

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 (магістерський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення ефективності сільських розподільчих електромереж ПрАТ  
«Запоріжжяобленерго»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1412  
спеціальності 141 Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Кулагін В. А.

(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., доц., Коваленко В.Л.

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

Рецензент д.т.н., проф., Артемчук В.В.

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

Запоріжжя  
2023

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 року

**ЗАВДАННЯ  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Кулагіну Владиславу Артуровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Підвищення ефективності сільських розподільчих електромереж ПрАТ «Запоріжжяобленерго»

керівник роботи Коваленко В.Л., д.т.н., доцент

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

затвержені наказом ЗНУ від « 01 » травня 2023 року № 639 - с \_\_\_\_\_


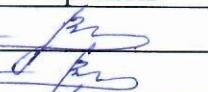
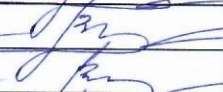

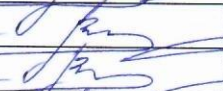



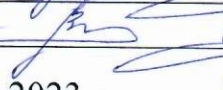

2 Строк подання студентом роботи 01 грудня 2023 р.

3 Вихідні дані до роботи: 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; час роботи трансформаторів на рік – 8760 годин.

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 ПрАТ «Запоріжжяобленерго» 2) Класифікація заходів зі зниження втрат електричної енергії 3) Визначення втрат потужності в мережах 4) Визначення раціональної напруги живлення 6) Класифікація заходів зі зниження втрат електричної енергії за економічним критерієм 7) Економічний ефект від запропонованого підходу 8) Порівняння ефективності запропонованого підходу 9) Висновки.

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Коваленко В.Л. д.т.н., доцент		
Розділ 2	Коваленко В.Л. д.т.н., доцент		
Розділ 3	Коваленко В.Л. д.т.н., доцент		
Розділ 4	Коваленко В.Л. д.т.н., доцент		
Розділ 5	Коваленко В.Л. д.т.н., доцент		

7 Дата видачі завдання 01.09.2023 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	30.09.2023	
2	Аналіз систем електропостачання сільських мереж	15.10.2023	
3	Визначення оптимального значення напруги живлення приватних споживачів	25.10.2023	
4	Техніко-економічні показники переведення приватних споживачів на більш високий клас напруги	10.11.2023	
5	Охорона праці та техногенна безпека	20.11.2023	

Студент  В. А. Кулагін  
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи  В.Л. Коваленко  
(підпис) (ініціали та прізвище)

**Нормоконтроль пройдено**

Нормоконтролер  І.І. Бандуренко

## АНОТАЦІЯ

Кулагін В. А. Підвищення ефективності сільських розподільчих електромереж ПрАТ «Запоріжжяобленерго».

Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник В.Л. Коваленко. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2023.

Створена та проаналізована ідеальна модель системи електропостачання типового населеного пункту. Проведені розрахунки втрат при різних режимах роботи системи електропостачання, побудований графік споживання електричної енергії погодинно за добу, та розраховані втрати електричної енергії у трансформаторі в залежності від тривалості його роботи. Порівняно результати втрат при різних режимах роботи та визначено напругу з найменшими показниками втрат.

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

## ABSTRACT

Кулагін В. А. Підвищення ефективності сільських розподільчих електромереж ПрАТ «Запоріжжяобленерго».

Qualification final work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, supervisor V.L. Kovalenko. Zaporizhzhya National University, Engineering Educational and Scientific Institute named after Yu.M. Potebni, Department of Electrical Engineering and Energy Efficiency, 2023.

An ideal model of the power supply system of a typical settlement has been created and analyzed. Calculations of losses in different modes of operation of the power supply system were carried out, a graph of electricity consumption per hour per day was built, and the losses of electrical energy in the transformer depending on the duration of its operation were calculated. The results of losses under different operating modes were compared and the voltage with the lowest loss indicators was determined.

Keywords: POWER SUPPLY SYSTEM, LOSSES IN TRANSFORMER, LOSSES IN LINES, POWER SUPPLY, ENERGY EFFICIENCY, ANALYSIS OF OPERATING MODES

## ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 Аналіз можливості зменшення втрат електричної енергії в електричних мережах енергопостачальних організацій .....	11
1.1 Аналіз базових питань.....	11
1.2 Допустимі та нормативні небаланси електричної енергії.....	13
1.3 Нормування втрат електроенергії.....	18
1.4 Структура втрат електроенергії в електричних мережах .....	21
2 Аналіз систем електропостачання сільських мереж .....	25
2.1. Характеристика сільських електроприймачів .....	25
2.2 Втрати енергії в сільських електричних мережах .....	31
2.3 Розрахунок кабелів і проводів .....	38
3 Визначення оптимального значення напруги живлення приватних споживачів .....	50
3.1 Визначення втрат енергії лінії 380 В.....	50
3.2 Розрахунок лінійних втрат при 660 В.....	58
3.3 Розрахунок лінійних втрат при 1,3 кВ.....	65
3.4 Розрахунок втрат електроенергії при 2 кВ.....	68
3.5 Аналіз втрат енергії при різних напругах.....	71
4 Техніко-економічні показники переведення приватних споживачів на вищий клас напруги.....	73
4.1 Приклад розрахунку економічних показників на прикладі типового села Запорізької області .....	73
4.2 Розрахунок втрат потужності з урахуванням підвищення напруги.....	74
4.3 Аналіз отриманих результатів.....	75
5 Охорона праці та техногенна безпека.....	78

5.1 Аналіз потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища.....	78
5.2 Заходи з поліпшення умов праці.....	81
5.3. Технічні рішення з виробничої санітарії .....	86
5.3.1 Шум і вібрація на території підстанції.....	86
5.3.2 Природне і штучне освітлення.....	86
5.4 Електробезпека.....	89
5.5 Індивідуальні засоби захисту.....	89
5.6 Пожежна безпека .....	92
5.7 Рішення щодо захисту навколишнього середовища.....	93
5.8 Розрахунок захисного заземлення.....	94
Висновки.....	100
Перелік посилань.....	101

## ВСТУП

Наразі, у зв'язку зі зростанням цін на електроенергію, виникає необхідність розглянути варіанти зменшення її втрат. В Україні використовується система електропостачання за моделлю 6 кВ - 380 В. Розгалуження трифазного струму 380 В гранично просте. При такій системі на населений пункт встановлюють по одному трансформатору, розраховують за кількістю абонентів, а потім по вулицях простягають три фази і нуль.

Підключення здійснюється за принципом «одна фаза – один абонент» і абоненти розподіляються між фазами рівномірно. Але при передачі електроенергії при такій низькій напрузі виникають великі втрати через величину струму, який протікає через основну гілку. Щоб вирішити цю проблему, можна підвищити напругу в основній частині лінії. Наприклад, якщо ми збільшимо напругу в чотири рази, то зменшимо величину струму в чотири рази, а втрати лінії - в шістнадцять разів. Максимальна напруга, яку можна використовувати в населених пунктах, становить 2000 В. Для підвищення напруги необхідно встановити понижуючі трансформатори на вводах абонента. Але так як кількість таких понижуючих трансформаторів при їх установці в населеному пункті буде значним, то і втратами в трансформаторі нехтувати не варто.

Методи та формули розрахунку допустимих небалансів електроенергії на об'єктах ставлять завдання, які фізично неможливі для електромереж, оскільки не враховують низку об'єктивних факторів, а саме:

- Реальні помилки в елементах системи обліку електроенергії, навіть якщо її характеристики повністю відповідають вимогам ЕІР, призводять до заниження обліку електроенергії, а не до симетричної похибки плюс-мінус.

- помилки, об'єктивно властиві при розрахунку технічних втрат електроенергії на об'єкті, які не враховуються, фактично розширюють



діапазон допустимого небалансу в кілька разів більше, ніж враховані похибки приладів;

- Формули не враховують допустимі значення комерційних втрат, які всюди в майбутньому означають розкрадання, а не помилки в приладах обліку.

Об'єктом дослідження є електричні мережі ПАТ «Запоріжобленерго».

Предметом дослідження є аналіз можливості зменшення втрат електроенергії в мережах ПАТ «Запоріжобленерго».

Метою дослідження є визначення можливостей зниження втрат електроенергії шляхом переведення приватних споживачів на вищий клас напруги.

Класифікація втрат повинна включати не дві складові (технічні та комерційні втрати), а чотири (технічні втрати, споживання електроенергії на власні потреби підстанцій, втрати через помилки обліку електроенергії, комерційні втрати), оскільки поєднання двох складових для технічних втрат та двох других для комерційних втрат заплутує складові абсолютно різного характеру та ускладнює аналіз шляхів зменшення втрат.

Головною метою нормативної документації у сфері втрат електроенергії має бути забезпечення розвороту поточної тенденції зростання звітності про збитки та досягнення хоча б невеликої, але стійкої тенденції до їх зменшення. Неправильно ставити завдання на розробку документа, який виправдовує постійне зростання збитків.

Тариф на електроенергію має обґрунтовано включати всі складові втрат, у тому числі комерційні, оскільки всі чотири складові, які мають різну природу, однаково об'єктивні. Тому правильна тарифна політика полягає в тому, щоб включати в тариф фактичні або близькі до них значення всіх складових втрат в перший рік роботи на основі описаних принципів з поступовим, але об'єктивним їх збільшенням в наступні роки.

Якщо розглядати можливість зниження кожної з чотирьох структурних складових втрат, то виходить, що їх величина не може бути знижена нижче 10%. Ця величина є довгостроковим стандартом (стратегічною метою). Дії

енергопостачальних організацій щодо зниження загальноприйнятих втрат з 15% до 10% повинні стимулюватися поступовим зниженням з року в рік нормативу втрат, закладених в тариф. Наводиться рекомендована методика розрахунку діючої норми (на наступний рік), яка для даного прикладу дає діючу норму в 15%.

Структура втрат має бути відкритою для громадськості, і ця відкритість має бути вигідною для енергетичної компанії. У зв'язку з цим однаково незадовільними є будь-які дії та позиції, що змушують приховувати фактичні дані, зокрема:

- позиція деяких обленергокомісій, яка полягає в тому, щоб не визнавати комерційні збитки (крадіжки) об'єктивною складовою загальних втрат технічними. Обидва об'єктивно існують, обидва потребують скорочення;

- Позиція деяких енергопостачальних організацій полягає в не виправданому завищенні технічних втрат з метою приховування комерційних.

Відкритість даних про втрати електроенергії передбачає обґрунтування нормативу втрат у зрозумілій будь-якій людині формі. У зв'язку з цим неприйнятною видається позиція деяких експертів, заснована на уявленні про те, що тільки фахівці можуть зрозуміти обґрунтованість рівня втрат. По суті, вимога відкритості може бути задоволена за допомогою нормативної характеристики втрат, що відображає їх за допомогою простої алгебраїчної формули. Він повинен бути розрахований фахівцями, розглянутий експертами і затверджений контролюючими органами. Нормативна характеристика повинна бути пріоритетним способом обґрунтування нормативу збитку, а там, де вона ще не отримана, можуть бути тимчасово дозволені так звані «розрахунки прямих збитків».

# 1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ ОРГАНІЗАЦІЙ

## 1.1 Аналіз базових питань

Проблема розрахунку втрат електроенергії хвилює енергетиків вже дуже давно. У зв'язку з цим в даний час видається дуже мало книг на цю тему, так як мало що змінилося в фундаментальній структурі мереж. Але при цьому публікується досить велика кількість статей, де уточнюються старі дані і пропонуються нові рішення проблем, пов'язаних з розрахунком, нормуванням і зниженням втрат електроенергії. Однією з останніх виданих книг на цю тему є книга Ю.С. Железка «Розрахунок, аналіз і нормалізація втрат електроенергії в електричних мережах» [1]. Найбільш повно представлена структура втрат електроенергії, методи аналізу втрат і вибір заходів щодо їх зниження. Обґрунтовано методи нормування втрат. Детально описано програмне забезпечення, що реалізує методи розрахунку збитків.

Раніше цей же автор опублікував книгу «Вибір заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах: керівництво до практичних розрахунків» [2]. Тут найбільшу увагу було приділено методам розрахунку втрат електроенергії в різних мережах та обґрунтовано застосування того чи іншого методу залежно від типу мережі, а також заходи щодо зниження втрат електроенергії. У книзі І.А. Будзка та М.С. Левіна «Електропостачання сільськогосподарських підприємств і населених пунктів» [3] автори детально розглянули проблеми електропостачання в цілому, зосередивши увагу на розподільчих мережах, що живлять сільськогосподарські підприємства та населені пункти. У книзі також даються рекомендації щодо організації контролю за споживанням електроенергії та вдосконалення систем обліку. У книзі «Втрати електроенергії в електричних мережах енергосистем» [4] автори

В.Є. Воротницький, Ю.С. Железко та В.М. Казанцев детально розглянули загальні питання, пов'язані зі зниженням втрат електроенергії в мережах: методи розрахунку та прогнозування втрат у мережах, аналіз структури втрат та розрахунок їх техніко-економічної ефективності, планування втрат та заходи щодо їх зменшення.

У статті В.Є. Воротницького, С.В. Заслонова та М.А. Калінкіна «Програма розрахунку технічних втрат потужності та електроенергії в розподільчих мережах 6 – 10 кВ» [5] детально описана програма розрахунку технічних втрат електроенергії RTP 3.1.

Актуальній проблемі нормування втрат електроенергії на електроенергію присвячена стаття Ю.С. Железка «Принципи нормування втрат електроенергії в електричних мережах та розрахункове програмне забезпечення» [6]. Автор акцентує увагу на цілеспрямованому зведенні втрат до економічно обґрунтованого рівня, що не передбачено існуючою практикою нормування. У статті також запропоновано використовувати стандартні характеристики втрат, розроблені на основі детальних схемних розрахунків мереж усіх класів напруги. У цьому випадку розрахунок можна провести за допомогою програмного забезпечення.

Метою іншої статті цього ж автора під назвою «Оцінка втрат електроенергії, викликаних похибками інструментальних вимірювань» [7] не є уточнення методики визначення похибок конкретних засобів вимірювальної техніки на основі перевірки їх параметрів. У статті автор оцінює виникаючі помилки системи обліку прийому і постачання електроенергії з мережі енергопостачальної організації, яка включає в себе сотні і тисячі пристроїв. Особлива увага приділяється систематичній похибці, яка в даний час є вагомим складовою структурою втрат.

У статті «Вплив якості електроенергії на рівень втрат електроенергії в мережах» [8] Галанова звертає увагу на актуальну проблему якості електроенергії, яка має значний вплив на втрати електроенергії в мережах.

Стаття В.Є. Воротницького, Ю.Т. Загорського та В.М. Атряткіна «Розрахунок, стандартизація та зменшення втрат електроенергії в міських електричних мережах» [9] присвячена уточненню існуючих методів розрахунку втрат електроенергії, нормування втрат у сучасних умовах, а також новим методам зниження втрат. У статті А. Овчинникова «Втрати електроенергії в розподільчих мережах 0,38 – 6 (10) кВ» [10] акцент зроблено на отриманні достовірної інформації про параметри роботи елементів мережі, і, в першу чергу, про навантаження силових трансформаторів. Ця інформація, на думку автора, допоможе значно зменшити втрати електроенергії в мережах 0,38 – 6 – 10 кВ.

## 1.2 Допустимі та нормативні небаланси електричної енергії

Відповідно до визначень НП та ІЕО їх значення визначаються, відповідно, допустимими та нормативними інструментальними похибками системи обліку електроенергії на об'єкті, похибкою в методиці розрахунку допустимих технічних втрат для даного об'єкта та допустимим рівнем комерційних втрат. При визначенні НОЕ слід враховувати систематичні та випадкові складові перерахованих помилок.

Систематична складова НОЕ в абсолютних одиницях визначається 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  $\Delta_i$  і  $\Delta_j$  – допустимі (нормативні) систематичні похибки, вимірювальні комплекси (інструментальні похибки), виправлені відповідно  $V$  & Квитанції  $W_j$  енергії, взяті з оберненим знаком (допустима негативна інструментальна похибка відповідає позитивному допустимому дисбалансу) %;

$m$  - кількість точок обліку енергопостачання;  $n$  - те ж саме, енергоспоживання;

$\Delta W_{d.com}$  - допустимі комерційні втрати для даного об'єкта.

Для об'єктів, які не постачають електроенергію від мереж 0,4 кВ, допустимі комерційні втрати приймаються рівними нулю. Рекомендована методика визначення допустимих комерційних втрат для об'єктів, що постачають електроенергію з мереж 0,4 кВ, викладена в [2].

Формула (1.1) без останнього доданка є систематичною складовою інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті (середнє значення заниження обліку).

У практиці розрахунку технічних втрат систематична похибка методу розрахунку технічних втрат зазвичай враховується у вигляді поправочних коефіцієнтів безпосередньо у формулах розрахунку втрат, тому у формулі (1.1) [2] вона не фігурує.

Простіше і зрозуміліше розрахувати небаланси в абсолютних одиницях – немає необхідності спочатку визначати частку електроенергії, що відпускається на кожній одиниці обліку від загального обсягу постачання, а потім підставляти їх у формулу розрахунку небалансу у відсотках, як це традиційно прийнято в нормативних документах. Для обчислення відсотка нескладно присвоїти абсолютні одиниці будь-якому значенню.

Випадкова складова NNE (NNE) в абсолютних одиницях визначається 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  $\delta_i$  – допустима (нормативна) випадкова похибка  $i$ -го вимірювального комплексу, %;

$\delta t$  - випадкова похибка в методі розрахунку технічних втрат, яка відповідає довірчій ймовірності 0,95%;

$\Delta WT$  - розрахункова величина технічних втрат.

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

На відміну від формули (1.1), формула (1.2) має похибку в розрахунку технічних втрат (яка дорівнює плюс-мінус), але при цьому відсутня складова, пов'язана з допустимими втратами бізнесу, так як останні виражаються єдиним числом.

У метрології вважається, що розподіл дійсних похибок вимірювальних приладів одного типу підкоряється закону рівномірної щільності, а не нормальному закону. У зв'язку з цим довірчий рівень 0,95 відповідає значенням, які віддалені від меж інтервалу розподілу по обидва боки на 2,5%, що відповідає коефіцієнту 0,975. Коефіцієнт 0,95 дуюма (1,2) - це квадрат значення 0,975, а не довірче значення 0,95 [2].

Допустима (нормативна) систематична складова інструментальної похибки вимірювального комплексу визначається за формулою [1]:

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

де  $\Delta_{TC}$  - допустима (нормативна) систематична складова похибки, що вноситься вимірювальним трансформатором струму (ТС),%;

$\Delta_{TH}$  - те ж, трансформатором напруги (ТН),%;

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

$\Delta U_{TH}$  - 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 погрішностей ТТ і ТН при типовому значенні коефіцієнта реактивної потужності навантаження контрольованого приєднання, рівному 0,85 [1]. Коефіцієнт 0,5 перед величиною  $\Delta U_{TH}$  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 з використанням еталонних приладів, 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 КТ і ТН при типовому значенні коефіцієнта реактивної потужності навантаження контрольованого з'єднання, рівному 0,85 [1]. Коефіцієнт 0,25 перед значенням  $U_{ТН}$  дорівнює квадрату 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 :  $k_3=t_{\max}/T$ ).

Найбільше теоретично можливе значення середнього коефіцієнта завантаження транспортного засобу становить  $\beta_{ТС} = kat$ . Коефіцієнт 0,8



використовується для обліку допустимого недовантаження транспортного засобу в максимальному режимі за рахунок дискретності шкали номінальних струмів транспортного засобу.

Значення  $\Delta TN$  і  $\delta THN$  визначаються за формулами:

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

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

де  $K_{TH}$  - клас точності ТН;

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

Таблиця 1.1 – Залежності похибок струму автомобіля від коефіцієнта навантаження первинного ланцюга і класу точності автомобіля

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

Величина систематичної похибки розрахунку  $\Delta$  для індукційних лічильників визначається за формулою [6]:

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

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

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

При відсутності даних про фактичне значення  $T_{нов}$  приймається рівним половині нормованого міжкалібрувального інтервалу. Значення випадкової похибки  $\delta_{лич}$  приймається рівним класу точності лічильника.

### 1.3 Нормування втрат електроенергії

Норматив облікованих втрат електроенергії є сумою нормативів чотирьох складових укрупненої структури втрат: нормативу технічних втрат; норматив споживання електричної енергії для власних потреб підстанцій; норматив втрат через помилки в обліку електроенергії (заниження обліку); Норматив втрат бізнесу.

Норматив технічних втрат електроенергії може бути визначений на підставі:

- результати прямих розрахунків складових втрат електроенергії та резервів їх зменшення за встановленою розрахунковою схемою мережі та даними про робочі параметри агрегатів, отриманими від системи телеобліку, автоматизованої системи моніторингу та обліку електроенергії та за допомогою контрольних вимірювань;

- Нормативні характеристики втрат електроенергії, узгоджені з контролюючою організацією. Методика визначення нормативу технічних втрат узгоджується з контролюючою організацією.

Резерви зниження складових втрат електроенергії визначаються:

- технічні втрати електроенергії – на основі розрахунку оптимальних режимів і схем електричних мереж, аналізу відповідності параметрів обладнання фактичним і прогнозованим навантаженням;

- споживання електричної енергії для власних потреб підстанцій - на основі порівняння фактичного споживання з нормативами, які визначені

згідно з чинною інструкцією з нормування споживання електричної енергії для власних потреб підстанцій 35-500 кВ;

- втрати, викликані інструментальними похибками в обліку електроенергії, - на підставі порівняння заниженого обліку електроенергії, що відповідає фактичним параметрам засобів вимірювальної техніки з її значенням, які відповідають нормативним параметрам;

- Комерційні втрати електроенергії – на основі порівняння їх фактичного рівня з нормативом, узгодженим з контролюючою організацією.

Перспективний норматив комерційних втрат електроенергії (PNCV, відсоток постачання електроенергії населенню) рекомендується визначати за формулою [6]:

$$\Delta W = 10 / KC, \quad (1.8)$$

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

В 2017 р. рівень  $KC$  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 постійною величиною – його величина змінюється зі зміною купівельної спроможності населення.

У разі відсутності обґрунтування суми резервів на зменшення збитків, які можуть бути реалізовані в плановому році, для визначення діючої норми на наступний рік до фактичних значень складових збитків у звітному році рекомендується застосовувати такі коефіцієнти нормування:

- 0,98 – до оціночної вартості технічних втрат;

- 0,95 – на різницю між допустимим і нормативним значеннями системної складової інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті;

- 0,95 – до різниці між фактичним та нормативним значеннями збитків підприємства.

Використання цих коефіцієнтів допустимо не більше трьох років поспіль. Протягом цього періоду енергозберігаюча організація повинна обґрунтувати фактичний рівень резервів зниження втрат електроенергії в мережах і погодити з контролюючою організацією укрупнений план дій щодо зниження втрат і динаміку їх скорочення на роки майбутнього періоду.

Якщо суб'єкт господарювання не подає ці документи, то міра посилення нормативів збитковості (міра відмінності від одиниці) на наступні три роки збільшується, тобто вищезазначені нормуючі коефіцієнти приймаються рівними 0,96 відповідно; 0,8; 0,9 і 0,9.

Величина перспективного нормативу комерційних втрат на електричну енергію, рекомендоване значення якого визначається відповідно до 4.3, і понижуючих коефіцієнтів, рекомендовані значення яких наведені в 4.3, повинні бути узгоджені з контролюючою організацією.

Норми втрат, що включаються в тарифи для різних категорій споживачів (в даний час при формуванні тарифів виділяють три категорії промислових споживачів в залежності від напруги живлення 0,4 кВ, 6-35 кВ і 110 кВ і вище), визначаються з урахуванням ступеня використання мереж різних класів напруги кожною категорією споживачів. Тариф для споживачів, які постачають електроенергію від мереж 0,4 кВ, включає:

- технічні втрати електроенергії в мережах заданої напруги;
- частка технічних втрат у мережах 6-20 кВ, пропорційна відношенню відпуску електричної енергії споживачам від мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам від мереж 6-20 та 0,4 кВ;

- частина технічних втрат у мережах 35 кВ, пропорційна відношенню відпуску електричної енергії споживачам від мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електричної енергії споживачам від мереж 6-35 та 0,4 кВ;

- частина технічних втрат у мережах 110 кВ і вище, пропорційна відношенню відпуску електричної енергії споживачам від мереж 0,4 кВ до сумарного постачання електричної енергії споживачам від мереж 110, 6-35 та 0,4 кВ;

- частина споживання електроенергії для власних потреб підстанцій напругою 35 кВ і вище, визначена аналогічно;

- систематична складова допустимого дисбалансу електричної енергії, викликаного інструментальними похибками систем обліку електроенергії при заданій напрузі.

Тариф для споживачів, які отримують електричну енергію від мереж 0,4 кВ, включає:

- технічні втрати електроенергії в мережах заданої напруги;

- частка технічних втрат у мережах 6-20 кВ, пропорційна відношенню відпуску електричної енергії споживачам від мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам від мереж 6-20 та 0,4 кВ;

- частина технічних втрат у мережах 35 кВ, пропорційна відношенню відпуску електричної енергії споживачам від мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електричної енергії споживачам від мереж 6-35 та 0,4 кВ;

- частина технічних втрат у мережах 110 кВ і вище, пропорційна відношенню відпуску електричної енергії споживачам від мереж 0,4 кВ до сумарного постачання електричної енергії споживачам від мереж 110, 6-35 та 0,4 кВ;

- частини споживання електроенергії на потреби власних потреб підстанцій напругою 35 кВ і вище, визначені аналогічно;

- систематична складова допустимого дисбалансу електричної енергії, викликаного інструментальними похибками систем обліку електроенергії при заданій напрузі.

Тариф для споживачів, які отримують живлення від мереж 6-35 кВ, включає:

- частина технічних втрат у мережах 6-20 кВ, пропорційна відношенню відпуску електричної енергії споживачам від мереж 6-20 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам від мереж 6-20 та 0,4 кВ;

- частина технічних втрат у мережах 35 кВ, пропорційна відношенню сумарного відпуску електричної енергії споживачам від мереж 6-35 кВ до сумарного відпуску електричної енергії споживачам від мереж 6-35 та 0,4 кВ;

- частина технічних втрат у мережах 110 кВ і вище, пропорційна відношенню сумарного відпуску електричної енергії споживачам від мереж 6-35 кВ до сумарного відпуску електричної енергії споживачам від мереж 110, 6-35 і 0,4 кВ;

- частка споживання електричної енергії для власних потреб підстанцій напругою 35 кВ і вище, визначена аналогічно;

- систематична складова допустимого дисбалансу електричної енергії, викликаного інструментальними похибками систем обліку електроенергії при заданій напрузі.

Тариф для споживачів, які отримують електричну енергію від мереж 110 кВ і вище, включає:

- частина технічних втрат у мережах напругою 110 кВ і вище, пропорційна відношенню відпуску електричної енергії споживачам безпосередньо від мереж 110 кВ і вище до сумарного постачання електричної енергії споживачам з мереж будь-якої напруги;

- частина споживання електроенергії на потреби власних потреб підстанцій 110 кВ і вище, визначена аналогічно;

- систематична складова допустимого небалансу електроенергії, обумовлена інструментальними похибками систем обліку електроенергії при заданій напрузі.

Комерційні втрати, закладені в тариф, розподіляються порівну між усіма категоріями споживачів.

Комерційні збитки, які є крадіжками енергії, є наслідком низького рівня життя населення і повинні розглядатися як загальна проблема, а не проблема, яку повинні нести ті, хто живиться від мереж 0,4 кВ.

## 5.6 Структура втрат електроенергії в електричних мережах

Під час передачі електричної енергії втрати відбуваються в кожному елементі електричної мережі. З метою дослідження складових втрат в різних елементах мережі і оцінки необхідності того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, проводиться аналіз структури втрат електроенергії. Фактичні (заявлені) втрати електроенергії  $\Delta W_m$  визначаються як різниця між електроенергією, що подається в мережу, та електроенергією, що поставляється з мережі споживачам. До таких втрат належать складові різного характеру: втрати в елементах мережі, які є суто фізичними, витрати електроенергії на роботу обладнання, встановленого на підстанціях та забезпечення передачі електроенергії, помилки фіксації електроенергії приладами обліку та, нарешті, крадіжка електроенергії, несплата або неповна оплата показань лічильника тощо. Беручи до уваги фізичну природу і специфіку методів визначення кількісних значень фактичних втрат, їх можна розділити на чотири складові:

1) технічні втрати електроенергії  $\Delta W_T$ , викликані фізичними процесами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються при передачі електричної енергії електричними мережами.

2) споживання електроенергії на власні потреби підстанцій  $\Delta W_{змін};$  необхідне для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та ресурс обслуговуючого персоналу, який визначається показаннями приладів обліку, встановлених на допоміжних трансформаторах підстанцій;

3) втрати електроенергії, викликані інструментальними похибками при їх вимірюванні (інструментальні втрати)  $\Delta W_{Змін};;$

4) комерційні втрати  $\Delta W_K$ , спричинені розкраданням електричної енергії, розбіжностями показань лічильників та оплатою за електричну енергію побутовими споживачами та іншими причинами у сфері контролю за споживанням енергії. Їх величина визначається як різниця між фактичними (заявленими) збитками і сумою перших трьох складових:

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

Перші три складові структури втрат зумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії через мережі та інструментальним обліком її надходження та постачання. Сума цих складових добре описується терміном технологічні втрати. Четверта складова – комерційні втрати – є впливом «людського фактора» і включає в себе всі його прояви: умисне розкрадання електроенергії окремими абонентами шляхом зміни показань лічильника, несплату або неповну оплату показань лічильника тощо. символ [1]. Величину технічних втрат, споживання електроенергії для власних потреб підстанцій та комерційні втрати можна назвати фізичними втратами електроенергії. Ці компоненти 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. Економічна наука визначає втрати електроенергії, при яких її зафіксована чиста продукція споживачам менша, ніж електроенергія, вироблена на власних електростанціях і придбана в інших виробників. При цьому чистий відпуск електроенергії фіксується не тільки за тією її частиною, кошти за яку фактично зараховуються на розрахунковий рахунок енергопостачальної організації, а й за тією частиною, на яку виставлені рахунки, тобто враховується споживання енергоресурсів. На противагу цьому, фактичні показання лічильників, які фіксують споживання



енергії побутовими абонентами, невідомі. Чисте постачання електроенергії побутовим абонентам визначається безпосередньо отриманою оплатою за місяць, тому вся несплачена енергія класифікується як збиток.

З точки зору економіки, споживання електроенергії для власних потреб підстанцій не відрізняється від витрат в елементах мережі на передачу решти електроенергії споживачам. Недооцінка кількості корисної електроенергії, що поставляється, є такою ж економічною втратою, як і дві складові, описані вище. Те ж саме можна сказати і про крадіжку електроенергії. Таким чином, всі чотири перераховані вище складові збитку однакові з економічної точки зору.

Технічні втрати електроенергії можуть бути представлені наступними конструктивними складовими: втрати навантаження в обладнанні підстанції. До них відносяться втрати в лініях і силових трансформаторах, а також втрати в приладових трансформаторах струму, високочастотних бар'єрах радіочастотного зв'язку і струмообмежувальних реакторах. Всі ці елементи включаються в «отвір» трубопроводу, тобто послідовно, тому втрати в них залежать від потужності, що протікає по ним. Втрати на холостому ходу, в тому числі втрати потужності силових трансформаторів, компенсуючих пристроїв, трансформаторів напруги, лічильників і пристроїв радіочастотного зв'язку, а також втрати в ізоляції кабельних ліній. Кліматичні втрати, які включають два види втрат: коронні втрати та втрати через струми витоку в ізоляторах повітряних ліній та підстанцій.

Обидва види залежать від погодних умов. Технічні втрати в електричних мережах енергопостачальних організацій (енергосистем) слід розраховувати за трьома діапазонами напруг [4]: у високовольтних мережах електропостачання напругою 35 кВ і вище; в розподільчих мережах середньої напруги 6 - 10 кВ; в низьковольтних розподільчих мережах 0,38 кВ.

Розподільні мережі 0,38 - 6 - 10 кВ, що експлуатуються РЕА і ТЕМ, характеризуються значною часткою втрат електроенергії в загальних втратах по всьому ланцюгу передачі електроенергії від джерел до електроприймачів.

Це пов'язано з особливостями побудови, функціонування та організації роботи даного типу мереж: велика кількість елементів, розгалуження ланцюгів, недостатнє забезпечення приладами обліку, порівняно невелике навантаження на елементи і т.д. [3]

Наразі для кожного ВДЕ та ЗЕД енергосистем щомісяця розраховуються та додаються технічні втрати в мережах 0,38 – 6 – 10 кВ. Отримані значення втрат використовуються для розрахунку планової норми втрат електроенергії на наступний рік. Далі більш детально розглянемо структурні складові технічних втрат електроенергії.

## 6 АНАЛІЗ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКИХ МЕРЕЖ

### 2.1 Характеристики сільських електроприймачів

Електричні мережі в сільській місцевості зазвичай живлять велику кількість різних споживачів електричної енергії, під якими розуміють приймач або групу приймачів електричної енергії, об'єднаних технологічним процесом і розташованих на певній території. Приймач електричної енергії (електроприймач), в свою чергу, - це апарат, агрегат або механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії.

У сільській місцевості є такі споживачі електроенергії: житлові будинки робітників і службовців у населених пунктах, фермерських господарствах; лікарні, школи, клуби, магазини, пекарні, пральні та інші підприємства обслуговують населення; продуктивні споживачі фермерських господарств (тваринницькі ферми, зерноочисні станції, теплиці, сховища сільськогосподарської продукції, млини, гаражі, котельні тощо); підприємства агропромислового комплексу, пункти прийому зерна, підприємства з переробки сільськогосподарської продукції (молокозаводи, консервні заводи, м'ясокомбінати та ін.); Інші споживачі, до яких можуть належати промислові підприємства.

В особливу групу слід віднести великі підприємства з виробництва сільськогосподарської продукції на промисловій основі, в першу чергу тваринницькі комплекси, птахофабрики і тепличні комплекси. Схеми їх електропостачання відрізняються від типових схем в зонах розосередженого навантаження сільськогосподарських споживачів і близькі до відповідних схем для промислових підприємств.

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

Електричне навантаження в сільському господарстві, як і в інших галузях народного господарства, є величиною, що постійно змінюється: одні споживачі включаються, інші вимикаються. Потужність, споживана включеними електричними приймачами, наприклад електродвигунами, також зменшується або збільшується при зміні навантаження приводних робочих машин. Крім того, з плином часу сумарне електричне навантаження постійно зростає, так як збільшується ступінь електрифікації сільськогосподарського виробництва і життя сільського населення.

Ці зміни, як правило, випадкові, але вони підкоряються імовірнісним законам, які можуть бути встановлені з більшою точністю, чим більше експериментальних даних було використано для їх визначення.

Таким чином, повне вивчення електричних навантажень в сільському господарстві є самостійним складним завданням. У даній магістерській роботі дана задача розглядається частково і зводиться в першу чергу до визначення розрахункових навантажень, тобто найбільших значень сумарної потужності на вводі споживачеві або в електричній мережі за проміжок часу 0,5 години після закінчення розрахункового періоду. Розрізняють денний  $s_d$  вечірній  $S_{in}$  максимальні споживчі навантаження одного або групи споживачів.

Розрахунковий період - це час, що минув з моменту введення установки в експлуатацію до досягнення проектного навантаження. У сільських електроустановках тривалість такого періоду становить рівно 5... 10 років. Також необхідно знати коефіцієнт потужності розрахункових навантажень.

Для електроприймачів, поширених в сільському господарстві, номінали навантаження визначаються відповідно до стандартів. Реальні графіки електричних навантажень використовуються для складання типових проектів і визначення навантажень, дані про які відсутні в стандартній методиці.

Графік навантаження є функцією активного  $P$ , реактивного  $Q$  або повної потужності навантаження  $S$  як функції часу. Графіки навантаження можуть бути щоденними або щорічними.

У більшості випадків графіки добових навантажень відрізняються один від одного в різні пори року. Особливо значно світлове навантаження змінюється в середніх і північних широтах через зміну тривалості світлового дня. Розрахунки часто обмежуються двома типовими добовими графіками для зимових (рис. 2.1, а) і літніх (рис. 2.2, б) днів.

Річний графік (рис. 2.3, а) відображає зміну максимального півгодинного навантаження по місяцях року. Він характеризує коливання проектної потужності об'єкта протягом року.

Для практичних цілей зручний графік річного навантаження за тривалістю (рис. 2.3, б). На цьому графіку вісь абсцис представляє час (8760 годин на рік), а вісь ординат представляє мінімальне навантаження, яке відповідає цьому часу. Річний графік тривалості складається на основі щоденних графіків на всі дні року.

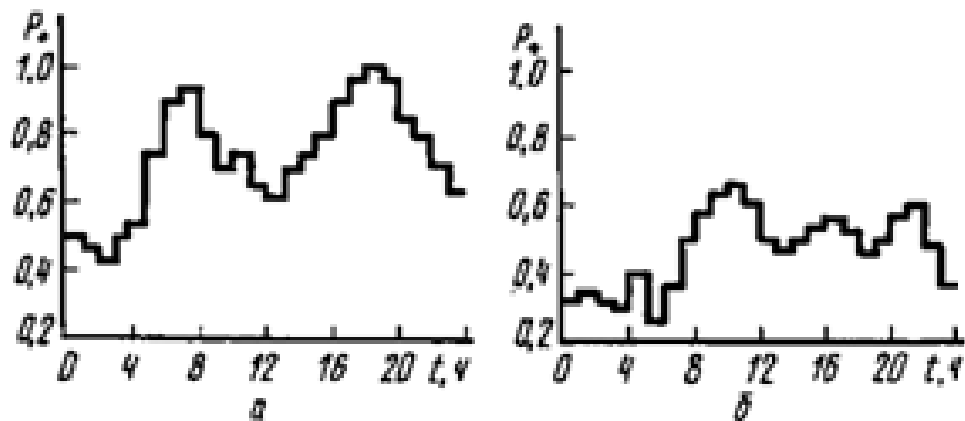
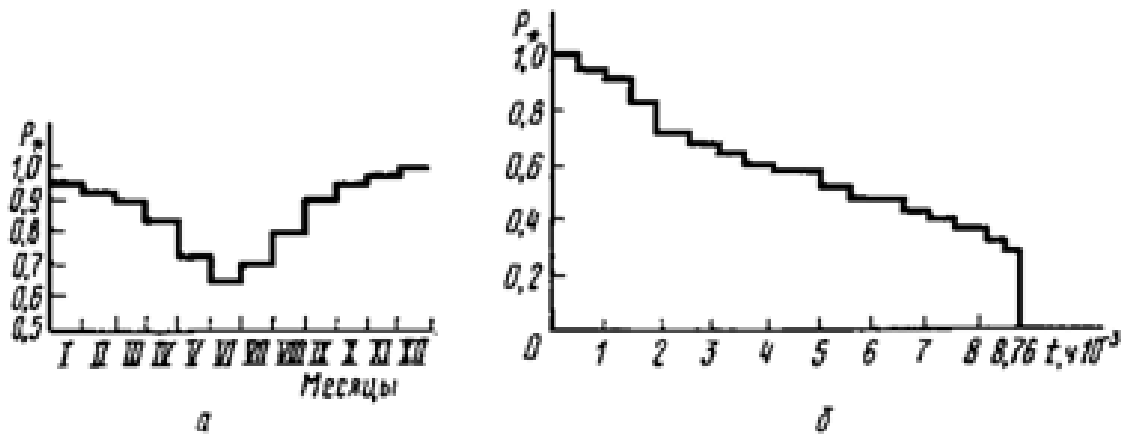


Рисунок 2.1 – Графіки добового навантаження на зиму (а) і літні (б) дні:

З достатньою точністю графік річної тривалості можна побудувати, використовуючи щоденні графіки всього на два дні в році – взимку і влітку. На рисунку 2.3 (а) показаний добовий графік навантаження зимових днів, а на рисунку 2.3 (б) показаний річний день. На графіках пунктирні лінії відповідають навантаженням  $P_1, P_2 \dots, P_n$ . Для кожного добового розкладу можна визначити, скільки годин активна дана (або більше) навантаження  $P$ .



$a$  — по місяцях року;  $b$ — за тривалістю

Рисунок 2.2 – Річні графіки навантажень:

Якщо зараз припустити, що сільські споживачі працюють в середньому 200 днів на рік за зимовим графіком і 165 днів за літнім графіком, то тривалість навантажень  $P_1, P_2 \dots, P_n$  і більше протягом року буде такою:

$$t_1 = 200t_{1зим} + 165t_{1літ};$$

$$t_2 = 200t_{2зим} + 165t_{2літ};$$

.....

$$t_n = 200t_{nзим} + 165t_{nліт};$$

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), поділеній на повне число годин у році - 8760.

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

Для визначення розрахункового навантаження на графік беруть ділянку, де потужність найбільша не менше півгодини. У випадках, коли максимальне

навантаження на графік триває менше півгодини, еквівалентна потужність становить:

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

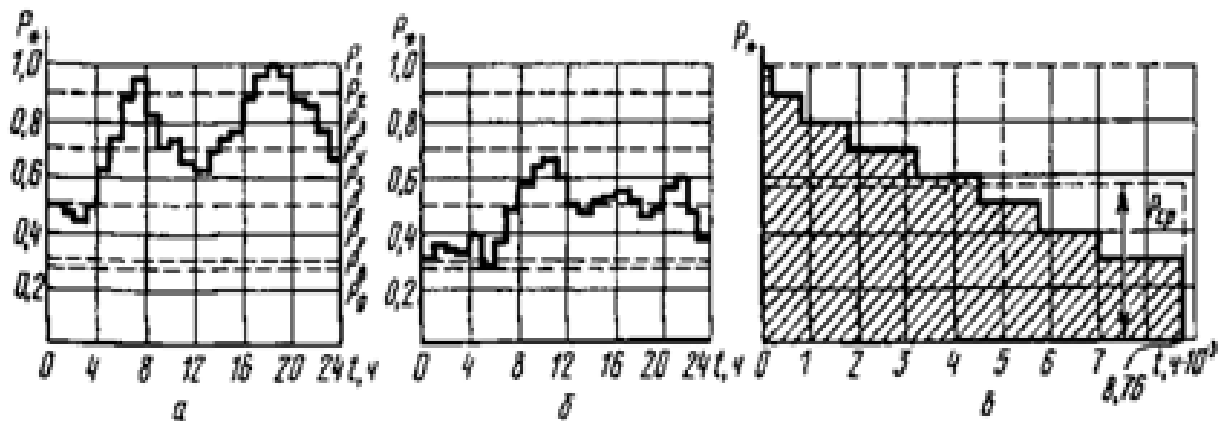
де  $P_1, P_2, \dots, P_n$  — найбільші навантаження;

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

Для того щоб знайти розрахункове навантаження, виражене як сумарна потужність  $S_{екв}$ , необхідно знати коефіцієнт потужності навантаження  $\cos\varphi_{екв}$  в його максимальний період:

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

Розрахункове навантаження визначається окремо вдень і ввечері.



Малюнок 2.3. Побудова річного графіка за добовими графіками зимових (а) і літніх (б) днів за тривалістю (в)

На підставі графіка річного навантаження об'єкта за тривалістю (рис. 2.4) можна визначити час використання максимального навантаження  $T$  як основи прямокутника, рівного за площею фігурі АБСБ, висота якого дорівнює розрахунковому максимальному навантаженні. Очевидно, що час:

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

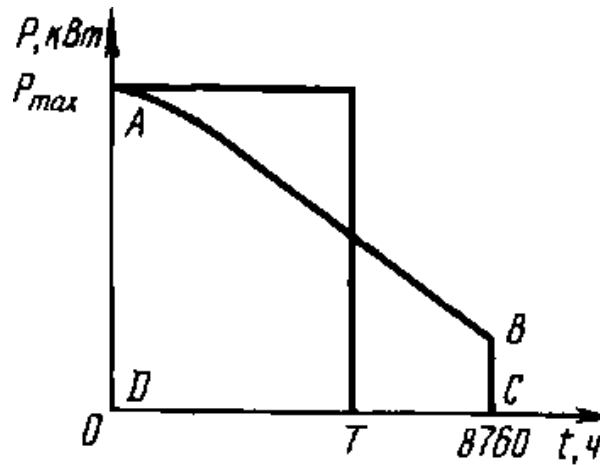


Рисунок 2.4 – Визначення часу використання максимального навантаження з річного графіка за тривалістю

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

$$W = P_{розр} \cdot T \quad (2.4)$$

Знати цей параметр необхідно при виконанні техніко-економічних розрахунків. Очевидно, що чим вище значення  $T$ , тим краще використовується електромережа. У межах межі при навантаженні, яка є постійною протягом року і дорівнює розрахунковому навантаженню,  $T = 8760$  год. У сільському господарстві навантаження сильно змінюється протягом дня і року і зазвичай знаходиться в діапазоні від 900 до 3400 годин.

Будь-який споживач електроенергії характеризується його встановленою (або номінальною) потужністю, зазначеною в паспорті електричної лампи, електродвигуна або іншої установки. Також вони враховують підключену потужність, тобто потужність, споживану з мережі електроприймачем при його повному навантаженні. Для всіх



електроприймачів, крім електродвигунів, потужність підключення  $S_{пр}$  дорівнює встановленої Руст. Для електродвигунів:

$$S_{пр} = P_{уст} k_3 / \eta \cos \varphi, \quad (2.5)$$

де  $k_3$  - коефіцієнт завантаження робочої машини, що включає в себе каталожну неув'язку, тобто перевищення номінальної потужності електродвигуна над максимальною потужністю, споживаної робочою машиною;

$\eta$  - ККД електродвигуна.

При великій кількості електроприймачів вони, як правило, не працюють одночасно. Тому номінальна потужність на вході в приміщення визначається як арифметична сума підключених потужностей електроприймачів, помножена на коефіцієнт одночасності  $k_0 < 1$ . Використання точних методів виявлення навантаження вимагає значного обсягу необроблених даних і великого обсягу обчислювальної роботи. Тому на практиці широко використовуються наближені методи, за допомогою яких можна відносно швидко знайти потрібні значення з похибкою, що зазвичай не перевищує  $\pm 10\%$ . Слід зазначити, що багато завдань не вимагають високої точності, так як середній інтервал між найближчими стандартними перетинами проводів або силовими каскадами трансформаторів становить більше 2 разів  $\pm 10\%$ .

## 2.2. Втрати енергії в сільських електричних мережах

Електричний струм, проходячи по проводах повітряних і кабельних ліній, внутрішній проводці і обмотках трансформаторів, викликає втрату потужності і енергії на їх марний, а іноді і шкідливий нагрів. Втрати потужності та енергії повинні компенсуватися генераторами електростанцій,

що збільшує їх навантаження та потребує додаткової витрати палива чи гідроенергії.

При проектуванні мережі завжди спрямований на зниження втрат енергії в ній. Однак при постійному коефіцієнті потужності цього можна досягти тільки за рахунок збільшення перетину проводів, а значить і витрати металу на будівництво мереж. Тому при їх проектуванні необхідно враховувати витрати на електроенергію, ціну струмопровідних матеріалів і т.д.

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

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

Однак насправді струм в проводі безперервно змінюється як протягом доби, так і протягом усього року, в залежності від зміни режиму роботи споживачів. Тому втрати енергії не можна визначити, помноживши втрати потужності максимум на кількість годин роботи лінії, оскільки це призведе до багаторазового результату. Для розрахунку втрат енергії в реальній лінії зі змінним навантаженням будується графік зміни цього навантаження за певний період, бажано рік. В його основі лежать добові та річні графіки навантажень. Припустимо, що існує графік деякого навантаження тривалості, обмеженої осями графіка і координатами, рівними  $t = 8760$  годин) і пропорційної енергії, що передається протягом року по лінії:

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

Намалюємо прямокутник висотою, що дорівнює максимальному навантаженню  $I_{max}$ , і площею, що дорівнює площі, обмеженій осями графіка і координатами. Підстава цього прямокутника називається максимальним

часом використання і позначається буквою  $T$ . Це час, необхідний для того, щоб вся енергія року передавалася по лінії постійним струмом, рівним максимальному. Очевидно:

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

Звідки береться максимальний час використання навантаження:

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

Як бачите, знайти значення  $T$  нескладно, якщо знати графіки навантаження споживачів, а, отже, і споживаної ними енергії за рік.

Втрата потужності та енергії в лінії пропорційна квадрату струму, що протікає через неї.

Як і в попередньому випадку, проводимо прямокутник висотою, що дорівнює квадрату максимального струму і площею, рівною площі, обмеженій осями графіка і координатами. Підстава цього прямокутника називається максимальним часом течії або часом втрат і позначається буквою  $I_{max}^2 t$  – час втрат

Втрати енергії:

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

Звідки береться час втрати:

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

Час втрат знаходимо на графіку (рис. 2.5). Якщо його немає, то час втрати визначається в залежності від максимального часу по заздалегідь побудованої кривій.

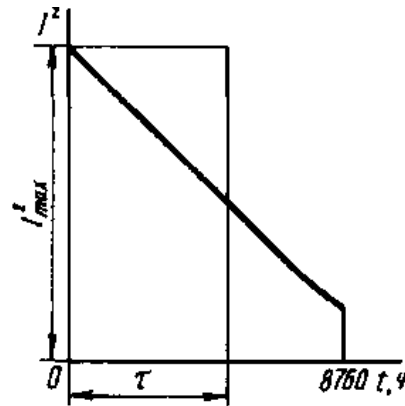


Рисунок 2.5 – Графік визначення часу втрат

Також можна ввести поняття rms поточного  $I_{sr.sq.}$ , т. Е. Постійний струм, який, протікаючи по лінії протягом року, викликає втрати енергії, рівні дійсному струму (рис. 2.6).

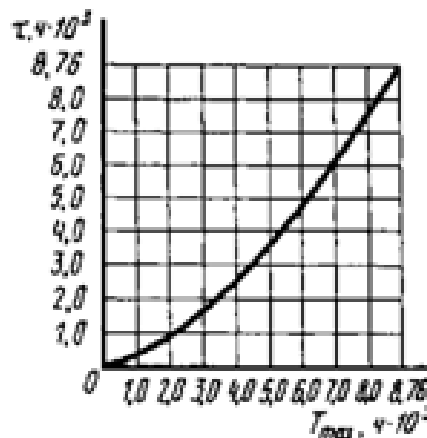


Рисунок 2.6 – Залежність часу втрат від максимального часу використання навантаження для сільських споживачів

Припустимо, є графік тривалості квадрата струму (рис. 2.6) в лінії електропередачі. Середньоквадратичне значення струму дорівнює висоті прямокутника з площею основи, що дорівнює площі, обмеженій координатами. Щорічні втрати енергії:

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

Звідси середньоквадратичне значення струму:

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

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 в кінці втрат енергії легко визначити, давши графік тривалості струму навантаження. При цьому наноситься графік тривалості квадрата струму навантаження і визначається або обчислюється його площа планування по сітці графіка.

То:

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

Якщо навантаження виражаються не силами струму, а потужністю, то, підставивши його значення у вираз (2,11) замість струму, отримаємо:

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

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

$U$  - номінальна напруга мережі;

$\cos \varphi$  - коефіцієнт потужності навантаження.

Якщо графік навантаження споживача не вказаний, а відома тільки максимальне навантаження і річне число годин її використання  $T$ , то, як зазначалося раніше, час втрат знаходиться на кривій. Втрати енергії:

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

Якщо струм замінити на активну потужність, напругу та коефіцієнт потужності, то:

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

Нарешті, якщо відоме середньоквадратичне значення струму, то втрати енергії дорівнюють:

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

При рівномірно розподіленому по лінії навантаженні втрати енергії в 3 рази менше, ніж у лінії з таким же навантаженням на кінці. У трансформаторах відбувається втрата потужності в проводах обмотки (втрати навантаження в міді  $\Delta P_m$  і в сталевих сердечниках до вихрових струмів і гістерезису (втрати в сталі або втрати холостого ходу  $\Delta P_x$ ).

Втрати в міді, згідно із законом Джоуля-Ленца, залежать від струму навантаження, пропорційні квадрату його величини. Для трифазного трансформатора:

$$\Delta P_m = 3I^2 r_\tau, \quad (2.21)$$

де  $r_\tau$ , - активний опір обмоток однієї фази трансформатора.

При струмі навантаження, рівному номінальному, втрати навантаження при короткому замиканні також будуть номінальними, рівними втратам при короткому замиканні при номінальному струмі:

$$\Delta P_{м.н} = I_n^2 r_n, \quad (2.22)$$

Розділивши перший вираз на другий, отримаємо:

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_{м.н}} \frac{3I^2 r_T}{3I_n^2 r_T} = \left(\frac{I}{I_n}\right)^2 = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \quad (2.23)$$

Звідки:

$$\Delta P_m = \Delta P_{м.н} \left(\frac{I}{I_n}\right)^2 = \Delta P_{м.н} \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \quad (2.24)$$

Втрати в сталі трансформаторів залежать тільки від величини напруги, що подається на первинну обмотку, а так як в таких розрахунках воно вважається практично постійним, то втрати потужності в сталі приймаються постійними.

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

Щорічні 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;

$\tau$  - час втрат при графіку навантаження трансформатора.

Використовуючи рівняння (2.15) і (2.16), втрати енергії в трансформаторі можна виразити 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 повинні визначатися як при проектуванні електричних мереж, так і при їх експлуатації. Однак в розгалужених лініях з великою кількістю відгалужень і точок трансформатора знайти втрати енергії за допомогою методів, наведених раніше, складно і громіздко. Тому були розроблені спрощені методи, за допомогою яких цю проблему можна вирішити з меншими витратами часу, хоча і з меншою точністю.

### 6.5 Розрахунок кабелів і проводів

Допустиме навантаження на неізольований провід при нагріванні.

При проходженні електричного струму по дроту виділяється тепло, яке визначається законом Джоуля-Ленца:

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

де  $I$  - сила струму;

$r$  - активний опір проводу;

$\tau$  - час втрат.

Провід нагрівається струмом, що проходить через нього, до температури, при якій кількість тепла, одержуваного дротом, стає рівним кількості тепла, що віддається його поверхнею навколишньому середовищу. З підвищенням температури дроту швидкість, з якою він піднімається, зменшується.



Для даного проводу при даному струмі перевищення температури над температурою навколишнього середовища є постійною величиною, якщо навколишні умови (сила вітру, опади і т. д.).

Втрати тепла проводами повітряних ліній відбуваються в основному за рахунок конвекції, тобто теплового руху повітря, що оточує провід. Набагато менше тепла втрачається випромінюванням і дуже мізерно мало через теплопровідність повітря. Вищесказане відноситься також до ізольованих проводів і кабелів, прокладених в повітрі в блоках, коробах і т.д. У кабелях, прокладених безпосередньо в землі, тепло передається тільки за рахунок теплопровідності ґрунту.

Температура дроту не повинна перевищувати встановлене значення. Тому завдання розрахунку полягає у визначенні струму, який можна пропустити через провід за заданих умов, щоб температура дроту не перевищувала допустиму температуру.

Для неізольованих проводів повітряних ліній гранично допустима температура не повинна перевищувати 70°C. Така низька важливість обумовлена не побоюваннями про стан проводу, а необхідністю створення надійних з'єднань. Справа в тому, що при підвищенні температури процеси окислення посилюються і на проводах утворюються оксиди з високим опором. Це збільшує стійкість до контакту, а значить, і кількість тепла, що виділяється в ньому. Підвищується температура з'єднання, посилюється окислення і т.д. до повного руйнування дроту в місці з'єднання.

Максимальна температура оголених проводів, прокладених всередині будівель, також не повинна перевищувати 70 °С. Це пов'язано з необхідністю забезпечення пожежної безпеки і усунення неприємних запахів, що виникають при сухій перегонці пилу, що осідає на поверхні дроту.

Щоб розрахувати нагрівальний провід, потрібно знати температуру навколишнього середовища. За розрахунок береться середньомісячна температура навколишнього середовища 13 годин для найспекотнішого

місяця. У різних регіонах України ця величина коливається від 15 °С для північних областей до 35 °С для південних областей.

Для проводів, розташованих в приміщенні, за розрахунок береться максимальна середньомісячна температура повітря. Звичайно, це вказується в розрахунку. Електричний струм, проходячи по дроту, виділяє тепло, яке визначається рівнянням (2.21). Тепло втрачається з поверхні дроту в навколишнє середовище:

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

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

$S$  - площа поверхні дроту,  $м^2$ ;

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

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

$\tau$  - час, с.

Якщо встановлено температуру дроту, це означає, що кількість виробленого тепла дорівнює кількості тепла, що виділяється, тобто:

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

Звідки:

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

То:

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

де  $d$  - діаметр проводу;

$l$  - довжина дроту;

$\gamma$  - питома провідність матеріалу проводу;

$F$  - перетин дроту.

Підставляючи в формулу значення  $S$  і  $r$  (2.23), отримаємо:

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

Формула (2.32) визначає допустимий струм для дроту, якщо відомі всі інші величини, що входять до його складу. Зазвичай допустимий струм знаходять не за формулою, а за таблицями. Однак ця формула може бути використана для визначення значень і в інших умовах експлуатації проводів. Допустимий струм для цих станів становитиме:

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

Так як коефіцієнт теплопередачі поверхні дроту змінюється в невеликих межах при зміні температури, то значення для нових умов, тобто різних температур:

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

Використовуючи формулу (2,24), знаходимо допустимий струм для дроту, виготовленого з іншого матеріалу. Допустимий струм в мідному дроті складе:

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

і в алюмінієвому дроті однакового перерізу і при однакових умовах експлуатації:

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

Допустимі навантаження визначаються виходячи з температури навколишнього середовища 25 °С і температури провідника 70 °С. Якщо температура повітря відрізняється від 25 °С, дані в таблицях множаться на поправочні коефіцієнти.

Зі збільшенням перетину допустима щільність струму в проводі зменшується. Наприклад, для алюмінієвого проводу перетином 16 мм<sup>2</sup> допустима щільність струму при прокладанні на відкритому повітрі  $j_{16} = 105/16 = 6,57$  А/мм<sup>2</sup>, а для дроти перетином 150 мм<sup>2</sup> при тих же умовах  $j_{150}$  до  $= 440/150 = 2,93$  А/мм<sup>2</sup>, тобто менше в 2 с зайвим. Це пов'язано з тим, що зі збільшенням діаметра різь дріт зростає пропорційно квадрату, а поверхня - першому ступеню діаметра. Отже, зі збільшенням діаметра поверхня дроту на одиницю поперечного перерізу зменшується, а значить, погіршуються умови охолодження. В результаті іноді доцільно замість одного проводу прокласти два дроти із загальним перетином менше, ніж перетин одного дроту, хоча загальна вартість лінії зростає.

Слід враховувати, що перетин проводів для зовнішньої прокладки дуже рідко визначається допустимим струмовим навантаженням, в більшості випадків допустимими втратами напруги (або економічною щільністю струму, яка значно менше допустимої струмового навантаження на обігрів).

Допустиме навантаження на ізольовані проводи і кабелі при нагріванні. Теплові процеси в ізольованих проводах і кабелях, що протікають, такі ж, як і в оголених кабелях. Однак при ізоляції проводів умови їх охолодження істотно не змінюються: виникає додатковий термічний опір, поверхня охолодження збільшується, а умови передачі тепла випромінюванню поліпшуються, якщо ізоляція чорна. Допустима температура становить лише 65°С для проводів і кабелів з гумовою ізоляцією, оскільки гума розм'якшується при більш високих температурах.

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

Підбір запобіжників, автоматичних вимикачів і перетину проводів і кабелів для обігріву.

У разі короткого замикання або значного перевантаження електрометрична проводка повинна автоматично відключатися, інакше ізоляція проводу може загорітися, що призведе до пожежі. Захисні пристрої призначені для автоматичного відключення проводки при перевищенні встановлених значень струму. У сільському господарстві для цієї мети часто використовуються запобіжники, конструкція яких гранично проста (див. Главу 9). У фарфоровому корпусі знаходяться провідники невеликого перетину - запобіжники, які послідовно підключаються до кожного фазного проводу лінії. Якщо сила струму в мережі збільшиться вище допустимого рівня, плавка вставка перегорить, відключивши ланцюг до того, як температура проводів, які вона захищає, стане неприпустимо високою.

У сільських низьковольтних мережах для внутрішньої прокладки використовуються два типи запобіжників: штепсельні і трубчасті. Їх номінальні струми в амперах нормуються за наступною шкалою: 4, 6, 15, 20, 25, 35, 50, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300. Запобіжники встановлюються у всіх місцях, де зменшується перетин провідника в бік точок енергоспоживання, а також на входах в будівлі і на основних ділянках мережі. Для того, щоб у разі аварії перегорів лише запобіжник, найближчий до несправності, номінальний струм запобіжника кожного наступного запобіжника від джерела живлення повинен бути принаймні на один крок меншим за попередній. Звичайний запобіжник - дуже недосконалий пристрій. Тривалість його перегорання запобіжника залежить від струму перевантаження. При струмах, що в 2,5 рази перевищують номінальний, новий запобіжник перегорає відносно швидко (через 8 - 10 В). Струми в 1,5 рази вище номінальних, вставка витримує не менше 1 року, а 1,2... 1,3 рази -

безстроково. Зменшити ці значення і виготовити новий запобіжник, щоб він перегорав при менших перевантаженнях, не представляється можливим. Справа в тому, що з часом плавка вставка окислюється, старіє і перегорає при струмах, нижчих за нові, і може перегоріти при номінальному струмі або навіть при значеннях струму, нижчих за номінальний.

Пусковий струм короткозамкнених асинхронних двигунів, що використовуються для приводу сільськогосподарських витратних матеріалів, становить 5... У 7 разів більше номінальної суми. Час запуску таких двигунів досягає 5... 10 секунд і більше. Якщо вибрати вставку запобіжника, виходячи з номінального струму двигуна, вона моментально згорить при його запуску. Тому необхідно перевищувати номінальний струм запобіжника, що призводить до збільшення перетину відповідних проводів. При захисті проводів і кабелів запобіжниками (крім кабелів, прокладених в землі), розрахунок електричної мережі починається з підбору запобіжника. Його вибирають за такими правилами.

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

$$I_{\epsilon} \geq I_p. \quad (2.37)$$

Струм зв'язку запобіжника перевіряється на максимальний струм навантаження:

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

Для запобіжників звичайного типу, які захищають гілки короткозамкнених асинхронних двигунів при нормальних умовах експлуатації (нечасті пуски, час зльоту 5...10 с),  $\alpha = 2,5$ .

При захисті двигунів з важкими умовами експлуатації (часті пуски, час зльоту до 40 с)  $\alpha = 1,6 \dots 2,0$ . Максимальний струм у ланцюзі з одним двигуном дорівнює його пусковому струму. У каталогах зазвичай наводиться кратність пускового струму двигуна.

Якщо запобіжник захищає лінію, до якої підключено кілька двигунів, то в цьому випадку максимальний струм:

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

де  $T$  - коефіцієнт одночасності;

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

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

Очевидно, що для споживачів з малими пусковими струмами (асинхронних двигунів з ротором контактного кільця) величина струму плавкої вставки майже завжди вище.

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

Після визначення номінального струму запобіжника вибирається відповідний перетин проводу в залежності від того, чи буде він захищений плавким заляганням тільки від коротких замикань або також від перевантажень. Згідно з правилами улаштування електроустановок, необхідно захищати від перевантажень освітлювальні мережі в житлових і громадських будівлях, комерційних і службових приміщеннях промислових підприємств, а також у пожежо- та вибухонебезпечних зонах. Мережі будь-якого призначення, виконані з проводів з горючою оболонкою, також повинні бути захищені від перевантажень при відкритій прокладці. Це стосується всіх

типів мереж у вибухонебезпечних зонах. У цих випадках необхідно підбирати таку ділянку так, щоб дотримувалося наступне співвідношення:

$$I_{\text{дон}} \geq 0,33 I_{\text{в}}. \quad (2.40)$$

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

Тільки для кабелів з паперовою ізоляцією:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{р}}. \quad (2.41)$$

Для випадків, в яких необхідно тільки захистити дроти від короткого замикання:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{авт}} / 1,25. \quad (2.42)$$

Після того, як провід обраний, його перевіряють на безперервний робочий струм агрегату:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{авт}} / 4,5. \quad (2.43)$$

Якщо для захисту внутрішньої проводки замість вставок використовуються автоматичні вимикачі, для захисту від перевантаження вибираються ті ж співвідношення, що і для запобіжників, і тільки для захисту від короткого замикання:

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

Для машин з електромагнітними роз'єднувачами:

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



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

Перетин дроту визначається виходячи з максимального струму, який буде протікати по дроту тривалий час. Наступна таблиця допоможе вам у виборі калібру дроту.

Таблиця 2.1 – Перетин проводів 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 <sup>2</sup> (Відкрито)	З	0,5	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	4,0	4,0	6,0	10	10
	Аль	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	4,0	4,0	6,0	10	16	25
Перетин, мм <sup>2</sup> (В трубі)	З	1,0;	1,0	1,0	2,0	2,5	4,0	6,0	10	10	16	16
	Аль	2,5	2,5	2,5	2,5	4,0	6,0	10	16	16	25	50

При прокладанні силових комунікацій виникає головне питання - вибір типу і перетину використовуваного проводу. При цьому тип проводу, який визначає матеріал і кількість ізоляційних оболонок (різні види пластмас та інших матеріалів), а також матеріали (мідь або алюміній) і тип (одножильний і багатожильний) провідника, вибирається виходячи з умов, в яких буде прокладатися провід.

### 3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕННЯ НАПРУГИ ЖИВЛЕННЯ ПРИВАТНИХ СПОЖИВАЧІВ

#### 3.1 Визначення втрат потужності в мережі при напрузі 380 В

Для аналізу втрат енергії в лініях електропередач розглядалася ідеальна вулиця з 48 будинками. Перед кожним будиночком є жердина, до якої він прикріплений. Довжина дроту від стовпа до будівлі становить 15 метрів. Довжина між стовпами становить 35 метрів.

Для аналізу втрат в лінії був побудований графік споживання енергії за добу, показаний на рисунку 3.1.

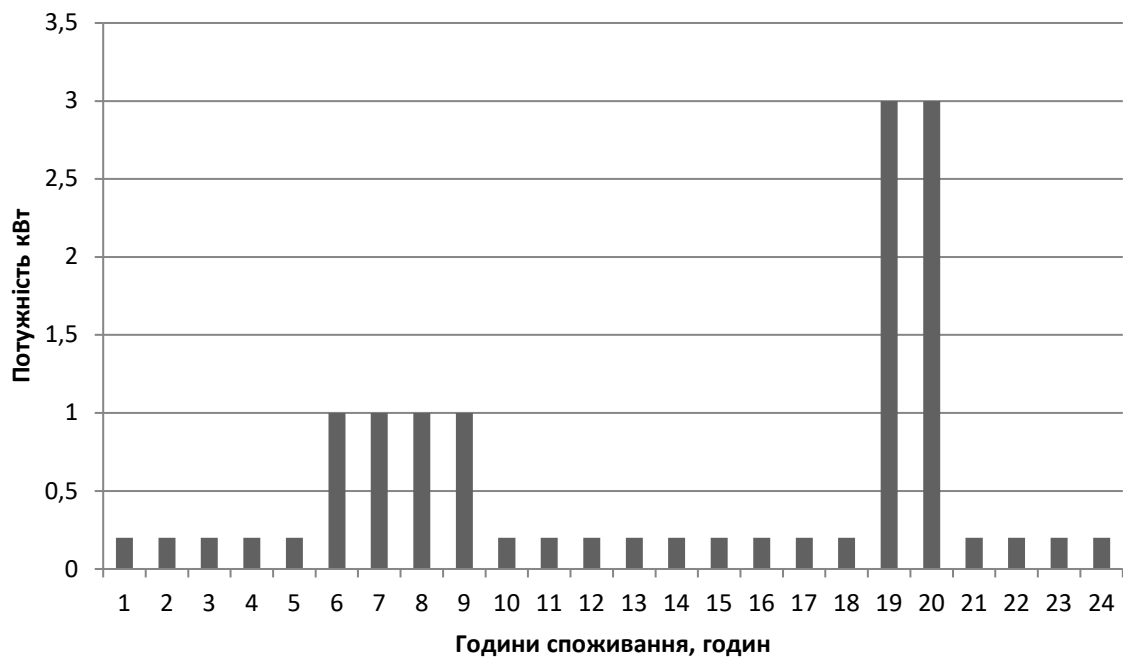


Рисунок 3.1 – Середній графік споживання електроенергії сільським абонентом за добу

Для розрахунку втрат електроенергії розроблено графік, представлений на рисунку 3.1, який зображує споживання електроенергії сільським абонентом за добу.

Виходячи з графіка споживання електроенергії за добу  $P=13,6$  кВт·год/добу, разом за місяць  $P = 408$  кВт·год/місяць.

Розрахуємо втрати потужності на гілці:

Довжина лінії 15 м.

Використовується дріт марки А-25.

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

Перетин провідника  $F=25$  мм<sup>2</sup>.

Загальний опір лінії розраховується за формулою:

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

$$R=0,029 \cdot 15/25=0,0174 \text{ Ом.}$$

Обчислимо середній струм:

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

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

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

$$W_{рік} = P_{місяць} \cdot 12 = 12 \cdot 408 = 4896 \text{ кВт·год/рік.}$$

Середньоквадратичне значення струму — це еквівалентний струм, який проходить через лінію протягом часу  $T_{в}$ , спричиняючи такі ж втрати

потужності та електроенергії, як і фактичний змінний струм протягом цього часу.

Середньоквадратичне значення струму знаходиться в перерахунку на середній струм  $I_{cp}$  і коефіцієнт форми графіка навантаження  $K_\phi$ :

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

При достатній точності для практичних розрахунків за даними проектних організацій, при різному числі струмоприймачів при безперервному режимі роботи і кількості струмоприймачів при багаторазово-короткочасному режимі, коефіцієнт виду  $K_\phi = 1,05 \div 1,1$ :

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

Фазна напруга становить 220 В, так як одна фаза використовується для живлення одного будинку. Визначають втрати активної потужності і визначають електричну потужність через середньоквадратичне значення струму за формулою:

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

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

За рік енергія втрачається:

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

де  $T_B$  – час роботи лінії електропередач.

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

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

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

Визначте втрати в лінії 220 В.

$L$  - довжина лінії між з'єднаннями до фази 1 105 м.

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

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

Кожен будинок підключається до окремої фази і навантаження розподіляється рівномірно на 3 фази. Виконайте аналогічні дії, розрахуйте струм на кожній фазі і узагальніть результати в таблицях 3.1 – 3.6.

Таблиця 3.1 – Струм фази А

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

Максимальний струм в лінії в першій фазі - 26,4 А (для проводу А-25 допускається до 130 А)

Таблиця 3.2 – Струм фази В

Номер відрізка лінії	Лінія струму А
I <sub>44-47</sub>	1,76
I <sub>41-44</sub>	3,52
I <sub>38-41</sub>	5,28
I <sub>35-38</sub>	7,04
I <sub>32-35</sub>	8,8
I <sub>29-32</sub>	10,56
I <sub>26-29</sub>	12,32
I <sub>23-26</sub>	14,08
I <sub>20-23</sub>	15,84
I <sub>17-20</sub>	17,6
I <sub>14-17</sub>	19,36
I <sub>11-14</sub>	21,12
I <sub>8-11</sub>	22,88
I <sub>5-8</sub>	24,64
I <sub>2-5</sub>	26,4

Максимальний струм в лінії в другій фазі - 26,4 А (для проводу А-25 допускається до 130 А).

Таблиця 3.3 – Струм фази С

Номер відрізка лінії	Лінія струму А
1	2
I <sub>48</sub>	1,76
I <sub>45-48</sub>	3,52
I <sub>42-45</sub>	5,28

Продовження таблиці 3.3

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

Максимальний струм в лінії в третій фазі - 26,4 А (для проводу А-25 допускається до 130 А).

Таблиця 3.4 – Втрати *потужності фази А*

Номер відрізка лінії	Втрата потужності, Вт
1	2
P <sub>46</sub>	0,377288
P <sub>43-46</sub>	1,509151
P <sub>40-43</sub>	3,395589
P <sub>34-37</sub>	6,036603
P <sub>31-34</sub>	9,432192
P <sub>28-31</sub>	13,58236
P <sub>25-28</sub>	18,4871
P <sub>22-25</sub>	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

Сумарні втрати потужності в лінії на першому етапі - це сума втрат на кожній ділянці лінії:  $\sum \Delta P = 565 \text{ Вт}$

Таблиця 3.5 – Втрати потужності фази В

Номер 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

Сумарні втрати потужності в лінії на другій фазі - це сума втрат на кожній ділянці лінії:  $\sum \Delta P = 565 \text{ Вт}$



Таблиця 3.6 – Втрати потужності фази С

Номер відрізка лінії	Втрата потужності, Вт
P <sub>46</sub>	0,377288
P <sub>43-46</sub>	1,509151
P <sub>40-43</sub>	3,395589
P <sub>34-37</sub>	6,036603
P <sub>31-34</sub>	9,432192
P <sub>28-31</sub>	13,58236
P <sub>25-28</sub>	18,4871
P <sub>22-25</sub>	24,14641
P <sub>19-22</sub>	30,5603
P <sub>16-19</sub>	37,72877
P <sub>13-16</sub>	45,65181
P <sub>10-13</sub>	54,32943
P <sub>7-10</sub>	63,76162
P <sub>4-7</sub>	73,94839
P <sub>1-4</sub>	84,88973

Сумарні втрати потужності в лінії на третьому етапі дорівнюють сумі втрат на кожній ділянці лінії:  $\sum \Delta P_3 = 565$  Вт

Втрати на всіх трьох етапах становитимуть:

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

Знайдемо втрати в рядку за рік:

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

Сумарні втрати потужності - це сума втрат в проводі і втрат в лінії:

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

Вартість збитків розраховується за формулою:

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

### 3.2 Розрахунок лінійних втрат при 660 В

Щоб зменшити втрати в лінії, необхідно збільшити напругу в лінії.

Розрахуємо втрати потужності на трансформаторно-абонентській лінії.

Так як відгалуження від трансформатора до абонента буде працювати при напрузі 220В при будь-якій напрузі на основній лінії, то і втрати будуть однаковими.

Оскільки понижуючий трансформатор буде трифазним, то на три будинки встановлять один трансформатор.

Так як на 1 трансформаторі встановлено 3 будинки і кожен будинок споживає максимум 3 кВт, то візьмемо 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 також визначаються середньоквадратичним струмом, який визначається за формулою:

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

Визначимо втрати на гілках) для будинку, який стоїть перед стовпом:

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

Розрахуємо опір лінії при нахилі будинку:

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

Визначимо втрати потужності:

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

Визначимо втрати енергії:

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

Порахуємо загальні втрати для філії з урахуванням того, що таких гілок буде шістнадцять.

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

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

Стандартні параметри втрат в трансформаторі і ціна встановлюються виробником. Для трансформатора 660/380В:

- втрати сталі – 0,092 кВт,
- втрати міді – 0,044 кВт,
- Ціна: 10000 грн.

Втрата потужності та електроенергії в трансформаторах.

Втрати активної потужності. Вони складаються з двох складових: втрат, які витрачаються на нагрів обмоток трансформатора  $\Delta P_m$ , які залежать від струму навантаження, і втрат, які витрачаються на нагрів обмоток трансформатора  $\Delta P_{st}$ , які не залежать від струму навантаження.

Як правило, електричне навантаження є змінним, тому втрати потужності та електроенергії в лініях залежать від зміни навантаження. Втрати потужності в трансформаторі будуть розраховуватися з урахуванням часу  $\tau$ .

Час втрат  $\tau$  - це розрахунковий час, протягом якого трансформатор працюючи з незмінною навантаженням  $I_{max}$ , 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  $P_{max}$ , то можна знайти  $T_{max}$ , протягом якого даний трансформатор міг би передати цю електроенергію.

$$T_{max} = 4896 \text{ кВт} / 3 \text{ кВт} = 1632 \text{ рік.}$$

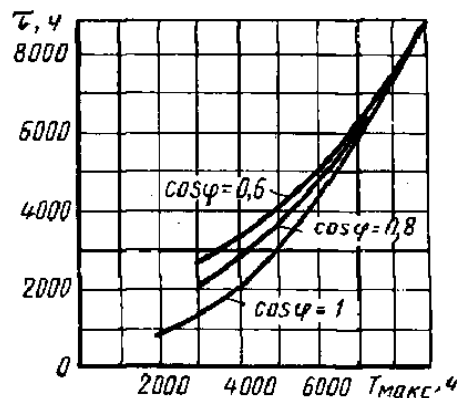


Рисунок 3.2 Графік для визначення часу випадання

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

Втрати активної потужності. Вони складаються із двох складових: втрати, які витрачаються на обігрів обмоток трансформатора  $\Delta P_m$ , які залежать від струму навантаження, і втрат, які витрачаються на обігрів сталі  $\Delta P_{st}$ , не

залежить від струму навантаження. Втрати потужності, які йдуть на обігрів обмоток трансформатора.

Втрати електроенергії в міді можна визначити за стандартними втратами потужності міді:

$$\Delta W_M = \Delta P_{M \text{ ном}} \left( \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau \quad (3.7)$$

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

Втрати сталі розраховуються за формулою:

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

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

Сумарні втрати в трансформаторі складуть:

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

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

Втрати електроенергії в трансформаторному блоці – лінія 0,4 кВ

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

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

Визначте втрати в рядку:

$L$  - 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 основній лінії, необхідно розрахувати 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, знаходимо струм у верхній частині 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.  
 Розрахуємо струм на вищій стороні лінії:

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

Визначаємо лінійний струм для кожного трансформатора за наведеними вище формулами і узагальнюємо результати в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Лінійний струм трансформатора в трансформатор

Номер відрізка лінії	Струм мережі, А
I <sub>15-16</sub>	1,02
I <sub>14-15</sub>	2,04
I <sub>13-14</sub>	3,06
I <sub>12-13</sub>	4,08
I <sub>11-12</sub>	5,1
I <sub>10-11</sub>	6,12
I <sub>9-10</sub>	7,14
I <sub>8-9</sub>	8,16
I <sub>7-8</sub>	9,18
I <sub>6-7</sub>	10,2
I <sub>5-6</sub>	11,22
I <sub>4-5</sub>	12,24
I <sub>3-4</sub>	13,26
I <sub>2-3</sub>	14,28
I <sub>1-2</sub>	15,3
I <sub>0-1</sub>	16,32

Визначимо втрати потужності в лінії за формулою:

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

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

$R_{л}$  - активний опір лінії, Ом.

Результати розрахунків наведені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Потокові втрати потужності

Номер відрізка лінії	Втрати потужності лінії, Вт
$\Delta P_{15-16}$	0,38
$\Delta P_{14-15}$	1,52
$\Delta P_{13-14}$	3,42
$\Delta P_{12-13}$	6,08
$\Delta P_{11-12}$	9,50
$\Delta P_{10-11}$	13,69
$\Delta P_{9-10}$	18,63
$\Delta P_{8-9}$	24,33
$\Delta P_{7-8}$	30,79
$\Delta P_{6-7}$	38,02
$\Delta P_{5-6}$	46,00
$\Delta P_{4-5}$	54,74
$\Delta P_{3-4}$	64,25
$\Delta P_{2-3}$	74,51
$\Delta P_{1-2}$	85,54
$\Delta P_{0-1}$	97,32

Сумарні втрати потужності в лінії при напрузі 660 В складуть:

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

$$\sum \Delta P = 568,72 \text{ Вт}$$

Визначимо загальні втрати в рядку за рік:

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



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

Загальні втрати з урахуванням втрат у трансформаторах становитимуть:

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

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

### 3.3 Розрахунок лінійних втрат при 1,3 кВ

Стандартні параметри втрат в трансформаторі і ціна встановлюються виробником. Для трансформатора 660/380В:

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

Втрата потужності та електроенергії в трансформаторах.

Втрати енергії в міді обчислюються:

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

Втрати сталі розраховуються:

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

Сумарні втрати в трансформаторі складуть:

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

Розрахуємо втрати в трансформаторі за наведеними вище формулами:

$$S_{max}=14 \text{ кВА},$$

$$S_{ном} = 10 \text{ кВА}.$$

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

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

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

Втрати електроенергії в трансформаторному блоці – лінія 0,4 кВ:

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 3.9 – Лінійний струм для кожного трансформатора

Номер відрізка лінії	Лінія струму А
I <sub>15-16</sub>	0,52
I <sub>14-15</sub>	1,04
I <sub>13-14</sub>	1,56
I <sub>12-13</sub>	2,08
I <sub>11-12</sub>	2,6
I <sub>10-11</sub>	3,12
I <sub>9-10</sub>	3,64
I <sub>8-9</sub>	4,16
I <sub>7-8</sub>	4,68
I <sub>6-7</sub>	5,2
I <sub>5-6</sub>	5,72
I <sub>4-5</sub>	6,24
I <sub>3-4</sub>	6,76
I <sub>2-3</sub>	7,28
I <sub>1-2</sub>	7,8
I <sub>0-1</sub>	8,32

Сумарні втрати потужності в лінії:

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

$$\sum \Delta P = 148 \text{ Вт.}$$

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

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

Таблиця 3.10 – Втрати потужності лінії

Номер відрізка лінії	Втрати потужності лінії, Вт
$\Delta P_{15-16}$	0,10
$\Delta P_{14-15}$	0,40
$\Delta P_{13-14}$	0,89
$\Delta P_{12-13}$	1,58
$\Delta P_{11-12}$	2,47
$\Delta P_{10-11}$	3,56
$\Delta P_{9-10}$	4,84
$\Delta P_{8-9}$	6,32
$\Delta P_{7-8}$	8,00
$\Delta P_{6-7}$	9,88
$\Delta P_{5-6}$	11,96
$\Delta P_{4-5}$	14,23
$\Delta P_{3-4}$	16,70
$\Delta P_{2-3}$	19,37
$\Delta P_{1-2}$	22,23
$\Delta P_{0-1}$	25,29

### 3.4 Розрахунок втрат електроенергії при 2 кВ

Втрата потужності та електроенергії в трансформаторах.

Розраховуємо втрати в трансформаторі за наведеними вище формулами:

Стандартні параметри втрат в трансформаторі і ціна встановлюються виробником. Для трансформатора 2000/380 В:

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

- ціна: 10000 грн.

$$S_{max}=14 \text{ кВА},$$

$$S_{ном} = 10 \text{ кВА}.$$

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

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

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

Таблиця 3.11 – Струм для кожного трансформатора

Номер відрізка лінії	Струм мережі, А
I <sub>15-16</sub>	0,34
I <sub>14-15</sub>	0,68
I <sub>13-14</sub>	1,02
I <sub>12-13</sub>	1,36
I <sub>11-12</sub>	1,7
I <sub>10-11</sub>	2,04
I <sub>9-10</sub>	2,38
I <sub>8-9</sub>	2,72
I <sub>7-8</sub>	3,06
I <sub>6-7</sub>	3,4
I <sub>5-6</sub>	3,74
I <sub>4-5</sub>	4,08
I <sub>3-4</sub>	4,42
I <sub>2-3</sub>	4,76
I <sub>1-2</sub>	5,1
I <sub>0-1</sub>	5,44

Таблиця 3.12 – Втрати потужності лінії

Номер відрізка лінії	Втрати потужності лінії, Вт
$\Delta P_{15-16}$	0,04
$\Delta P_{14-15}$	0,17
$\Delta P_{13-14}$	0,38
$\Delta P_{12-13}$	0,68
$\Delta P_{11-12}$	1,06
$\Delta P_{10-11}$	1,52
$\Delta P_{9-10}$	2,07
$\Delta P_{8-9}$	2,70
$\Delta P_{7-8}$	3,42
$\Delta P_{6-7}$	4,22
$\Delta P_{5-6}$	5,11
$\Delta P_{4-5}$	6,08
$\Delta P_{3-4}$	7,14
$\Delta P_{2-3}$	8,28
$\Delta P_{1-2}$	9,50
$\Delta P_{0-1}$	10,81

Втрати електроенергії в трансформаторному блоці – лінія 0,4 кВ:

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

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

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

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

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

Сумарні втрати потужності в лінії:

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

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

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

### 3.5 Аналіз втрат енергії при різних напругах

Розрахувавши втрати на передачу електричної енергії, зведемо всі дані до таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 – Порівняння втрат при передачі енергії при різних напругах

Показник	380 В	660 В	1300 В	2000 В
Втрати при передачі електроенергії, кВт·год/рік	14870	7541	4526	4024

На рисунку 3.3 показана залежність втрат енергії від більш високої напруги в лінії.

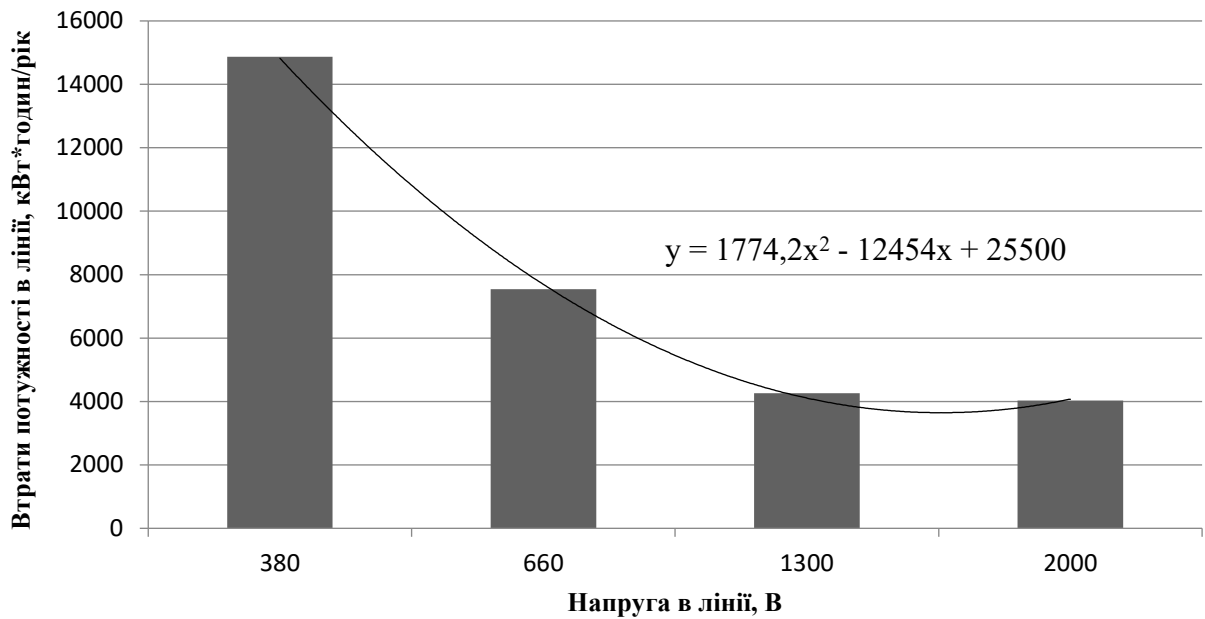


Рисунок 3.3 – Графік втрат енергії в залежності від більш високої напруги лінії

З графіка навантаження робимо висновок, що сумарні втрати енергії зменшуються зі збільшенням напруги, а також, що графік йде практично відразу після напруги 1300 В і буде в 2 рази менше, ніж при напрузі 660 В. Різниця між втратами при 1300 В і 2000 В становить 502 кВт, а в грошовому еквіваленті - 120,48 грн/рік. А різниця в купівлі трансформаторів становитиме 80000 грн. Тому бажано використовувати напругу 1300В.



#### 4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ПЕРЕВЕДЕННЯ ПРИВАТНИХ СПОЖИВАЧІВ НА ВИЩИЙ КЛАС НАПРУГИ

4.1 Приклад розрахунку економічних показників на прикладі типового села Запорізької області

Для прикладу розглянемо ділянку села Підпорожнянка, яка підключена від ПТС 793 потужністю 320 кВА. Ця територія перевантажена і тому потребує переобладнання.

Ця частина села розділена на 3 гілки.

У першому відділенні – 53 абоненти, у другому – 86, у третьому – 64 абоненти. У другому відділенні також розташовані школа і теплова електростанція.

Довжина ліній становить 1025 м для першої гілки, 1916 м для другої гілки і 1690 м для третьої гілки.

Втрати визначаються за формулами (2,0), (2,3), (2,4), (2,5), (2,6). Результати розрахунків наведені в таблицях 4.1 – 4.3.

Таблиця 4.1 – Втрати потужності в лініях першої гілки

Фаза 1 Гілка					
Струм	Густота	Різати	Довжина	Втрата потужності	Будинок No.
I	Ом·мм <sup>2</sup> /м	мм <sup>2</sup>	м	W	
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
Повна втрата потужності				1,27	W
Втрати електроенергії за рік				11,14	кВт

Таблиця 4.2 – Втрати потужності в других гілках

Фаза 1 Гілка					
Струм	Густота	Різати	Довжина	втрата P	Будинок No.
I	Ом·мм <sup>2</sup> /м	мм <sup>2</sup>	м	W	
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

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	68А
1,76	0,029	25	18	0,06	64
1,76	0,029	25	30	0,11	58А
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	30А
1,76	0,029	25	18	0,06	26
Повна втрата потужності				1,84	кВт
Втрати електроенергії за рік				16,13	кВт

Таблиця 4.3 – Втрати потужності на третьому відгалуженні

1 фаза відгалуження					
Струм	Густота	Різати	Довжина	втрата P	Будинок No.
I	Ом·мм <sup>2</sup> /м	мм <sup>2</sup>	м	W	
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
Повна втрата потужності				1,44	кВт
Втрати електроенергії за рік				12,62	кВт

## 4.2 Розрахунок втрат потужності при перенапрузі

Втрати визначаються за формулами (2,0), (2,3), (2,4), (2,5), (2,6).

Визначаємо втрати по галузі і підсумовуємо їх в таблицях 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
Загальні витрати						3,20	28,01

Таблиця 4.5 – Втрати потужності в другій гілці

№ 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 на третьому відгалуженні

Трансформатор No				Т3(81,83,85)			
	Струм	Густина	Різання дроту	Довжина рядка	Стабільність гілок	Втрага потужності, Вт	Втрати електроенергії 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
Загальні витрати						2,73	23,92

### 4.3 Аналіз отриманих результатів

Зробивши всі розрахунки, підведемо підсумки в таблицях 4.7 і 4.8.

Таблиця 4.7 – Економічні показники при різних напругах

Назва індикатора	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 різних напругах

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

кВт·годин/рік

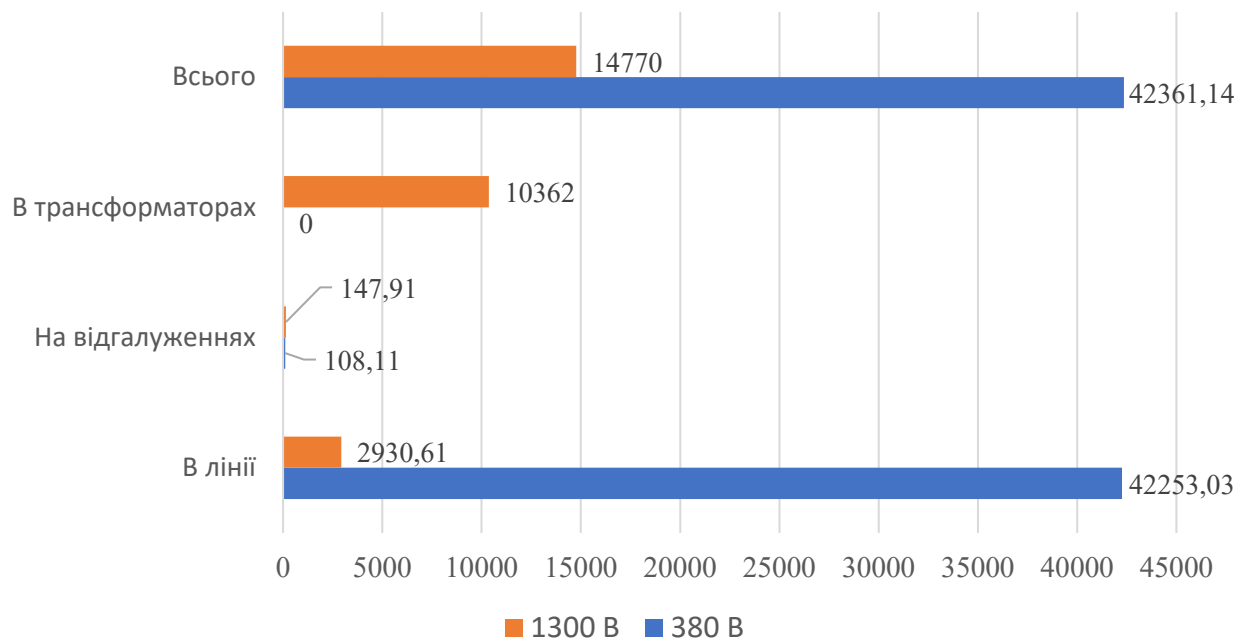


Рисунок 4.1 – Коефіцієнти втрат енергії при різних напругах живлення

Було встановлено, що сумарні втрати енергії зменшуються при нелінійному збільшенні напруги для даної мережі, а також, що графік йде практично відразу після напруги 1300В і подальше підвищення напруги недоцільно. Різниця між втратами 1300 В і 2000 В становить всього 502 кВт·год/рік.

В результаті розрахунку було встановлено, що різниця між втратами при переході з 380 В на 1300 В складе 28920,62 кВт·год/рік, або еквівалент економії близько 55 тисяч кВт·год. грн/рік, тобто втрати зменшуються в 3 рази.

## 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

### 5.1 Аналіз потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища

Дисертація присвячена питанням нормування втрат електроенергії в мережах ПАТ «Запоріжжіобленерго». При цьому охорона праці забезпечується прийняттям рішень відповідно до правил експлуатації електроустановок (ПУЕ).

Будівельні, електромонтажні та пусконаладжувальні роботи виконуються відповідно до чинних правил ЕІР, а також відповідно до чинних «Будівельних норм і правил», які затверджуються Державним комітетом будівництва.

В умовах експлуатації трансформаторної підстанції існують такі потенційні небезпеки: комутація, імпульсні та атмосферні перенапруги; прямі удари блискавки; перехід більш високої напруги в більш низьку сторону; помилкові дії персоналу при оперативному перемиканні; можливість випадкового дотику до струмоведучих частин; пошкодження ізоляції електроустановок; Короткі замикання в електроустановках.

Технічне обслуговування підстанцій підприємства здійснюється черговим оперативним персоналом у складі п'яти осіб. Ремонт і технічне обслуговування здійснюються централізовано мобільними спеціалізованими ремонтними бригадами.

Відповідно до Правил технічної експлуатації (ПТЕ) передбачені наступні захисні заходи для дотримання норм охорони праці.

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється для повітряних ліній напругою 35 кВ блискавкозахисними тросами. Для території підстанції захист здійснюється блискавковідводами, які встановлюються на залізобетонних порталах і підключаються до загального контуру заземлення.



На підстанціях передбачений спеціальний захист від імпульсних хвиль, що надходять від ліній. Цей захист здійснюється розрядниками, встановленими з боків високої, середньої та низької напруги силового трансформатора (КТ), а також розрядниками, встановленими в шафах трансформаторів напруги закритого розподільчого пристрою 10 кВ.

Для контролю та запобігання ізоляції в мережах 6 та 35 кВ на підстанції встановлені спеціальні пристрої, які встановлюються в приміщеннях загальної диспетчерської підстанції. Стан ізоляції періодично перевіряють, вимірюючи омичний опір ізоляції щодо землі. При пошкодженні ізоляції в допоміжному трансформаторі можуть виникати короткі замикання не тільки на корпусі, але і між обмотками різної напруги. В результаті короткого замикання між обмотками низьковольтна мережа має  $U > 1$  кВ, на що ізоляція не розрахована. В результаті можуть виникати небезпечні дотики і крокові напруги.

Виникнення коротких замикань в електроустановках може призвести до пошкодження обладнання та створити небезпеку ураження людей електричним струмом. Для забезпечення безпеки людей і запобігання пошкодженню обладнання проектом передбачені наступні заходи: розміщення обладнання на майданчику підстанції з дотриманням нормативних відстаней між струмоведучими частинами і землею; використання обладнання без конструктивних недоліків; Використання надійного заземлення з відповідним нормативним значенням опору; Монтаж релейного захисту окремих елементів мережі.

Релейний захист елементів підстанції спроектований в обсязі, передбаченому правилами ЕІР, і забезпечує швидке відключення в разі короткого замикання. Частотний режим роботи енергосистеми контролюється як диспетчерським персоналом, так і пристроями релейного захисту та протиаварійної автоматики, метою яких є попередження та ліквідація аварій. Устаткування цієї автоматики розміщується в релейних залах підстанцій. Релейні кімнати відносяться до зон з високим ризиком ураження електричним струмом, так як існує ймовірність одночасного контакту струмоведучих

частин із заземленими металевими каркасами і шафами обладнання. Основні небезпеки роботи електрика перераховані в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Оцінка факторів виробничо-трудового процесу електромонтера

Ні Зарплата	Фактори виробничого середовища та трудового процесу	Нормативне значення	Фактичне значення	III клас: шкідливі і небезпечні умови, характер праці.			Довготри- валість дії фактору за зміну %
				1 ступ.	2 ступ.	3 ступ.	
1	Класи 3-4 Напруженість небезпечного електромагнітного поля, кВ	5	7,5	1,5р	-	-	85
2	Локальна вібрація, дБ	92	95	3	-	-	80
3	Рівень шуму, дБА	80	90	-	10	-	80
4	Температура повітря, °С	27	31	-	4	-	90
	Повітряна швидкість, м/с	0,3	0,5	-	-	0,2	90
	Відносна вологість повітря, %	65	64	-	-	-	90
5	Трудомісткість і інтенсивність роботи	Категорія середнього ступеня тяжкості 2б; Помірно-напружений					

## 5.2 Заходи щодо поліпшення умов праці

Останні 4-6 років Об'єднана енергетична система України з певних причин працює з непостійною, часто зі зниженою частотою електричного струму. Такий режим експлуатації небажаний, так як підвищує ймовірність серйозних системних аварій, які можуть привести до значних економічних втрат, загибелі і травмування людей, екологічних катастроф і т.д.

Зниження частоти електричного струму живильної мережі негативно позначається, в першу чергу, на роботі електродвигунів, люмінесцентних ламп і ламп розжарювання, комп'ютерної техніки. Наприклад, знижується продуктивність електродвигунів, зменшується світловий потік освітлювальної апаратури, збільшується частота миготіння комп'ютерних моніторів. Зниження продуктивності електродвигунів таких механізмів, як сантехнічні вентилятори, повітродувки, живильні насоси контурів охолодження, електромагнітні клапани, електричні блокування та ін., призводить до відхилень від проектних норм подачі води і повітря (відведення, всмоктування); Збільшення часу спрацьовування різних блокувальних і запобіжних пристроїв, в результаті чого вони погіршують свою функціональність і можуть привести до аварії або нещасного випадку. Такі явища негативно впливають на безпеку, виробничу санітарію та гігієну праці.

Зниження частоти напруги живлення призводить до збільшення реактивної споживаної потужності навантаження двигуна і збільшення втрат активної потужності (тепловиділення). Це явище призводить до збільшення струму, який живить електроприймач, а це, в свою чергу, викликає небажаний перегрів провідників, що призводить до передчасного старіння і виходу з ладу ізоляції. Передчасний знос ізоляції підвищує ймовірність коротких замикань на корпусі, які небезпечні для людей, що експлуатують електроустановку; загоряння проводки або обладнання через коротке замикання або перевантаження, а також більш складні і небезпечні аварії.

Трансформатори струму і напруги є вимірювальними одиницями всіх видів захисту і автоматики. Дане обладнання встановлюється на відкритих розподільних пристроях.

В процесі експлуатації електричних мереж в результаті маніпуляцій з комутуючими апаратами можуть виникати так звані комутаційні перенапруги. Ці перенапруги, якщо обладнання належним чином кондиціоноване, ізоляція та опір заземлювального пристрою не становлять небезпеки для обслуговуючого персоналу. Однак вони можуть згубно позначитися на ізоляції силових трансформаторів, яка часто нестійка до перепадів напруги. Для запобігання впливу перенапруг використовується установка трубчастих і вентильних розрядників, які обмежують значення перенапруг.

При перемиканні «на льоту» всі операції виконуються разом. Контролююча особа повинна мати V групу з електробезпеки, виконавець - IV або III. Для запобігання неправильним діям персоналу на деякому обладнанні використовуються блокування. Таке обладнання, як роз'єднувачі, сепаратори, пристрої короткого замикання, відсіки розподільних пристроїв тощо, має блокування. Для полегшення орієнтації чергового персоналу широко використовуються світлові табло, сигнальні лампи, сирени, дзвінки, вказівні реле (поворотники). Діями чергового може безпосередньо керувати диспетчер за допомогою телефонного або радіозв'язку. Черговий виконує перемикання згідно з бланком, під наглядом контролюючої особи. У ВРП операції виконуються наступним чином:

Керівник зачитує операцію, яку повинен виконати черговий.

Черговий підходить до обладнання, перевіряє прізвища відправників і визначає, чи належить обладнання до конкретного з'єднання.

Оглядає порцелянові ізоляторні колони на наявність тріщин, сколів, витоків масла, їх нахилу.

При незначному русі важелів забезпечується управління саме рухомими частинами цим важелем.

Виконує операцію.

Науковий керівник в бланку відображає виконання пункту.

При цьому всі особи, які перебувають у НІ, повинні носити захисні шоломи.

У разі дистанційного керування з пульта керування або з щита релейного захисту операції здійснюються наступним чином:

Контролююча особа зачитує на бланку суть операції.

Черговий підходить до пульта управління або охорони і розташовується таким чином, щоб диспетчер міг бачити його дії.

Супроводжуючий бере клавішу управління і повторює вголос команду, яку він повинен виконати.

Після дозволу керівника операція проводиться черговим.

Після того, як операція виконана дистанційно, черговий крок за кроком перевіряє стан комутаційних апаратів на об'єкті. Тільки після того, як черговий з'ясує стан вимикача, можна проводити маніпуляції з роз'єднувачами.

При роботі з шинним роз'єднувачем реалізована централізована заборона автоматичного перепідключення шини. При роботі з лінійним роз'єднувачем автоматичний розподільчий пристрій блокується на протилежному кінці лінії і підтверджується диспетчером. Ці заходи вживаються в разі руйнування обладнання під час маніпуляцій і для запобігання повторної подачі напруги на пошкоджений елемент, біля якого знаходиться персонал.

На низьковольтному обладнанні (до 1000В) допускається робота з струмоведучими частинами. При цьому слід використовувати захисні засоби і пристосування, такі як: діелектричні рукавички, чоботи, калоші, маски, захисні окуляри, килимки, ізолюючі підставки.

Працювати на панелях дозволяється тільки інструментами з ізольованими рукоятками і забороняється користуватися неізольованими ключами, металометрами і лінійками, ножівками, викрутками з неізольованим стрижнем. Бажано, щоб рукоятки електроінструменту мали обмежувальні кільця.

Положення відключення комутаційних апаратів напругою до 1000 В з важкодоступними контактами (автоматичні вимикачі, невикатні конструкції, пакетні вимикачі, замкнуті автоматичні вимикачі) визначається перевіркою відсутності напруги на їх клеммах або проводах і шинах, що йдуть від них. В електроустановках із заземленою нейтраллю двополюсний калібр використовується для перевірки відсутності напруги у всіх фазах, між фазами і по фазі щодо корпусу або заземлювального провідника. Передбачається, що буде використовуватися попередньо перевірений вольтметр. Щоб виключити помилкові дії персоналу від огороженого робочого місця до других комутаційних апаратів, ланцюги останніх виводяться накладками або відкиданням проводів від цього щита. Двоє працівників IV і III груп (один з них з числа діючих робітників) повинні встановлювати і знімати колодки за допомогою рукавичок, штанг, щипців.

Територія, де проводяться роботи, огорожується. Для тимчасового огороження струмоведучих частин, які залишаються під напругою, застосовують екрани, щити тощо, виготовлені з ізоляційних матеріалів. Відстань цих огорожень до струмоведучих частин регулюється. На тимчасових огороженнях вивішують «Stop Voltage» або відповідні плакати безпеки.

Всі складні роботи у вторинних комутаційних ланцюгах виконуються за задалегідь розробленими і затвердженими програмами з використанням схем. Всі роботи проводяться відповідно до наряду-допуску.

Для коректної роботи огорожень на підстанції встановлюється режим числа заземлених нейтралей трансформаторів на підстанції. Якщо трансформатор із заземленою нейтраллю винесено в ремонт, його заземлюють до іншого трансформатора, який працював ізольовано від землі. Це робиться для того, щоб підтримувати постійний рівень струмів замикання на землю, які викликані опором системи щодо землі. У разі фазокерованого трансформатора його нейтраль завжди заземлена, щоб уникнути пошкодження трансформатора [23].

Територія підстанції захищена блискавковідводами, тросами-громовідводами, що виключає можливість прямого удару блискавки по обладнанню.

Для забезпечення чутливості захисних пристроїв (автоматичних вимикачів і запобіжників) підтримується певний рівень опору заземлюючого пристрою – 4 Ом. При цьому, як правило, використовуються заземлюючі провідники перетином 10 мм<sup>2</sup> (замість 4 мм<sup>2</sup> рекомендованого ПУЕ) мідного дроту.

Опір ізоляції електрично з'єднаних вторинних ланцюгів відносно землі, а також між ланцюгами різного призначення, які не пов'язані між собою електрично, підтримується в межах кожного з'єднання не менше 1 МОм. Рівень ізоляції контролюють під час планових оглядів захистів і ланцюгів вторинної комутації шляхом випробування ізоляції підвищеною напругою з подальшим вимірюванням її опору відповідно до процедури. Існують прилади для контролю ізоляції ланцюгів постійного струму. При зниженні рівня нижче 100 кОм спрацьовує сигналізація і черговий вживає заходів для пошуку місця пошкодження.

Деякі види робіт в пристроях релейного захисту вимагають застосування низьких напруг. Джерелом низької напруги, зазвичай 12В, є понижуючий трансформатор (використання автотрансформаторів заборонено). Захисний кожух трансформатора і його вторинна обмотка заземлені. Низька напруга використовується для перевірки цілісності електричних ланцюгів, живлення переносних ручних світильників, а також на деяких технологічних етапах при обслуговуванні пристроїв релейного захисту.

Оперативні перемикання в розподільному пристрої підстанції передбачається здійснювати черговим або оперативно-ремонтним персоналом за розпорядженням або з відома вищезазначеного чергового персоналу. З метою виключення можливості випадкових дотиків або небезпечного наближення до струмоведучих частин відповідно до проекту передбачені такі заходи: розподільчі пристрої 10 кВ розміщуються в окремих металевих шафах

КМ-1Ф, які замикаються на спеціальний ключ і мають попереджувальні знаки. Вимикачі в шафах встановлюються на висувних візках. У момент ремонту вагонетки викочуються і розмикаються контакти роз'єднувача, що створює видимий розрив в ланцюзі. Механічне блокування запобігає активації вимикача під час увімкнення візка.

### 5.3. Технічні рішення для виробничої санітарії

#### 5.3.1 Шум і вібрація в районі підстанції

Згідно ГОСТ 12.1.012-90 «Вібрація. Загальні вимоги безпеки» віброзахист на підстанціях здійснюється за допомогою віброгасіння, зниження рівня вібрації шляхом встановлення трансформаторів на фундаменти.

У зв'язку з тим, що підстанції, як правило, віддалені від житлових будинків, в проекті не застосовуються спеціальні заходи по шумоізоляції прибудинкової території відповідно до ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Загальні вимоги безпеки» [23].

#### 5.3.2 Природне і штучне освітлення

Відповідно до СНиП II-4-79 «Природне і штучне освітлення» на території підстанції передбачені наступні норми освітлення: приміщення обладнання зв'язку – 150 лк; пульт управління приміщенням - 100 лк; Зовнішнє освітлення - 0,5 лк.

Зовнішнє освітлення підстанцій компанії здійснюється прожекторними світильниками типу СЗГ, які встановлюються на спеціальних щоглах.



Світильники типу СЗЛ для освітлення СВР 35 кВ встановлюються на стійці СВ-95-1 на висоті 7 м; Світильники СЗЛ призначені для освітлення трансформаторів. Внутрішня здійснюється при напрузі 220 В люмінесцентними лампами і лампами розжарювання.

Осередки КМ-1 Ф освітлюються лампами розжарювання, встановленими в стінці камери, доступ до яких забезпечується тільки персоналом повітряного судна, який повинен дотримуватися всіх вимог безпеки відповідно до [28].

#### 5.4 Електробезпека

Для забезпечення електробезпеки обслуговуючого персоналу і нормальної роботи систем релейного захисту і автоматики захисне і експлуатаційне заземлення пристроїв цих систем виконується відповідно до вимог ЕІР.

Для контрольно-вимірювальних кіл трансформаторів струму і трансформаторів напруги повинні застосовуватися кабелі з металевою оболонкою або оболонкою і бронею. Не допускається об'єднання в одному контрольному кабелі ланцюгів різних класів випробувальної напруги, ланцюгів вимірювання напруги і струму, ланцюгів управління з вимірювальними і сигнальними ланцюгами, а також з силовими ланцюгами.

Кабельні лінії різного призначення рекомендується прокладати по різних трасах, з'єднуючи кабелі з горизонтальними заземлювачами. Металеві оболонки і броня кабелю повинні бути заземлені в місці входу релейного щита в будівлю, а також в місцях остаточного роз'єднання кабелів. Металеві коробки, через які прокладаються кабелі, повинні бути заземлені з інтервалом 5-10 метрів.

Для схем «машина-машина» слід використовувати тільки екрановані симетричні кабелі. Ці кабелі повинні бути прокладені якомога далі від силових ланцюгів.

В цілому, в залежності від характеру впливу ЕМВ на лінії зв'язку і підключене до них релейне обладнання, можна рекомендувати наступні способи захисту:

- використання двопровідних симетричних ліній зв'язку, добре ізольованих один від одного і від землі;
- відмова від використання однопровідних зовнішніх ліній зв'язку;
- екранування підземних кабелів мідною, алюмінієвою, свинцевою оболонкою або прокладання їх в металоконструкціях, трубах;
- електромагнітне екранування вузлів і агрегатів обладнання;
- використання різних видів пристроїв захисту від входу та засобів блискавкозахисту (кабелі, контури заземлення тощо).

Для захисту від прямого контакту використовуються такі заходи: ізоляція струмоведучих частин; паркани та снаряди; Бар'єри; Розміщення в недоступному місці. В якості заходів захисту при непрямому контакті застосовуються: Автоматичне відключення живлення; ізоляційні зони; еквіпотенціальна система зв'язку; Електричне розділення ланцюгів.

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, видалити яку можна тільки шляхом руйнування. Ізоляція струмоведучих частин електрообладнання повинна відповідати стандартам або технічним умовам, що пред'являються до відповідного електрообладнання. Відкритий розподільчий пристрій 35 кВ підстанції огорожений. Струмопровідні частини електрообладнання та шини напругою 35 кВ знаходяться в недоступному місці на висоті не менше 3,2 м над рівнем землі.

Розподільчий пристрій 6 кВ розташований в окремому приміщенні. Струмоведучі частини розподільного пристрою укладені в корпуси, що забезпечують ступінь захисту не нижче IP2X по ГОСТ 14254.

Для електричного обладнання, яке може утримувати електричний заряд після відключення (наприклад, конденсатори), необхідно зробити попереджувальну етикетку, щоб уникнути дотику до нього. Перш ніж торкатися струмоведучих частин відключених конденсаторних батарей, необхідно провести додатковий розряд шляхом короткого замикання висновків і до корпусу металевим прутком із заземлюючим провідником, насадженим на ізолюючий стрижень.

Для забезпечення автоматичного відключення електроенергії необхідно реалізувати систему заземлення і базову систему вирівнювання потенціалів, а також забезпечити гармонізацію характеристик захисних пристроїв, що здійснюють дане відключення.

Так як більш висока напруга підстанції становить 35 кВ, то спеціального захисту від електромагнітних полів відповідно до ГОСТ 12.1.006.-84 «Електромагнітні поля радіочастот» немає. Загальні вимоги не передбачено.

Розрахунок блискавкозахисту типової підстанції підприємства по СН 305-77 (підстанція другої категорії): захист виконується на порталах ВРП 35 кВ, а також встановлюється окремо на території підстанцій.

## 5.5 Засоби індивідуального захисту

Згідно з вимогами ПТЕ, крім перерахованих вище заходів, проєктована підстанція має засоби індивідуального захисту від ураження електричним струмом: робочі та вимірювальні штанги; ізолюючі та вимірювальні кліщі; покажчики напруги, ізоляційні пристрої та засоби для проведення ремонтних робіт; діелектричні рукавички, гумові килимки, ізоляційні прокладки,

переносне заземлення. Плакати та попереджувальні знаки розміщуються на території повітряного судна. В процесі експлуатації ізолюючі захисні засоби періодично випробовуються підвищеною напругою відповідно до ПТЕ. На території закритої розподільчої підстанції 10 кВ забезпечуються такі метеорологічні умови: температура 25 °С; відносна вологість повітря 60%; швидкість руху повітря 0,2 м/с.

Ці умови досягаються за рахунок застосування вентиляційних і опалювальних приладів відповідно до вимог СНиП 2.04.85-86 «Опалення, вентиляція і кондиціонування».

При роботі на відкритій місцевості підстанції з метою запобігання надмірного переохолодження і перегріву передбачається використання спецодягу і організація перерв в роботі обслуговуючого і ремонтного персоналу.

Ці заходи необхідні, тому що тривала робота в мікрокліматі знижує опірність організму до розвитку захворювань м'язової і суглобової систем.

## 5.6 Пожежна безпека

Проект розроблений у суворій відповідності до ДБН В.1.1-7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва». Несучі та огорожувальні конструкції виготовляються з негорючих матеріалів. Будівлі відносяться до II класу вогнестійкості і мають аварійні виходи безпосередньо назовні або через тамбури відповідно до пунктів 5.13 і 5.12 ДБН В.1.1.7-2002.

Ширина шляхів евакуації проводиться відповідно до п. 5.28 ДБН В.1.1-7-2006. Аварійні виходи з будівель виготовляються відповідно до вимог пунктів 5.9 і 5.18 ДБН В.1.1.7-2006. Для запобігання розливів нафти і поширенню вогню при пошкодженні маслонаповнених силових

трансформаторів 35/6 кВ проектом передбачені маслоприймач, масловідливи і заглиблений маслозбірник об'ємом 45 м<sup>3</sup> (див. лист 15 М2223.7-ЕСП).

Обсяг маслоприймача розрахований на одночасний прийом 100% масла, що міститься в корпусі трансформатора. Облаштування маслоприймача і масляних стоків виключає перетікання масла (води) з одного маслоприймача в інший, поширення вогню, засмічення маслоотводной отвору і засмічення його снігом, льодом і т.д.

Відповідно до 4.2.71 ПУЕ-85г., оскільки силові трансформатори напругою 10МВА 35/6 кВ одиничною потужністю менше 63 МВА, протипожежного водопостачання та резервуара не передбачені.

В якості протипожежних заходів на підстанції передбачені: застосування ізолюваних кабелів, що не підтримують горіння; з'єднання кабелів з високошвидкісними релейними захистами; установка пожежних щитів з вуглекислотними вогнегасниками, лопат і ящиків з піском для гасіння пожежі.

Таблиця 5.2 – Первинні засоби пожежогасіння на підстанціях

Ім'я Обладнання	Найменування та тип засобів пожежогасіння	Кількість Шматок.
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

Металоконструкції проектуються відповідно до вимог СНиП II-23-81, СНиП 2.01.07-85. Марки сталі приймаються в залежності від групи

конструкцій. Приймаються всі заводські з'єднання металоконструкцій: зварні, монтажні - зварні і болтові з нормальною і грубою точністю.

Для забезпечення необхідної вогнестійкості всі металеві конструкції покриваються емалевими складами на заґрунтованій поверхні.

Таким чином, вимоги пожежної небезпеки відповідають нормативним документам.

Таблиця 5.3 – Категорії виробів за пожежо- та вибухонебезпекою

Найменування підрозділів і допоміжних споруд	Категорія продукції по СНиП	Характеристика будівельних конструкцій	Клас приміщень по ПУЕ
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	Незгораємі конструкції	ПІ

Згідно з «Методичними рекомендаціями з проектування протипожежних заходів та виявлення пожеж на енергетичних об'єктах» проектувана підстанція відноситься до другої групи підстанцій з одним

трансформатором потужністю 10 МВА. Підстанція обладнана протипожежним водопроводом. Для запобігання розливів нафти і поширенню вогню передбачається будівництво нафтоприймачів, маслозбірників і нафтозбірників.

Ступінь вогнестійкості всіх будівель по СНиП2.01.02-85 «Протипожежні норми проектування будівель і споруд» - II. Пожежним машинам передбачені під'їзди до будівель і споруд. Пожежогасіння на підстанції забезпечує міська пожежна охорона, а також первинні засоби пожежогасіння, які встановлюються на протипожежних щитах згідно з таблицею 4.2, 4.3.

Прийнятий обсяг протипожежних заходів відповідає вимогам ГОСТ 12.1.004 – 91 «Пожежна безпека. Загальні вимоги».

#### 5.7 Рішення для захисту навколишнього середовища

Стан довкілля в Україні викликає серйозне занепокоєння, оскільки є наслідком економічних помилок та екологічних прорахунків. Тому самовідновлення і самоочищення природного середовища практично неможливе, відбувається активна деградація і небезпечне знищення природних ресурсів [36].

У зв'язку з цим сформульовано основні шляхи виходу України з найважчої екологічної кризи:

- розроблення інтегрованих природоохоронних програм на основі моніторингових спостережень;
- Збільшення витрат на охорону природи та прискорення темпів будівництва природоохоронних об'єктів
- заборона відхилень від проектів, які завдають шкоди навколишньому середовищу і т.д.

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

Встановлене електрообладнання не споживає воду і повітря від технологічного процесу, тому викиди забруднюючих речовин в атмосферу і воду відсутні.

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

Випромінювання від встановленого електрообладнання не перевищує природного фону.

Низький рівень шуму і вібрації від встановленого електрообладнання забезпечується їх конструктивними рішеннями за рахунок низької потреби в механічній енергії і становить 20 дБ, що не перевищує допустимих норм по СНиП II-12-77 «Захист від шуму».

При будівництві максимально зберігаються зелені насадження і рослинний покрив в місцях зведення фундаментів і установки опор, після будівництва відновлюються зелені насадження і рослинний покрив.

При виникненні аварійних ситуацій в проектованій системі електропостачання відсутні шкідливі викиди, небезпечні для життя і здоров'я людей. З урахуванням екологічної безпеки об'єкта природоохоронні заходи не передбачені.

## 5.8 Розрахунок захисного заземлення

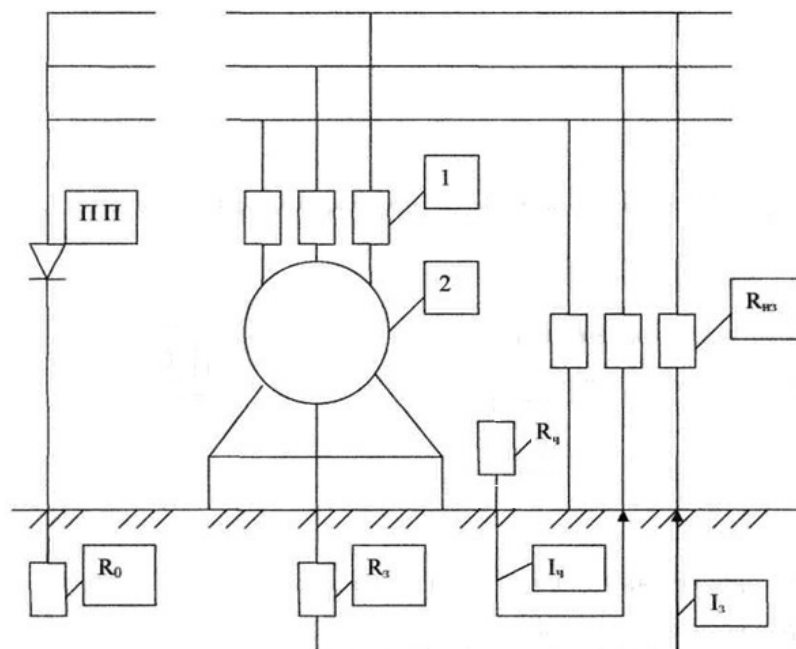
Відкриті струмопровідні частини електроустановки повинні бути з'єднані з системою заземлення за допомогою захисних провідників. На підстанції використовується система заземлення типу TN-C. Захисне заземлення і заземлення системи блискавкозахисту будівель і споруд



підстанції здійснюється за допомогою одного загального заземлюючого пристрою. В якості заземлюючих пристроїв використовуються природні і штучні заземлювальні пристрої, з'єднані сталеву смугою 40x4. Опір заземлюючого пристрою, характерне для високовольтних і низьковольтних електроприймачів, не повинно перевищувати 0,5 Ом в будь-який час року.

Кожна конструкція має базову систему зрівнювання потенціалів, яка реалізується шляхом приєднання до основної заземлювальної шини електроустановки наступних струмопровідних частин: захисні провідники; заземлювальні провідники захисних і блискавковідводних заземлювальних пристроїв; металеві труби комунікацій; металеві частини каркаса будівлі (споруди) та металоконструкцій промислового призначення; металеві частини систем вентиляції та кондиціонування; основні металеві частини будівельних конструкцій; металеві оболонки, щити та броньовані кабелі.

В якості заземлення візьмемо вертикальні стрижневі електроди довжиною 10 м і діаметром 11 мм. Принципова схема заземлення електрообладнання показана на рисунку 5.1.



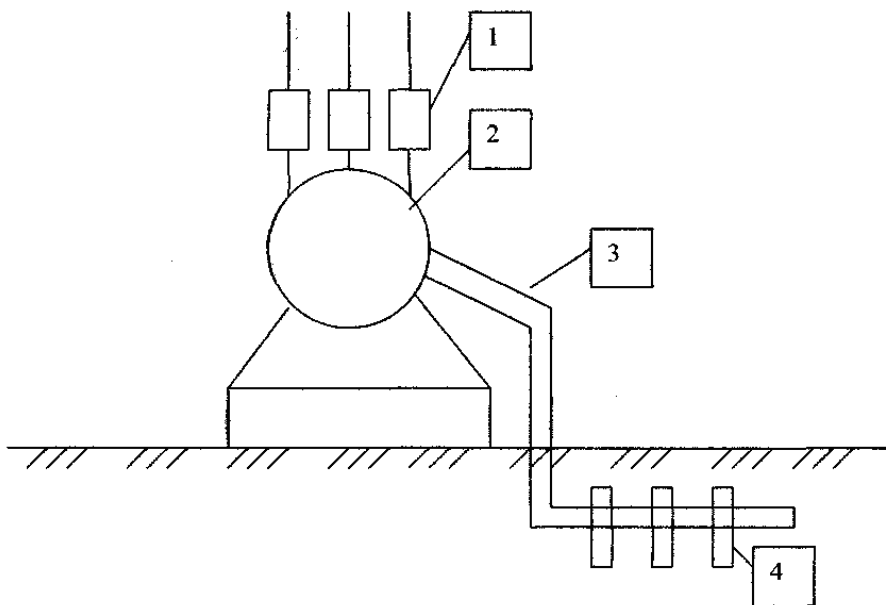
ПП - пробивний запобіжник;  $R_0$  - заземлення нульової точки трансформатора;  $R_3$  - пристрій заземлення;  $R_{из}$  - ізоляція; - струм  $I_3$ , замикання

на землю; -  $I_q$  струм, що протікає через людину; 1 - запобіжники; 2 - електродвигун

Рисунок 5.1 – Принципова схема захисного заземлення

Всі стики виконуються за допомогою зварювання. Відкриті лінії заземлення покриваються антикорозійною фарбою. Ураження людини електричним струмом може статися не тільки при дотику до струмоведучих частин, але і в результаті контакту з металевими корпусами електрообладнання, які випадково опинилися під напругою в результаті пошкодження ізоляції. Для запобігання подібних випадків ураження електричним струмом широко використовуються захисні заземлення і занулення. Щоб обчислити подовження землі, спочатку визначимо опір струму одного вертикального електрода.

Принципова схема заземлюючого пристрою показана на рисунку 5.2.



1 - запобіжники; 2 - електродвигун; 3 - з'єднувальна планка; 4 – трубчасте заземлення.

Рисунок 5.2 – Конструкція заземлюючого пристрою

Глибина середини електрода 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.

Для початку обчислимо:  $t = 0,5 + \frac{10}{2} = 5,5$  м;

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

де  $R_e$  - опір поширенню струму одного вертикального електрода, Ом

$\rho$  — питомий опір ґрунту в місці розташування ґрунту, Ом·м

$l$  - довжина трубчастого електрода, м

$d$  - діаметр трубчастого електрода, м

$t$  - глибина середини електрода від поверхні землі, м

Тепер у нас є всі метрики для розрахунку  $R_e$ :

$$R_e = \frac{100}{(2 \cdot 3,14 \cdot 10)} \cdot \left[ \left( \ln \frac{2 \cdot 10}{0,011} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 5,5 + 10}{4 \cdot 5,5 - 10} \right) \right] = 9,07$$

Знайдене значення  $R_e$  порівнюють з допустимим опором розширення заземлення  $R$ .

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

Для цього спочатку розрахуйте попередню кількість заземлень без урахування типу підключення (воно повинно бути цілим числом) за формулою:

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

де  $R_{\text{дон}}$  – допустимий опір заземлюючого пристрою, Ом береться в залежності від напруги, що подається на електроустановку.

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

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

Потім встановлюємо необхідну кількість вертикальних електродів:

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

де  $\eta_e$  - коефіцієнт використання вертикального електрода з урахуванням взаємного екранування.

Для вибору цього коефіцієнта беремо значення відношення відстані між електродами до їх довжині «параметр по» і вибираємо с, в залежності від попереднього числа заземлень, n1 і «параметру а».

Припустимо, а = 1. Заземлення розміщують в ряд. Тоді zo (0,73) визначається:

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

Знаючи кількість заземлень, знаходимо довжину шатуна (L), який з'єднує всі вертикальні стрижневі електроди за формулою:

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

де  $a$  – це відношення відстані між електродами до їх довжині.

Обчислимо довжину з'єднувальної струни:

$$L=1.5 \cdot 10=50 \text{ m}$$

Розрахуємо опір поширенню струму сполучного типу без урахування екранування за формулою:

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

де  $b$  - ширина сполучної струни, м  $b=d$ .

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

Нарешті, визначаємо сумарний опір заземлюючого пристрою  $R_3$ , що є сумою опору вертикальних електродів і опору з'єднувального типу:

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

де коефіцієнт використання типу роз'єму  $\eta_u = 0,72$ .

Загальний опір заземлюючого пристрою  $R$  обчислюється за формулою:

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

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 спроектоване з урахуванням стандартів і забезпечує безпеку працівників.

## ВИСНОВКИ

1. Встановлено, що технологічні витрати на транспортування електроенергії становлять 19% від загального обсягу постачання. У деяких регіонах України втрати електроенергії сягають 30%. У структурі втрат за елементами систем електропостачання основна частина втрат припадає на лінії електропередач і трансформатори.

2. Відповідно до запропонованої методики розрахунку втрат електричної енергії в мережах 0,38 – 2 кВ, плануючи експеримент з обмеженнями 380 – 2000 В (як гранично допустима напруга для використання в населених пунктах), побудовано графік та визначено відповідне рівняння залежності втрат електричної енергії від напруги живильної мережі.

3. Було встановлено, що сумарні втрати енергії зменшуються при нелінійному збільшенні напруги для даної мережі, а також, що графік йде практично відразу після напруги 1300В і подальше підвищення напруги недоцільно. Різниця між втратами 1300 В і 2000 В становить всього 502 кВт-год/рік.

4. В результаті розрахунку було встановлено, що різниця між втратами при переході з 380 В на 1300 В складе 28920,62 кВт-год/рік, або еквівалент економії близько 55 тисяч кВт-год. грн/рік, тобто втрати зменшуються в 3 рази.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Железко Ю. С. «Оцінка втрат електроенергії, викликаних похибками інструментальних вимірювань» [текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця: ВНТУ, 2001. (№10.) Р. 185-189.
2. Железко Ю.С. Систематичні та випадкові помилки в методах розрахунку втрат електричного навантаження [текст] / Ю.С. Железко // Електротехнічні станції — Вінниця: ВНТУ, 2001. (№12.) Р. 158-163.
3. Железко Ю.С. Определение інтегральних характеристик характеристик графіків графів нажників нажков для визначення інтегральних характеристик графіків електричних електростанцій [Текст] / Ю. Савченко (№11). Р. 153-168.
4. Железко Ю.С. Принципи нормування втрат електроенергії в електричних мережах та програмне забезпечення для розрахунків [Текст] / Ю.С. Железко // Електротехнічні станції — Вінниця: ВНТУ, 2001. — №9. Р. 133-142.
5. Железько Ю.С. Розрахунок нормативних характеристик електродвигунів / Ю.С. Железко // Електротехнічні станції — Вінниця: ВНТУ, 2002. (№2). Р. 189-196.
6. Железько Ю.С. Розрахунок втрат електроенергії в енергосистемах зі зворотними міжсистемними комунікаціями] / Ю.С. Железко // Електрика — Вінниця: ВНТУ, 1996. (№7.) Р. 125-138.
7. Клер А.М., Деканова Н.П., Степанова Е.Л. Оптимізація режимних параметрів і складу робочого обладнання великих джерел енергії. Енергетики. 2004. № 6. – 43–52 с.
8. Довідник з електропостачання промислових підприємств: проектування і розрахунок. /А.С. Овчаренко, М.Л. Рабінович - К.:Техніка, 1985. 279 с.

9. Жежеленко І. В. Показники якості електроенергії та їх контроль на промислових підприємствах [Текст] / І. В. Жежеленко - М. Електроатоміздат, 1986 – 168 с.
10. Неклепаєв Б.Н. Електрична частина електростанцій / Б.Н. Неклепаєв - М.: Енергія, 1976. 552 с.
11. Гарнов В.К. Оптимізація роботи потужних металургійних установок [Текст] / В.К. Гарнов - М.: Металургія, 1975. - 334 с.
12. Каталогний довідник: Силові кремнієві вентиля (діоди, тиристори, симистори). М., Видавництво «Інформелектро», 1970, 51 с.
13. Каталогний довідник: Випрямні блоки серій ВАК і ВАКВ. М., Видавництво «Інформелектро», 1970. - 83 с. (російською мовою).
14. Семенко, Н.Г. Вимірювальні перетворювачі великих електричних струмів і їх метрологічне забезпечення] / Н.Г. Семенко - М.: Издательство стандартов, 1984. – 152 с.
15. Спектор С.А. Вимірювання великих постійних струмів / С.А. Спектор – Ленінград, Видавництво «Енергія», 1978. – 215 с.
16. Розанов Ю.К. Основ силової преобразовательної техніки / Ю.К. Розанов - М.: Енергія, 1979. - 392 с.
17. Методичні вказівки до дипломного проекту з розділу «Охорона праці». – ЗГІА: Запоріжжя, 2012. 48 с.
18. Правила улаштування електроустановок. М.: Видавництво «Енергоатоміздат», 1987. – 713 с.
19. Технічна експлуатація електростанцій і мереж. Правила / Видавництво: ДП «НТУК» «АселЕнерго», м. Київ, 2003 – 612 с.
20. Правила технічної експлуатації електростанцій і мереж. М.: Видавництво «Енергія», 1987. – 578 с.
21. Андрєєв В.А. Релейна зашина, автоматика систем електропостачання / В.А. Андрєєв – М.; Вища школа, 1983. – 213 с.
22. Князевський Б.А. Охрана труда в электроустановках / Б.А. Князевський – М.: Енергоатоміздат, 1983. – 278 с.



23. Ботштейн В. А., Каневський А. Л., Литвиненко В. Г., Скоромний А. Л. // Екологія і промисловість. – 2011. – № 1. – С. 85–90. – [Електронний ресурс] Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/ekolprom\\_2011\\_1\\_18](http://nbuv.gov.ua/UJRN/ekolprom_2011_1_18) – 10.11.18 – Назва проекту.

24. Інтегроване планування та управління енергозберігаючими процесами в енергетичному комплексі підприємства / Барбасова, Т. А. – 2015– [Електронний ресурс] – Режим доступу: WWW/URL: [http://eneff.susu.ru/publish/Integrirovannoye\\_planirovaniye\\_i\\_upravleniye\\_protse sami\\_yenergosberezheniya\\_v\\_teployenergeticheskom\\_komplekse\\_metallurgichesk ogo\\_predpriyatiya/](http://eneff.susu.ru/publish/Integrirovannoye_planirovaniye_i_upravleniye_protse sami_yenergosberezheniya_v_teployenergeticheskom_komplekse_metallurgichesk ogo_predpriyatiya/) – 14.11.2017 – Назва веб-сайту.

25. Переклад на умовне паливо [Електронний ресурс] – Режим доступу: WWW/URL: [http://www.vinser-audit.ru/fuel\\_calc](http://www.vinser-audit.ru/fuel_calc) – 16.11.2018 – Назва з екрану.

26. Швецов, В. Л. Досвід ВАТ «Турбоатом» у створенні та вдосконаленні енергозберігаючого обладнання для теплових та атомних електростанцій. Збірник наукових праць «Вісник НТУ «ХПІ»: Енергетичні та теплотехнічні методи та усацкування No 5, 2006 — с. 6. – [Електронний ресурс] – Режим доступу: \WWW/ URL <http://archive.kpi.kharkov.ua/View/20644/> – 05.12.2018 – Title z ekranu.

27. Клер А.М., Деканова Н.П., Степанова Є.Л. Оптимізація параметрів режиму та складу робочого обладнання великих джерел енергії. Енергетики. 2004. No 6. – 43–52 с.

28. Математичне моделювання та оптимізація в задачах оперативного керування електростанціями / Клер, А.М. та ін., Новосибірськ: Наука, 1997. 120 с.

29. Структура виробництва [Електронний ресурс] – Різів ступа: \WWW/ URL: <http://www.zaporizhstal.com/ru/predpriyatie/struktura-proizvodstva/> – 19.10.18 – Назва з екрану.

30. ДБН А.2.2-3-2004 - "Проектування. Порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації на будівництво».

31. СН 174-75 - «Керівництво по проектуванню електропостачання промислових підприємств».

32. Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів [Електронний ресурс] – Режим доступу: WWW/URL: <http://trud.bobrodobro.ru/6620> – 10.12.2018 – Назва проекту.

33. Заходи щодо забезпечення електробезпеки в майстерні [Електронний ресурс] – Режим доступу: WWW/URL: <http://refdb.ru/look/2592551.html> – 11.12.2018 – Назва книги.