривалим режимом роботи і числом струмоприймачів більше двадцяти з повторно-короткотривалим режимом коефіцієнт форми $K_{\phi} = 1,05 \div 1,1$:

$$I_{ск} = 1,08 \cdot 1,63 = 1,76 \text{ А.}$$

Фазна напруга складає 220В так як на електропостачання одного будинку йде одна фаза. Втрати активної потужності визначаються і електроенергії через середньоквадратичному струму визначають за формулою:

$$\Delta P = I_{ск}^2 R \cdot 10^{-3}, \quad (3.4)$$

$$\Delta P_{від} = 1,76^2 \cdot 0,0174 = 0,054 \text{ Вт.}$$

Енергія втрачається за рік:

$$\Delta W = \Delta P T_B, \quad (3.5)$$

де T_e – час роботи лінії електропередач.

$$\Delta W_{від} = 0,054 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0,473 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}.$$

$$\Delta W_{сумовв} = \Delta W_{від} \cdot 48. \quad (3.6)$$

$$\Delta W_{\text{сумотв}} = 0,473 \cdot 48 = 22,7 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{годин}}{\text{рік}}.$$

Визначаємо втрати в лінії 220 В.

L - довжина лінії між підключеннями до 1 фази 105м.

$$R_{\text{лін}} = 0,029 \cdot \frac{105}{25} = 0,1218 \text{ Ом}.$$

$$I_{\text{срвн}} = I_{\text{ск}} = 1,76 \text{ А}.$$

Кожен будинок підключений до окремої фази і навантаження розподілене рівномірно на 3 фази. Проводимо аналогічні дії розрахуємо струм на кожній фазі та результати зведемо до таблиць 3.1 – 3.6.

Таблиця 3.1 - Струм фази А

№ відрізка лінії	Струм лінії А
I ₄₃₋₄₆	3,52
I ₄₀₋₄₃	5,28
I ₃₄₋₃₇	7,04
I ₃₁₋₃₄	8,8
I ₂₈₋₃₁	10,56
I ₂₅₋₂₈	12,32
I ₂₂₋₂₅	14,08
I ₁₉₋₂₂	15,84
I ₁₆₋₁₉	17,6
I ₁₃₋₁₆	19,36
I ₁₀₋₁₃	21,12
I ₇₋₁₀	22,88
I ₄₋₇	24,64
I ₁₋₄	26,4

Максимальний струм в лінії на першій фазі дорівнює 26,4 А (для дроту марки А-25 допускається до 130 А)

Таблиця 3.2 - Струм фази В

№ відрізка лінії	Струм лінії А
I ₄₄₋₄₇	1,76
I ₄₁₋₄₄	3,52
I ₃₈₋₄₁	5,28
I ₃₅₋₃₈	7,04
I ₃₂₋₃₅	8,8
I ₂₉₋₃₂	10,56
I ₂₆₋₂₉	12,32
I ₂₃₋₂₆	14,08
I ₂₀₋₂₃	15,84
I ₁₇₋₂₀	17,6
I ₁₄₋₁₇	19,36
I ₁₁₋₁₄	21,12
I ₈₋₁₁	22,88
I ₅₋₈	24,64
I ₂₋₅	26,4

Максимальний струм в лінії на другій фазі дорівнює 26,4 А (для дроту марки А-25 допускається до 130 А).

Таблиця 3.3 - Струм фази С

№ відрізка лінії	Струм лінії А
1	2
I ₄₈	1,76
I ₄₅₋₄₈	3,52
I ₄₂₋₄₅	5,28

Продовження таблиці 3.3

1	2
I_{36-39}	7,04
I_{33-36}	8,8
I_{30-33}	10,56
I_{27-30}	12,32
I_{24-27}	14,08
I_{21-24}	15,84
I_{18-21}	17,6
I_{15-18}	19,36
I_{12-15}	21,12
I_{9-12}	22,88
I_{6-9}	24,64
I_{3-6}	26,4

Максимальний струм в лінії на третій фазі дорівнює 26,4 А (для дроту марки А-25 допускається до 130 А).

Таблиця 3.4 - Втрати потужності фази А

№ відрізка лінії	Втрата потужності Вт
1	2
P_{46}	0,377288
P_{43-46}	1,509151
P_{40-43}	3,395589
P_{34-37}	6,036603
P_{31-34}	9,432192
P_{28-31}	13,58236
P_{25-28}	18,4871
P_{22-25}	24,14641

Продовження таблиці 3.4

P_{19-22}	30,5603
P_{16-19}	37,72877
P_{13-16}	45,65181
P_{10-13}	54,32943
P_{7-10}	63,76162
P_{4-7}	73,94839
P_{1-4}	84,88973

Підсумкова втрата потужності в лінії на першій фазі знайдемо як суму втрат на кожній ділянці лінії: $\sum \Delta P = 565$ Вт.

Таблиця 3.5 - Втрати потужності фази *B*

№ відрізка лінії	Втрата потужності, Вт
P_{46}	0,377288
P_{40-43}	3,395589
P_{34-37}	6,036603
P_{31-34}	9,432192
P_{28-31}	13,58236
P_{25-28}	18,4871
P_{22-25}	24,14641
P_{19-22}	30,5603
P_{16-19}	37,72877
P_{13-16}	45,65181
P_{10-13}	54,32943
P_{7-10}	63,76162
P_{4-7}	73,94839
P_{1-4}	84,88973

Підсумкова втрата потужності в лінії на другій фазі знайдемо як суму втрат на кожній ділянці лінії: $\sum \Delta P = 565$ Вт .

Таблиця 3.6 - Втрати потужності фази С

№ відрізка лінії	Втрата потужності Вт
P_{46}	0,377288
P_{43-46}	1,509151
P_{40-43}	3,395589
P_{34-37}	6,036603
P_{31-34}	9,432192
P_{28-31}	13,58236
P_{25-28}	18,4871
P_{22-25}	24,14641
P_{19-22}	30,5603
P_{16-19}	37,72877
P_{13-16}	45,65181
P_{10-13}	54,32943
P_{7-10}	63,76162
P_{4-7}	73,94839
P_{1-4}	84,88973

Підсумкова втрата потужності в лінії на третій фазі знайдемо як суму втрат на кожній ділянці лінії: $\sum \Delta P_3 = 565$ Вт .

Втрати у всіх трьох фазах будуть :

$$\sum \Delta P = 565 + 565 + 565 = 1695 \text{ Вт.}$$

Знаходимо втрати в лінії впродовж року:

$$\Delta W_L = 8760 \cdot \frac{1695}{1000} = 14848 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Сумарні втрати потужності знайдемо як суму втрат у відведенні та втрат у лінії:

$$\Delta W_{\text{сум}} = 22,7 + 14848 = 14870,7 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Вартість втрат обчислюємо за формулою:

$$C = 14870,7 \cdot 1,84 = 3568,97 \text{ грн} / \text{рік}.$$

3.2 Розрахунок втрат в лінії при напрузі 660В

Для зменшення втрат в лінії необхідно підвищити напругу в лінії.

Розрахуємо втрати потужності на відгалуженні трансформатор-абонент.

Так як відгалуження від трансформатора до абонента буде йти по напрузі 220В при будь-якій напрузі на магістральній лінії, то втрати відповідно будуть однаковими.

Так як понижуючий трансформатор буде трьохфазним, то буде встановлюватися один трансформатор на три будинки.

Так-як на 1 трансформатор встановлено 3 будинки і кожний будинок максимально використовує 3 кВт, то прийемо номінальну потужність трансформатора:

$$S_{\text{ном}} = 10 \text{ кВА}.$$

Максимальна потужність трансформатора знаходиться як:

$$S_{\text{макс}} = 1,4 \cdot 10 = 14 \text{ кВА}.$$

Втрати активної потужності визначаються і електроенергії через середньоквадратичний струм який визначають:

$$\Delta P_{від} = 1,76^2 \cdot 0,0174 = 0,054 \text{ Вт.}$$

Визначимо втрати на відгалуженнях) для будинку який стоїть навпроти стовпа:

$$\Delta W_{відв.прям} = 0,054 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0,472 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{годин}}{\text{рік}}.$$

Обчислюємо опір лінії коли будинок стоїть навскіс:

$$R = 0,029 \cdot 20/25 = 0,0232 \text{ Ом.}$$

Визначимо втрату потужності:

$$\Delta P_{від} = 1,76^2 \cdot 0,0232 = 0,072 \text{ Вт,}$$

Визначимо втрату енергії:

$$\Delta W_{відв.вскос} = 0,072 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0,630 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{годин}}{\text{рік}}.$$

Обчислюємо загальні втрати на відгалуженні враховуючи що таких гілок буде шістнадцять.

$$\Delta W_{сум.відв} = (\Delta W_{відв.прям} + 2 \cdot \Delta W_{відв.вскос}) \cdot 16,$$

$$\Delta W_{сум.відв} = (0,472 + 2 \cdot 0,630) \cdot 16 = 28 \text{ кВт.}$$

Нормативні параметри втрат в трансформаторі та ціна встановлюються заводом виробником. Для трансформатора 660/380 В :

- втрати в сталі – 0,092 кВт,
- втрати в міді – 0,044 кВт,
- ціна – 10000 гривень.

Втрати потужності і електроенергії в трансформаторах.

Втрати активної потужності. Вони складаються із двох складових: втрати, які витрачаються на обігрів обмоток трансформатора ΔP_m , які залежать від струму навантаження, і витрат, які витрачаються на обігрів обмоток трансформатора $\Delta P_{ст}$, не залежить від струму навантаження.

Електричне навантаження, як правило, має змінний характер, тому втрати потужності і електроенергії в лініях залежать від зміни навантаження. Втрати потужності в трансформаторі будемо розраховувати в урахуванням часу τ .

Час втрат τ - це розрахунковий час, протягом якого трансформатор працюючи з незмінною навантаженням $I_{макс}$, мав би ті ж самі втрати потужності, що і при роботі по дійсному змінному графіку навантаження. Якщо відома витрата електроенергії W , врахована за певний час, а також максимальна потужність навантаження $P_{макс}$, то можна знайти $T_{макс}$, протягом якого даний трансформатор міг би передати цю електроенергію.

$$T_{макс} = 4896 \text{ кВт} / 3 \text{ кВт} = 1632 \text{ год.}$$

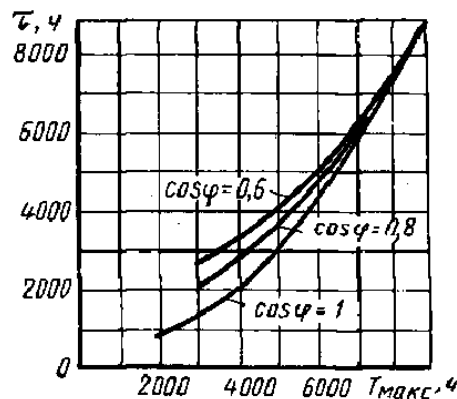


Рисунок 3.2 Графік для визначення часу втрат

За графіком враховуючи що $T_{\max} = 1632$ год обчислюємо $\tau \approx 600$ годин.

Втрати активної потужності. Вони складаються із двох складових: втрати, які витрачаються на обігрів обмоток трансформатора ΔP_m , які залежать від струму навантаження, і витрат, які витрачаються на обігрів сталі $\Delta P_{ст}$, не залежить від струму навантаження. Втрати потужності, які йдуть на обігрів обмоток трансформатора.

Втрати електроенергії в міді можна визначити по нормативних втратах потужності міді:

$$\Delta W_m = \Delta P_{m \text{ ном}} \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau, \quad (3.7)$$

$$\Delta W_m = 0,044 \cdot \left(\frac{14}{10} \right)^2 \cdot 600 \approx 52 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати в сталі розраховуються за формулою:

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{ст} \cdot T_{\text{в}}, \quad (3.8)$$

$$\Delta W_{ст} = 0,0092 \cdot 8760 \approx 80 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Загальні втрати в трансформаторі будуть складатися:

$$\Delta W_{тр} = \Delta W_m + \Delta W_{ст} \quad (3.9)$$

$$\Delta W_{тр} = 52 + 80 = 132 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати енергії в блоці трансформатор – лінія 0,4кВ

$$\Delta W_{0,4} = \Delta W_{\text{лін}} + \Delta W_{\text{тр}}, \quad (3.10)$$

$$\Delta W_{0,4} = 28 + 132 = 160 \text{ кВт.}$$

Визначаємо втрати в лінії:

L - довжина лінії 105м.

Визначимо опір лінії:

$$R_{\text{лін}} = 0,029 \cdot \frac{105}{25} = 0,1218 \text{ Ом.}$$

Для того щоб побачити який струм буде в магістральній лінії треба вчислити коефіцієнт трансформації:

$$K_T = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}}, \quad (3.11)$$

де $U_{\text{вн}}$ - напруга на вищій стороні лінії;

$U_{\text{нн}}$ – напруга на низькій стороні лінії.

$$K_m = \frac{660}{380} = 1,73.$$

Для того щоб розрахувати втрати в лінії знайдемо струм на високій стороні лінії:

$$I_{\text{ср вн}} = \frac{I_{\text{ср нн}}}{K_m}, \quad (3.12)$$

де $I_{\text{ср нн}}$ – струм на нижчій стороні напруги.

Вираховуємо струм на вищій стороні лінії:

$$I_{\text{ср вн}} = \frac{1,76}{1,73} = 1,02 \text{ А.}$$

Визначаємо струм лінії на кожний трансформатор за наведеними вище формулами та результати зведемо до таблиці 3.7.

Таблиця 3.7- Струм в лінії від трансформатора до трансформатора

№ відрізка лінії	Струм лінії, А
I ₁₅₋₁₆	1,02
I ₁₄₋₁₅	2,04
I ₁₃₋₁₄	3,06
I ₁₂₋₁₃	4,08
I ₁₁₋₁₂	5,1
I ₁₀₋₁₁	6,12
I ₉₋₁₀	7,14
I ₈₋₉	8,16
I ₇₋₈	9,18
I ₆₋₇	10,2
I ₅₋₆	11,22
I ₄₋₅	12,24
I ₃₋₄	13,26
I ₂₋₃	14,28
I ₁₋₂	15,3
I ₀₋₁	16,32

Визначимо втрати потужності в лінії за формулою:

$$\Delta P_{л} = 3 \cdot I_{cp\ вн}^2 \cdot R_{л}, \quad (3.13)$$

де $3 \cdot I_{cp\ вн}^2$ – струм, який протікає по магістральній лінії, А;

$R_{л}$ - активний опір лінії, Ом.

Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – втрати потужності в лінії

№ відрізка лінії	Втрати потужності в лінії, Вт
ΔP_{15-16}	0,38
ΔP_{14-15}	1,52
ΔP_{13-14}	3,42
ΔP_{12-13}	6,08
ΔP_{11-12}	9,50
ΔP_{10-11}	13,69
ΔP_{9-10}	18,63
ΔP_{8-9}	24,33
ΔP_{7-8}	30,79
ΔP_{6-7}	38,02
ΔP_{5-6}	46,00
ΔP_{4-5}	54,74
ΔP_{3-4}	64,25
ΔP_{2-3}	74,51
ΔP_{1-2}	85,54
ΔP_{0-1}	97,32

Підсумкова втрата потужності в лінії при напрузі 660 В складе:

$$\begin{aligned} \sum \Delta P = & \Delta P_{15-16} + \Delta P_{14-15} + \Delta P_{13-14} + \Delta P_{12-13} + \Delta P_{11-12} + \Delta P_{10-11} + \\ & \Delta P_{9-10} + \Delta P_{8-9} + \Delta P_{7-8} + \Delta P_{6-7} + \Delta P_{5-6} + \Delta P_{4-5} + \Delta P_{3-4} + \Delta P_{2-3} + \Delta P_{1-2} + \Delta P_{0-1}, \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\sum \Delta P = 568,72 \text{ Вт.}$$

Визначимо загальні втрати в лінії за рік:

$$\Delta W_{л} = 8760 \cdot \sum \Delta P \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.} \quad (3.15)$$

$$\Delta W_L = 8760 \cdot \frac{568,72}{1000} = 4981 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Сумарні втрати з урахуванням втрат в трансформаторах складуть:

$$\Delta W_{\text{сум}} = \Delta W_L + \Delta W_{0,4}, \quad (3.16)$$

$$\Delta W_{\text{сум}} = 4981 + 160 \cdot 16 = 7541 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

3.3 Розрахунок втрат в лінії при напрузі 1,3 кВ

Нормативні параметри втрат в трансформаторі та ціна встановлюються заводом виробником. Для трансформатора 660/380 В :

- втрати в сталі – 0,012 кВт
- втрати в міді – 0,044 кВт
- ціна – 10000 гривень.

Втрати потужності і електроенергії в трансформаторах.

Втрати енергії в міді розраховуються:

$$\Delta W_M = \Delta P_{M \text{ ном}} \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau, \quad (3.17)$$

Втрати в сталі розраховуються:

$$\Delta W_{\text{ст}} = \Delta P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{в}}, \quad (3.18)$$

Загальні втрати в трансформаторі будуть складатися:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta W_M + \Delta W_{\text{ст}}, \quad (3.19)$$

Робимо розрахунки втрат в трансформаторі за наведеними вище формулами:

$$S_{\text{макс}}=14 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{ном}}=10 \text{ кВА}.$$

$$\Delta W_{\text{м}}=0,044 \cdot \left(\frac{14}{10}\right)^2 \cdot 600 \approx 52 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta W_{\text{ст}}=0,012 \cdot 8760=105 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta W_{\text{тр}}=52+105=157 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Втрати енергії в блоці трансформатор – лінія 0,4кВ:

$$\Delta W_{0,4}=\Delta W_{\text{лін}}+\Delta W_{\text{тр}},$$

$$\Delta W_{0,4}=28+157=185 \text{ кВт}.$$

$$R_{\text{лін}}=0,029 \cdot \frac{105}{25}=0,1218 \text{ Ом}.$$

$$K_m = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}}, \quad (3.20)$$

$$K_m = \frac{1300}{380}=3,42.$$

$$I_{\text{ср вн}} = \frac{I_{\text{ср нн}}}{K_m}, \quad (3.21)$$

$$I_{\text{ср вн}} = \frac{1,76}{3,42}=0,52 \text{ А}.$$

Таблиця 3.9 - Струм в лінії на кожний трансформатор

№ відрізка лінії	Струм лінії А
I ₁₅₋₁₆	0,52
I ₁₄₋₁₅	1,04
I ₁₃₋₁₄	1,56
I ₁₂₋₁₃	2,08
I ₁₁₋₁₂	2,6
I ₁₀₋₁₁	3,12
I ₉₋₁₀	3,64
I ₈₋₉	4,16
I ₇₋₈	4,68
I ₆₋₇	5,2
I ₅₋₆	5,72
I ₄₋₅	6,24
I ₃₋₄	6,76
I ₂₋₃	7,28
I ₁₋₂	7,8
I ₀₋₁	8,32

Підсумкова втрата потужності в лінії:

$$\begin{aligned} \sum \Delta P = & \Delta P_{15-16} + \Delta P_{14-15} + \Delta P_{13-14} + \Delta P_{12-13} + \Delta P_{11-12} + \Delta P_{10-11} + \Delta P_{9-10} + \\ & \Delta P_{8-9} + \Delta P_{7-8} + \Delta P_{6-7} + \Delta P_{5-6} + \Delta P_{4-5} + \Delta P_{3-4} + \Delta P_{2-3} + \Delta P_{1-2} + \Delta P_{0-1}, \end{aligned} \quad (3.22)$$

$$\sum \Delta P = 148 \text{ Вт.}$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 8760 \cdot \sum \Delta P = 8760 \cdot \frac{148}{1000} \approx 1296 \text{ кВт} \cdot \text{годин/рік.}$$

$$\Delta W_{\text{сум}} = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{0,4} = 1296 + 185 \cdot 16 \approx 4256 \text{ кВт} \cdot \text{годин/рік.}$$

Таблиця 3.10 - Втрати потужності в лінії

№ відрізка лінії	Втрати потужності в лінії, Вт
ΔP_{15-16}	0,10
ΔP_{14-15}	0,40
ΔP_{13-14}	0,89
ΔP_{12-13}	1,58
ΔP_{11-12}	2,47
ΔP_{10-11}	3,56
ΔP_{9-10}	4,84
ΔP_{8-9}	6,32
ΔP_{7-8}	8,00
ΔP_{6-7}	9,88
ΔP_{5-6}	11,96
ΔP_{4-5}	14,23
ΔP_{3-4}	16,70
ΔP_{2-3}	19,37
ΔP_{1-2}	22,23
ΔP_{0-1}	25,29

3.4 Розрахунок втрат енергії при нарузі 2 кВ

Втрати потужності і електроенергії в трансформаторах.

Робимо розрахунки втрат в трансформаторі за наведеними вище формулами: Нормативні параметри втрат в трансформаторі та ціна встановлюються заводом виробником. Для трансформатора 2000/380 В :

- втрати в сталі – 0,0156 кВт,
- втрати в міді – 0,044 кВт,

- ціна – 10000 гривень.

$$S_{\max}=14 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{ном}}=10 \text{ кВА}.$$

$$\Delta W_m=0,044 \cdot \left(\frac{14}{10}\right)^2 \cdot 600 \approx 52 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

$$\Delta W_{ct}=0,0156 \cdot 8760 \approx 137 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

$$\Delta W_{mp}=52+137 = 189 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Таблиця 3.11 - Струм на кожний трансформатор

№ відрізка лінії	Струм лінії, А
I ₁₅₋₁₆	0,34
I ₁₄₋₁₅	0,68
I ₁₃₋₁₄	1,02
I ₁₂₋₁₃	1,36
I ₁₁₋₁₂	1,7
I ₁₀₋₁₁	2,04
I ₉₋₁₀	2,38
I ₈₋₉	2,72
I ₇₋₈	3,06
I ₆₋₇	3,4
I ₅₋₆	3,74
I ₄₋₅	4,08
I ₃₋₄	4,42
I ₂₋₃	4,76
I ₁₋₂	5,1
I ₀₋₁	5,44

Таблиця 3.12 - Втрати потужності в лінії

№ відрізка лінії	Втрати потужності в лінії, Вт
ΔP_{15-16}	0,04
ΔP_{14-15}	0,17
ΔP_{13-14}	0,38
ΔP_{12-13}	0,68
ΔP_{11-12}	1,06
ΔP_{10-11}	1,52
ΔP_{9-10}	2,07
ΔP_{8-9}	2,70
ΔP_{7-8}	3,42
ΔP_{6-7}	4,22
ΔP_{5-6}	5,11
ΔP_{4-5}	6,08
ΔP_{3-4}	7,14
ΔP_{2-3}	8,28
ΔP_{1-2}	9,50
ΔP_{0-1}	10,81

Втрати енергії в блоці трансформатор – лінія 0,4кВ:

$$\Delta W_{0,4} = \Delta W_{\text{лін}} + \Delta W_{\text{тр}},$$

$$\Delta W_{0,4} = 28 + 189 = 217 \text{ кВт},$$

$$R_{\text{лін}} = 0,029 \cdot \frac{105}{25} = 0,1218 \text{ Ом},$$

$$K_m = \frac{2000}{380} = 5,26,$$

$$I_{cp\text{ вн}} = \frac{1,76}{5,26} = 0,34\text{А.}$$

Підсумкова втрата потужності в лінії:

$$\sum \Delta P \approx 63\text{Вт.}$$

$$\Delta W_{л} = 8760\text{годин} \cdot \sum \Delta P = 8760 \cdot \frac{63}{1000} \approx 552 \text{ кВт} \cdot \text{годин/рік.}$$

$$\Delta W_{сум} = \Delta W_{л} + \Delta W_{0,4} = 552 + 217 \cdot 16 = 4024 \text{ кВт} \cdot \text{годин/рік.}$$

3.5 Аналіз втрат енергії при різних значеннях напруги

Зробивши прорахунки втрат на передачу електричної енергії зведемо всі дані до таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 - Порівняння втрат на передачу енергії при різній напрузі

Показник	380 В	660 В	1300 В	2000 В
Втрати на передачу енергії, кВт·год/рік	14870	7541	4526	4024

Побудуємо на рисунку 3.3 графік залежності втрат енергії від вищої напруги в лінії.

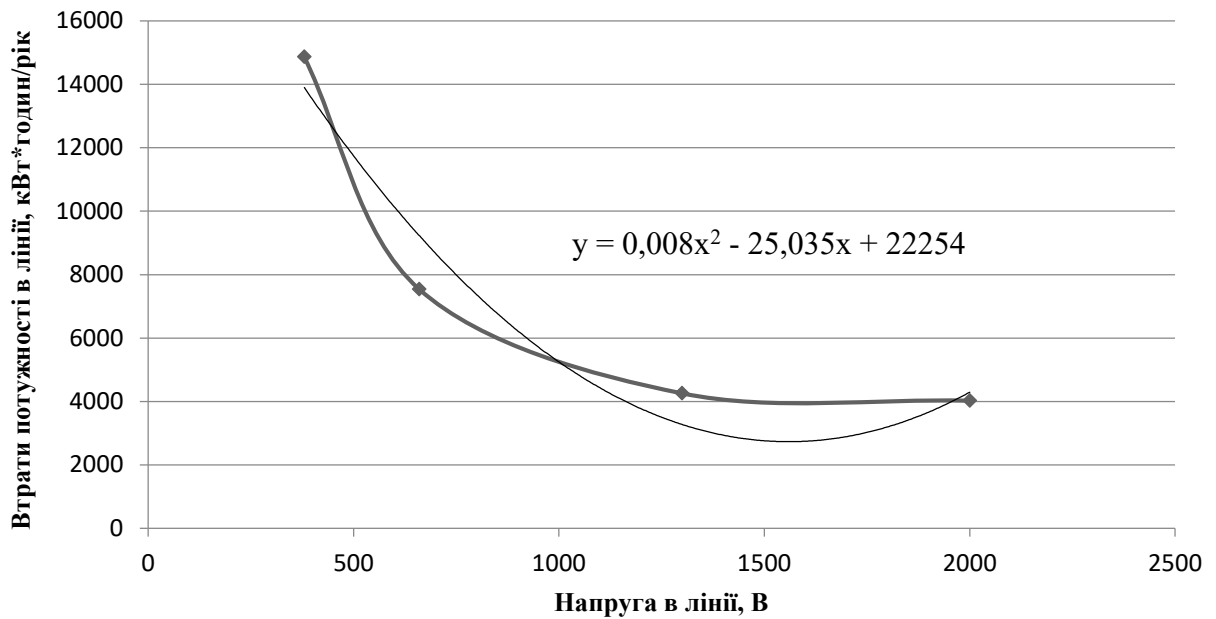


Рисунок 3.3 - Графік залежності втрат енергії від вищої напруги в лінії

З графіка навантаження робимо висновок що повні втрати енергії зменшуються при збільшенні напругою, а також що графік переходить практично в пряму після напруги 1300 В і буде в 2 рази менше ніж при 660 В. Різниця між втратами на 1300 В та 2000В складає 502 кВт , а в грошовому еквіваленті складає 120,48 грн/рік. А різниця по закупівлі трансформаторів складе 80000 грн . Отже доцільно використовувати напругу 1300В.

4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ПЕРЕВЕДЕННЯ ПРИВАТНИХ СПОЖИВАЧІВ НА БІЛЬШ ВИСОКИЙ КЛАС НАПРУГИ

4.1 Приклад розрахунку економічних показників на прикладі с. Підпорожнянка

Для прикладу розглянемо покращення ділянки села Підпорожнянка, яка підключається від КТП 793 потужність 320 кВА. Ця ділянка є перенавантаженою і тому потрібно переобладнання.

Дана частина села розділена на 3 гілки.

На першій гілці розташовано 53 абонента, на другій гілці 86 абонентів та на третій гілці 64 абонента. На другій гілці також розташована школа та ТЕС.

Довжина ліній складає: для першої гілки – 1025 м, для другої гілки – 1916 м, та для третьої гілки – 1690 м.

Втрати визначаються за формулами (2.0), (2.3), (2.4),(2.5),(2.6). Результати розрахунків заносимо до таблиці 4.1 – 4.3.

Таблиця 4.1 – Втрати потужності в лініях першої гілки

1 фаза відгалуження					
Струм	Густина	Розріз	Довжина	втрата потужності, P	№ будинку
A	Ом·мм ² /м	мм ²	м	Вт	
1	2	3	4	5	6
1,76	0,029	25	20	0,07	47
1,76	0,029	25	25	0,09	35
1,76	0,029	25	20	0,07	27
1,76	0,029	25	25	0,09	19

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6
1,76	0,029	25	10	0,04	13
1,76	0,029	25	28	0,10	7
1,76	0,029	25	18	0,06	1
1,76	0,029	25	35	0,13	17;
1,76	0,029	25	10	0,04	15а Поселкова
1,76	0,029	25	15	0,05	13 Поселкова
1,76	0,029	25	20	0,07	9 Поселкова
1,76	0,029	25	10	0,04	7аПоселкова
1,76	0,029	25	15	0,05	5Поселкова
1,76	0,029	25	38	0,14	2Поселкова
1,76	0,029	25	20	0,07	8Поселкова
1,76	0,029	25	15	0,05	13Норільська
1,76	0,029	25	15	0,05	11Норільська
1,76	0,029	25	15	0,05	5Норільська
Сумарні втрати потужності				1,27	Вт
Втрати потужності за рік				11,14	кВт

Таблиця 4.2 – Втрати потужності в лініях другої гілки

1 фаза відгалуження					
Струм	Густина	Розріз	Довжина	втрата Р	№ будинку
А	Ом·мм ² /м	мм ²	м	Вт	
1	2	3	4	5	6
1,76	0,029	25	30	0,11	91а
1,76	0,029	25	20	0,07	87
1,76	0,029	25	16	0,06	81
1,76	0,029	25	18	0,06	75

Продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6
1,76	0,029	25	20	0,07	71
1,76	0,029	25	18	0,06	65
1,76	0,029	25	18	0,06	61
1,76	0,029	25	20	0,07	55
1,76	0,029	25	18	0,06	49
1,76	0,029	25	18	0,06	45
1,76	0,029	25	20	0,07	39
1,76	0,029	25	18	0,06	35
1,76	0,029	25	15	0,05	31
1,76	0,029	25	25	0,09	25
1,76	0,029	25	15	0,05	19
1,76	0,029	25	30	0,11	80
1,76	0,029	25	18	0,06	74
1,76	0,029	25	38	0,14	68a
1,76	0,029	25	18	0,06	64
1,76	0,029	25	30	0,11	58a
1,76	0,029	25	10	0,04	54
1,73	0,029	25	10	0,03	Школа
1,73	0,029	25	10	0,03	Котельня
1,76	0,029	25	15	0,05	46
1,76	0,029	25	25	0,09	40
1,76	0,029	25	20	0,07	34
1,76	0,029	25	18	0,06	30a
1,76	0,029	25	18	0,06	26
Сумарні втрати потужності				1,84	кВт
Втрати потужності за рік				16,13	кВт

Таблиця 4.3 – Втрати потужності в лініях третьої гілки

1 фаза відгалуження					
Струм	Густина	Розріз	Довжина	втрата Р	№ будинку
А	Ом·мм ² /м	мм ²	м	Вт	
1,76	0,029	25	20	0,07	53
1,76	0,029	25	15	0,05	47
1,76	0,029	25	18	0,06	41а
1,76	0,029	25	31	0,11	37
1,76	0,029	25	18	0,06	31
1,76	0,029	25	15	0,05	25а
1,76	0,029	25	15	0,05	21
1,76	0,029	25	25	0,09	15
1,76	0,029	25	15	0,05	86
1,76	0,029	25	20	0,07	80
1,76	0,029	25	18	0,06	74
1,76	0,029	25	15	0,05	70а
1,76	0,029	25	15	0,05	68
1,76	0,029	25	21	0,08	62
1,76	0,029	25	10	0,04	56
1,76	0,029	25	18	0,06	50
1,76	0,029	25	20	0,07	46
1,76	0,029	25	16	0,06	40
1,76	0,029	25	20	0,07	28
1,76	0,029	25	16	0,06	12
1,76	0,029	25	20	0,07	18
1,76	0,029	25	20	0,07	24
Сумарні втрати потужності				1,44	кВт
Втрати потужності за рік				12,62	кВт

4.2 Розрахунок втрат потужності з урахуванням підвищеної напруги

Втрати визначаються за формулами (2.0), (2.3), (2.4),(2.5),(2.6).

Визначаємо втрати на відгалуженні і зводяться до таблиць 4.4 - 4.6.

Таблиця 4.4 – Втрати потужності в лініях першої гілки

№ трансформатора, № будинків				Т-1(59, 53, 47)			
	Струм	Щільність	Розріз дроту	Довжина лінії	Опір відгалуження	Втрати потужності, Вт	Втрати потужності за рік
1	1,76	0,029	2,5	35	0,406	1,26	11,02
2	1,76	0,029	2,5	20	0,232	0,72	6,30
3	1,76	0,029	2,5	34	0,3944	1,22	10,70
Підсумкові витрати						3,20	28,01

Таблиця 4.5 – Втрати потужності в лініях другої гілки

№ трансформатора, № будинків				Т1 (95,93,91а)			
	Струм	Щільність	Розріз дроту	Довжина лінії	Опір відгалуження	Втрати потужності, Вт	Втрати потужності за рік
1	1,76	0,029	2,5	35	0,406	1,26	11,02
2	1,76	0,029	2,5	9	0,1044	0,32	2,83
3	1,76	0,029	2,5	18	0,2088	0,65	5,67

Таблиця 4.6 – Втрати потужності в лініях третьої гілки

№ трансформатора				ТЗ(81,83,85)			
	Струм	Щільність	Розріз дроту	Довжина лінії	Опір відгалуження	Втрати потужності, Вт	Втрати потужності за рік
1	1,76	0,029	2,5	28	0,3248	1,01	8,81
2	1,76	0,029	2,5	18	0,2088	0,65	5,67
3	1,76	0,029	2,5	30	0,348	1,08	9,44
Підсумкові витрати						2,73	23,92

4.3 Аналіз отриманих результатів

Проробивши усі розрахунки зведемо результат у таблицю 4.7 та 4.8.

Таблиця 4.7 – Економічні показники при різній напрузі

Найменування показника	380 В	1300 В
Втрати потужності в лінії, кВт·годин/рік	42253,03	2930,61
Втрати потужності на відгалуженнях, кВт·годин/рік	108,11	147,91
Втрати потужності в трансформаторах, кВт·годин/рік	-	10362
Повні втрати енергії, кВт·годин/рік	42361,14	14770
Вартість закупівлі трансформаторів, грн	-	100500
Строк окупності проекту, роки	-	1,16

Таблиця 4.8 – Втрати потужності в лініях при різній напрузі

Втрати енергії, кВт·годин/рік	380 В	1300 В
В лінії	42253,03	2930,61
На відгалуженнях	108,11	147,91
В трансформаторах	-	10362
Всього	42361,14	14770

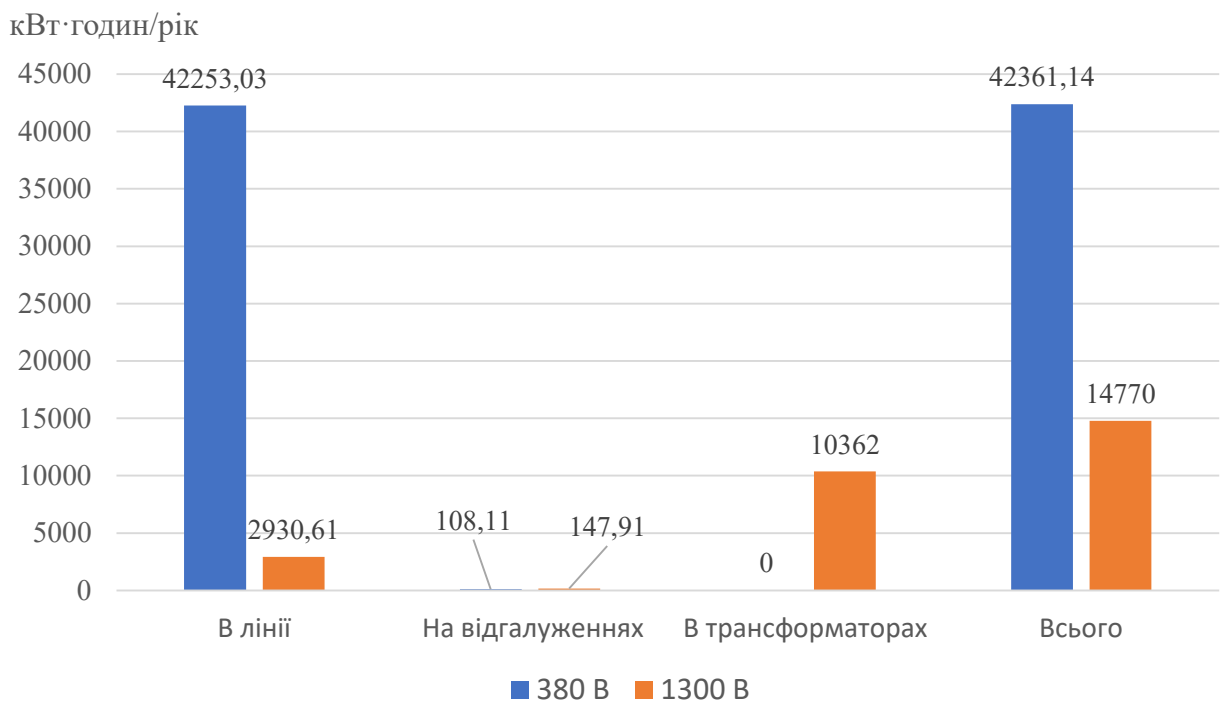


Рисунок 4.1 – Показники втрат енергії за різної напруги живлення

Встановлено, що повні втрати енергії зменшуються при збільшенні напруги для даної мережі нелінійно, а також, що графік переходить практично в пряму після напруги 1300В і подальше підвищення напруги недоцільне. Різниця між втратами на напрузі 1300 В та 2000В складає всього 502 кВт год /рік.

В результаті розрахунку встановлено, що різниця між втратами при переході з 380 В на 1300 В складе – 28920,62 кВт год/рік, або еквівалентно економії близько 55 тис. грн/рік, тобто втрати зменшуються у 3 рази.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

5.1 Аналіз потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища

В даній дипломній роботі розглядаються питання нормування втрат електричної енергії в мережах ПАТ «Запоріжжяобленерго». Охорона праці в даному випадку забезпечується прийняттям рішень у відповідності до правил експлуатації електроустановок (ПУЕ).

Виконання будівних, електромонтажних і налагоджувальних робіт виконується у відповідності до діючих правил ПУЕ, а також у відповідності до діючих «Будівельних норм і правил», які затверджені Держбудом.

В умовах експлуатації трансформаторної підстанції існують наступні потенційні небезпеки: комутаційні, імпульсні й атмосферні перенапруги; прямі удари блискавок; перехід вищої напруги на сторону нижчої; хибна дія персоналу при оперативних переключеннях; можливість випадкових дотиків до частин, що перебувають під напругою; пошкодження ізоляції електроустановок; короткі замикання в електроустановках.

Обслуговування підстанцій підприємства здійснюється черговим оперативним персоналом у складі п'яти чоловік. Ремонтно-експлуатаційне обслуговування здійснюється централізовано виїзними спеціалізованими ремонтними бригадами.

У відповідності до правил технічної експлуатації (ПТЕ) для дотримання норм з охорони праці передбачаються наступні захисні заходи.

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється для ПЛ-35 кВ грозозахисними тросами. Для території підстанції захист здійснюється блисківідводами, які встановлені на залізобетонних порталах і приєднані до загального контуру заземлення.

На підстанціях передбачено спеціальний захист від хвиль перенапруги, що набігають з ліній. Цей захист виконується розрядниками, які встановлено

з боків вищої, середньої і низької напруги силового трансформатора (СТ), а також розрядниками, які встановлено у шафах трансформаторів напруги закритого розподільчого пристрою 10 кВ.

Для контролю та профілактики ізоляції в мережах 6 і 35 кВ, на ПС передбачені спеціальні пристрої, які встановлені в приміщеннях загальнопідстанційного пункту керування (ЗПК). Стан ізоляції періодично перевіряється шляхом вимірювання омичного опору ізоляції відносно землі. В разі ушкодження ізоляції у трансформаторі власних потреб (ВП) можуть виникнути замикання не тільки на корпус але і між обмотками різних напруг. В наслідок замикання між обмотками, мережа низької напруги має $U > 1$ кВ, на яку ізоляція не розрахована. В результаті цього можлива поява небезпечних напруг доторкань і напруга кроку.

Виникнення к.з. в електроустановках, може привести до ушкодження обладнання і створити небезпеку ураження людей електрострумом. Для забезпечення безпеки людей та запобігання ушкодження обладнання проектом передбачено такі заходи: розташування обладнання на майданчику підстанції з дотриманням нормативних відстаней між струмоведучими частинами та землею; використання обладнання без конструктивних недоліків; застосування надійного заземлення з відповідною нормативною величиною опору; встановлення релейного захисту окремих елементів мережі.

Релейний захист елементів ПС спроектований в обсязі, який передбачений правилами ПУЕ і забезпечує швидке відключення при к.з. Режим роботи енергосистеми за частотою контролюється як диспетчерським персоналом, так і пристроями релейного захисту та протиаварійної автоматики, призначення яких полягає в запобіганні та ліквідації аварій. Апаратура цієї автоматики розташовується в релейних залах підстанцій. Релейні зали належать до приміщень з підвищеною небезпекою у відношенні ураження електричним струмом, оскільки існує можливість одночасного торкання струмоведучих частин і заземлених металевих каркасів та шаф з

апаратурою. Основні небезпечні фактори роботи електромонтера наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Оцінка факторів виробничого та трудового процесу електромонтера

№ з/п	Фактори виробничого середовища та трудового процесу	Нормативне значення	Фактичне значення	III клас: шкідливі та небезпечні умови, характер праці.			Довготривалість дії фактору за зміну %
				1 ступ.	2 ступ.	3 ступ.	
1	3-4 кл. небезпеки напруженість електромагнітного поля, кВ	5	7,5	1,5р	-	-	85
2	Вібрація локальна, дБ	92	95	3	-	-	80
3	Шум, дБА	80	90	-	10	-	80
4	Температура повітря, °С	27	31	-	4	-	90
	Швидкість руху повітря, м/с	0,3	0,5	-	-	0,2	90
	Відносна вологість,%	65	64	-	-	-	90
5	Тяжкість та напруженість праці	Категорія середньої важкості 2б; помірно-напружена					

5.2 Заходи з поліпшення умов праці

Останні 4-6 років Об'єднана Енергосистема України внаслідок певних причин працює з непостійною, частіше зі зниженою частотою електричного струму. Такий режим роботи небажаний, оскільки він підвищує ймовірність тяжких системних аварій, які можуть привести до значних народногосподарських збитків, загибелі та травматизму людей, екологічним катастрофам та т. ін.

Зниження частоти електричного струму живлячої мережі негативно відбивається, в першу чергу, на роботі електродвигунів, люмінесцентних та ламп розжарювання, обчислювальної техніки. Так, наприклад, у електродвигунів знижується продуктивність, у освітлювального обладнання знижується світловий потік, у моніторів обчислювальних машин підвищується коефіцієнт блимання. Зниження продуктивності електродвигунів таких механізмів, як сантехнічні вентилятори, повітродувки, живильні насоси охолоджувальних контурів, електрозасувки, електроблокування та т. ін. приводить до відхилення від розрахункових норм подавання (відведення, відсосу) води, повітря; збільшенню часу спрацьовування різних блокуючих та захисних пристроїв внаслідок чого, вони погіршують свою функціональність і можуть привести до аварії або нещасного випадку. Такі явища негативно відбиваються на умовах безпеки, виробничої санітарії та гігієні праці.

Зниження частоти живлячої напруги приводить до підвищення споживання двигунним навантаженням реактивної потужності та збільшенню втрат активної потужності (виділення тепла). Це явище зумовлює збільшення сили струму, яким живиться приймач електроенергії, а це в свою чергу викликає небажаний перегрів провідників, що приводить до дочасного старіння і руйнування ізоляції. Дочасне зношення ізоляції підвищує ймовірність виникнення замикань на корпус, небезпечних для людей, що обслуговують електроустановку; займань проводки або обладнання внаслідок замикань або перевантаження та більш складних і небезпечних аварій.

Вимірювальні органи всіх видів захистів та автоматики є трансформатори струму та напруги. Це обладнання встановлюється на відкритих розподільчих пристроях (ВРП).

В процесі експлуатації електричних мереж, внаслідок маніпуляцій комутаційними апаратами, можуть виникати так звані комутаційні перенапруги. Ці перенапруги, при належному стані устаткування, ізоляції і опору заземлюючого пристрою, небезпеки для обслуговуючого персоналу не являють. Однак, їх дія може бути шкідливою для ізоляції силових трансформаторів, яка часто виявляється нестійкою до імпульсних значень перенапруг. Для запобігання наслідків діяннн перенапруг використовується встановлення розрядників трубчастого та вентильного типів, які обмежують значення перенапруг.

Під час оперативних переключень всі операції виконуються вдвох. Контролююча особа повинна мати V групу з електробезпеки, виконуюча особа - IV або III. Для запобігання невірній дії персоналу на деякому обладнанні вжиті блокування. Блокування мають таке обладнання як роз'єднувачі, віддільники, короткозамикачі, комірки комплектних розподільчих пристроїв та т. ін. Для полегшення орієнтування чергового персоналу широко застосовуються світлові табло, сигнальні лампи, сирени, дзвінки, вказівні реле (блінкери). Дією чергового може безпосередньо керувати диспетчер, за допомогою телефонного або радіо зв'язку. Черговий виконує переключення за бланком, під наглядом особи, що контролює. На ВРП операції виконуються наступним чином:

Контролюючий зачитує операцію, яку повинен виконати черговий.

Черговий підходить до обладнання, звіряє диспетчерські найменування і встановлює належність обладнання до того чи іншого приєднання.

Оглядає фарфорові колонки ізоляторів на предмет тріщин, сколів, течі масла і їх нахилу.

Легким ворухінням важелів переконується, що саме ті рухомі частини керуються цим важілем.

Виконує операцію.

Контролюючий у бланку відображає виконання пункту.

При цьому всі особи, що знаходяться на ВРП повинні бути в захисних касках.

У разі дистанційного керування з щита управління або з панелі РЗА операції виконуються наступним чином:

Контролююча особа за бланком зачитує пункт операції, що виконується.

Черговий підходить до панелі управління або захисту, розташовується таким чином, щоб контролюючий міг бачити його дії.

Черговий береться за ключ управління і повторює вголос команду, яку повинен виконати.

Після дозволу контролюючого черговий виконує операцію.

Після виконання операції дистанційно, черговий перевіряє особовим оглядом стан комутаційних апаратів на місці, пофазно. Тільки після того, як черговий переконається у стані вимикача, дозволяються маніпуляції роз'єднувачами.

При операціях з шинним роз'єднувачем впроваджується централізована заборона автоматичного повторного включення (АПВ) шин. При операціях з лінійним роз'єднувачем, на протилежному кінці лінії блокується АПВ та підтверджується диспетчером. Ці заходи вживаються на випадок руйнування обладнання під час маніпуляції і недопущення повторного подання напруги на пошкоджений елемент, біля якого знаходиться персонал.

На низьковольтному обладнанні (до 1000В) дозволяється працювати торкаючись струмоведучих частин. При цьому слід користуватися захисними засобами та пристроями, такими як: діелектричні рукавички, чоботи, калоші, маски, окуляри, коврики, ізолюючі підставки.

Працювати на панелях дозволяється тільки інструментом з ізольованими ручками і заборонено використовувати неізольовані гаєчні ключі, металеві метри і лінійки, ножівки, викрутки з неізольованим стрижнем. Бажано, щоб ручки електроінструменту мали обмежуючі кільця.

Вимкнене положення комутаційних апаратів до 1000В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, невикатного виконання, пакетні вимикачі, рубильники закритого виконання) визначається перевіркою відсутності напруги на їх затискачах або дротах і шинах, що відходять від них. В електроустановках з заземленою нейтраллю при використанні двополюсного покажчика перевіряють відсутність напруги на всіх фазах, між фазами і на фазі відносно корпусу або заземлюючого провідника. Припускається використання заздалегідь перевіреного вольтметра. Щоб виключити помилкову дію персоналу з огороженого робочого місця на другі комутаційні апарати, кола останніх виводяться накладками або відкиданням дротів з цієї панелі. Встановлювати і знімати накладки повинні два робітники з групами IV і III (один з них зі складу оперативних робітників), користуючись рукавичками, штангами, кліщами.

Ділянка, на якій виконується робота, огорожується. Для тимчасової огорожі струмоведучих частин, що залишились під напругою, застосовують ширми, щити, екрани і т. ін., виготовлені з ізолюючих матеріалів. Відстань цих огорож до струмоведучих частин регламентується. На тимчасових огорожах вивішують надписи "Стій напруга" або відповідні плакати безпеки.

Всі складні роботи в колах вторинної комутації виконуються за завчасно складеним і затвердженим програмам з використанням схем. Всі роботи виконуються згідно нарядно-допускного порядку.

Для правильної роботи земельних захистів, встановлюється режим кількості заземлених нейтралей трансформаторів на підстанції. У разі виводу в ремонт трансформатору з заземленою нейтраллю, на іншому трансформаторі, що працював ізольовано від землі, вона заземлюється. Це робиться для постійності рівня струмів замикання на землю, які зумовлюються опором системи відносно землі. У випадку пофазного керування трансформатором, його нейтраль завжди заземлена заради уникнення його пошкодження [23].

Територія підстанції захищена блискавкоприймачами, грозозахисними тросами, що виключає можливість прямого удару блискавки у обладнання.

Для забезпечення чутливості захисних пристроїв (автоматів і запобіжників), підтримується певний рівень опору заземлюючого пристрою-4Ом. При цьому, як правило, використовуються заземлюючі провідники перерізом 10мм² (замість 4мм² рекомендованих ПУЕ) мідного дроту.

Опір ізоляції електрично зв'язаних вторинних кіл відносно землі, а також між колами різного призначення, електрично не зв'язаними, підтримується в межах кожного приєднання не нижче ніж 1МОм. Контроль рівня ізоляції виконується при планових перевірках захистів і кіл вторинної комутації шляхом випробування ізоляції підвищеною напругою і послідуєного заміру її опору згідно. Існують пристрої контролю ізоляції кіл постійного струму. При зниженні рівня нижче 100 кОм спрацьовує сигналізація і черговий вживає заходів для пошуку місця пошкодження.

Деякі види робіт в пристроях РЗА потребують використання малих напруг. Джерелом низької напруги, як правило 12В, виступає знижуючий трансформатор (використання автотрансформаторів заборонено). Захисний кожух трансформатору та його вторинна обмотка заземлюються. Мала напруга використовується для перевірки цілості електричних кіл, живлення переносних ручних світильників та в деяких технологічних операціях при обслуговуванні пристроїв РЗА.

Оперативні переключення в РУ підстанцій передбачено здійснювати черговим або оперативно ремонтним персоналом за наказом або з відома вище поставленого чергового персоналу. Для виключення можливостей випадкових торкань, або небезпечного наближення до струмоведучих частин, відповідно до проекту передбачені наступні заходи: розподільне розміщення 10 кВ виконується в окремих металевих шафах КМ-1Ф, які замикаються спеціальним ключем і мають попереджувальні знаки. Вимикачі у шафах установлені на викочувальних візках. На час ремонту візки викочуються і при цьому розмикаються контакти роз'єднувача, що створює видимий розрив у

колі. Механічна блокіровка не дозволяє включення вимикача при включеному положенні візка.

5.3. Технічні рішення з виробничої санітарії

5.3.1 Шум і вібрація на території підстанції

Відповідно до ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрация. Общие требования безопасности», на підстанціях захист від вібрацій здійснюється застосуванням віброгасіння, зниження рівня вібрації шляхом установки трансформаторів на фундаменти.

У зв'язку з тим що підстанції як правило віддалені від житлових забудов, спеціальні заходи щодо шумозахисту навколишньої території в проекті не застосовуються відповідно до ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности» [23].

5.3.2 Природне і штучне освітлення

У відповідності зі СНиП II-4-79 «Естественное и искусственное освещение» на території підстанції забезпечуються наступні норми освітленості: приміщення апаратного зв'язку - 150 лк; приміщення щита керування - 100 лк; зовнішнє висвітлення - 0,5 лк.

Зовнішнє освітлення підстанцій підприємства виконане прожекторними лампами типу СЗГ, які встановлені на спеціальних щоглах.

Світильники типу СЗЛ для освітлення ВРУ-35 кВ встановлені на стійці СВ-95-1 на висоті 7 м ; світильники типу СЗЛ, призначені для підсвічування

трансформатора. Внутрішнє здійснюється на напрузі 220 В люмінесцентними лампами і лампами накаливання.

Освітлення чарунок КМ-1 Ф виконано лампами накаливання, які встановлені в стінці чарунки, доступ до яких передбачений лише для персоналу ПС, який повинен дотримуватися усіх вимог з безпеки згідно [28].

5.4 Електробезпека

Для забезпечення електробезпеки обслуговуючого персоналу і нормальної роботи систем РЗА, ПА і АСУ ТП виконується захисне і робоче заземлення пристроїв цих систем згідно з вимогами ПУЕ.

Для вимірювальних кіл трансформаторів струму і трансформаторів напруги повинні використовуватись кабелі з металевією оболонкою або оболонкою і бронею. В одному контрольному кабелі не припускається об'єднання кіл різних класів по рівню випробувальної напруги, вимірювальних кіл напруги і струму, кіл управління с колами вимірів і сигналізації, а також з силовими колами.

Рекомендується кабельні лінії різного призначення прокладати по різних трасах, виконуючи з'єднання кабелів горизонтальними заземлювачами. Металеві оболонки і броня кабелів повинні заземлюватись в місці вводу в будівлю релейного щита, а також в місцях кінцевого розділення кабелів. Металеві короби, по яких прокладаються кабелі слід заземлювати через 5-10 метрів.

Для кіл міжмашинного обміну повинні застосовуватись тільки екрановані симетричні кабелі. Ці кабелі повинні прокладатись на якомога більшій відстані від силових кіл.

Взагалі, в залежності, від характеру впливу ЕМІ на лінії зв'язку і підімкнену до них релейну апаратуру можуть бути рекомендовані наступні способи захисту:

- застосування дводровових симетричних ліній зв'язку, добре ізольованих між собою та від землі;
- виключення застосування однодротових зовнішніх ліній зв'язку;
- екранування підземних кабелів з мідною, алюмінієвою, свинцевою оболонкою або прокладання їх в сталевих конструкціях, трубах;
- електромагнітне екранування блоків та вузлів апаратури;
- використання різного роду захисних вхідних пристроїв і грозозахисних засобів (троси, заземлюючі контури і т. ін.).

Як заходи захисту від прямого дотику застосовані: ізоляція струмоведучих частин; огороження і оболонки; бар'єри; розміщення поза зоною досяжності. Як заходи захисту у разі непрямого дотику застосовані: Автоматичне відключення живлення; ізолювальні зони; система зрівнювання потенціалів; електричне відокремлення кіл.

Існуючі та проєктовані заходи захисту від ураження електричним струмом-відповідають вимогам ДСН 3.3.6.037, ДСНіП 239-96, ГОСТ 12.1.002-84, Д СанПіН 3.3.6-2002.

Струмоведучі частини повністю покриті ізоляцією, яка може бути усунена тільки шляхом руйнування. Ізоляція струмоведучих частин електрообладнання повинна відповідати стандартам або технічним умовам на це електрообладнання. ВРУ-35кВ підстанції огорожено. Струмопровідні частини електрообладнання і ошиновка 35кВ знаходяться поза зоною досяжності на висоті не менше 3,2 м від рівня землі.

Розподільний пристрій 6кВ і розташоване в окремому примі-ннї. Струмоведучі частини РП вміщені в оболонки, якими забезпечується ступінь захисту не менше IP2X за ГОСТ 14254.

Для електрообладнання, яке може зберігати електричний заряд після відключення (наприклад, конденсатори), для запобігання дотику до нього

повинен бути виконаний попереджувальний напис. Перед дотиком до струмоведучих частин відключених конденсаторних батарей необхідно провести додатковий розряд замиканням висновків накоротко і на корпус металевою шиною з заземлювальним провідником, укріпленої на ізолюючій штангі.

Для забезпечення автоматичного відключення живлення необхідно виконати систему заземлення і основну систему зрівнювання потенціалів, а також забезпечити координацію характеристик захисних пристроїв, які здійснюють це відключення.

Оскільки вища напруга ПС 35 кВ, то спеціального захисту від електромагнітних полів відповідно до ГОСТ 12.1.006.-84 «Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования» не передбачається.

Розрахунок захисту від блискавки для типової підстанції підприємства згідно з СН 305-77 (ПС другої категорії): захист здійснюємо на порталах ВРУ 35 кВ, а також окремо встановлених на території підстанцій.

5.5 Індивідуальні засоби захисту

Згідно з вимогами ПТЕ окрім вище зазначених заходів на підстанції що проектується є індивідуальні засоби захисту від ураження електричним струмом: оперативні та вимірювальні штанги; ізолюючі та вимірювальні електрокліщі; вказівники напруги, ізолюючі пристрої і засоби для ремонтних робіт; діелектричні рукавички, гумові килими, ізолюючі підставки, та переносні заземлення. На території ПС розміщені плакати та попереджувальні знаки. В процесі експлуатації, ізолюючі засоби захисту періодично проходять випробування підвищеною напругою згідно ПТЕ. На території ПС ЗРУ 10 кВ забезпечуються наступні метеорологічні умови: температура 25 °С ; відносна вологість 60%; швидкість руху повітря 0,2 м/с.

Ці умови досягаються завдяки застосуванню пристроїв вентиляції та опалення ЗРУ згідно з вимогами СНиП 2.04.85-86 “Отопление, вентиляция и кондиционирование”.

При роботах на відкритій території підстанції для попередження надмірних переохолоджень і перегрівів передбачено для обслуговуючого і ремонтного персоналу застосування спецодягу й організація перерв у роботі.

Ці заходи необхідні, тому що при тривалій роботі в умовах мікроклімату знижується опір організму до розвитку захворювань м'язової і суглобної систем.

5.6 Пожежна безпека

Проект розроблений у суворій відповідності з ДБН В.1.1-7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва». Несучі та огорожувальні конструкції виконані з негорючих матеріалів. Будинки належать до II ступеня вогнестійкості і мають евакуаційні виходи безпосередньо назовні або через тамбури згідно з п.5.13 та п.5.12 ДБН В.1.1.7-2002.

Ширина евакуаційних шляхів виконана відповідно до п.5.28 ДБН В.1.1-7-2006. Евакуаційні виходи з будівель виконані у відповідності до вимог п.5.9 та п.5.18 ДБН В.1.1.7-2006. На ОРУ-35кВ для запобігання розтікання масла та розповсюдження пожежі при пошкодженні маслонаповнених силових трансформаторів 35/6кВ проектом передбачені мастилоприймач, мастиловідводи і мастилозбірник заглибленого типу об'ємом 45м³ (см.л.15 М2223.7-ЕСП).

Обсяг мастилоприймача розрахований на одночасний прийом 100% олії, що міститься в корпусі трансформатора. Пристрій мастилоприймача і мастиловідводів виключає перетікання мастила (води) з одного мастилоприймача в іншій, поширення пожежі, засмічення мастиловідводу і

забивання його снігом, льодом і т.п. Мастиловідводи забезпечують відведення з мастилоприймача масла і води, що застосовується для гасіння пожежі. Мастиловідводи виконані у вигляді підземних трубопроводів з чавунних каналізаційних труб $\varnothing 150\text{мм}$.

Відповідно до п.4.2.71 ПУЕ-85г., Т.к. силові трансформатори 10МВА 35/6кВ одиничною потужністю менше 63МВА протипожежний водопровід і водойма не передбачаються.

В якості протипожежних заходів на підстанції передбачені наступні заходи: застосування кабелів з ізоляцією, що не підтримують горіння; підключення швидкодіючими релейними захистами кабелів; установка пожежних щитів з вуглекислотними вогнегасниками, совковими лопатами і ящиками з піском для гасіння пожежі.

Таблиця 5.2 – Первинні засоби вогнегасіння на підстанціях

Найменування Споруди	Найменування та тип засобів вогнегасіння	Кіл-сть шт.
ВРУ – 35 кВ	Ящик з піском	2
	Щит с первинними засобами вогнегасіння	2
	Вогнегасник ОУ 8	2
ЗРУ-10 кВ	Вогнегасник ОУ 8	4
	Пересувний вогнегасник ОУ 80	1
ЗПК	Вогнегасник ОУ 2	4

Металеві конструкції запроектовані відповідно до вимог СНиП II-23-81, СНиП 2.01.07-85. Марки сталі, прийняті в залежності від групи конструкцій. Всі заводські з'єднання металокопункцій прийняті зварні, монтажні - зварні та на болтах нормальної та грубої точності.

Для забезпечення необхідної вогнестійкості всі металокопункції покриваються емалевими складами по ґрунтованій поверхні.

Таким чином, вимоги щодо пожежної небезпеки відповідають нормам.

Таблиця 5.3 – Категорія виробництва за пожежо - і вибухонебезпечністю

Найменування вузлів і допоміжних споруд	Категорія виробництва за СНиП	Характеристика будівельних конструкцій	Клас приміщення за ПУЭ
Вузол установки силових трансформаторів	В Пожежонебезпечне. У трансформаторах є трансформаторне масло з температурою возгорання 135 С	Незгоряємі (залізобетонні і сталеві)	ПІ
ВРП – 35 кВ	Г	Незгоряємі (із збірного залізобетону і сталі)	-
ВРП – 10 кВ	В	Незгоряємі (з елементів БМЗ)	ПІ
Кабельні канали	В	Незгоряємі конструкції	ПІ

Згідно з “Указаниями по проектированию противопожарных мероприятий и обнаружения пожара на энергетических объектах” проектувана підстанція відноситься до другої групи підстанції з одиночною потужністю трансформатора 10 МВА. ПС обладнана протипожежним водопроводом. Для запобігання розтікання масла і поширення пожежі передбачене спорудження маслоприймачів, масло відводів і масло збірників.

Ступінь вогнестійкості усіх будівель згідно СНиП2.01.02-85 “Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений”

приймається II. До будівель і споруд забезпечуються під'їзди пожежних машин. Гасіння пожеж на підстанції передбачається міською пожежною командою, а також первинними засобами гасіння пожежі, які встановлені на протипожежних щитах згідно таблиці 4.2, 4.3.

Прийнятий обсяг протипожежних заходів забезпечує вимоги ГОСТ12.1.004 – 91 «Пожарная безопасность. Общие требования».

5.7 Рішення щодо захисту навколишнього середовища

Стан навколишнього середовища в Україні викликає серйозну стурбованість, оскільки є результатом економічних помилок і екологічних прорахунків. Тому вже практично не можливе самовідновлення і самоочищення природного середовища, йде активна деградація і небезпечно знищення запасів природних ресурсів [36].

У зв'язку з цим сформульовані основні шляхи виходу України з важкої екологічної кризи:

- розробка комплексних програм по охороні природи на основі моніторингових спостережень;
- збільшення витрат на охорону природи і прискорення темпів будівництва природоохоронних об'єктів
- заборонення відступу від проектів, які завдають шкоди навколишньому середовищу і інше.

Проектовані об'єкти системи електропостачання фабрики, шкідливих джерел впливу на навколишнє середовище не мають.

Встановлений електрообладнання з технологічного процесу воду і повітря не споживає, тому викидів забруднюючих атмосферу і воду немає.

Електромагнітне випромінювання від установлюваного електрообладнання та кабельних ліній промислової частоти знаходиться в межах допустимих санітарних норм СН 245-75.

Радіаційне випромінювання від установлюваного електрообладнання, не перевищує природний фон.

Низький рівень шуму і вібрації від встановленого електрообладнання забезпечується їх конструктивними рішеннями за рахунок низької потреби механічної енергії і становить 20 дБ, що не перевищує допустимі норми по СНіП II-12-77 «Захист від шуму».

При будівництві максимально зберігаються зелені насадження і рослинний покрив у місцях спорудження фундаментів і установки опор, після будівництва зелені насадження і рослинний покрив відновлюється.

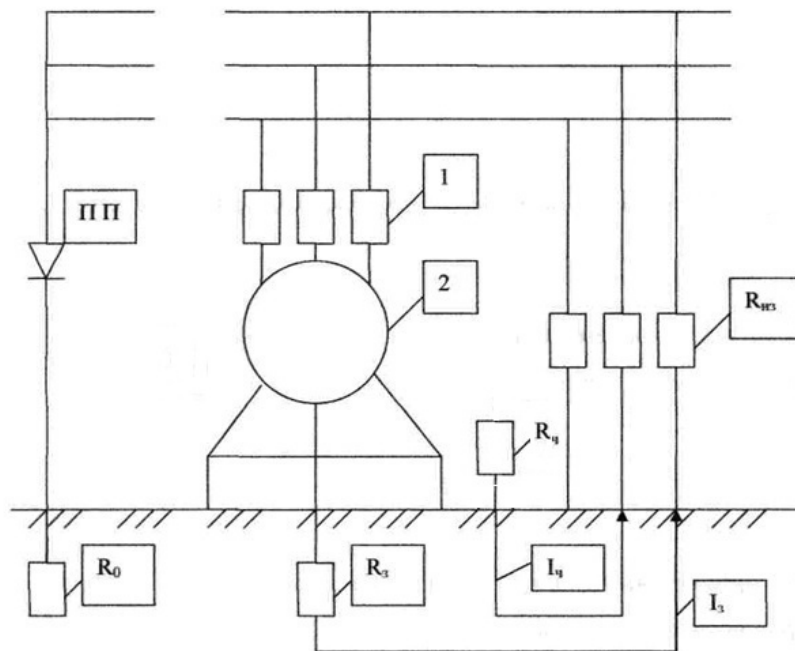
При аварійних ситуаціях у проектованій системі електропостачання відсутні шкідливі викиди небезпечні для життя і здоров'я людей. Враховуючи екологічну безпеку об'єкта, заходи з охорони навколишнього середовища не передбачаються.

5.8 Розрахунок захисного заземлення

Відкриті провідні частини електроустановки за допомогою захисних провідників повинні бути приєднані до системи заземлення. На підстанції застосований тип системи заземлення TN-C. Захисне заземлення та заземлення системи блискавкозахисту будівель та споруд підстанції здійснюється за допомогою одного спільного заземлювального пристрою. В якості заземлюючих пристроїв використовуються природні і штучні заземлювачі, з'єднані сталеву смугою 40x4. Опір заземлювального пристрою, який є спільним для високовольтних і низьковольтних електроприймачів, не повинно перевищувати 0,5 Ом в будь-який час року.

У кожній споруді виконана основна система зрівнювання потенціалів, яка реалізована шляхом приєднання до головної заземлювальної шини електроустановки таких провідних частин: захисних провідників; заземлювальних провідників пристроїв захисного та блискавко заземлень; металевих труб комунікацій; металевих частин каркаса будинку (споруди) і металевих конструкцій виробничого призначення; металевих частин систем вентиляції та кондиціонування; основних металевих частин будівельних конструкцій; металевих оболонок, екранів і броні кабелів.

Прийmemo як заземлення вертикальні електроди стрижньові завдовжки 10 м і діаметром 11 мм. Питомий опір ґрунту в місці розташування заземлень 100 Ом·м. Принципова схема заземлення електрообладнання показана на рисунку 5.1.



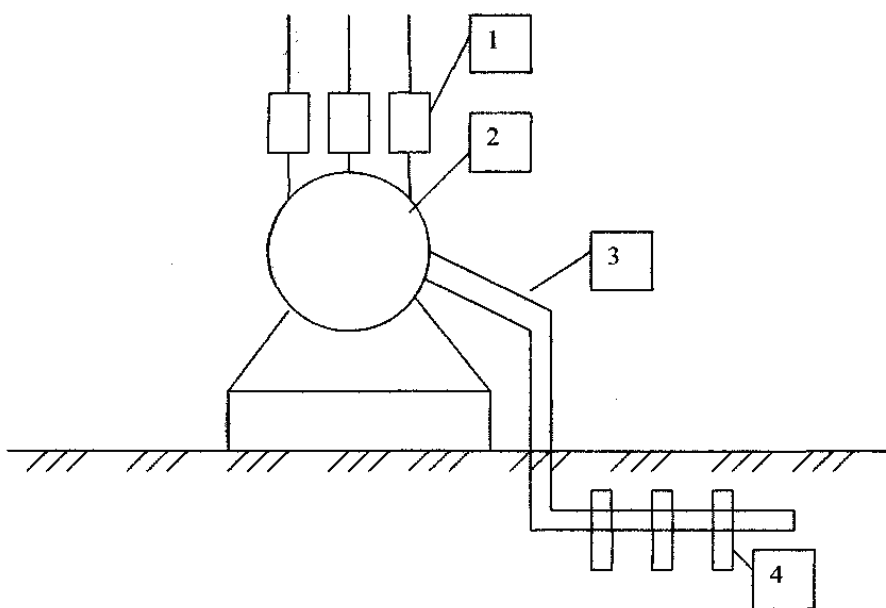
ПП - пробивний запобіжник; R_0 - заземлення нульової крапки трансформатора; $R_з$ - заземлюючий пристрій; $R_{из}$ - опір ізоляції; $I_з$ - струм, замикання на землю; $I_ч$ - струм, що протікає через людину; 1 - плавкі вставки; 2 - електродвигун

Рисунок 5.1 - Принципова схема захисного заземлення

Всі з'єднання виконуються зварюванням. Відкрито прокладені магістралі заземлення покриваються антикорозійною фарбою. Поразка

людини електричним струмом може трапитися не тільки при дотику її до струмоведучих частин, але і в результаті контакту з металевими корпусами електроустаткування, яке випадково опинилося під напругою в наслідок пошкодження ізоляції. Для попередження подібних випадків поразки електричним струмом широко використовують захисне заземлення і занулення. Для розрахунку заземлюючого пристрою спочатку визначаємо опір розтікання струму одного вертикального електроду.

Схема заземлюючого пристрою показана на рисунку 5.2.



1 - плавкі вставки; 2 - електродвигун; 3 - сполучна смуга; 4 – трубчасте заземлення.

Рисунок 5.2 - Виконання заземлюючого пристрою

Глибина розташування середини електроду від поверхні землі:

$$t = t_0 + \frac{1}{2};$$

де t_0 – відстань від верхньої точки трубчастого заземлення до поверхні землі, м (t_0 = від 0,5 до 1 м).

У нашому випадку $t_0 = 0,5$ м.

По-перше розрахуємо: $t = 0.5 + \frac{10}{2} = 5.5$ м;

$$R_e = \frac{\rho}{(2\pi \cdot l)} \cdot \left[\left(\ln \frac{2l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4t+l}{4t-l} \right) \right] \text{ Ом} \quad (5.1)$$

де R_e – опір розтіканню струму одного вертикального електроду, Ом
 ρ – питомий опір ґрунту в місці розташування заземлень, Ом·м
 l – довжина трубчастого електроду, м
 d – діаметр трубчастого електрода, м
 t – глибина розташування середини електрода від поверхні землі, м
 Тепер маємо всі показники для розрахунку R_e :

$$R_e = \frac{100}{(2 \cdot 3.14 \cdot 10)} \cdot \left[\left(\ln \frac{2 \cdot 10}{0.011} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 5.5 + 10}{4 \cdot 5.5 - 10} \right) \right] = 9.07$$

Знайдену величину R_e порівнюємо з допустимим опором заземлюючого прибудую $R_{\text{доп}}$.

R_e (9,07 Ом) > $R_{\text{доп}}$ (4 Ом), тобто потрібно шукати необхідну кількість вертикальних електродів.

Для цього спочатку підрахуємо попередню кількість заземлень без урахування сполучної штиби (повинен бути цілим числом) по формулі:

$$n' = \frac{R_e}{R_{\text{доп}}} \quad (5.2)$$

де $R_{\text{доп}}$ – допустимий опір заземлюючого пристрою, Ом береться залежно від напруги струму, який поданий на електроустановку.

У нашому випадку: 4 Ом для установок з напругою до 1000 В.

$$n' = \frac{9,07}{4} \approx 3 \text{ шт.}$$

Потім встановлюємо потрібну кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{n'}{\eta_e}, \quad (5.3)$$

де η_e - коефіцієнт використання вертикальних електродів, який враховує обопільне екранування.

Для вибору цього коефіцієнту приймаємо значення відношення відстані між електродами до їх довжини «параметр а» і вибираємо його залежно від попередньої кількості заземлень n_1 і «параметру а».

Приймемо $a = 1$. Заземлення розміщені в ряд. Тоді визначуваний за (0,73):

$$n = \frac{3}{0.73} \approx 5 \text{ шт.}$$

Знаючи кількість заземлень, знаходимо довжину сполучної штиби (L), яка сполучає всі вертикальні стрижньові електроди по формулі:

$$L = a \cdot n \cdot l, \quad (5.4)$$

де a – значення відношення відстані між електродами до їх довжини.

Розраховуємо довжину сполучної штиби:

$$L = 1 \cdot 5 \cdot 10 = 50 \text{ м}$$

Розраховуємо опір розтіканню струму сполучної штиби без урахування екранування по формулі:

$$R_u = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t_0} \right] \quad (5.5)$$

де b – ширина сполучної штиби, м $b=d$.

$$R_u = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot 50^2}{0,011 \cdot 0,5} \right] = 3,64 \text{ Ом.}$$

Останнім визначаємо загальний опір заземлюючого пристрою R_3 , який складається з опору вертикальних електродів і опору сполучної штиби:

$$R_3 = \frac{R_e \cdot R_u}{R_e \cdot \eta_u + R_u \cdot \eta_l \cdot n} \quad (5.6)$$

де коефіцієнт використання сполучної штиби $\eta_u = 0,72$.

Розраховуємо загальний опір заземлюючого пристрою R_3 :

$$R_3 = \frac{9,07 \cdot 3,64}{9,07 \cdot 0,72 + 3,64 \cdot 0,72 \cdot 5} = 1,68 \text{ Ом.}$$

Розраховане значення R_3 порівнюємо з $R_{дон}$.

R_3 (1,68 Ом) < $R_{дон}$ (4 Ом), тобто опір заземлюючого пристрою менше допустимого опору.

Висновок: заземлення розраховане згідно з нормами і воно забезпечує безпеку працівників.

ВИСНОВКИ

1) Встановлено, що технологічні витрати на транспортування електроенергії складають 19% загального відпуску. В окремих областях України втрати електроенергії досягають 30%. У структурі втрат по елементах систем електропостачання основна частина втрат припадає на лінії електропередач та трансформатори.

2) За запропонованою методикою розрахунку втрат електричної енергії в мережах 0,38 – 2кВ, плануванням експерименту з обмеженнями 380 – 2000В (як гранично допустима для використання в населених пунктах напруга) побудовано графік та визначено відповідне рівняння залежності втрат електричної енергії від напруги живлячої мережі.

3) Встановлено, що повні втрати енергії зменшуються при збільшенні напруги для даної мережі нелінійно, а також, що графік переходить практично в пряму після напруги 1300В і подальше підвищення напруги недоцільне. Різниця між втратами на напрузі 1300 В та 2000В складає всього 502 кВт год /рік.

4) В результаті розрахунку встановлено, що різниця між втратами при переході з 380 В на 1300 В складе – 28920,62 кВт год/рік, або еквівалентно економії близько 55 тис. грн/рік, тобто втрати зменшуються у 3 рази.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Железко, Ю. С. Оцінка втрат електроенергії, обумовлених інструментальними похибками виміру [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №10. — С. 185-189.
2. Железко, Ю.С. Систематичні і випадкові похибки методів розрахунку втрат навантажень електроенергії [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №12. — С. 158-163.
3. Железко, Ю.С. Визначення інтегральних характеристик графіків навантаження для розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №11. — С. 153-168.
4. Железко, Ю.С. Принципи нормування втрат електроенергії в електричних мережах і програмне забезпечення розрахунків [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №9. — С. 133-142.
5. Железко, Ю.С. Розрахунок нормативних характеристик технічних втрат електроенергії [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2002. — №2. — С. 189-196.
6. Железко, Ю.С. Розрахунок втрат електроенергії в енергосистемах з реверсивними міжсистемними зв'язками [Текст] / Ю. С. Железко // Електрика — Вінниця : ВНТУ, 1996. — №7. — С. 125-138.
7. Клер, А.М., Деканова, Н.П., Степанова, Е.Л. Оптимизация режимных параметров и состава работающего оборудования крупных энергоисточников // Известия РАН. Энергетика. 2004. № 6. — 43–52 с.
8. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчёт. /А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович - К.:Техника, 1985. — 279 с.

9. Жежеленко, И. В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях [Текст] / И. В. Жежеленко - М. Электроатомиздат, 1986 – 168 с.
10. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций [Текст] / Б.Н. Неклепаев - М.: Энергия, 1976. – 552 с.
11. Усатенко, С.Т, Даченюк Т. К., Терехова, М. В. Выполнение электрических схем по ЕСКД [Текст] / С.Т Усатенко, М.В. Терехова, Т.К. Даченюк - М.: Издательство стандартов, 1989. – 325 с.
12. Гарнов, В.К. Оптимизация работы мощных металлургических установок [Текст] / В.К. Гарнов - М.: Металлургия, 1975. - 334 с.
13. Каталог-справочник: Силовые кремниевые вентили (диоды, тиристоры, симисторы). – М.: Информэлектро, 1970 г., 51 с.
14. Каталог-справочник: Выпрямительные агрегаты серий ВАК и ВАКВ. – М.: Информэлектро, 1970. - 83 с.
15. Семенко, Н.Г. Измерительные преобразователи больших электрических токов и их метрологическое обеспечение [Текст] / Н.Г. Семенко - М.: Издательство стандартов, 1984. – 152 с.
16. Спектор, С.А. Измерение больших постоянных токов [Текст] / С.А. Спектор – Л.: Энергия, 1978. – 215 с.
17. Розанов, Ю.К. Основы силовой преобразовательной техники [Текст] / Ю.К. Розанов - М.: Энергия, 1979. - 392 с.
18. Методичні вказівки до дипломного проектування з розділу “Охорона праці”. – ЗДІА: Запоріжжя, 2012р. – 48с.
19. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 713с.
20. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила / Видавництво: ДП “НТУКЦ” АсЕлЕнерго, Київ, 2003 р. – 612с.
21. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Энергия, 1987. – 578с.

22. Андреев, В.А. Релейная защита, автоматика систем электроснабжения [Текст] / В.А. Андреев – М.; Высшая школа, 1983. – 213с.

23. Князевский, Б.А. Охрана труда в электроустановках [Текст] / Б.А. Князевский – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 278 с.

24. Использование вторичных энергоресурсов на металлургических предприятиях Украины / Ботштейн, В. А., Каневский, А. Л., Литвиненко, В. Г., Скоромный, А. Л. // Экология и промышленность. – 2011. – № 1. – с. 85–90. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ekolprom_2011_1_18 – 10.11.18 – Заголовок з екрану.

25. Интегрированное планирование и управление процессами энергосбережения в энергетическом комплексе предприятия / Барбасова, Т. А. – 2015– [Электронный ресурс] – Режим доступа: WWW/URL: http://eneff.susu.ru/publish/Integririvannoye_planirovaniye_i_upravleniye_protsessami_yenergosberezheniya_v_teployenergeticheskom_komplekse_metallurgicheskogo_predpriyatiya/ – 14.11.2017 – Заголовок з екрану.

26. Перевод в условное топливо [Электронный ресурс] – Режим доступа: WWW/URL: http://www.vinser-audit.ru/fuel_calc – 16.11.2018 – Заголовок з екрану.

27. Швецов, В. Л. Опыт ОАО «Турбоатом» в создании и совершенствовании энергосберегающего оборудования для тепловых и атомных электростанций. Сборник научных трудов "Вестник НТУ "ХПИ" : Энергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування №5 , 2006 — с. 6. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: \WWW/ URL <http://archive.kpi.kharkov.ua/View/20644/> – 05.12.2018 – Заголовок з екрану.

28. Клер, А.М., Деканова, Н.П., Степанова, Е.Л. Оптимизация режимных параметров и состава работающего оборудования крупных энергоисточников // Известия РАН. Энергетика. 2004. № 6. – 43–52 с.

29. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления электростанциями / Клер, А.М. и др. Новосибирск: Наука, 1997. – 120 с.

30. Структура производства [Электронный ресурс] – Режим доступа: \WWW/ URL: <http://www.zaporizhstal.com/ru/predpriyatie/struktura-proizvodstva/> – 19.10.18 – Заголовок з екрану.

31. ДБН А.2.2-3-2004 - «Проектування. Порядок розробки, погодження та затвердження проектної документації для будівництва».

32. СН 174-75 - «Вказівки щодо проектування електропостачання промислових підприємств».

33. Анализ опасных и вредных производственных факторов [Электронный ресурс] – Режим доступа: WWW/URL: <http://trud.bobrodobro.ru/6620> – 10.12.2018 – Заголовок з екрану.

34. Мероприятия по обеспечению электробезопасности в цехе [Электронный ресурс] – Режим доступа: WWW/URL: <http://refdb.ru/look/2592551.html> – 11.12.2018 – Заголовок з екрану.

ДОДАТОК А

Демонстраційні матеріали до захисту дипломної роботи

Тема роботи: ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТРАНЗИТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ
МЕРЕЖАМИ ПАТ «ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО»

1

Магістр: гр. 8.1411з Шляхта Я.Ю.

Науковий керівник: к.т.н., доцент Башлій С.В.

Об'єкт дослідження – електричні мережі ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Предмет дослідження – процес зниження втрат електричної енергії в мережах ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Мета дослідження – визначити можливості зниження втрат електричної енергії за рахунок переведення приватних споживачів на більш високий клас напруги.

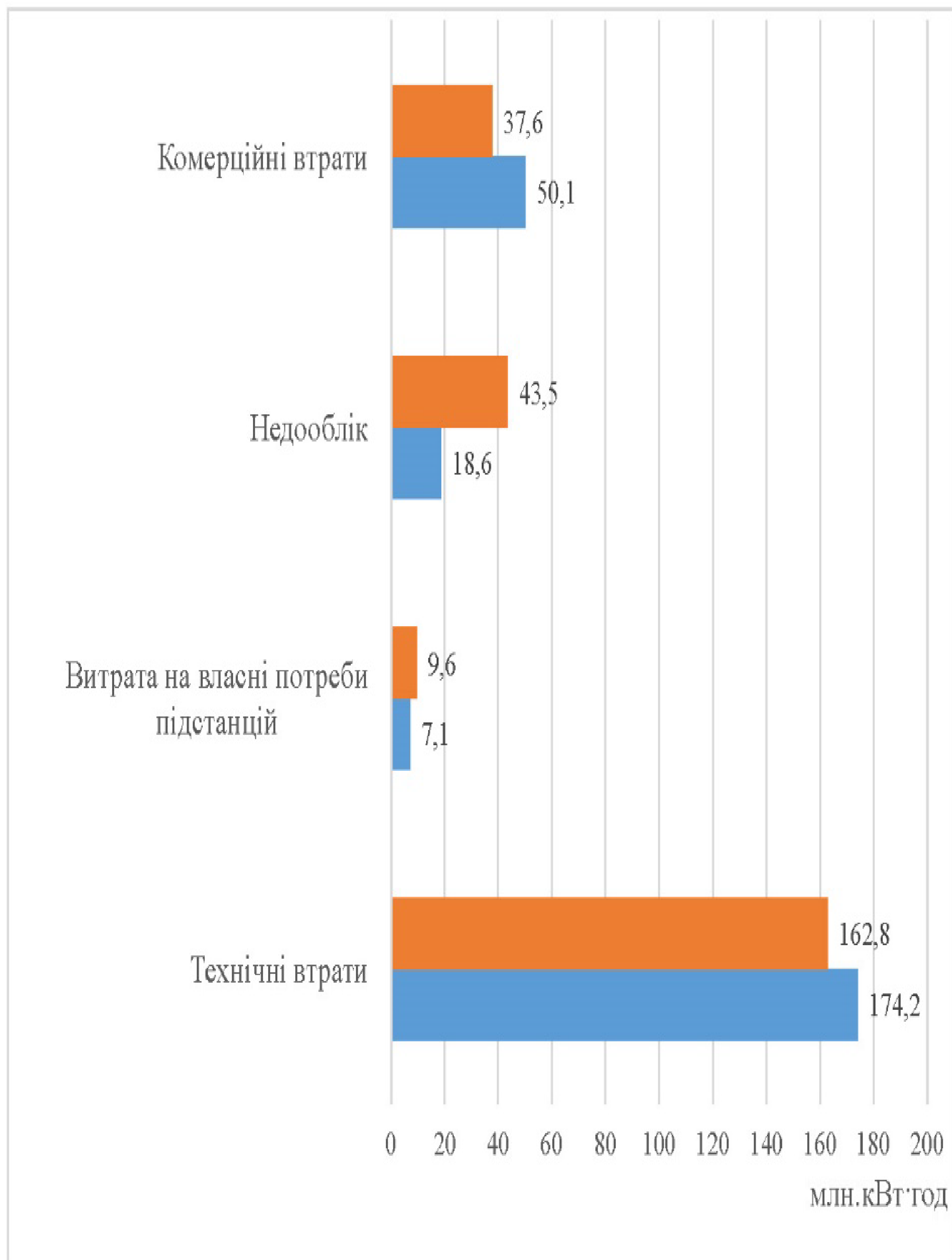
Методи дослідження – аналіз, співставлення, оцінки втрат електричної енергії.

Завдання роботи – дослідити методи зниження втрат електричної енергії енергопостачальної організації;

- провести аналіз сучасного стану розрахунку методів втрат,
- запропонувати варіант зниження втрат електричної енергії для мереж напругою 0,38 кВ;
- розробити методику розрахунку втрат електричної енергії в мережах 0,38 – 2кВ, засновані на методі планування експерименту;
- провести розрахунок втрат потужності для запропонованої мережі.

ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ ПАТ «ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО»

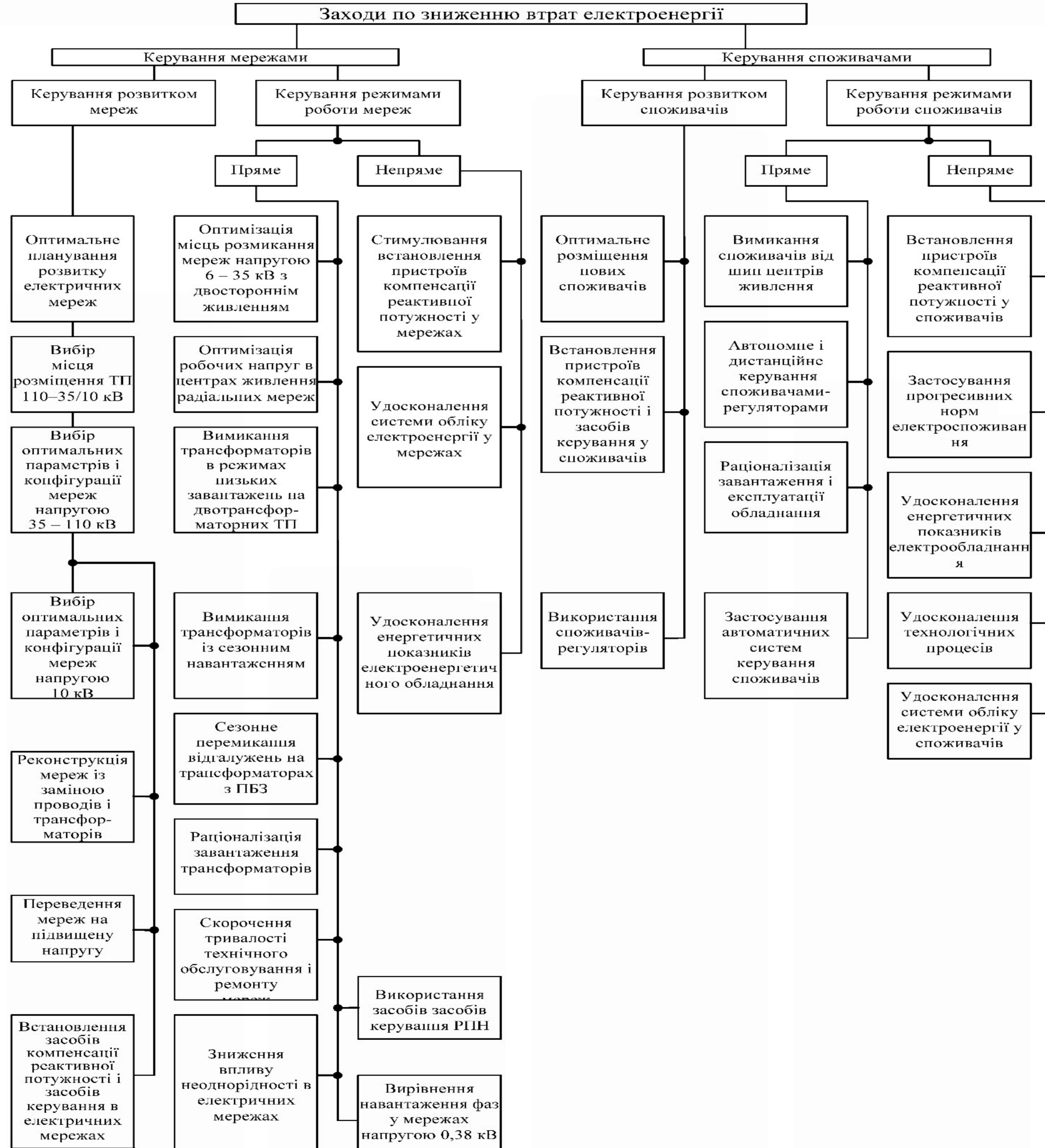
Оцінка структури складових втрат



Значення втрат електричної енергії для розподільчих мереж

Показники	Структура показника	Значення показників		
		Мінімальні	Середні	Максимальні
Втрати електроенергії, % до відпуску електроенергії у мережу	Загальні	3,1	4	6,5
	У лініях	0,1	1,2	3,9
	У трансформаторах	2,5	2,9	3,2
Втрати електроенергії, % до загальних втрат у мережі	Від навантаження у лініях	3,5	30	62
	Від навантаження у трансформаторах	15,9	26	43,6
	Умовно-постійні у трансформаторах	21	44	67,3

КЛАСИФІКАЦІЯ ЗАХОДІВ ЗІ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ



ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В МЕРЕЖАХ

Усереднений графік споживання електроенергії сільським абонентом за добу

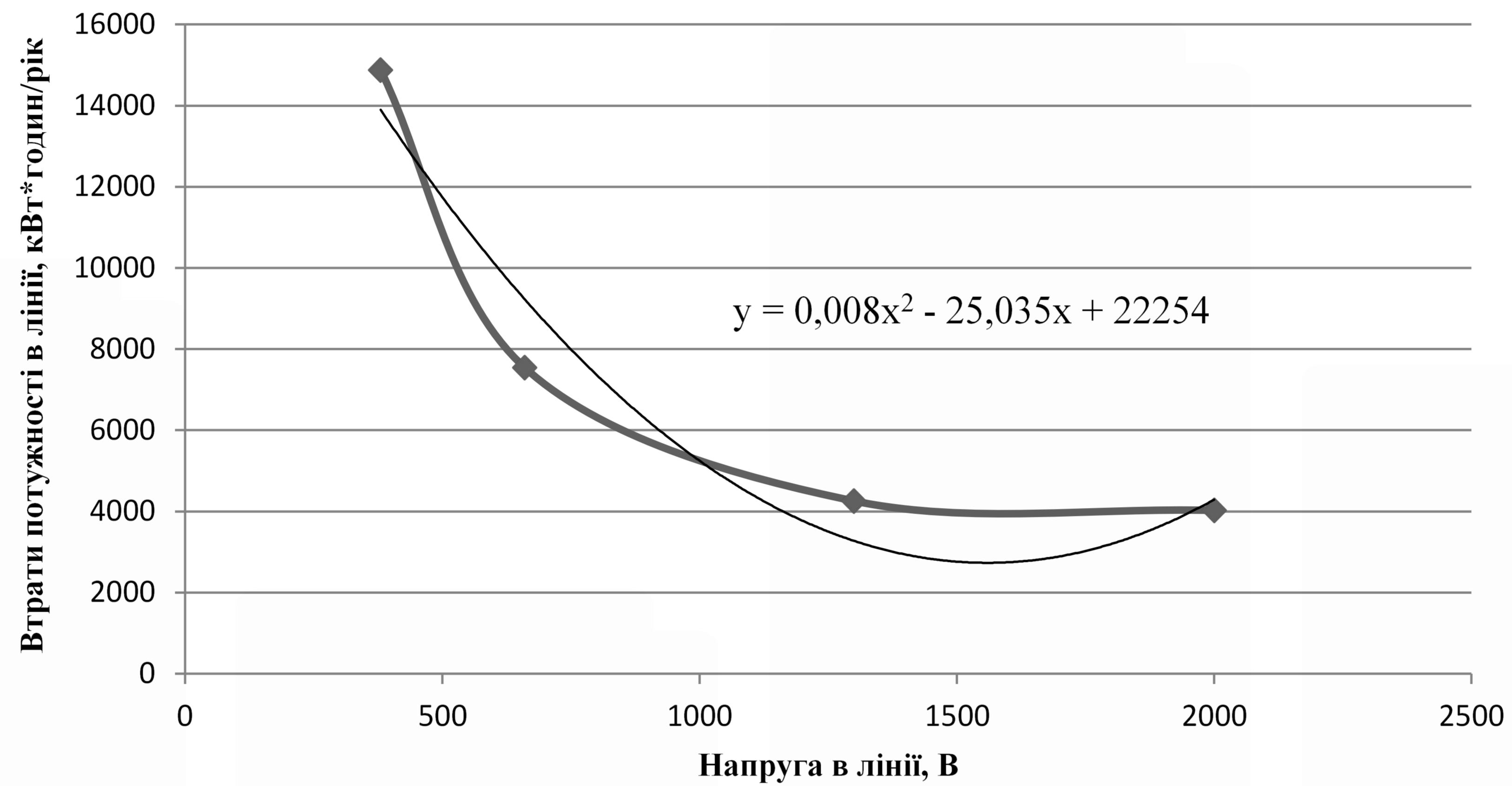


Розрахункові втрати потужності в живлячій мережі для напруги 380В

№ відрізка лінії	Втрата потужності, Вт		
	А	В	С
P ₁₋₄	0,377288	0,377288	0,377288
P ₄₃₋₄₆	1,509151	3,395589	1,509151
P ₄₀₋₄₃	3,395589	6,036603	3,395589
P ₃₄₋₃₇	6,036603	9,432192	6,036603
P ₃₁₋₃₄	9,432192	13,58236	9,432192
P ₂₈₋₃₁	13,58236	18,4871	13,58236
P ₂₅₋₂₈	18,4871	24,14641	18,4871
P ₂₂₋₂₅	24,14641	30,5603	24,14641
P ₁₉₋₂₂	30,5603	37,72877	30,5603
P ₁₆₋₁₉	37,72877	45,65181	37,72877
P ₁₃₋₁₆	45,65181	54,32943	45,65181
P ₁₀₋₁₃	54,32943	63,76162	54,32943
P ₇₋₁₀	63,76162	73,94839	63,76162
Всього	498,99862	507,43786	587,99862

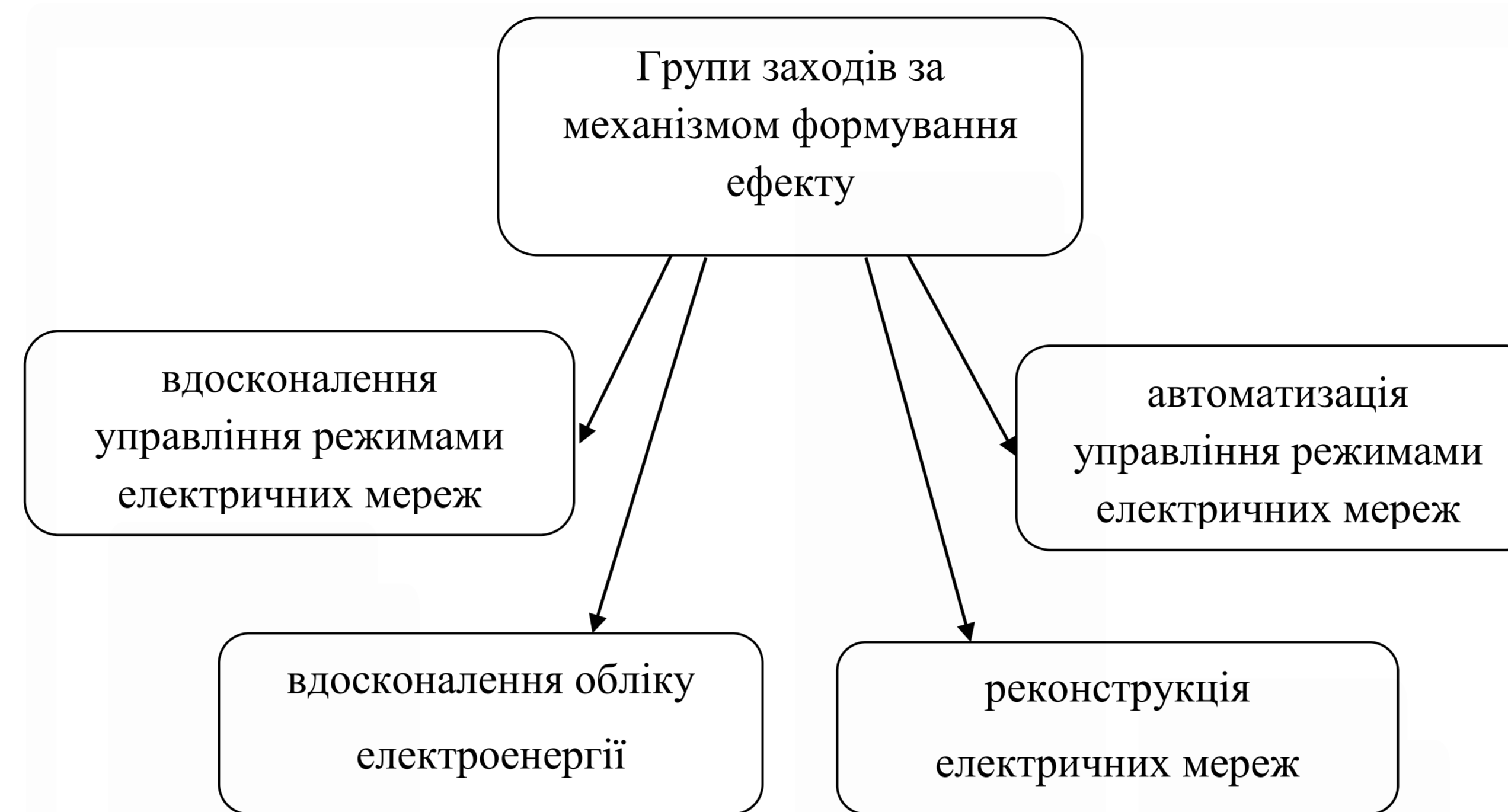
ВИЗНАЧЕННЯ РАЦІОНАЛЬНОЇ НАПРУГИ ЖИВЛЕННЯ ДЛЯ МЕРЕЖ ПАТ «ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО»

Графік залежності втрат в лінії від вищої напруги в лінії



Показник	380 В	660 В	1300 В	2000 В
Втрати на передачу енергії, кВт·год/рік	14870	7541	4526	4024

КЛАСИФІКАЦІЯ ЗАХОДІВ ЗІ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗА ЕКОНОМІЧНИМ КРИТЕРІЄМ



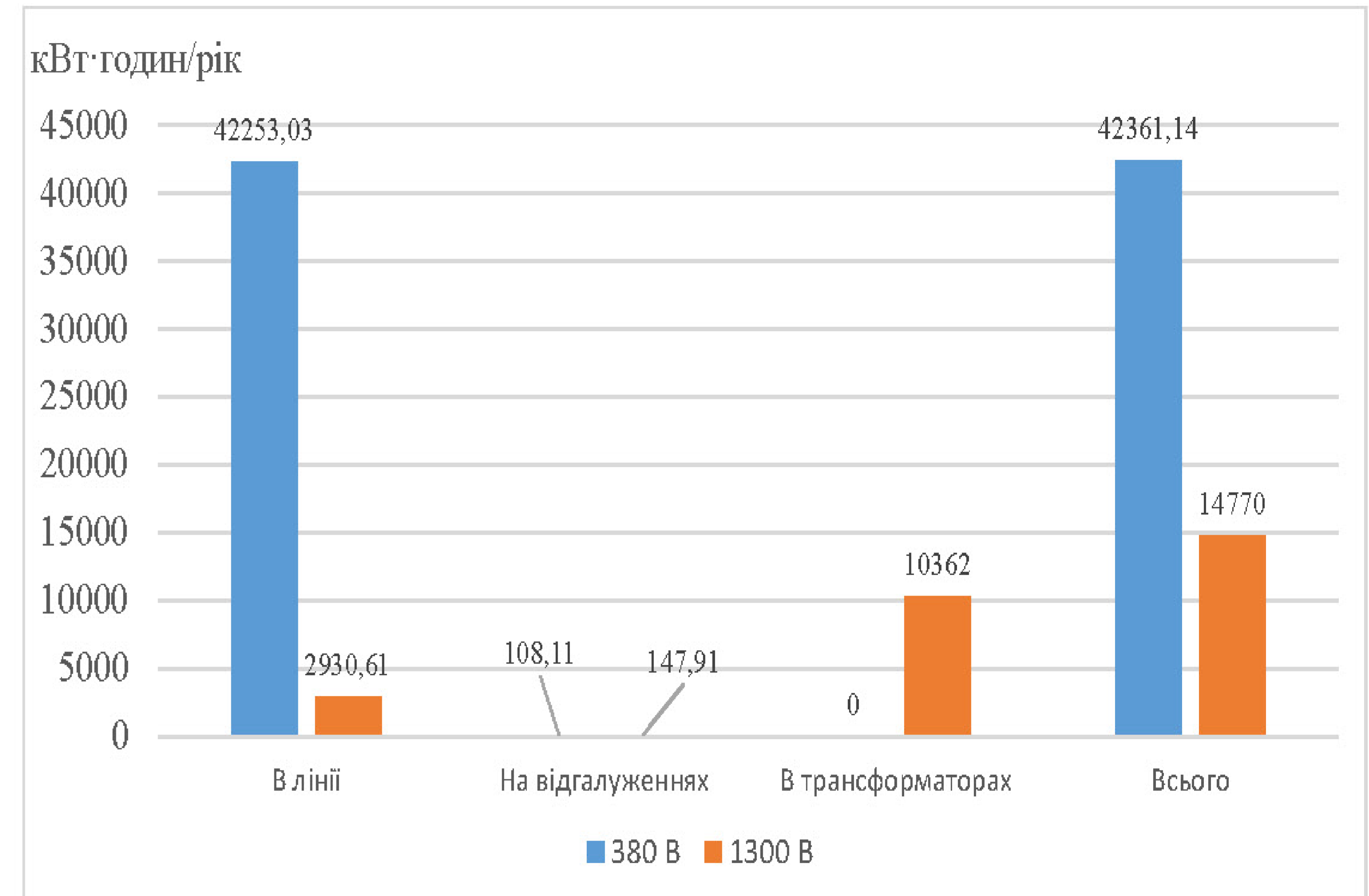
Строк окупності на впровадження заходу:

$$T_{ок} = \frac{Ц + З}{b \cdot \delta W - p \cdot Ц / 100},$$

де $T_{ок}$ - термін окупності витрат, років; $З$ - додаткові витрати, пов'язані з транспортуванням, установкою, монтажем устаткування; p - відсоток щорічних витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизаційних відрахувань від вартості устаткування; δW - річне зниження втрат електроенергії, кВт·год; b - вартість електроенергії на момент придбання устаткування, грн/кВт·год; $Ц$ - вартість устаткування, грн.

ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ ВІД ЗАПРОПОНОВАНОГО ПІДХОДУ В МЕРЕЖАХ ПАТ "ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО"

Втрати енергії, кВт·годин/рік	380 В	1300 В
В лінії	42253,03	2930,61
На відгалуженнях	108,11	147,91
В трансформаторах	-	10362
Всього	42361,14	14770



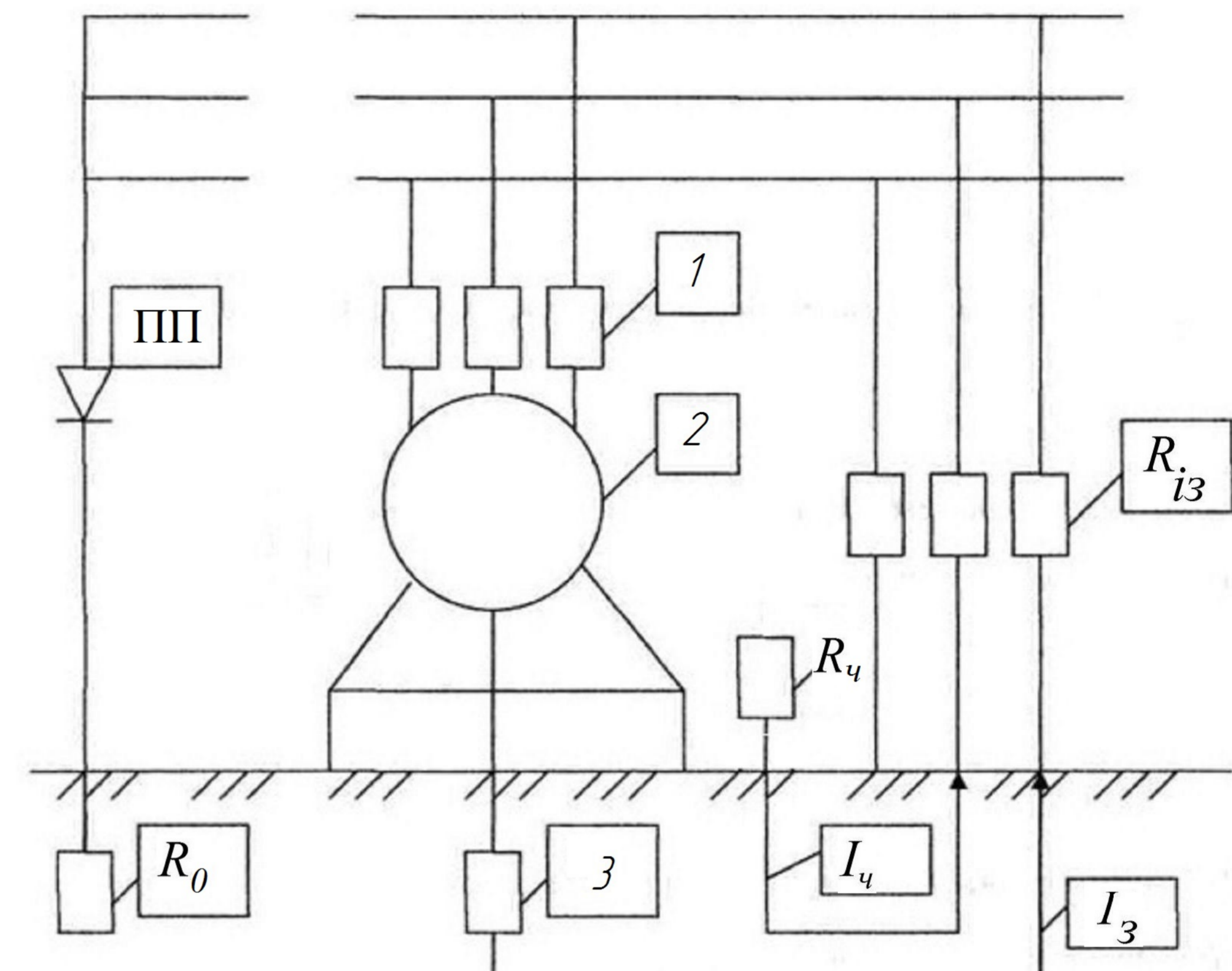
ПОРІВНЯННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОПОНОВАНОГО ПІДХОДУ НА ПРИКЛАДІ МЕРЕЖ С. ПІДПОРОЖНЯНКА

Найменування показника	380 В	1300 В
Втрати потужності в лінії, кВт·годин/рік	42253,03	2930,61
Втрати потужності на відгалуженнях, кВт·годин/рік	108,11	147,91
Втрати потужності в трансформаторах, кВт·годин/рік	-	10362
Повні втрати енергії, кВт·годин/рік	42361,14	14770
Вартість закупівлі трансформаторів, грн	-	100500
Строк окупності проекту роки	-	1,16

Оцінка факторів виробничого та трудового процесу електрика

№ п/п	Фактори виробничого середовища та трудового процесу	Нормативне значення	Фактичне значення	III клас: шкідливі та небезпечні умови, характер праці.			Довготривалість дії фактору за зміну %
				1 ступ.	2 ступ.	3 ступ.	
1	3-4 кл. небезпеки напруженість електромагнітного поля, кВ	5	7,5	1,5р	-	-	85
2	Вібрація локальна, дБ	92	95	3	-	-	80
3	Шум, дБА	80	90	-	10	-	80
4	Мікроклімат у приміщенні: -температура повітря, °С	27	31	-	4	-	90
	-Швидкість руху повітря, м/с	0,3	0,5	-	-	-	90
	-Відносна волога повітря,%	65	64	-	-	-	90
5	Тяжкість та напруженість праці	Категорія середньої важкості 2б; помірно-напружена					

Захист від ураження електричним струмом



Принципова схема захисного заземлення електрообладнання цеху

- ПП - пробивний запобіжник;
- R_0 - заземлення нульової точки трансформатора;
- R_{i3} - опір ізоляції;
- I_3 - струм, замикання на землю;
- I_4 - струм, що протікає через людину;
- 1 - плавкі вставки;
- 2 - електродвигун;
- 3 - заземлюючий пристрій.

Довжина електродів: $l=10$ м

Діаметр електрода: $d=0,011$ м

Довжина сполучної штиби: $L=50$ м

Опір заземлюючого пристрою: $R_3=1,68$ Ом

Кількість електродів: $n=5$ шт.

Опір сполучної штиби: $R_{ш}=3,64$ Ом

Глибина розташування середини електрода: $t=5,5$ м

1) Встановлено, що технологічні витрати на транспортування електроенергії складають 19% загального відпуску. В окремих областях України втрати електроенергії досягають 30%. У структурі втрат по елементах систем електропостачання основна частина втрат припадає на лінії електропередач та трансформатори.

2) За запропонованою методикою розрахунку втрат електричної енергії в мережах 0,38 – 2кВ, плануванням експерименту з обмеженнями 380 – 2000В (як гранично допустима для використання в населених пунктах напруга) побудовано графік та визначено відповідне рівняння залежності втрат електричної енергії від напруги живлячої мережі.

3) Встановлено, що повні втрати енергії зменшуються при збільшенні напруги для даної мережі нелінійно, а також, що графік переходить практично в пряму після напруги 1300В і подальше підвищення напруги недоцільне. Різниця між втратами на напрузі 1300 В та 2000В складає всього 502 кВт год /рік.

4) В результаті розрахунку встановлено, що різниця між втратами при переході з 380 В на 1300 В складе – 28920,62 кВт год/рік, або еквівалентно економії близько 55 тис. грн/рік, тобто втрати зменшуються у 3 рази.