

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МЕІНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

**Факультет інженерії**

**Кафедра електричної інженерії**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**до кваліфікаційної магістерської роботи  
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр**

**галузі знань 14 електрична інженерія  
зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

**на тему: МОЖЛИВОСТІ ОЦІНКИ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ  
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

Виконав: студент групи **ЕЕ-21 зм**  
Ящишен В. В.

підпис

Керівник  
доц. Філімоненко К. В.

підпис

Завідувача кафедри  
доц. Руднєв Є.С.

підпис

Київ  
2022 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії  
Кафедра електричної інженерії  
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр  
Напрямок підготовки 14 "Електрична інженерія"  
Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та  
Електромеханіка"

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри**  
доц. Руднєв Є.С

\_\_\_\_\_ 2022 року

**ЗАВДАННЯ**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ**  
**СТУДЕНТУ**

Ящишену Віктору Валерійовичу

1. Тема роботи Можливості оцінки надійності системи електропостачання

Спец. завдання Оцінки надійності системи електропостачання

Керівник проекту доц. Філімоненко Костянтин Вадимович  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом вищого навчального закладу від "12" жовтня 2022 року  
№ 27/15.23-С

2. Строк подання студентом проекту \_\_\_\_\_ 12 жовтня 2022р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи)

Вихідні дані визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки

Аналіз стану питання; Розрахунок електричних навантажень; розрахунок зовнішнього та внутрішнього електропостачання; Вибір обладнання ГЗП; розрахунок системи РЗА; Оцінка надійності системи з урахуванням відмовлення в спрацьовуванні комутаційного апарата та секційного комутаційного апарата з АВР; Виконати розрахунок надійності системи електропостачання.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників) – Презентація. Креслення та рисунки, що пояснюють суть МР

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1–5	доц. Філімоненко К. В.		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 21 листопада 2022 р.

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	НАЗВА ЕТАПІВ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ	СТРОК ВИКОНАННЯ ЕТАПІВ	приміт
1	АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ	12.10 - 18.10.2022	
2	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	18.10 - 28.10.2022	
3	ЗОВНІШНЄ ТА ВНУТРІШНЄ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	28.10 - 05.11.2022	
4	ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ГЗП	05.11- 12.11.2022	
5	РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ РЗА. 1 ВИБІР І ОБҐРУНТУВАННЯ ТИПІВ ЗАХИСТІВ	05.11- 12.11.2022	
6	ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ, ЩО СКЛАДАЄТЬСЯ З КІЛЬКОХ ЕЛЕМЕНТІВ. ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ З УРАХУВАННЯМ ВІДМОВЛЕННЯ В СПРАЦЬОВУВАННІ	12.11- 18.11.2022	
7	ВИСНОВКИ. ОФОРМЛЕННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ	18.11- 21.11.2022	

Студент \_\_\_\_\_  
( підпис )

Ящишен В. В.  
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту \_\_\_\_\_  
( підпис )

доц. Філімоненко К. В.  
(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему: «Можливості оцінки надійності системи електропостачання» містить 92 сторінки тексту, 8 рисунків, 25 таблиць, 30 найменування використаних джерел.

В роботі проведено оцінку надійності системи електропостачання підприємства, було визначено категорію надійності електропостачання та надана характеристика споживачів електроенергії. Зроблено вибір схеми електропостачання та визначення розрахункового навантаження цеху. Складено відомість споживачів електроенергії. Розроблено проект електропостачання групи цехів, розраховано електричні навантаження цехів, вибрані та економічно обґрунтовані схеми зовнішнього та внутрішнього електропостачання. Розраховано струми короткого замикання на стороні 110 кВ та 10 кВ. Вибрано схеми первинних з'єднань головної знижувальної підстанції (ГЗП) та її електричне обладнання. Обрано та розраховано схеми релейного захисту елементів схеми електропостачання, розраховано заземлюючий пристрій ГЗП. Розроблено схему керування, захисту, сигналізації й автоматики, обрано елементи схеми релейного захисту та автоматики.

ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ, НАДІЙНІСТЬ СИСТЕМИ, ЙМОВІРНІСТЬ БЕЗВІДМОВНОЇ РОБОТИ.

## SUMMERY

Master's work by the topic: "POSSIBILITIES OF ASSESSING THE RELIABILITY OF THE POWER SUPPLY SYSTEM" contains 92 pages of text, 8 figures, 25 tables, 30 references.

In the Work the reliability of the power supply system of the enterprise was assessed, the category of power supply reliability was determined and the characteristics of electricity consumers were given. The choice of the power supply scheme and determination of the design load of the shop was made. A list of electricity consumers was compiled. The project of power supply of a group of workshops was developed, electrical loads of workshops were calculated, schemes of external and internal power supply were selected and economically justified.

Short-circuit currents on the side of 110 kV and 10 kV were calculated. Schemes of primary connections of the main step-down substation and its electrical equipment were selected. The schemes of relay protection of the elements of the power supply scheme were selected and calculated, the grounding device of the GSD was calculated. The scheme of control, protection, alarm and automation is developed, the elements of the relay protection and automation scheme are selected.

**KEYWORDS:** TRANSFORMER SUBSTATION, ELECTRICAL LOAD, POWER SUPPLY, SHORT CIRCUIT, RELAY PROTECTION, OVERHEAD LINES, SYSTEM RELIABILITY, PROBABILITY OF FAILURE.

## ЗМІСТ

ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	16
1.1 Розрахунок електричних навантажень методом упорядкованих діаграм	16
1.2 Розрахунок електричних навантажень групи цехів	18
1.3 Компенсація реактивної потужності	21
РОЗДІЛ 2 ЗОВНІШНЄ ТА ВНУТРІШНЄ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	28
2.1 Зовнішнє електропостачання	28
2.2 Проектування внутрішнього електропостачання	32
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання	38
РОЗДІЛ 3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ГЗП	44
3.1 Обґрунтування вибору схеми ГЗП	44
3.2 Вибір обладнання на стороні 110 кВ	44
3.3 Вибір обладнання на стороні 10 кВ	47
РОЗДІЛ 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА	60
4.1 Вибір і обґрунтування типів захистів	60
4.2 Захист лінії 110 кВ	68
4.3 Автоматика у системі електропостачання	73
РОЗДІЛ 5 ОЦІНКИ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	75
5.1 Допущення, що прийняті для оцінки надійності	75
5.2 Оцінка надійності системи, що складається з кількох елементів	78
5.3 Оцінка надійності системи з урахуванням відмовлення в спрацьовуванні комутаційного апарата та секційного комутаційного апарата з АВР	82
5.4 Розрахунок надійності системи електропостачання	85
ВИСНОВКИ	89
ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ	91

## ВСТУП

Проблема надійності електричних станцій, підстанцій, ліній електропередачі, електричних мереж і систем – одна з першочергових проблем енергетики. В окремих енергетичних системах число аварій протягом року досягає декількох десятків, а річний обсяг електричної енергії, яку не отримав споживач в результаті аварій – декількох мільйонів кілоВат-годин. Сумарна потужність генераторів, що одночасно простоюють в аварійному ремонті, становить мільйони кіловат. При такій високій аварійності в енергосистемах оцінка надійності окремих видів устаткування і установок, пошук шляхів підвищення надійності як в ході експлуатації, так і при проектуванні стають першочерговими завданнями. З іншого боку, оцінивши збиток, нанесений споживачам перервою електропостачання, збитки, пов'язані з аварійним ремонтом, а також витрати на підвищення надійності, можна порушувати питання про оптимальний рівень надійності електроенергетичного встаткування, установок і систем.

Створення нових, унікальних машин, апаратів, ліній електропередачі, великих енергетичних об'єднань і комплексів вимагає застосування таких методів аналізу і розрахунку надійності, які дозволили б при проектуванні об'єктивно врахувати досвід експлуатації, дані експериментів, розрахувати надійність, проаналізувати варіанти по забезпеченню надійності, обґрунтувати її підвищення, прогнозувати надійність, виключити можливість катастрофічного результату аварій для людей і навколишнього середовища. З освоєнням нової енергетичної техніки проблема надійності стає однією з самих головних. Відомо, що під час пусконаладжувальних робіт при уведенні нових енергетичних об'єктів, таких як атомна електростанція або лінія передачі надвисокої напруги, виявляються і усуваються причини ненадійної роботи встаткування і установок. Більшість цих

причин пояснюються недоліками конструкторських розробок, в яких не приділялося достатньої уваги аналізу і оцінці надійності.

Теорія надійності є науковою основою діяльності лабораторій, відділів, бюро і груп надійності на підприємствах, в проектних, науково-дослідних і експлуатуючих організаціях [1].

Системи електропостачання промислових підприємств створюються задля забезпечення електроенергією промислових приймачів. З розвитком енергоспоживання стають і більш складними системи електропостачання промислових підприємств.

В електроенергетиці, і електропостачанні зокрема, надійність розуміється як задача забезпечення споживачів електроенергією в необхідній кількості та належної якості. Питанням надійності в електропостачанні присвячено багато навчальної літератури й нормативної літератури [1-15]. Зокрема вимоги до якості електричної енергії встановлює ДСТУ EN 50160:2014 "Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності" шляхом введення показників якості електроенергії (ПКЕ): відхилення напруги, розмах зміни напруги, доза коливань напруги, коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги, коефіцієнт  $\nu$ -й гармонічної складової, коефіцієнт зворотної послідовності напруги, коефіцієнт нульової послідовності напруги, відхилення частоти [2].

З проблемою надійності в електроенергетиці зв'язані наступні практичні завдання: статистична оцінка і аналіз надійності діючого встаткування і установок, прогнозування надійності встаткування і установок, нормування рівня надійності, випробування на надійність, розрахунок і аналіз надійності, забезпечення надійності, оптимізація технічних рішень щодо забезпечення надійності при проектуванні, створенні і експлуатації електроенергетичного встаткування, установок і систем.

Технічна політика у сфері побудови та експлуатації електричних мереж – це визначена органом, що здійснює державне управління в електроенергетиці, сукупність цілей, способів досягнення мети і дій, які спрямовано на отримання



нових технічних рішень, що забезпечують підвищення ефективності, надійності, технічного рівня та безпеки процесів передавання електричної енергії, створення і впровадження більш досконалих технологій та технічних засобів.

В відповідності із Законом України «Про електроенергетику» в основі технічної політики в об'єднаній енергосистемі України лежить діяльність Міністерства енергетики та вугільної промисловості України із ефективного управління модернізацією та інноваційним розвитком об'єктів електричних мереж.

Головними стратегічними цілями технічної політики Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, що забезпечують зазначені функції в частині побудови та експлуатації електричних мереж об'єднаної енергосистеми (далі - ОЕС) України, є підвищення технічного рівня електричних мереж ОЕС, надійності та екологічної безпеки об'єктів електроенергетики.

Електричні мережі ОЕС України складаються з високовольтних (магістральних та міждержавних) електричних мереж та розподільних (місцевих, локальних) електричних мереж.

За допомогою магістральних і міждержавних електричних мереж здійснюється передавання виробленої компаніями з генерації електричної енергії енергопостачальним компаніям, паралельна робота ОЕС України з енергосистемами суміжних країн, а також експорт і імпорт електричної енергії.

Розподільні електричні мережі ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами та постачання електричної енергії за регульованим тарифом, які є завершальною ланкою в системі забезпечення споживачів електричною енергією, перебувають у безпосередній взаємодії як з конкретним споживачем, так і магістральними та міждержавними електричними мережами.

Результати роботи розподільних електричних мереж багато в чому визначають надійність, якість, і ефективність роботи всієї ОЕС України.

Як свідчить аналіз сучасного стану електричних мереж, існує об'єктивна необхідність у оптимізації режимів їх роботи, удосконалення принципів побудови

мереж за рівнями напруги та видами виконання, комплексній автоматизації, підвищенні надійності, якості та ефективності функціонування мереж з урахуванням регіональних особливостей, що забезпечить ефективне управління, модернізацію та інноваційний розвиток електричних мереж. Ці та інші проблеми вимагають свого розв'язання шляхом вибору оптимального напрямку розвитку електричних мереж. В умовах реформування відносин власності в енергетиці технічна політика є дієвим інструментом, який реалізує положення Закону України «Про електроенергетику» в частині створення державою умов для розвитку і підвищення технічного рівня електроенергетики [3].

Визначення надійності згідно стандарту ґрунтується на сприйнятті об'єкта як предмета цільового призначення, розглянутого в періоди проектування, виробництва, експлуатації, досліджень і іспитів на надійність, і дається через перерахування істотних ознак предмета: “Властивість об'єкта зберігати в часі у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах застосування, технічного обслуговування, ремонтів, збереження і транспортування”.

Якщо ми маємо справу тільки з проектом даного об'єкта або не випробуванім ще першим екземпляром, то надійність виступає не як його властивість, а як ступінь впевненості в тім, що об'єкт визначеного нами класу виконає задані функції при визначених обставинах.

Якщо ми маємо справу із сукупністю об'єктів даного класу, то надійність визначається нами як явище, пов'язане з функціонуванням створених і проєктованих об'єктів, що полягає в невизначеності ступеня виконання заданих функцій. Останнє визначення поняття “надійність” через спосіб утворення предмета думки і попереднє визначення через найближчий рід і видову відмінність розкривають неоднозначність поняття “надійність об'єкта”, тому що під об'єктом мається на увазі і сам реально діючий об'єкт, і його проєкт (модель), і клас (сукупність) об'єктів визначеного виду[4].

Проблема надійності електроенергетичних систем завжди мала суттєве значення як під час проектування, так і під час експлуатації обладнання. Відомі

різноманітні технічні засоби підвищення надійності, за допомогою яких ліквідують аварії або запобігають їх розвитку в електроенергетичних системах, зокрема такі: релейний захист від коротких замикань; автоматичне повторне увімкнення (АПВ); автоматичне введення резервного живлення (АВР); автоматичне частотне розвантаження (АЧР) тощо. Крім того, широко застосовують спеціальні режимні заходи, спрямовані на підвищення надійності обладнання електричних мереж, такі як плавлення льоду на проводах ліній електропередачі, робота у неповнофазних режимах; а також спеціальні експлуатаційні заходи для підвищення надійності обладнання, зокрема оснащення сучасними автоматизованими системами керування, контролю та діагностики стану обладнання, що дають змогу мінімізувати збитки від аварій та відмов у електроенергетичних системах [5].

Основні завдання теорії надійності, які вирішують під час проектування та експлуатації електроенергетичних систем, такі[6]:

- вибір принципів побудови електроенергетичних систем і схем електропостачання споживачів;
- вибір режиму роботи електроенергетичної системи та складу працюючого устаткування;
- розроблення структури, вибір і розміщення засобів керування електроенергетичною системою або її елементами в аварійних умовах;
- вибір технології виробництва, що забезпечує мінімізацію наслідків порушення режиму електропостачання для різних категорій споживачів;
- вибір оптимальної конструкції та номенклатури устаткування;
- виявлення зон (ділянок) електричних мереж з порівняно низькою надійністю та розроблення заходів для підвищення надійності;
- оцінювання ефективності обслуговування обладнання електроенергетичних систем;
- визначення оптимальних термінів проведення перевірок і ремонтів, складання графіків капітального та поточного ремонтів основного устаткування.

Системи електропостачання промислових підприємств створюються задля забезпечення електроенергією промислових приймачів. З розвитком енергоспоживання ускладнюються і системи електропостачання промислових підприємств.

В електроенергетиці, і електропостачанні зокрема, надійність розуміється як задача забезпечення споживачів

Згідно до вищезазначеного можна зробити висновок про надзвичайну важливість і актуальність постачання якісної електроенергії завдяки забезпечення такого суттєвого чинника як висока надійність енергосистем.

При впровадженні вдосконалення і модернізації енергосистем особливу увагу треба приділяти питанням забезпечення їхньої надійної роботи. Як на етапі проектування, так і при експлуатації необхідно прораховувати і прогнозувати ступінь надійності постачання електроенергії, а відповідно, і забезпечення надійності системи. Недостатні або недостовірні дослідження надійності енергосистем, недосконалість засобів протиаварійного управління є найбільш суттєвими причинами появи великих системних аварій. Отже, дослідження стійкості, підвищення надійності та розробка елементів захисту для підвищення стійкості системи електропостачання промислового району є **актуальним питанням.**

**Об'єктом дослідження** в роботі є процес електропостачання на промислове підприємство.

**Предметом дослідження** є дослідження технічних, що забезпечують надійність електричної мережі, яка живить електроенергією промислове підприємство, що складається з групи цехів.

Спираючись на вищезазначене, **метою дослідження** є розробка надійної системи електропостачання промислового підприємства та визначення факторів, що визначають стійкість роботи електричної мережі.

Завдання дослідження передбачає вирішення наступних **задач:**

- 1) визначення закономірностей, яким підкоряються відмови в роботі обладнання;

- 2) оцінка надійності системи, що складається з кількох елементів;
- 3) оцінка надійності системи з урахуванням відмовлення в спрацьовуванні комутаційного апарата та секційного комутаційного апарата з АВР ;
- 4) пошук засобів підвищення надійності;
- 5) розрахунок електричної частини системи електропостачання промислового підприємства та визначення потужності, що споживається системою електропостачання;
- 6) дослідження надійності електричної мережі, до якої підключається система електропостачання промислового підприємства.

В процесі виконання магістерської роботи були застосовані наступні методи дослідження: методи математичної статистики та теорії ймовірностей, методи ТОЕ розрахунку електричних кіл, теорія експертних оцінок.

Структура роботи складається зі вступу, п'ятьох розділів, висновків, списку використаних джерел.

## РОЗДІЛ 1

### РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Першим етапом при проектуванні системи електропостачання є визначення електричних навантажень. За значенням електричних навантажень обирають і перевіряють електроустаткування системи електропостачання, визначають втрати потужності й електроенергії. Від правильної оцінки очікуваних навантажень залежать капітальні витрати на систему електропостачання, експлуатаційні витрати, надійність роботи електроустаткування.

Розрахунок електричних навантажень цеху і групи цехів ведеться за методом упорядкованих діаграм. Цей метод є на даний час основним при розробці технічних і робочих проектів електропостачання.

#### **1.1 Розрахунок електричних навантажень методом упорядкованих діаграм**

Для визначення електричних навантажень складають зведену відомість установленної, розрахункової і сумарної розрахункової потужності по цеху. Всі приймачі розбиваються на групи по технологічному принципу (верстати, вентилятори, насоси та ін.). Значення коефіцієнтів використання  $K_{\text{вик}}$ ,  $\cos \varphi$  для усіх видів електроприймачів (ЕП) приймають із [13, 21, 22].

Сумарна потужність групи ЕП, яку ми розглянемо на прикладі інструментального цеху (табл. 1.1), кВт:

$$P_{\text{НОМ}} = \sum_1^n P_{\text{НОМ.}i}, \quad (1.1)$$

де  $P_{\text{НОМ.}i}$  – потужність  $i$ -го ЕП,кВт;

$n$  – число електроприймачів однієї характерної категорії.

До однієї характерної категорії відносяться ЕП, які мають однакове технологічне призначення, а також однакові значення коефіцієнту використання  $k_{\text{вик}}$  та коефіцієнту реактивної потужності  $\text{tg } \varphi$ .

Для групи ЕП одного режиму роботи визначаємо середню активну потужність навантаження за найбільше навантажену зміну, кВт:

$$P_c = k_{\text{вик}} \cdot P_{\text{НОМ}},$$

де  $P_{\text{НОМ}}$  – номінальна потужність групи ЕП, кВт;

$k_{\text{вик}}$  – коефіцієнт використання для групи ЕП.

Для групи ЕП одного режиму роботи визначаємо середню реактивну потужність навантаження за найбільше навантажену зміну, кВАр:

$$Q_c = P_c \cdot \text{tg } \varphi,$$

де  $P_c$  – середня активна потужність за найбільш завантажену зміну,кВт;

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

Визначаємо груповий коефіцієнт використання:

$$K_{\text{и}} = \frac{P_c}{P_{\text{НОМ}}} = \frac{228}{760} = 0,3.$$

Визначаємо еквівалентну кількість електроприймачів:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\Sigma})^2}{\sum P_{\text{НОМ}}^2} = \frac{1409752,529}{36009,912} = 39. \quad (1.2)$$

Таблиця 1.1

## Розрахункове навантаження інструментального цеху

№ п/п	Найменування	Число ЭП	$P_{\Sigma}$ , кВт	$K_{и}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$K_{и} P_{\Sigma}$	$K_{и} P_{\Sigma}$ $\operatorname{tg} \varphi$	$n_{э}$	$K_p$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр
1	Верстати	13	340	0,14	0,6	1,33	48	63				
2	Верстати спец.	14	200	0,23	0,65	1,17	46	54				
3	Вентилятори	22	205	0,65	0,8	0,75	133	100				
4	Крани	1	15	0,06	0,45	1,98	1	2				
	РАЗОМ	50	760	0,30	0,7	1,03	228	234	39	1	228	234

**1.2 Розрахунок електричних навантажень групи цехів**

Розрахунок електричних навантажень для інших цехів ведеться аналогічно п.2.1, результати розрахунку наведені у таблиці 2.2. Розрахунок освітлювальної потужності виконується за формулою, кВт:

$$P_{p.o.} = K_{п.о.} \cdot P_{пит.о} \cdot F \cdot 10^{-3}, \quad (1.3)$$

де  $K_{п.о}$  – коефіцієнт попиту освітлення, [11];

$P_{пит.о}$  – питома потужність освітлення, Вт/м<sup>2</sup> [13, 21, 22];

$F$  – площа цеху, м<sup>2</sup>.

Площі цехів  $F_i$  (необхідні для розрахунку освітлення) беруть із ситуаційного плану. В усіх цехах і на території підприємства для освітлення встановлюються лампи ртутні високого тиску типу ДРЛ. Коефіцієнт попиту освітлення приймається в межах від 0,8 до 1. Питома потужність освітлення приймається в межах від 9 до 14 Вт/м<sup>2</sup>, для зовнішнього освітлення 0,2 Вт/м<sup>2</sup>.

Реактивна освітлювальна потужність, кВАр:



$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0,$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_0$  – коефіцієнт реактивної потужності [13, 21, 22] .

Для сталедрутового цеху №1 корпус 1:

$$P_{p.o} = 0,95 \cdot 15 \cdot 18920 \cdot 10^{-3} = 269,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.o} = 269,6 \cdot 0,48 = 130,6 \text{ кВАр}.$$

Загальна площа території з урахуванням площі групи цехів:

$$F_{\text{ГР}} = 432400 \text{ м}^2,$$

Площа групи цехів:

$$F_{\text{Ц}} = 121984 \text{ м}^2,$$

Площа території зовнішнього освітлення :

$$F_T = F_{\text{ГР}} - F_{\text{Ц}} = 432400 - 121984 = 310416 \text{ м}^2.$$

Розрахунок потужності зовнішнього освітлення виконується за формулою, кВт:

$$P_{p.o} = K_{п.о} \cdot P_{\text{пит.о}} \cdot F \cdot 10^{-3},$$

де  $K_{п.о}$  – коефіцієнт попиту освітлення [11];

$P_{\text{пит.о}}$  – питома потужність освітлення, Вт/м<sup>2</sup> [13, 21, 22];

$F$  – площа території підприємства, м<sup>2</sup>.

Коефіцієнт попиту освітлення приймається в межах від 0,8 до 1. Питома потужність освітлення приймається для зовнішнього освітлення 0,2 Вт/м<sup>2</sup>.

Реактивна освітлювальна потужність, кВАр:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0,$$

$$P_{o.тер} = 1,0 \cdot 0,2 \cdot 310416 \cdot 10^{-3} = 62,1 \text{ кВт},$$

$$Q_{o.тер} = 62,1 \cdot 0,48 = 29,8 \text{ кВАр}.$$

Навантаження вищої напруги (ВН) 10 кВ є в компресорної (СТД - 2000) в кисневій станції (СТД - 1000) і в насосної виробничої води (АТД - 1600) й її розрахунок зводиться до табл. 1.2.

Результати розрахунків електричних навантажень інших цехів з урахуванням освітлювальної потужності наведені в табл. 1.3

Таблиця 1.2

Розрахунок навантаження 10 кВ

Найменування цеху	Руст кВт	Кс	cosφ/tgφ	Рр кВт	Qр кВАр
Насосна виробничої води	1600	0,8	0,9 / 0,62	1280	793
Киснева станція	1000	0,8	0,9 / 0,48	800	-387
Компресорна	2000	0,8	0,9 / 0,48	1600	-774
Разом	4600			3680	-368

Реактивна потужність береться з негативним знаком, тому що синхронні двигуни працюють у режимі перезбудження.

Орієнтована активна і реактивна потужність втрат у трансформаторах визначається по формулах:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{p.n.},$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{p.n.},$$

де  $S_{p.m}$  – повна розрахункова потужність навантаження НН, кВА.

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot 21500 = 430 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot 21500 = 2150 \text{ кВАр}.$$

Сумарне розрахункове навантаження по групі цехів:

$$P_{p\Sigma} = K_{pm}(P_{pH} + P_{pB}) + \Delta P_T + P_{p.o.},$$

$$Q_{p\Sigma} = K_{pm}(Q_{pH} + Q_{pB}) + \Delta Q_T + Q_{p.o.},$$

де  $K_{pm}=0,9$  – коефіцієнт різночасності максимуму навантажень;

$P_{pH}, Q_{pH}$  – відповідно активне кВт і реактивне кВАр, навантаження (0,4 кВ);

$P_{pB}, Q_{pB}$  – відповідно активне кВт і реактивне кВАр, навантаження (10 кВ).

$$P_{p\Sigma} = 0,9(15640 + 3680) + 430 + 204 = 18022 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,9(14426 - 369,1) + 2150 + 833 = 15634 \text{ кВАр}.$$

Повна потужність з урахуванням втрат у ТП, кВА:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2},$$

де  $P_{p\Sigma}, Q_{p\Sigma}$  – сумарне активне та реактивне розрахункове навантаження по групі цехів, кВт, кВАр.

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{18022^2 + 15634^2} = 23860 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

### 1.3 Компенсація реактивної потужності

Необхідна сумарна потужність компенсуючих пристроїв, кВАр:

$$Q_{кп} = Q_{н1} - Q_{e.макс},$$

де  $Q_{н1}$  – сумарна реактивна потужність підприємства у період максимуму реактивної потужності енергосистеми, кВАр;



## Розрахунки навантаження груп цехів (0,4 кВ)

№	Найменування цеху	Руст кВт	cosφ/tgφ	Рр кВт	Qр кВАр	F М <sup>2</sup>	Рудо Вт/м <sup>2</sup>	Ксо	Рро кВт	cosφo/ tgφo	Qро кВАр	Рр+Рро кВт	Qр+Qро кВАр	Sp кВА
1	Цех №1 корпус1	3300	0,80/0,75	2673	2004	18920	15	0,95	269	0,9/ 0,48	130	2942	2135	3635
2	Цех №1 корпус2	3707	0,65/1,17	1894	2215	16000	15	0,95	228	0,9/0,48	110	2822	3144	4225
3	Цех №2	2800	0,85/0,62	1170	725	23000	15	0,95	327	0,9/0,48	158	2147	1286	2503
4	Цех №3	4805	0,72/0,96	2103	2027	28800	15	0,95	410	0,9/0,48	198	4014	3672	5440
5	Цех №4	3182	0,55/1,52	1591	2416	11700	15	0,95	166	0,9/0,48	80,7	1757	2496	3053
6	Ремонтно-будівельний цех	710	0,71/0,99	426	423	4200	15	0,95	59,9	0,9/0,48	29,0	486	452	663
7	Інструментальний цех	760	0,70/1,02	304	310	2400	15	0,95	34,2	0,9/0,48	16,6	338	327	470
8	Купоросна установка	440	0,80/0,75	286	214	512	13	0,95	6,3	0,9/0,48	3,1	292	218	365
9	Ж/д Депо	109	0,85/0,62	54,7	33,9	1500	9	0,95	12,8	0,9/0,48	6,2	67,5	40,1	78,5
10	Їдальня	19,6	0,80/0,75	2,7	2,1	736	11	0,95	7,7	1,0/0,0	0,0	10,4	2,1	10,6
11	Заводууправління	65,2	0,65/1,17	19,6	22,9	2000	13	0,95	24,7	1,0/0,0	0,0	44,3	22,9	49,8
12	Склад №1	75,0	0,50/1,73	33,8	58,5	1240	9	0,95	10,6	0,9/0,48	5,1	44,4	63,6	77,5
13	Газорятувальна станція	21,0	0,65/1,17	15,3	17,9	800	15	0,95	11,4	0,9/0,48	5,5	26,7	23,4	35,6
14	Склад кислоти	81,0	0,40/2,29	24,3	55,7	500	9	0,95	4,3	0,9/0,48	2,1	28,6	57,7	64,4
15	Ремонтно-механічний цех	603	0,75/0,88	362	319	4000	15	0,95	57,0	0,9/0,48	27,6	419	347	544
16	Склад ГСМ	150	0,50/1,73	75,0	129	1800	9	0,95	15,4	0,9/0,48	7,5	90,4	137	164
17	Насосна виробничої води	-	-	-	-	300	11	0,95	3,1	0,9/0,48	1,5	3,1	1,5	3,5
18	Киснева станція	-	-	-	-	720	12	0,95	8,2	0,9/0,48	4,0	8,2	4,0	9,1
19	Компресорна	-	-	-	-	2856	12	0,95	32,6	0,9/0,48	15,8	32,6	15,8	36,2
	Зовнішнє освітлення	-	-	-	-	310416	0,2	1,0	62	0,9/0,48	30	62	30	68
	Разом			13887	13644	432400			204,6		833,1	15640	14477	21500



$Q_{e.макс}$  – економічно обґрунтоване значення реактивної потужності, що передається підприємству у години її активного максимуму, кВАр.

Сумарне реактивне навантаження підприємства в період максимуму активного навантаження енергосистеми, кВАр:

$$Q_{н1} = K_{н1} \cdot Q_{p\Sigma}, \quad (1.5)$$

де  $K_{н1} = 0,88$  - коефіцієнт незбігу максимуму навантаження підприємства з максимумом у енергосистемі, даний для підприємств чорної металургії, [2].

$Q_{p\Sigma}$  = сумарне розрахункове навантаження підприємства, кВАр.

$$Q_{н1} = 0,88 \cdot 15634 = 13759 \text{ кВАр.}$$

Величина  $Q_{e.макс}$  визначається за формулою:

$$Q_{e.макс} = a \cdot P_{p\Sigma},$$

де  $a$  – коефіцієнт, який залежить від району енергосистеми;

$P_{p\Sigma}$  – сумарне розрахункове активне навантаження, кВт.

$$Q_{e.макс} = 0,23 \cdot 18022 = 4145 \text{ кВАр,}$$

$$Q_{кy} = 13759 - 4145 = 9613 \text{ кВАр.}$$

Необхідна нерегульована потужність компенсуючих пристроїв, кВАр:

$$Q_{кy \text{ нер}} = \frac{Q_{кy} \cdot Q_{p \text{ min}}}{Q_{p \text{ min}}},$$

де  $Q_{p \text{ min}} = 25 \%$  від сумарного реактивного навантаження підприємства в період мінімуму активного навантаження енергосистеми, кВАр;

$$Q_{\text{ку нер}} = \frac{9613 \cdot 3908}{11726} = 3204 \text{ кВАр.}$$

Приймаємо до установки вісім комплектних конденсаторних пристроїв УКЛ-10.5-400УЗ.

Остання частку реактивного навантаження компенсуємо регулюючими пристроями, кількість яких розрахуємо за формулою:

$$Q_{\text{ку рег}} = Q_{\text{ку}} - Q_{\text{ку нер}},$$

$$Q_{\text{ку рег}} = 9613 - 3204 = 6408 \text{ кВАр.}$$

Приймаємо до установки два комплектних конденсаторних пристроїв УКЛ-10.5-400 УЗ та шість комплектних конденсаторних пристроїв УКЛ-10.5-900УЗ.

Добовий графік реактивного навантаження для підприємств приймаємо практично постійним.

Тоді потужність нерегульованих пристроїв компенсації буде дорівнювати:

$$Q_{\text{ку нер}} = 8 \cdot 400 = 3200 \text{ кВАр.}$$

Потужність регульованих пристроїв компенсації буде дорівнювати:

$$Q_{\text{ку рег}} = 2 \cdot 400 + 6 \cdot 900 = 6200 \text{ кВАр.}$$

Сумарна потужність компенсуючих пристроїв:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{ку рег}} + Q_{\text{ку нер}} = 3200 + 6200 = 9400 \text{ кВАр,}$$

Розрахункове навантаження групи цехів з урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$S_{\text{р}\Sigma} = \sqrt{P_{\text{р}\Sigma}^2 + (Q_{\text{р}\Sigma} - Q_{\text{ку}})^2},$$



де  $P_{p\Sigma}$ ,  $Q_{p\Sigma}$  - сумарне активне та реактивне розрахункове навантаження по групі цехів, кВт, кВАр;

$Q_{ky}$  – потужність компенсуючих пристроїв, кВАр.

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{18022^2 + (115634 - 9400)^2} = 19070 \text{ кВА.}$$

## РОЗДІЛ 2

### ЗОВНІШНЄ ТА ВНУТРІШНЄ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

#### 2.1 Зовнішнє електропостачання

Визначаємо розрахункову потужність трансформатора, виходячи із максимального завантаження трансформатора, ( $K_{з\max}=1,4$ ):

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_p}{K_{з\max}} = \frac{19070}{1,4} = 13621 \text{ кВА.}$$

Приймаємо трансформатор ТДН-16000/110,

$\Delta P_x = 18 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_k = 85 \text{ кВт}$ ,  $U_k = 10,5\%$ ,  $I_{xx} = 0,7\%$ , вартість = 240 тис. грн.

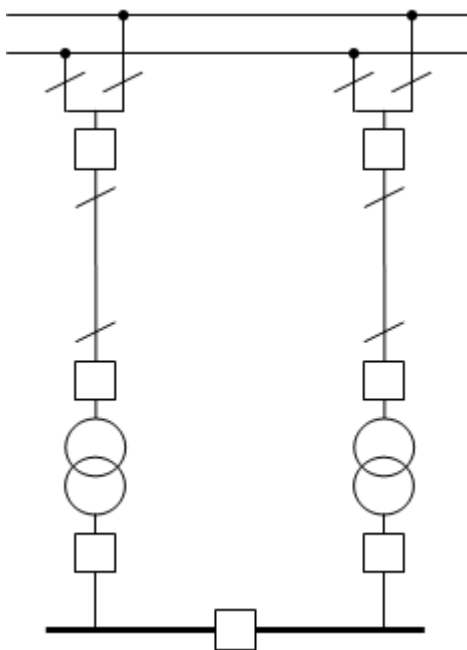


Рис. 2.1 Схема зовнішнього електропостачання (110кВ)

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора у нормальному режимі:

$$K_{zn} = \frac{S_p}{nS_n} = \frac{19070}{2 * 16000} = 0,64 < 0,7.$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора у післяаварійному режимі, за умовою, що у роботі залишився один трансформатор:

$$K_{zпа} = \frac{S_p}{S_n} = \frac{19070}{16000} = 1,19 < 1,4.$$

Визначаємо втрати в трансформаторі:

$$\Delta P_{тр} = n\Delta P_{xx} + K_{zn}^2 \Delta P_{к*н},$$

$$\Delta P_{тр} = 2*18 + 0,52^2 * 85 * 2 = 47,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{тр} = n \frac{I_{xx}}{100} * S_{mm} + \frac{U_k}{100} * S_{mm} * K_{з}^2 n,$$

$$\Delta Q_{тр} = 2 * \frac{0,7}{100} * 16000 + \frac{10,5}{100} * 16000 * 0,52^2 * 2 = 582,17 \text{ кВт}.$$

Визначаємо розрахункове навантаження враховуючи втрати в трансформаторах:

$$S'_{p=} = \sqrt{(P + \Delta P_{mp})^2 + (Q + \Delta Q_{mp})^2},$$

$$S'_{p=} = \sqrt{(18022 + 47,89)^2 + (6234 + 582,1)^2} = 19313 \text{ кВА}.$$

Вибір перерізу живлячої лінії виконується за економічною густиною струму, з наступною перевіркою за нагрівом. Для трьохзмінного графіку роботи підприємства  $T_M=6000$  годин,  $J_{ек}=1,1$  А/мм<sup>2</sup>.

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_n} = \frac{19313}{2\sqrt{3}110} = 50,5 \text{ А},$$

$$F_{ек} = \frac{I_p}{J_{ек}} = \frac{50,5}{1,1} = 45,45 \text{ мм}^2.$$

Виходячи із отриманого значення  $F_{ек}$  вибираємо переріз  $F=70$  мм<sup>2</sup>,

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}, r_0 = 0,428 \text{ Ом/м}, x_0 = 0,444 \text{ Ом/м} [15],$$

$$I_{\text{доп}} > 2I_p,$$

$$265 > 101.$$

Тобто, умови за нагрівом виконуються.

Розряд у вигляді корони виникає навколо проводу при високих напруженостях електричного поля та супроводжується потріскуванням і світінням. Процеси іонізації повітря приводять до додаткових втрат енергії, до виникнення електромагнітних коливань, які створюють завади та до виникнення озону, який шкідливо впливає на поверхню контактних з'єднань. Правильний вибір провідників повинен забезпечити зменшення дії корони до допустимих значень.

Перевірка за умовами коронування у даному випадку може не виконуватися, так як згідно з ПУЕ мінімальний переріз для повітряних ліній 110 кВ  $70 \text{ мм}^2$ . Враховуючи, що на ОРУ 110 кВ відстань між проводами менш, ніж на повітряних лініях, проведемо перевірочний розрахунок.

Проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля у поверхні любого проводу не більш ніж  $0,9E_0$ . Таким чином, умова виникнення корони можна записати у вигляді:

$$1,07E < 0,9E_0.$$

Визначаємо початкову критичну напруженість:

$$E_0 = 30,3 * m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 * 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,52}} \right) = 35,1 \text{ кВ/см.}$$

Перевіряємо напруженість навколо проводу:

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 * 126}{0,52 * \lg \frac{1,26 * 300}{0,52}} = 28,7 \text{ кВ/см.}$$

Умови перевірки:

$$1,07 * 28,7 = 30,71 < 0,9 * 35,1 = 31,6,$$

Таким чином, проводи за умовами корони проходять.

Визначаємо опір живлячої лінії ( $l=15\text{км}$ ):

$$r = r_0 l = 0,428 \cdot 15 = 6,42 \text{ Ом},$$

$$x = x_0 l = 0,444 \cdot 15 = 6,66 \text{ Ом}.$$

Виконуємо перевірку живлячої лінії за втратами напруги в після-аварійному режимі:

$$\Delta U = \frac{PR + Qx}{nU_n^2 10} = \frac{18022 \cdot 6,42 + 6234 \cdot 6,66}{2 \cdot 110^2 \cdot 10} = 0,64\%.$$

Визначаємо втрати потужності в лінії:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{S_p^2}{U_n^2} \frac{r}{2} 10^{-3} = \frac{19313^2}{110^2} \frac{6,42}{2} * 10^{-3} = 96,4 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{S_p^2}{U_n^2} \frac{x}{2} 10^{-3} = \frac{19313^2}{110^2} \frac{6,66}{2} * 10^{-3} = 100 \text{ кВАр},$$

Визначаємо час максимальних втрат:

$$\tau_a = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{ма}}}{10000} \right)^2 8760,$$

$$\tau_a = \left( 0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 * 8760 = 4592 \text{ г/рік},$$

$$\tau_p = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{мп}}}{10000} \right)^2 8760,$$

$$\tau_p = \left( 0,124 + \frac{7200}{10000} \right)^2 * 8760 = 6240 \text{ г/рік}.$$

Визначаємо річні активні втрати електроенергії в мережі:

$$\Delta A_a = (\Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{тр}}) \tau_a = (96,4 + 47,8) * 4592 = 662166 \text{ кВт *г/рік},$$

$$\Delta A_p = (\Delta Q_{\text{л}} + \Delta Q_{\text{тр}}) \tau_p = (100 + 582,2) * 6240 = 4256928 \text{ кВАр *г/рік}.$$

## 2.2 Проектування внутрішнього електропостачання

2.2.1. Вибір кількості та потужності цехових ТП. Внутрішнє електропостачання виконується на напрузі 10 кВ кабельними лініями.

Вибір числа і потужності трансформаторів ТП проводимо на основі картограми навантажень з урахуванням питомої щільності навантажень по цехах.

Усі ТП виконуються двотрансформаторними, тому що присутні споживачі другої категорій. Цеха мають велике навантаження, тому в одному цеху можуть розташовуватися декілька ТП. Розрахунок потужностей окремих ТП проводимо з урахуванням бажаного коефіцієнта трансформації трансформаторів, установлених на ТП. Найбільш можливим коефіцієнтом трансформації в нормальному режимі 0,7. Орієнтовно приймаємо до установки, наприклад, у групі цехів (ремонтно-будівельний цех, купоросна установка, склад кислоти) трансформатори потужністю 1000 кВА.

Коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі:

$$k_{з.нр} = S_{р\ тп1} / (2 \cdot S_{т\ ном}) = 1092 / (2 \cdot 1000) = 0,54 < 0,7.$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора в післяаварійному режимі:

$$k_{з.нр} = S_{р\ тп1} / (S_{т\ ном}) = 1230 / 1000 = 1,08 < 1,4.$$

Вибір інших трансформаторів ТП виконується аналогічно з урахуванням розрахункової потужності ТП. Дані на вибір потужності і кількості трансформаторів ТП зведені в табл. 3.1.

Проведемо розрахунок утрат потужності в трансформаторах ТП, а також переданої потужності з урахуванням цих утрат.

Втрати активної потужності :

$$\Delta P_{тр} = (\Delta P_k K_3^2 + \Delta P_x) n \quad \text{кВт},$$

де n-кількість трансформаторів на ТП;

$\Delta P_k$  і  $\Delta P_x$  - утрати потужності в трансформаторі в режимі КЗ і холостого ходу відповідно ;

$K_3$  – коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі.

Утрати реактивної потужності:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = ((I_x/100)S_{\text{нт}} + K_3^2 (U_k/100)S_{\text{нт}})n \text{ кВАр.}$$

Передана активна, реактивна і повна потужності з урахуванням втрат у трансформаторах:

$$P_p' = P_p + \Delta P_{\text{тр}} \text{ кВт,}$$

$$Q_p' = Q_p + \Delta Q_{\text{тр}} \text{ кВАр,}$$

$$S_p = \sqrt{P_p'^2 + Q_p'^2}, \text{ кВА}$$

Результати розрахунків приведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Розрахунок утрат потужності в трансформаторах ТП

№	№ цеха	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВАр	S <sub>p</sub> , кВА	n, шт	S <sub>тр</sub> , кВА	K <sub>3</sub>	K <sub>3 па</sub>	ΔP <sub>xx</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>xx</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	ΔP <sub>тр</sub> , кВт	ΔQ <sub>т</sub> , кВАр	P <sub>p</sub> ', кВт	Q <sub>p</sub> ', кВАр	S <sub>p</sub> ', кВА
ТП1 ТП2	1	2942	2135	3635	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Разом	2942	2135	3635	2 2	1600 1600	0,57	1,14	3,3	16,5	1,3	5,5	17,5	142	2959	2276	3733
ТП3 ТП4	2	2822	3144	4225	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	10	10,4	2,1	10,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	11	44,3	22,9	49,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	12	44,4	63,6	77,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Разом	2921	3233	4363	2 2	1600 1600	0,68	1,36	3,3	16,5	1,3	5,5	21,9	161	2942	3394	4492	
ТП5 ТП6	3	2147	1286	2503	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	9	67,5	40,1	78,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Разом	2215	1327	2582	2 2	1000 1000	0,65	1,3	2,45	11	1,4	5,5	15,9	99,5	2230	1426	2648	
ТП7 ТП8 ТП9	4	4014	3672	5440	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	16	90,4	137	164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Разом	4105	3809	5600	2 2 2	1600 1600 1600	0,58	1,16	3,3	16,5	1,3	5,5	20,9	157	4126	3966	5723	
ТП10 ТП11	5	1757	2496	3053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Разом	1757	2496	3053	2 2	1600 1000	0,59	1,18	3,3	16,5	1,3	5,5	18,1	145	1775	2642	3183
ТП12	6	486	452	663	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	8	292	218	365	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	14	28,6	57,7	64,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Разом	807	728	1092	2	1000	0,54	1,08	2,45	11	1,4	5,5	11,3	87,4	818	815	1155
ТП13	7	338	327	470	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	13	26,7	23,4	35,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	15	419	347	544	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Разом	784	697	1050	2	1000	0,53	1,06	2,45	11	1,4	5,5	11,1	86,3	795	783	1116	

Розглядаємо наступну схему внутрішнього електропостачання заводу: живлення СД1, СД2 і АД виконується по радіальних лініях, а ТП1, ТП2, ТП3, ТП4, ТП5, ТП6 ТП7, ТП8, ТП9, ТП10, ТП11, ТП12 і ТП13 по магістралі. Усі кабелі обираються з алюмінієвими жилами і прокладені у траншеї.

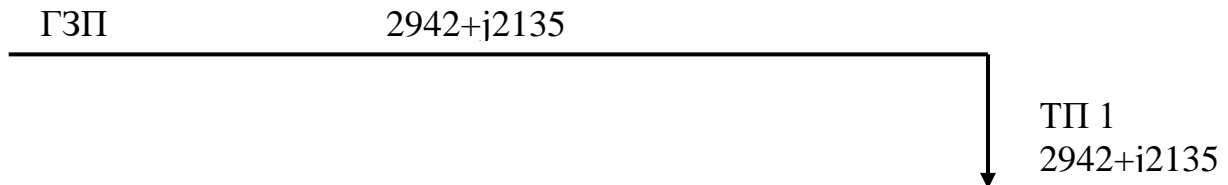


Рис. 2.2 Схема живлення ГЗП – ТП1

Проведемо вибір перетину кабельних ліній для варіанта 1 на прикладі лінії ГЗП – ТП 1.

2.2.2. Технічний розрахунок внутрішнього електропостачання. Робочий струм лінії:

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3733}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 107 \text{ А,}$$

перетин лінії:

$$F = \frac{I_{p3}}{j_{ек}} = \frac{107 \cdot 2}{1.2} = 89,5 \text{ мм}^2 ,$$

де  $j_{ек} = 1.2 \text{ А/мм}^2$  – економічна щільність струму для кабелів з алюмінієвими жилами по [15].

Приймаємо кабель марки ААШВу (3х120),  $I_{прип} = 240 \text{ А}$  по [1–5 ].

Перевірка кабелю по нагріванню:

- в нормальному режимі:

$$I_{прип} = 240 \text{ А} < I_{рл} = 107 \text{ А,}$$

- в після-аварійному режимі:

$$I_{прип} = 240 \text{ А} < 2 \cdot I_{др} = 2 \cdot 107 = 214 \text{ А.}$$

Тобто, умови виконуються.

Перевіряємо кабель по втратах напруги:



$$\Delta U_{\text{нр}} = \frac{P_{\text{л}} \cdot L \cdot r_{\text{уд}} + Q_{\text{л}} \cdot p \cdot L \cdot x_{\text{уд}}}{2 \cdot U_{\text{н}}^2} \quad (2.1)$$

$$\Delta U_{\text{нр}} = \frac{2959 \cdot 0,258 \cdot 0,1 + 2276 \cdot 0,076 \cdot 0,1}{2 \cdot 10^2} = 0,47\%,$$

де  $r_{\text{уд}}=0,258$  Ом/км,  $x_{\text{уд}}=0,076$  Ом/км – питомого активного і реактивного опору кабелю по [13, 21, 22].

$l=0,1$  км – довжина ділянки ГЗП – ТП1.

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{нр}} = 0,47\% < \Delta U_{\text{прип}} = 5\%, \\ \Delta U_{\text{ар}} = 2 \Delta U_{\text{нр}}, \\ \Delta U_{\text{ар}} = 0,94\% < \Delta U_{\text{прип}} = 10\%. \end{aligned} \quad (2.2)$$

Втрати потужності в кабелях визначаємо за формулами:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{S_{\text{п}}^2}{U_{\text{н}}^2} \frac{r}{2} 10^{-3} = \frac{3733^2}{10^2} \frac{0,258}{2} * 10^{-3} = 17,98 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{S_{\text{п}}^2}{U_{\text{н}}^2} \frac{x}{2} 10^{-3} = \frac{3733^2}{10^2} \frac{0,076}{2} * 10^{-3} = 5,3 \text{ кВар}.$$

Втрати активної і реактивної енергії в кабельних лініях визначаються за формулами :

$$\Delta A_{\text{а клэп}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau_{\text{а}},$$

$$\Delta A_{\text{р клэп}} = \Delta Q_{\text{л}} \cdot \tau_{\text{а}},$$

де  $\tau_{\text{а}}$  – час максимальних втрат, годин/рік. Вибір перетину кабелів інших ділянок виконуємо аналогічно. Результати розрахунку втрат енергії в кабельних лініях та трансформаторах зведені в табл. 2.2.

$$\Delta A_{\text{а}} = 17,98 \cdot 4592 = 82552 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік};$$

$$\Delta A_{\text{р}} = 5,3 \cdot 6240 = 33045 \text{ кВар} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$



Таблиця 2.2

Вибір перетину кабельних ліній для першого варіанта схеми внутрішнього електропостачання

Ділянка	$R_{л,}$ КВТ	$Q_{л,}$ КВ Ар	$S_{л,}$ кВА	$I_{р,}$ А	$F_{ек,}$ мм <sup>2</sup>	$F_{ст,}$ Мм <sup>2</sup>	$I_{прп,}$ А	$l,$ км	$\Gamma_{уд,}$ Ом/к м	$X_{уд,}$ Ом/к м	$\Delta P_{л,}$ кВт	$\Delta Q_{л,}$ кВАр	$\Delta U,$ %	$\Delta A_{а кл,}$ кВт · ч	$\Delta A_{р кл,}$ кВАр · ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ГЗП – ТП1	2959	2276	3733	107	89,8	3x120	240	0,1	0,258	0,076	17,98	5,30	0,47	82552	33045
ТП1 – ТП2	1479	1138	1867	53,9	44,9	3x70	165	0,17	0,443	0,08	7,72	1,39	0,65	35436	8696
ГЗП – ТП3	2942	3394	4492	129	108,1	3x150	275	0,29	0,206	0,074	20,78	7,46	0,94	95421	46579
ТП3 – ТП4	1471	1697	2246	64,8	54,0	3x70	165	0,13	0,443	0,08	11,17	2,02	0,63	51300	12589
ГЗП – ТП5	2230	1426	2647	76,4	63,7	3x70	165	0,4	0,443	0,08	15,52	2,80	2,31	71264	17488
ТП5 – ТП6	1115	713	1323	38,2	31,8	3x35	115	0,2	0,89	0,087	7,79	0,76	1,16	35793	4755
ГЗП – ТП7	4126	3966	5723	165	137,7	3x185	355	0,14	0,167	0,073	27,35	11,95	0,59	125586	74598
ТП7 – ТП8	1375	1322	1907	55,1	45,9	3x50	140	0,16	0,62	0,083	11,28	1,51	0,67	51792	9422
ТП8 – ТП9	1375	1322	1907	55,1	45,9	3x50	140	0,16	0,62	0,083	11,28	1,51	0,67	51792	9422
ГЗП – ТП10	1775	2642	3183	91,9	76,6	3x95	205	0,3	0,326	0,078	16,51	3,95	0,94	75829	24654
ТП10 – ТП11	887	1321	1591	45,9	38,3	3x50	140	0,13	0,62	0,083	7,85	1,05	0,33	36041	6556
ГЗП – ТП12	1613	1598	2271	65,5	54,6	3x70	165	0,12	0,443	0,08	11,42	2,06	0,59	52437	12868
ТП12 – ТП13	795	783	1116	32,2	26,8	3x35	115	0,1	0,89	0,087	5,54	0,54	0,97	25443	3380
ГЗП – СД1	1600	-774	1777	51,3	42,8	3x50	140	0,08	0,62	0,083	9,79	1,31	0,37	44970	8181
ГЗП – СД2	800	-387	889	25,7	21,4	3x35	115	0,24	0,89	0,087	3,51	0,34	0,88	16138	2144
ГЗП – АД	1280	793	1506	43,5	36,2	3x50	140	0,38	0,62	0,083	7,03	0,94	2,15	32275	5871

## 2.3 Розрахунок струмів КЗ

При виборі устаткування одною з найголовнішою вимогою є стійкість устаткування до струмів короткого замикання. При розрахунку струмів КЗ використовуються найбільш тяжкі вимоги. Так як струми КЗ від системи більш ніж від синхронних двигунів, то знехтуємо підживленням від синхронних двигунів. Схема для розрахунку струмів КЗ представлена на рис. 2.3.

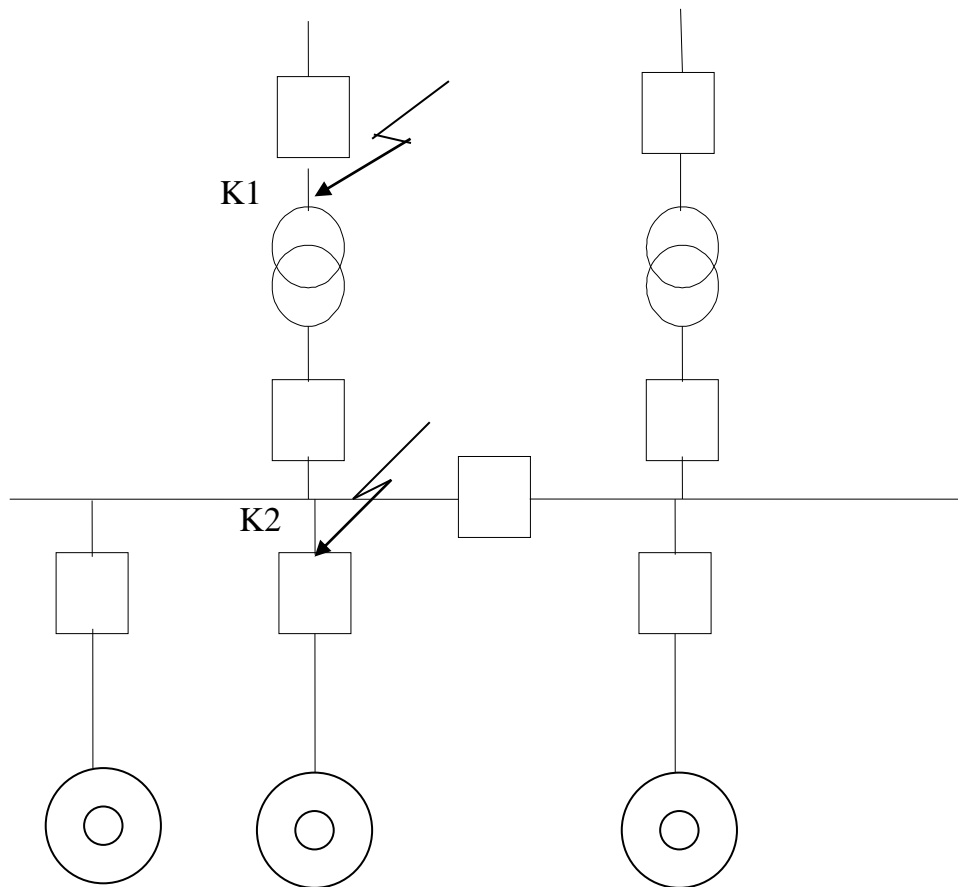


Рис. 2.3 Схема для розрахунку струмів КЗ

Розрахунок ведемо у відносних одиницях за методом приблизного приведення.

Задамося значеннями базисних величин потужності і напруги:

$$S_б = 100 \text{ МВА}; U_{бI} = 115 \text{ кВ}; U_{бII} = 10,5 \text{ кВ};$$

Для розрахунків струмів КЗ складаємо схему заміщення.

Схема заміщення приведена на рис. 2.4.

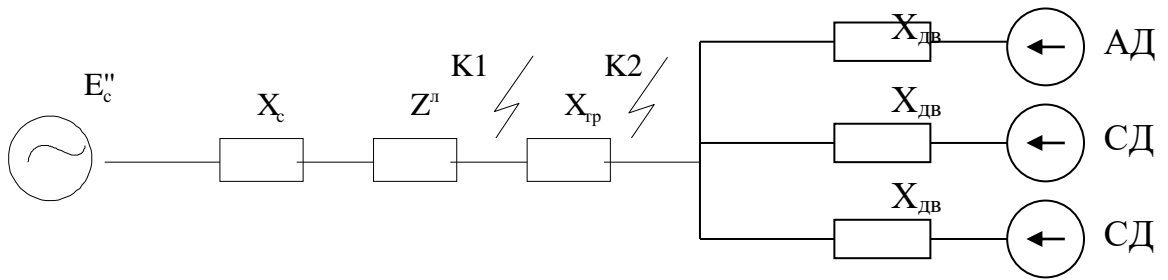


Рис. 2.4 Схема заміщення (точка K1)

3.3.1. Розрахунок струмів короткого замикання на стороні 110 кВ.

Визначаємо опір окремих елементів мережі:

$$X_c = \frac{S_6}{S_k} = \frac{100}{3500} = 0,028,$$

$$X_{л} = X_o * L * \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 0,444 * 15 * \frac{100}{115^2} = 0,05,$$

$$R_{л} = R_o * L * \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 0,428 * 15 * \frac{100}{115^2} = 0,048.$$

Визначаємо значення базисних струмів, кА:

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{6I}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 115} = 0,5 \text{ кА},$$

$$I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{6II}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Надперехідне значення ЕРС системи  $E''_c = 1,05$ ;

Визначаємо періодичну складову струму КЗ від системи (K1):

$$I_{\text{по с (к1)}} = \frac{E_c''}{\sqrt{R_{\text{л}}^2 + (X_c + X_{\text{л}})^2}} = \frac{1,05}{\sqrt{0,048^2 + (0,028 + 0,05)^2}} = 11,46.$$

Визначаємо періодичну складову струму КЗ від системи у іменованих одиницях, кА:

$$I_{\text{по с (к1)}} = I_{\text{по с (к1)}} * I_{\text{бк1}} = 11,46 * 0,5 = 5,73.$$

Визначаємо ударний струм КЗ, кА:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{по}} * K_{\text{уд}},$$

де  $K_{\text{уд}}$  – ударний коефіцієнт, для системи  $K_{\text{уд}} = 1,8$ .

$$i_{\text{уд с (к1)}} = \sqrt{2} * 5,73 * 1,8 = 14,6 \text{ кА},$$

Визначаємо періодичну складову струму КЗ:

$I_{\text{пт}} = I_{\text{по}} * \gamma^{\text{пт}}$ , де для системи  $\gamma^{\text{пт}} = 1$ ;  $I_{\text{пт с (к1)}} = 5,73$  кА.

Значення аперіодичної складової струму КЗ приймаємо рівним амплітуди періодичної складової струму у момент часу  $\tau = 0,1$  с.

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} * I_{\text{пт}} * e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (2.3)$$

де  $T_a$  – постійна часу системи,  $T_a = 0,05$  с.

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} * 5,73 * e^{-\frac{0,065}{0,05}} = 2,20 \text{ кА}.$$

Визначаємо опір трансформатора:

$$X_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}} * S_{\text{б}}}{100 * S_{\text{н}}} = \frac{10,5 * 100}{100 * 16} = 0,65,$$

де  $U_{\text{к}}$  – напруга короткого замикання, %,

$S_{\text{н}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА;

2.3.2. Розрахунок струмів короткого замикання на стороні 10 кВ.

При розрахунку струму короткого замикання в точці К2, розглядаємо схему рис. 3.3.

Визначаємо періодичну складову струму КЗ від системи (К2),

$$I_{пт} = \frac{E_c''}{\sqrt{R_{л}^2 + (X_c + X_{л} + X_{тр})^2}} = \frac{1,05}{\sqrt{0,048^2 + (0,028 + 0,05 + 0,65)^2}} = 1,97.$$

Визначаємо періодичну складову струму КЗ від системи у іменованих одиницях, кА:

$$I_{пт} = I_{по с(к1)} * I_{бк1} = 1,97 * 5,5 = 10,84.$$

Визначаємо періодичну складову струму КЗ від двигунів.

Розрахуємо опір двигуна, тип двигуна АТД – 1600 :

$$X_{а дв} = \frac{1}{K_{п}} * \frac{S_{б}}{S_{н}} = \frac{1}{5,5} * \frac{1000}{1505} = 0,12.$$

Тип двигуна СТД – 1000 – 2 :

$$X_{с дв} = \frac{1}{K_{п}} * \frac{S_{б}}{S_{н}} = \frac{1}{6,7} * \frac{1000}{888} = 0,16.$$

Тип двигуна СТД – 2000 – 2 :

$$X_{с дв} = \frac{1}{K_{п}} * \frac{S_{б}}{S_{н}} = \frac{1}{6,91} * \frac{1000}{1641} = 0,09,$$

$$\text{де } K_{п} = \frac{I_{п}}{I_{ном}}.$$

Надперехідний струм короткого замикання для асинхронних двигунів визначається за формулою:

$$I_{дв1}'' = 1,2 * \frac{I_{п}}{I_{ном}} = 1,2 * 5,5 = 6,6 \text{ кА.}$$

Надперехідне значення струму короткого замикання для синхронних двигунів визначається за формулою:

$$I_{дв2}'' = \frac{E_c''}{\sqrt{R_{л}^2 + (X_c + X_{л} + X_{дв})^2}} = \frac{1,1}{\sqrt{0,048^2 + (0,028 + 0,05 + 0,16)^2}} = 4,6 \text{ кА,}$$

$$I_{дв3}'' = \frac{E_c''}{\sqrt{R_{л}^2 + (X_c + X_{л} + X_{дв})^2}} = \frac{1,1}{\sqrt{0,048^2 + (0,028 + 0,05 + 0,09)^2}} = 6,32 \text{ кА.}$$

Визначаємо періодичну складову струму КЗ від системи у іменованих одиницях, кА:

Для синхронного двигуна:  $I_{пт\ дв2} = I_{дв}'' * I_{*двт} = 4,6 * 0,7 = 3,22$  кА,  $I_{пт\ дв3} = I_{дв}'' * I_{*двт} = 6,32 * 0,7 = 4,42$  кА,

де  $I_{*двт}$  – значення струму короткого замикання для синхронних двигунів визначається за графіком при  $t=0,1$ с [ ], для двигуна типу СТД  $I_{*двт} = 0,7$  кА.

Значення періодичної складової струму КЗ для асинхронного двигуна:

$$I_{дв\ t} = I_{дв}'' * e^{-\frac{t}{T_{дв\ расч}}} = 6,6 * e^{-0,1/0,6} = 5,6 \text{ кА.}$$

де  $T_{дв\ расч}$  – значення постійної часу. Для двигуна типу АД із таблиці [ ] дорівнює  $T_{дв\ расч} = 0,6$

Значення аперіодичної складової струму КЗ від системи:

$$i_{ат} = \sqrt{2} * I_{дв}'' * e^{-\frac{t}{T_{адв}}}$$

де  $T_a$  – постійна часу системи,  $T_a = 0,05$ с

$$i_{ат} = \sqrt{2} * 10,84 * e^{-\frac{0,065}{0,05}} = 4,13 \text{ кА.}$$

Значення аперіодичної складової струму КЗ створювану синхронними й асинхронними двигунами розрахуємо по формулі:

$$i_{ат} = \sqrt{2} * I_{дв}'' * e^{-\frac{t}{T_{адв}}}$$

де  $T_{адв}$  – постійна часу. Для асинхронних двигунів визначається за [16, 21, 22]  $T_{адв} = 0,058$ , а для синхронних – [16, 21, 22]  $T_{адв} = 0,04$  та  $T_{адв} = 0,05$ .

Тип АД – 1600:

$$i_{ат} = \sqrt{2} * 6,6 * e^{-\frac{0,1}{0,058}} = 1,66 \text{ кА.}$$

Тип СТД – 1000 – 2 :

$$i_{ат} = \sqrt{2} * 4,6 * e^{-\frac{0,1}{0,04}} = 0,53 \text{ кА.}$$

Тип СТД – 2000 – 2 :



$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * 6,32 * e^{-\frac{0.1}{0.05}} = 1,2 \text{ кА.}$$

Визначаємо ударний струм КЗ, кА:  $i_{уд} = \sqrt{2} * I_{дв} * K_{уд}$ ,

де  $K_{уд}$  – ударний коефіцієнт. Для асинхронних двигунів визначається за таблицею [16, 21, 22]  $K_{уд} = 1,6$ , а для синхронних – за графіком [16, 21, 22]  $K_{уд} = 1,8$  та  $K_{уд} = 1,83$ .

Від системи:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 10,84 * 1,8 = 27,6 \text{ кА.}$$

Для двигуна АТД – 1600 :

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 6,6 * 1,6 = 14,9 \text{ кА.}$$

Для двигуна СТД – 1000 – 2 :

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 4,6 * 1,8 = 11,7 \text{ кА.}$$

Для двигуна СТД – 2000 – 2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 6,32 * 1,83 = 16,4 \text{ кА.}$$

Розрахункові значення струмів короткого замикання зведено до табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Розрахункові значення струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела підживлення струму КЗ	$I_{пт}, \text{кА}$	$i_{a\tau}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К1	від системи	5,73	2,20	14,6
К2	від системи	10,84	4,13	27,6
	від двигуна АТД - 1600	5,6	1,66	14,9
	від двигуна СТД – 1000	3,22	0,53	11,7
	від двигуна СТД - 2000	4,42	1,2	16,4
	Разом	24,08	7,52	70,6

## РОЗДІЛ 3

### ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ГЗП

#### 3.1 Обґрунтування вибору схеми ГЗП

Головна знижувальна підстанція (ГЗП) отримує живлення від підстанції енергосистеми на напрузі 110 кВ. Для забезпечення надійного живлення споживачів 2-ої категорій передбачається установа двох силових трансформаторів потужністю 16 МВА за схемою два блоки лінія-трансформатор. Перемичка на високій стороні не передбачається, тому що елементи системи електропостачання забезпечують живлення споживачів у після-аварійному режимі. Схема підстанції передбачає можливість проведення ремонтних робіт та експлуатаційних перемикачів на окремих елементах схеми без вимикання сусідніх приєднань, а також забезпечує наочність, простоту, зручність, надійність і відновлення живлення споживачів в післяаварійному режимі засобами автоматики .

Розподіл електроенергії на напрузі 10 кВ здійснюється в ЗРУ, яке виконується з двома секційованими системами шин.

#### 3.2 Вибір обладнання на стороні 110 кВ

3.2.1 Вибір роз'єднувачів . Визначаємо робочий струм у форсованому режимі, А:

$$I_{p.ф.} = \frac{1,4 * S}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{1,4 * 16000}{\sqrt{3} * 110} = 111 \text{ А.}$$

Час дії струмів КЗ до його вимикання визначаємо за формулою :

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{с.в.}} + t_{\text{р.з. max}} ,$$

$$t_{\text{вим}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с} ,$$

де  $t_{\text{р.з., max}}$  – максимальний час спрацювання релейного захисту .

Виконаємо перевірку обраного обладнання на термічну та динамічну стійкість. Визначимо величину теплового імпульсу в точці К1:

$$W_{(K1)} = I_{\text{по с (к1)}}^2 \cdot (t_{\text{відм}} + T_{\text{а (к1)}}) ,$$

$$W_{(K1)} = 5,73^2 \cdot (1,5 + 0,065) = 51,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Вибір роз'єднувачів зведено в табл. 3.1.

Вибираємо роз'єднувачі типу: РНДЗ.2 – 110-1000У1

де Р – роз'єднувач; Н – зовнішньої установки; Д – двоколонковий; 3.2 – із двома ножами, що заземлюють; 110 – номінальна напруга; 1000 – номінальний струм; У – помірний клімат; 1 – розміщення на відкритому повітрі.

Таблиця 3.1

#### Вибір роз'єднувачів

Параметри вибору	Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110	110
Номінальний струм, кА	$I_{\text{р. ф.}} \leq I_{\text{ном}}$	111	630
Номінальний струм Динамічної стійкості, кА	$I_{\text{пит}} \leq I_{\text{дин}}$	5,73	80
Термічна стійкість, кА <sup>2</sup> с	$I''^2 (t_{\text{сп}} + T_{\text{а}} + t_{\text{р.з.}})$	51,4	$31,5^2 \cdot 4 = 3969$

3.2.2. Вибір вимикачів. Вимикачі обираються (табл. 4.2) за тих же умов, що і роз'єднувачі. Вибираємо вимикачі на ВН 110 кВ: ВМТ –110Б-20-1000 У1; де В – вимикач; М – мало-масляний; Т – триполюсний; 110 – клас напруги; 20 – номінальна здатність, що відключає; 1000 – номінальний струм; У – помірний клімат; 1–для роботи на відкритому повітрі.

3.2.3. Вибір гнучкої ошиновки. У розподільних пристроях напругою 110 кВ застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС.

Проводу ліній електропередачі напругою 110 кВ перевіряються по економічній щільності струму:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ЭК}}},$$

де  $I_{\text{норм}}$  – струм нормального режиму (без перевантажень), А;

$j_{\text{ЭК}}$  – економічна щільність струму ( $j_{\text{ЭК}}=1$ ) [1].

Таблиця 3.2

## Вибір вимикачів 110 кВ

Параметри вибору	Умова вибору	ВМТ- 110Б-20-1000 У1	
		Розрахунок	Каталог
Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$	110	110
Номінальний струм, А	$I_{\text{р форс}} < I_{\text{ном}}$	73,5	1000
Номінальний струм динамічної стійкості, кА	$I_{\text{по}} < I_{\text{дин с}}$	5,73	52
- симетричний			
- несиметричний	$i_{\text{уд}} < i_{\text{дин с}}$	14,6	52
Номінальний струм відключення	$I_{\text{пт}} < I_{\text{откл, ном}}$	1,505	20
Термічна стійкість, кА <sup>2</sup> с	$V_{\text{к}} < I_{\text{по}}^2 * t$	51,4	1200

$$F_{\text{эк}} = \frac{50,5}{1,1} = 45,45 \text{ мм}^2.$$

Обираємо переріз гнучких шин:  $F = 95 \text{ мм}^2$ . Перевіряємо обраний переріз на нагрівання (по припустимому струмі):  $I_{\text{max}} < I_{\text{доп}}$ ,  $111 \text{ А} < 330 \text{ А}$ . Умова перевірки за нагріванням виконується.

Перевіряємо обраний переріз на термічну дію струмів КЗ:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{51,4 * 10^6}}{91} = 78,8 \text{ мм}^2.$$

Умова вибору шин по термічній стійкості:

$$F_{\text{min}} < F_{\text{ном}}, 78,8 \text{ мм}^2 < 95 \text{ мм}^2.$$

Умова вибору шин по термічній стійкості виконується.

Перевірку шин на електродинамічну дію струмів КЗ можна не робити за умови, що  $I_{\text{до}}^{(3)} < 20 \text{ кА}$  й  $i_{\text{уд}} < 50 \text{ кА}$ .

Ошиновку ЗРУ-110 кВ виконуємо проводом марки АС-95 / 16 як і для живлячої повітряної лінії 110 кВ.

### 3.3 Вибір обладнання на стороні 10 кВ

3.3.1. Вибір вимикачів. Робочий струм на стороні низької напруги трансформатора визначається за формулою:

$$I_{\text{р ном}} = \frac{0,7 * S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{р ном}} = \frac{0,7 * 16000}{\sqrt{3} * 10} = 615 \text{ А}.$$

Максимальний робочий струм на стороні низької напруги трансформатора визначається за формулою :

$$I_{p \max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ,$$

$$I_{p \max} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1230 \text{ А} .$$

Вимикачі обираються по номінальній напрузі, тривалому струму, вимикаючої здатності, динамічній та термічній стійкості .

Для вводу приймаємо чарунки типу КМ-1 з масляними вимикачами типу ВМП -10-1250-20У2 і приводом ПЕ-11. Вибір ввідного вимикача наведено в табл. 3.3.

Максимально можливий струм секційного вимикача визначаємо за формулою :

$$I_{p \max} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ,$$

$$I_{p \max} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 615 \text{ А} .$$

Обираємо секційний вимикач ВК-10-1600-31,5У2. Вибір секційного вимикача наведено у табл. 3.4.

Таблиця 3.3

## Вибір ввідних вимикачів

Параметри вибору	Умови вибору	ВМП -10-1250 –31,5Т	
		Розрахунок	Каталог
Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$	10	10
Номінальний струм, А	$I_{\text{р форс}} < I_{\text{ном}}$	1230	1250
Номінальний струм динамічної стійкості, кА	$I_{\text{по}} < I_{\text{динс}}$	24,08	31,5
- симетричний			
- несиметричний	$I_{\text{пит}} < I_{\text{динс}}$	70,6	80
Номінальний струм відключення	$I_{\text{пт}} < I_{\text{откл, ном}}$	24,08	31,5
Термічна стійкість, кА <sup>2</sup> с	$V_k < I_{\text{по}}^2 * t$	182,1	1250

Максимальний робочий струм від найбільш потужного навантаження кабельної лінії ( дільниця ГЗП – ТП7 ) визначається за формулою :

$$I_{p \max} = \frac{S'_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} ,$$

де  $I_{p \max}$  - максимальний розрахунковий струм дільниці мережі ,

$S'_p$  – розрахункове навантаження дільниці мережі :

$$I_{p \max} = \frac{5723}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 314,7 \text{ А} .$$

Таблиця 3.4

## Вибір секційного вимикача

Розрахункові параметри	Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10,5	12
Тривалий номінальний струм , А	$I_{p.\max} \leq I_{\text{ном}}$	615	630
Симетричний допустимий струм відключення , кА	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{н.вим}}$	24,08	31,5
Асиметричний допустимий струм відключення , кА	$\sqrt{2}I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2}I_{\text{н.вим}}(1 + \beta_{\text{н}})$	41,5	31.5
Струм електродинамічної стійкості , кА	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{н.дин}}$	24,08	70
Ударний струм електродинамічної стійкості , кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{н.дин}}$	70,6	80
Термічна стійкість, кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}$	182,13	3969

Обираємо вимикач типу ВК-10-630-31,5У2. Вибір вимикача наведено у табл. 3.5.

Таблиця 3.5

## Вибір вимикача лінії, що відходить

Розрахункові параметри	Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10	12
Тривалий номінальний струм , А	$I_{p.\max} \leq I_{\text{ном}}$	314,7	630
Симетричний допустимий струм відключення , кА	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{н.вим}}$	24,08	31,5

Асиметричний допустимий струм відключення , кА	$\sqrt{2}I_{nr} + i_{ar} \leq \sqrt{2}I_{H.BIM}(1 + \beta_H)$	41,5	31,5
Струм електродинамічної стійкості кА	$I_{пт} \leq I_{H.дин}$	24,08	31,5
Ударний струм електродинамічної стійкості , кА	$I_{уд} \leq I_{H.дин}$	70,6	80
Термічна стійкість, кА <sup>2</sup> ·с	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	182,13	3200

4.3.2. Вибір жорстких шин. Визначаємо номінальний струм трансформатора на низькій стороні, А:

$$I_H = \frac{S_{нтр}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{1,4 * 16000}{\sqrt{3} * 10} = 1293 \text{ А.}$$

Визначаємо максимальний струм трансформатора на низькій стороні з урахуванням можливого перевантаження, А:

$$I_{max} = 1,5 \cdot I_{ном} = 1,5 * 1293 = 1939 \text{ А.}$$

Приймаємо алюмінієві шини перерізом полоси 120×10 мм<sup>2</sup>, тривалий допустимий струм з урахуванням температури навколишнього середовища  $t = 30^\circ\text{C}$   $I_{доп} = 2070\text{А}$  [16, 21, 22].

Перевіряємо шини по допустимому струму :  $I_{max} \leq I_{доп}$  ,  $I_{max} = 1939\text{А} < I_{доп} = 2070 \text{ А}$  .

Умова вибору шин за нагрівом виконується.

Перевіряємо шини за термічною стійкістю:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_{(к2)}}}{C_{ш}}$$

$$B_{к2} = 24,08^2 \cdot (1,5 + 0,05) = 899 \text{ кА}^2 \text{ с} ,$$

$$F_{min} = \frac{\sqrt{899 \cdot 10^6}}{91} = 329 \text{ мм}^2.$$

Умова вибору шин за термічною стійкістю:  $F_{min} < F_{ном}$  ,  $F_{min} = 329 \text{ мм}^2 < F_{ном} = 1200 \text{ мм}^2$ .



Умова вибору шин за термічною стійкістю виконується.

Якщо шини на ізоляторах розміщені плазом то момент інерції визначається як:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{10} ;$$

$$J = \frac{1,2 \cdot 10^3}{10} = 120 \text{ см}^2 ,$$

де  $h$  – ширина шини;

$b$  – висота шини.

Визначаємо довжину прогону  $\ell$  за умови, що частота власних коливань буде більше 200 Гц:

$$200 > \frac{173,2}{\ell^2} * \sqrt{\frac{J}{q}} ,$$

звідки

$$\ell^2 < \frac{173,2}{200} * \sqrt{\frac{J}{q}} ,$$

$$\ell = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{120}{10}} = 1,73 \text{ м} ,$$

де  $q$  – поперечний переріз шини.

Цей варіант розміщення шин на ізоляторах дозволяє збільшити довжину прольоту до 1,5-1,4 м , тобто дає значну економію ізоляторів . Приймаємо проліт

$\ell = 2$  м , відстань між фазами  $\alpha = 0,8$  м.

Визначаємо найбільше питоме зусилля при трифазному КЗ, Н/м:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} * 10^{-7} * \frac{i_{уд}^{(3)2}}{\alpha} = \sqrt{3} * 10^{-7} * \frac{20470^2}{0,8} = 90,7 \text{ Н/м.}$$

Напруга в матеріалі шини, що виникає при впливі згинаючого моменту, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f * \ell^2}{10 * W} ,$$

де  $W$  - момент опору шини щодо осі, перпендикулярної дії зусилля розраховується по формулі:

Момент опору шини відносно вісі, перпендикулярній дії зусилля:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{5},$$

$$W = \frac{1,2 \cdot 10^2}{5} = 44 \text{ см}^3.$$

Напруга в матеріалі шини:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{90,7 \cdot 2^2}{10 \cdot 44} = 8,2 \text{ МПа}.$$

Шини механічно тривкі, якщо виконується умова

$$G_P < G_{\text{доп}},$$

де  $G_{\text{доп}}$  – допустима механічна напруга алюмінієвих шин [16, 21, 22]

$$G_P = 8,2 \text{ МПа} < G_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}.$$

Умова виконується, тому шини є механічно тривкими.

3.3.3. Вибір ізоляторів. В ЗРУ шини закріплюються на опорних і прохідних ізоляторах.

Попередньо приймаємо опорні ізолятори типу: ОНШ-10-10-5-1УХЛ1. Номінальна напруга  $U_{\text{ном}}=10$  кВ, руйнівне навантаження на згин  $F_p=5000$  Н.

Вибір ізоляторів виконується:

- за номінальною напругою:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ},$$

- за допустимим навантаженням:

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}},$$

де  $F_{\text{розр}}$  – розрахункова сила, яка діє на ізолятор;

$F_{\text{доп}}$  – допустиме навантаження на ізолятор:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_p,$$

де  $F_p$  – руйнівна сила ізолятора [16, 21, 22].

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н.}$$

Максимальна сила, яка діє на згин, визначається за формулою

$$F_{\text{розр}} = f^{(3)} \cdot \ell,$$

де  $f^{(3)}$  – питоме значення сили, яка діє на вигин при трифазному КЗ

Питоме значення сили, яка діє на вигин при трифазному КЗ, визначається за формулою :

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i^2 y d}{a},$$

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{20470^2}{0,8} = 90 \text{ Н / м,}$$

$$F_{\text{розр}} = 90 \cdot 2 = 180 \text{ Н,}$$

$$F_{\text{розр}} = 180 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 3000 \text{ Н.}$$

Тобто, умова механічної міцності ізоляторів виконується.

Попередньо приймаємо прохідний ізолятор типу: ИП-10/1600-1250 У.

Номинальна напруга  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ , номинальний струм  $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ , руйнівна сила  $F_p = 1250 \text{ Н}$ .

Прохідний ізолятор приймається за умовами :

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{р.нн}},$$

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{доп}} = 1600 \text{ А} > I_{\text{р.нн}} = 1230 \text{ А.}$$

Механічні сили, які діють на ізолятор визначаються за формулами :

$$F_{\text{доп}} = 0,5 \cdot F_p,$$

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot f^{(3)} \cdot \ell,$$

$$F_{\text{доп}} = 0,5 \cdot 1250 = 625 \text{ Н},$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 90 \cdot 1,42 = 63 \text{ Н},$$

$$F_{\text{розр}} = 63 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 625 \text{ Н.}$$

Умова механічної міцності ізоляторів виконується.

3.3.4. Вибір трансформаторів струму. Вибір трансформаторів струму виконується за номінальною напругою, номінальним струмом, номінальним вторинним навантаженням і перевіряються по динамічній та термічній стійкостям.

Для вводу 10 кВ попередньо приймаємо трансформатор струму типу ТЛ-10-2, якій має наступні параметри:  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ,  $I_{1\text{ном}} = 1500$  А,  $I_{2\text{ном}} = 5$  А,  $r_{2\text{ном}} = 0,8$  Ом,  $I_{\text{терм}} = 40$  кА,  $t_{\text{терм}} = 3$  с,  $i_{\text{дін}} = 128$  кА.

Для секційного вимикача приймаємо трансформатор струму типу ТЛ-10-2, якій має наступні параметри:  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ,  $I_{1\text{ном}} = 1000$  А,  $I_{2\text{ном}} = 5$  А,  $r_{2\text{ном}} = 0,4$  Ом,  $I_{\text{терм}} = 40$  кА,  $t_{\text{терм}} = 3$  с,  $i_{\text{дін}} = 128$  кА.

Для кабельних ліній 10 кВ приймаємо трансформатор струму типу ТЛ-10-2, який має наступні параметри:  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ,  $I_{1\text{ном}} = 300$  А,  $I_{2\text{ном}} = 5$  А;  $r_{2\text{ном}} = 0,4$  Ом;  $I_{\text{терм}} = 20$  кА,  $t_{\text{терм}} = 1$  с,  $i_{\text{дін}} = 51$  кА.

Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму зведені в таблиці 4.6, а умови їх вибору – в таблиці 4.7.

Виконаємо перевірку вторинного навантаження трансформатора струму для прийнятого класу за умовою :

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

де  $Z_2$  – вторинне навантаження трансформатора струму;

$Z_{2\text{ ном}}$  – номінальне навантаження трансформатору струму для прийнятого класу.

Через те, що індуктивний опір струмових ланцюгів приладів малий, тому:  $Z_2 \approx r_2$ .

Розрахунок проводимо для трансформаторів, які встановлені на ввідному вимикачі

Вторинне навантаження складається з опору приладів, з'єднувальних провідників та перехідного опору контактів і визначається за формулою:

$$r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}.$$

Опір приладів визначається за формулою :

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{НОМ}}^2},$$

де  $S_{\text{прил}}$  – потужність приладу

$I_{2\text{НОМ}}$  – вторинний номінальний струм приладу

$$r_{\text{прил}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Опір контактів приймаємо 0,1 Ом , опір провідників залежить від їх довжини та перерізу. Щоб трансформатор струму працював в прийнятому класі, необхідно витримати умови :

$$r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{К}} \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

Таблиця 3.6

## Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму

Місце Установки	Назва Приладу	Тип Приладу	Клас приладу	Потужність однієї обмотки, В·А	Кільк. Обмоток	Навантаження ВА		
						Фаза А	Фаза В	Фаза С
Ввід 10 кВ	Амперметр	ЭЗ35	1,5	0,5	1	0,5		0,5
	Лічильник активної енергії	САЗ- И670	2	2,5	2	2,5		2,5
	Лічильник реактивної енергії	САЗ- И676	1,5	2,5	2	2,5		2,5
	Ватметр	ДЗ35	1,5	0,5	2	0,5		0,5
	Варметр	ДЗ04	1,5	0,5	2	0,5		0,5
Всього						6,5		6,5
Секційний вимикач	Амперметр	ЭЗ35	1,5	0,5	1	0,5		0,5
Всього:						0,5		0,5
Лінійний вимикач	Амперметр	ЭЗ35	1,5	0,5	1	0,5		0,5
	Лічильник активної енергії	САЗ- И670	2	2,5	2	2,5		2,5
Всього						3		3

звідси

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} ,$$

$$r_{\text{пр}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Переріз провідників визначаємо за формулою :

$$q = \frac{l_{\text{розр}} \cdot \rho}{r_{\text{пр}}} ,$$

де  $l_{\text{розр}}$  - розрахункова довжина провідників;

$\rho$  – питомий опір матеріалу провідника.

$$q = \frac{12 \cdot 0,0283}{0,44} = 0,77 \text{ мм}^2.$$

За механічною міцністю , приймаємо контрольний кабель типу АКРВГ перерізом 4 мм<sup>2</sup>.

Тоді фактичний опір провідників:

$$r_{\text{пр}} = \frac{12 \cdot 0,0283}{4} = 0,08 \text{ Ом} .$$

Вторинне навантаження трансформатора струму :

$$r_{2\text{н}} = 0,26 + 0,08 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом,}$$

$$Z_2 = 0,44 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Таким чином умови перевірки по вторинному навантаженню виконуються .

3.3.5. Вибір трансформаторів напруги. Для живлення обмоток напруги вимірювальних приладів приймаємо до установки три трансформатора напруги ЗНОЛ.09-10У1 і передбачаємо встановлення ще двох однофазних трансформаторів НОЛ . 08- 10У2 . Технічні дані трансформатора ЗНОЛ.09- 10У1:  $U_{1\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $U_{2\text{н}} = 100 \text{ В}$ ,  $S_{\text{н}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$  ( у класі точності 0,5). Потужність трансформаторів НОЛ . 08- 10У2 , з'єднаних за схемою відкритого трикутника  $2 \times 75 = 150 \text{ ВА}$ .

Таблиця 3.7

## Умови вибору трансформаторів струму

Тип трансформатора струму	ТЛ-10-2		ТЛ-10-2		ТЛ-10-2	
Місце встановлення	Ввід		Секційний вимикач		Лінійний	
Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні параметри	Розрахункові параметри	Каталожні параметри	Розрахункові параметри	Каталожні параметри
$U_{н.уст} \leq U_{н}, \text{ кВ}$	10	10	10	10	10	10
$I_{р.мах} \leq I_{н}, \text{ А}$	1230	1600	615	630	314	630
$r_{2\Sigma} \leq r_{2н}, \text{ Ом}$	0,44	0,8	0,181	0,4	0,185	0,4
$I_{пит} \leq I_{н.дин}, \text{ кА}$	70,6	81	70,6	81	70,6	81
$B_{к} \leq I_{т}^2 t_{т}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	182,1	1600	182,1	3200	182,1	3200

Повна потужність всіх встановлених на першій секції трансформаторів напруги  $225 + 150 = 375 \text{ ВА}$ , що більше  $S_{2\Sigma} = 318 \text{ ВА}$ . Розрахункове навантаження трансформатора напруги приведене в табл. 4.8.

Сумарне навантаження на трансформатори напруги визначається за формулою :

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2},$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{178^2 + 264^2} = 318 \text{ ВА} < 375 \text{ ВА}.$$

3.3.6. Вибір трансформатора власних потреб. Склад споживачів власних потреб підстанції залежить від її типу, потужності трансформаторів, наявності синхронних компенсаторів і типу обладнання.

Для підстанції основними споживачами власних потреб є електродвигуни для обдування трансформаторів, обігрів шаф релейного захисту і приводів роз'єднувачів і вимикачів, освітлення підстанції.

Потужність споживачів власних потреб невелика, тому вони приєднуються до мережі  $0,38 / 0,22 \text{ кВ}$ , яка через знижувальні трансформатори підключена до мережі  $10 \text{ кВ}$ .

Розрахункове навантаження трансформатора власних нестатків приведені в табл. 3.9.

Розрахункове навантаження трансформаторів власних потреб визначається за коефіцієнтом попиту :

$$S_{\text{розрах}} = K_c * \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = 0,8 * \sqrt{100,6^2 + 3,72^2} = 80,5 \text{ кВА.}$$

Приймаємо до встановлення два трансформатора ТМ-63 / 10.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора, при відключенні одного з двох трансформаторів:

$$K = S_{\text{розрах}} / S_{\text{тр}} = 80,5 / 63 = 1,28 < 1,4.$$

Таблиця 3.8

## Розрахункове навантаження трансформатора напруги

Місце встановлення приладів	Назва приладу	Тип приладу	Кількість обмоток	Потужність однієї обмотки, Вт	cos $\alpha$	sin $\alpha$	Кількість приладів	Загальна потужність	
								P, Вт	Q, вар
Ввід 10 кВ	Ватметр	Д335	2	1,5	1	0	1	3	-
	Варметр	Д304	2	2,0	1	0	1	4	-
	Лічильник активної енергії	СА3-И670	2	1,5 Вт	0,38	0,925	1	3	8,0
	Лічильник реактивної енергії	СА3-И676	2	3 Вт	0,38	0,925	1	6	16,4
Збірні шини 10кВ	Вольтметр	Э355	1	2	1	0	1	2	-
Лінії споживачів 10 кВ	Ватметр	Д335	2	1,5	1	0	1	3	-
	Варметр	Д304	2	2,0	1	0	1	4	-
	Лічильник активної енергії	СА3-И670	2	1,5 Вт	0,38	0,925	10	30	80
	Лічильник реактивної енергії	И676М	2	3 Вт	0,38	0,925	10	60	160
Усього:								178	264



Таблиця 3.9

## Розрахунок навантаження власних потреб ГЗП

Вид споживача	Встановлена потужність		cos φ	sin φ	Навантаження	
	Одиниця кВт × кількість	Всього кВт			P <sub>вст</sub> , кВт	Q <sub>вст</sub> ,кВАр
Охолодження ТРДН 16000 / 110	3,0×2	6,0	0,85	0,62	6,0	3,72
Опалення ВМТ- 110Б – 1000 – 20 У1	15,8×2	31,6	1,0	0,0	31,6	0,0
Опалення КРУ	1×24	24,0	1,0	0,0	24	0,0
Освітлення, опалення, вентиляція,	1×30	30,0	1,0	0,0	30	0,0
Освітлення трансформаторів		5,0	1,0	0,0	5,0	0,0
Усього					100,6	3,72

3.3.7. Перевірка обраних кабелів на термічну стійкість. Мінімальний переріз кабелю , на головній ділянці магістральної лінії, яке задовольняє термічної стійкості від дії струмів КЗ:

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} ,$$

де С - термічна функція, А.з<sup>1/2</sup>/мм<sup>2</sup> (для алюмінієвих кабелів С =94)

B<sub>к</sub> – тепловий імпульс, кА<sup>2</sup>.с. Для кабелів ліній, що відходять B<sub>к</sub>=28

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{28 \cdot 10^6}}{94} = 56,2 \text{ мм}^2.$$

Таким чином, мінімальний переріз кабелів на головних ділянках магістральних мереж, виходячи з термічної стійкості, приймається 70 мм<sup>2</sup>.

## РОЗДІЛ 4

### РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

#### 4.1 Вибір і обґрунтування типів захистів

Релейний захист здійснює автоматичну ліквідацію ушкоджень і ненормальних режимів роботи електроустановок.

Як релейний захист ліній передбачається захист від багатofазних замикань і однофазних замикань на землю.

Від багатofазних замикань встановлюється двоступінчастий токовий захист, перша ступінь якої виконана у виді токового відсічення, друга – у виді максимального токового захисту з витримкою часу.

На лініях 10 кВ захист від однофазних замикань на землю встановлюється на всіх лініях і діє на сигнал.

На лініях 110 кВ від замикань на землю встановлюється східчастий токовий спрямований захист нульової послідовності.

Як релейний захист трансформаторів застосовуються: подовжній диференціальний токовий захист (для трансформаторів ГЗП) і токове відсічення (для трансформаторів цехових ТП) від ушкоджень на висновках і внутрішніх ушкодженнях трансформатора, діє на відключення усіх вимикачів трансформатора; максимальний токовий захист із витримкою часу від зовнішніх КЗ; газовий захист від ушкоджень усередині кожуха трансформатора і від зниження рівня олії; захист від однофазних КЗ для трансформаторів цехових ТП.

4.1.1. Розрахунок релейного захисту трансформатора. Розрахунок подовжнього диференційного захисту трансформатора. Диференційні захисти силових трансформаторів виконують в основному на реле серії РНТ і ДЗТ.

Розрахунок захисту складається у визначенні струмів спрацювання захисту і реле, числа витків обмоток реле і коефіцієнта чутливості.

Первинний струм спрацювання захисту з реле РНТ-565 обирають за умовами відбудови від кидка струму намагнічування при увімкненні ненавантаженого трансформатора під напругою і максимального струму небалансу при перехідних режимах зовнішніх КЗ. Диференційний захист, струм спрацювання якого вибраний за струмом небалансу, часто виявляється грубим і малоефективним. Тому для захисту трансформаторів напругою 110 кВ і вище доцільніше застосовувати реле серії ДЗТ, яке завдяки наявності гальмової обмотки забезпечує неспрацювання захисту від струмів небалансу при зовнішніх КЗ.

Струми на сторонах трансформатора, що захищається, відповідно його номінальної потужності:

$$I_{\text{ном.вн}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср.вн}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80.3 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.нн}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср.нн}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 880 \text{ А}.$$

Коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму на високій і низькій сторонах:  $K_{\text{сх.вн}} = \sqrt{3}$ ,  $K_{\text{сх.нн}} = 1$ .

Прийняті коефіцієнти трансформації трансформаторів струму:

$$K_{\text{вн}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{150}{5} = 30,$$

$$K_{\text{нн}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Визначимо повторні струми в плечах захисту, відповідно номінальній потужності трансформатора:

$$I_{\text{НОМ.В.ВН.}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН.}} \cdot K_{\text{СХ.ВН.}}}{K_{\text{ІВН}}} = \frac{80,3 \cdot \sqrt{3}}{30} = 4,64 \text{ А,}$$

$$I_{\text{НОМ.В.НН.}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН.}} \cdot K_{\text{СХ.НН.}}}{K_{\text{ІНН}}} = \frac{880 \cdot 1}{300} = 2,93 \text{ А.}$$

Оскільки  $I_{\text{НОМ.В.ВН.}} = 4,64 \text{ А} > I_{\text{НОМ.В.Н.}} = 2,93 \text{ А}$ , то вища сторона є основною стороною увімкнення реле.

Опір системи в максимальному режимі:

$$X_{\text{С.МАХ}} = \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S''} = \frac{110^2}{1000} = 12,1 \text{ Ом.}$$

Опір системи в мінімальному режимі:

$$X_{\text{С.МІН}} = \frac{U_{\text{ВН.МАХ}}^2}{S''} = \frac{126^2}{1000} = 15,9 \text{ Ом.}$$

Опір трансформатора в мінімальному режимі:

$$X_{\text{Т.МІН}} = \frac{U_{\text{К.МІН}}}{100} \cdot \frac{[U_{\text{ВН}}(1 - \Delta U)]^2}{S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{9,8}{100} \cdot \frac{[115 \cdot (1 - 0,16)]^2}{16} = 57 \text{ Ом,}$$

де  $\Delta U$  - рівень регулювання напруги трансформатора (РПН : 9 x 1,78%;  $\Delta U = 0,16$ ).

Опір трансформатора в максимальному режимі:

$$X_{\text{Т.МАХ}} = \frac{U_{\text{К.МАХ}}}{100} \cdot \frac{[U_{\text{ВН}}(1 - \Delta U)]^2}{S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{126^2}{16} = 114 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії:

$$X_{\text{Л}} = X_{\text{О}} \cdot l = 0,444 \cdot 15 = 6,66 \text{ Ом.}$$

На рис. 4.1 приведена схема для розрахунку струмів короткого замикання.

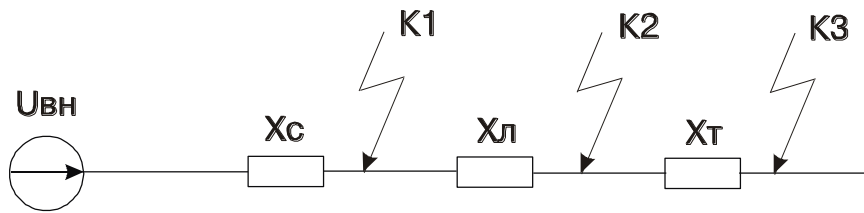


Рис. 4.1 Схема для розрахунку струмів КЗ

Максимальний струм трифазного короткого замикання на стороні 110 кВ при короткому замиканні в точці К3:

$$I_{\text{КЗ.МАХ.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}(X_{\text{С.МАХ}} + X_{\text{Т.МІН}} + X_{\text{Л}})} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 57 + 6,66)} = 838,3 \text{ А.}$$

Максимальний струм трифазного короткого замикання на стороні 110 кВ при короткому замиканні в точці К2:

$$I_{\text{К2.МАХ.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}(X_{\text{С.МАХ}} + X_{\text{Л}})} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 6,66)} = 3384 \text{ А.}$$

Розрахунковий струм небалансу без урахування складової, зумовленої неточністю встановлення на трансформаторі струму, що насичується (НТС) витків реле для неосновної сторони:

$$I_{\text{НБ.Р}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{КЗ.МАХ.ВН}}^{(3)} + (\Delta U_1 + \Delta U_2) \cdot I_{\text{КЗ.МАХ.ВН}}^{(3)} = (1 \cdot 1 \cdot 0,16 + 0,16) \cdot 838 = 268 \text{ А,}$$

де  $K_{\text{ПЕР}}$  – коефіцієнт, що враховує наявність аперіодичної складової струму КЗ;

$K_{\text{ОДН}}$  – коефіцієнт однотипності трансформатора струму;

$\varepsilon$  – відносне значення повної погрішності трансформатора струму;

$\Delta U_1, \Delta U_2$  – відносні погрішності, зумовлені регулюванням напруги на сторонах трансформатора, що захищається, і вони приймаються рівними половині діапазону регулювання напруги.

Первинний мінімальний струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з} = K_B \cdot I_{НБ.Р} = 1,3 \cdot 268 = 348 \text{ А},$$

де  $K_B$  – коефіцієнт відбудови, що враховує погрішність реле, помилки розрахунку і необхідний запас.

Струм спрацювання реле на основній стороні:

$$I_{c.p.оч} = I_{c.з} \cdot \frac{K_{CX.ВН}}{K_{ІВН}} = 348 \cdot \frac{\sqrt{3}}{30} = 20,1 \text{ А}.$$

Розрахункове число витків обмотки НТС для основної сторони:

$$W_{оч.Р} = \frac{F_{c.p.}}{I_{c.p.оч}} = \frac{100}{20,1} = 4,97,$$

де  $F_{c.p.} = 100 \text{ А}$  – мінімальна магніторушійна сила (МРС) спрацювання захисту.

Прийняте число витків обмотки НТС для основної сторони:

$$W_{оч} = 6.$$

Розрахункове число витків обмотки НТС для неосновної сторони:

$$W_{н.Р} = W_{оч} \cdot \frac{I_{НОМ.В.ВН}}{I_{НОМ.В.НН}} = 6 \cdot \frac{4,64}{2,93} = 9,5.$$

Прийняте число витків обмотки НТС для неосновної сторони:

$$W_{н} = 10.$$

Складова струму небалансу, яка зумовлена неточністю установки на реле НТС витків для неосновної сторони:

$$I'_{\text{НБ.Р}} = \frac{|W_{\text{Н.Р.}} - W_{\text{Н}}|}{W_{\text{Н.Р.}}} \cdot I_{\text{К3.МАХ.ВН}}^{(3)} = \frac{|9,5 - 10|}{9,5} \cdot 838 = 44,1 \text{ А.}$$

Сумарний розрахунковий струм небалансу:

$$I_{\text{СНБ.Р}} = I_{\text{НБ.Р}} + I'_{\text{НБ.Р}} = 268 + 44,1 = 312 \text{ А.}$$

Мінімальний струм спрацювання захисту на основній стороні:

$$I_{\text{С.3.МІН}} = \frac{F_{\text{С.Р.}} \cdot K_{\text{ІВН}}}{W_{\text{ОСН}} \cdot K_{\text{СХ.ВН}}} = \frac{100 \cdot 30}{6 \cdot \sqrt{3}} = 289 \text{ А.}$$

Мінімальний струм трифазного короткого замикання на стороні 110 кВ при короткому замиканні в точці К3:

$$I_{\text{К3.МІН.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВНМАХ}}}{\sqrt{3}(X_{\text{С.МІН}} + X_{\text{Т.МАХ}} + X_{\text{Л}})} = \frac{126000}{\sqrt{3} \cdot (15,9 + 114 + 6,66)} = 532 \text{ А.}$$

Мінімальний струм трифазного короткого замикання на стороні 110 кВ при короткому замиканні в точці К2:

$$I_{\text{К2.МІН.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВНМАХ}}}{\sqrt{3}(X_{\text{С.МІН}} + X_{\text{Л}})} = \frac{126000}{\sqrt{3} \cdot (15,9 + 6,66)} = 3230 \text{ А.}$$

Мінімальний струм двофазного короткого замикання при короткому замиканні в точці К3:

$$I_{\text{К3.МІН.ВН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К3.МІН.ВН}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 532 = 460 \text{ А.}$$

Розрахункове число витків гальмової обмотки:

$$W_{\text{Т.Р}} = \frac{K_{\text{В}} \cdot I_{\text{СНБ.Р}} \cdot W_{\text{Н.Р.}}}{I_{\text{К3.МАХ.ВН}}^{(3)} \cdot \text{tg}\alpha} = \frac{1,3 \cdot 312 \cdot 9}{838 \cdot 0,75} = 5,8.$$

Прийняте число витків гальмової обмотки:

$$W_{\text{Т}} = 6.$$

Коефіцієнт чутливості диференційного захисту трансформатора:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К3.МІН.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{С.3.МІН}}} = \frac{460}{289} = 1,59 > 1,5.$$

Таким чином, чутливість диференційного захисту задовольняє вимогам ПУЕ [19].

4.1.2. Розрахунок максимального струмового захисту трансформатора. На сторонах вищої і нижчої напруги трансформатора передбачається встановлення максимального струмового захисту (МСЗ) з витримкою часу.

Визначаємо максимальний робочий струм на стороні 110 кВ і 10 кВ:

$$I_{P.MAX.BH} = \frac{1,4S_{HOM.TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM.CP.BH}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112 \text{ А},$$

$$I_{P.MAX.HH} = \frac{1,4S_{HOM.TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM.CP.HH}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232 \text{ А}.$$

Опір узагальненого навантаження ( $X_{*H}=0,5$ ), приведений до номінальної потужності трансформатора:

$$X_H = \frac{X_{*H} \cdot [U_{BH} \cdot (1 - \Delta U)]^2}{S_{HOM.TP}} = \frac{0,5 \cdot [115 \cdot (1 - 0,16)]^2}{16} = 293 \text{ А}.$$

Струм самозапуску для узагальненого навантаження:

$$I_{C3П} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3}(X_{C.MAX} + X_{T.MIN} + X_{Л} + X_H)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 57 + 6,66 + 293)} = 175 \text{ А}.$$

Номінальний робочий струм трансформатора:

$$I_{P.MAX} = \frac{S_{HOM.TP}}{\sqrt{3} \cdot [U_{BH} \cdot (1 - \Delta U)]^2} = \frac{16000}{[115 \cdot (1 - 0,16)]^2 \cdot \sqrt{3}} = 95,5 \text{ А}.$$

Коефіцієнт самозапуску:

$$K_{C3П} = \frac{I_{C3П}}{I_{P.MAX}} = \frac{175}{95,5} = 1,84.$$

Струми спрацювання захистів на сторонах 110 кВ вибираються за умовою надійного повернення захисту в початковий стан при максимальному робочому струмі:



$$I_{C.3.BH} = \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{C3П} \cdot I_{P.MAX.BH} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1,84 \cdot 112 = 310 \text{ А},$$

де  $K_H = 1,2$  - коефіцієнт надійності;

$K_B$  - коефіцієнт повернення (для реле РТ-40  $K_B = 0,8$  [16, 21, 22, 25]).

Струми спрацювання реле на сторонах 110 кВ:

$$I_{C.P.BH} = \frac{I_{C.3.BH} \cdot K_{CX.BH}}{K_{IBH}} = \frac{310 \cdot \sqrt{3}}{30} = 17,9 \text{ А},$$

Встановлюється реле типу РТ-40/20 з уставками  $I_{min} = 5 \text{ А}$ ,  $I_{max} = 20 \text{ А}$  і реле часу ЭВ-124.

Час уставки МСЗ на стороні вищої напруги трансформатора:

$$t_{BH} = t_{пред} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}.$$

Мінімальний струм двофазного короткого замикання на стороні 10 кВ при короткому замиканні в точці КЗ:

$$I_{K3.MIN.HH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.MIN.BH}^{(3)} \cdot \frac{U_{BHMAX}}{U_{HHMAX}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 554 \cdot \frac{126}{10,5} = 5760 \text{ А}.$$

Коефіцієнти чутливості МСЗ на сторонах 110 і 10 кВ:

$$K_{ч.BH} = \frac{I_{K3.MIN.BH}^{(2)}}{I_{C.3.BH}} = \frac{480}{310} = 1,55 \geq 1,5,$$

Таким чином, чутливість МСЗ задовольняє вимогам ПУЕ [18].

4.1.3. Розрахунок захисту трансформатора від перевантаження. Струм спрацювання захисту від перевантаження:

$$I_{C.3} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.ТР}}{K_B} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 80,3 = 105 \text{ А},$$

де  $K_H = 1,05$  - коефіцієнт надійності [16, 21, 22,26];

$K_B = 0,8$  - коефіцієнт повернення [16, 21, 22,26].

Струм спрацювання реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot K_{cx.BH}}{K_{IBH}} = \frac{105 \cdot \sqrt{3}}{30} = 6,1 \text{ A.}$$

Захист виконується на реле РТ-40/10 з уставками  $I_{\min}=2,5 \text{ A}$ ,  $I_{\max}=10 \text{ A}$  і на реле часу ЭВ-124.

Час уставки захисту:

$$t_{BH} = t_{\text{пуск}} + \Delta t = 6 + 0,5 = 6,5 \text{ с.}$$

4.1.4. Газовий захист трансформатора. Силові трансформатори мають газовий захист, який реагує на всі види внутрішніх пошкоджень трансформатора, а також дає сигнал при витоку олії з кожуху.

При КЗ в трансформаторі розкладається олія й ізоляційні матеріали. Гази, що утворюються спрямовуються в розширювач. Інтенсивне виділення газу спричиняє рушення олії і приводить в дію газове реле, яке встановлюється на патрубку, що з'єднує чан трансформатора і розширювача. Промисловість випускає реле типу РГ-22 з двома поплавцями і ртутними контакторами, а також реле типу РГ-43.

При короткому замиканні виникає рушення олії і захист без витримки часу вимикає вимикач.

Газовий захист – єдиний захист, реагуючий на витік олії з чану трансформатора. При витоку олії, опускається нижній поплавець, захист спрацьовує і вимикає трансформатор від мережі. Газовий захист не діє при КЗ на виводах і, тому для цього встановлюють диференційний захист.

## 4.2 Захист лінії 110 кВ

Для ліній 110 кВ з ефективно заземленою нейтраллю повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від багатозначних замикань і від замикань

на землю. На лініях з одностороннім живленням встановлюються двоступеневі струменеві захисти. Від замикань на землю передбачається ступінчастий струмовий направлений захист нульової послідовності.

Розрахунок струмової відсічки лінії. Струм спрацювання струмової відсічки лінії повинен бути відбудований від кидка струму намагнічування трансформаторів:

$$I_{c.o} \geq K_{\text{від}} \cdot I_{\text{ном.вн}},$$

$$I_{c.o} \geq 4 \cdot 80,3 = 321 \text{ А},$$

і від КЗ на шинах низької напруги трансформаторів:

$$I_{c.o} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к2.мах.вн}}^{(3)},$$

$$I_{c.o} \geq 1,3 \cdot 4730 = 6150 \text{ А},$$

де  $K_{\text{від}}$  – коефіцієнт відбудови, що приймається рівним 4 при миттєвому спрацюванні захисту;

$K_{\text{н}}$  – коефіцієнт надійності, що приймається рівним 1,3 для захисту з реле РТ-40 [16, 21, 22,26];

$I_{\text{к2.мах.вн}}^{(3)}$  – максимальний струм трифазного короткого замикання на стороні 110 кВ при короткому замиканні в точці К2.

Приймаємо  $I_{c.o} = 6150 \text{ А}$ .

На повітряній лінії встановлений трансформатор струму ТФЗМ-110Б з коефіцієнтом трансформації струму:

$$K_{\text{ІВН}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{200}{5} = 40.$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.o} \cdot K_{\text{сх.вн}}}{K_{\text{ІВН}}} = \frac{6150 \cdot 1}{40} = 154 \text{ А}.$$

Захист виконується на реле РТ-40/200 з уставкою  $I_{\text{min}}=50 \text{ А}$ ,  $I_{\text{max}}=200 \text{ А}$ .

Розрахунок максимального струмового захисту лінії. Первинний струм спрацювання максимального струмового захисту, встановленого на лінії вибирається за умовою відбудови від струмів самозапуску:

$$I_{C.3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{CЗП} \cdot I_{P.MAX.BH} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1,84 \cdot 112 = 310 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX.BH}}{K_{IBH}} = \frac{310 \cdot 1}{30} = 10,3 \text{ А.}$$

Захист виконується на реле типу РТ-40/20 з уставкою  $I_{min}=5 \text{ А}$ ,  $I_{max}=20 \text{ А}$  і на реле часу ЕВ-124.

Час уставки захисту:

$$t_{MCЗ} = t_{BH} + \Delta t = 6,5 + 0,5 = 7 \text{ с.}$$

Чутливість захисту визначається струмом двофазного КЗ в кінці лінії:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K2.MIN.BH}^{(3)}}{I_{C.3}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3230}{310} = 8,9 > 1,5.$$

Чутливість МСЗ задовольняє вимогам ПУЕ.

Розрахунок захисту нульової послідовності. Захист нульової послідовності реагує на однофазні і двофазні КЗ на землю.

Розрахунок ступінчастого захисту нульової послідовності полягає у визначенні струмів спрацювання, витримки часу і чутливості кожного з рівнів захисту.

Струм спрацювання захисту повинен бути налаштований від кидка струму намагнічування трансформаторів, що мають заземлені нейтралі і що вмикаються під напругу при вмиканні лінії.

Схема заміщення прямої послідовності показана на рис.5. 2, а схема заміщення нульової послідовності – на рис.5.3.

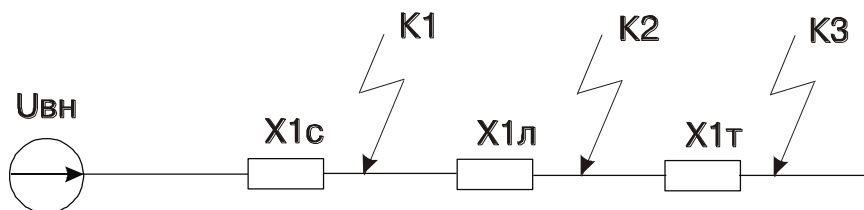


Рис. 4.2 Схема заміщення прямої послідовності

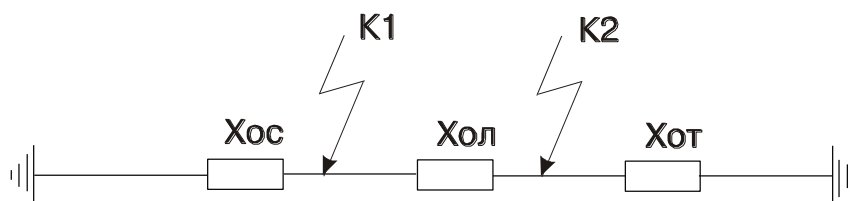


Рис. 4.3 Схема заміщення нульової послідовності

Опори нульової послідовності системи і трансформатора такі ж, як і для прямої послідовності, а опір лінії - в 3 рази більше, ніж для прямої послідовності. Визначається можливість виконання відсічки без елемента напряму потужності нульової послідовності - бажано для підвищення надійності її роботи.

Опір прямої послідовності до точки K1:

$$X_{IK1} = X_{C.MAX} = 12,1 \text{ Ом.}$$

Опір нульової послідовності до точки K1:

$$X_{OK1} = \frac{X_{OC.MAX} \cdot (X_{OL} + X_{OTP.MIN})}{X_{OC.MAX} + X_{OL} + X_{OTP.MIN}} = \frac{12,1 \cdot (6,66 + 57)}{12,1 + 6,66 + 57} = 10,1 \text{ Ом.}$$

Оскільки  $X_{IK1} > X_{OK1}$ , то значення потрійного струму нульової послідовності вище при двофазному КЗ на землю.

Максимальне значення потрійного струму нульової послідовності, що проходить через струмову відсічку при двофазному КЗ на землю в точці K1:

$$3I_{OK1}^{(1.1)} = \frac{3 \cdot U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot (X_{IK1} + 2 \cdot X_{OK1})} = \frac{3 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 2 \cdot 10,1)} = 5900 \text{ А.}$$

Складова потрійного струму нульової послідовності з боку повітряної лінії:

$$3I_{OL}^{(1.1)} = 3I_{OK1}^{(1.1)} \cdot \frac{X_{OK1}}{X_{OL} + X_{OTP.MIN}} = 5900 \cdot \frac{10,1}{4 + 57} = 977 \text{ А.}$$

Струм спрацювання ненаправленої відсічки:

$$I_{c.o} \geq K_H \cdot 3I_{OL}^{(1.1)} = 1,3 \cdot 977 = 1270 \text{ А.}$$

Опір прямої послідовності до точки К2:

$$X_{IK2} = X_{C.MIN} + X_{Л} = 15,9 + 6,66 = 22,56 \text{ Ом.}$$

Опір нульової послідовності до точки К2:

$$X_{OK2} = \frac{X_{OTP.MAX} \cdot (X_{OL} + X_{OC.MIN})}{X_{OC.MIN} + X_{OL} + X_{OTP.MAX}} = \frac{114 \cdot (15,9 + 4)}{114 + 15,9 + 4} = 17 \text{ Ом.}$$

Оскільки  $X_{IK2} > X_{OK2}$ , то значення потрійного струму нульової послідовності буде менше при однофазному КЗ на землю.

Для оцінки ефективності ненаправленої відсічки з вибраним струмом спрацювання 1270 А знаходиться значення потрійного струму нульової послідовності при однофазному КЗ на землю:

$$3I_{OK2}^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot X_{IK2} + X_{OK2})} = \frac{3 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 22,56 + 17)} = 4817 \text{ А.}$$

Складова потрійного струму нульової послідовності з боку повітряної лінії:

$$3I_{OL}^{(1)} = 3I_{OK2}^{(1)} \cdot \frac{X_{OK2}}{X_{OL} + X_{OC.MIN}} = 4817 \cdot \frac{17}{4 + 15,9} = 4115 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості відсічки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{\text{ол}}^{(1)}}{I_{\text{с.о}}} = \frac{4115}{1270} = 3,24 > 1,5.$$

Оскільки  $K_{\text{ч}} > 1,5$  – дозволяє використовувати неспрямовану струмову відсічку як основний захист лінії і другий рівень - максимальний струмовий захист використовується як резервний.

Струм спрацювання реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.о}} \cdot K_{\text{сх.вн}}}{K_{\text{ивн}}} = \frac{1270 \cdot 1}{40} = 31,8 \text{ А.}$$

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{\text{с.мсз}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{апер}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к}}^{(3)}_{\text{мах}},$$

де  $K_{\text{н}}$  – коефіцієнт надійності;

$K_{\text{апер}}$  – коефіцієнт запуску;

$\varepsilon$  - коефіцієнт трансформації;

$I_{\text{к}}^{(3)}_{\text{мах}}$  – максимальний струм трифазного короткого замикання.

$$I_{\text{с.мсз}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 838,3 = 105 \text{ А.}$$

### 4.3 Автоматика в системі електропостачання

4.4.1. Автоматичне повторне вмикання. Пристрої АПВ передбачаються на вимикачах повітряної лінії 110 кВ. АПВ вимикачів здійснюється після не оперативного вимикання вимикача.

Пуск пристрою АПВ здійснюється від невідповідності положення неоперативного вимикача, що вимкнувся і зафіксованого раніше його увімкненого положення. Як фіксує пристрій може бути використаний ключ керування.

Для виконання найбільш поширеного в системах електропостачання одноразового АПВ використовується компактне реле повторного вмикання типу РПВ-58 або РПВ-01.

Автоматичне вмикання резервного живлення. Автоматичне вмикання резерву (АВР) встановлюють на підстанції. Призначенням пристрою АВР є здійснення можливо швидкого автоматичного перемикавання на резервне живлення споживачів, знеструмлених внаслідок пошкодження або мимовільного вимикання робочого джерела електропостачання.

Пристрій АВР складається з двох вимірювальних органів. Вимірювальний орган здійснює постійний контроль за станом джерела живлення на основі інформації, що поступає від вимірювальних трансформаторів струму і напруги. Як вимірювальні органи використовуються два реле напруги. Пристрої релейного захисту і автоматики, в тому числі і протиаварійної автоматики, повинні бути постійно увімкнені, крім пристроїв, які повинні виводиться з роботи відповідно до призначення і принципу дії, режимом роботи енергосистеми і умовами селективності.

При роботі на панелях і в ланцюгах керування релейного захисту і автоматики повинні бути прийняті запобіжні засоби проти помилкового вимикання обладнання. Роботи повинні виконуватися тільки ізольованим інструментом.

Для виконання оперативним персоналом на панелях, в шафах пристроїв РЗ перемикавання за допомогою ключів, накладок, випробувальних блоків і іншого пристосування повинні застосовуватися таблиці положення вказаних перемикаючих пристроїв для використання тих чи інших режимів.



## РОЗДІЛ 5

### ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

#### 5.1 Допущення, що прийняті для оцінки надійності

В процесі дослідження надійності системи електропостачання необхідно прийняти деякі допущення, які дозволять реальний елемент системи електропостачання представити його заступною схемою. Ці допущення є наступними:

- елемент мережі може знаходитися тільки в двох станах: 0 – працездатний; 1 – відмова;
- комутаційні апарати можуть відмовляти двома різними способами: відмовлення типу «обрив ланцюга» і відмовлення в спрацьовуванні;
- випадкові інтервали часу між різними відмовленнями елементів і тривалості перебування їх в стані відмови не суперечать експоненціальним функціям розподілу ймовірностей;
- кожен елемент схеми характеризується подіями:  $x_{i,j}$  –  $i$ -й елемент працює, у ньому не спостерігається відмовлення  $j$ -го виду;  $\bar{x}_{i,j}$  – у  $i$ -ому елементі відбулося відмовлення  $j$ -го виду;  $y_{i,j}$  –  $i$ -й комутаційний апарат працює й у ньому не спостерігається відмовлення  $j$ -го виду;  $\bar{y}_{i,j}$  – у  $i$ -ому комутаційному апараті відбулося відмовлення  $j$ -го виду.

Кожна подія характеризується інтенсивністю (параметром потоку) відмовлень –  $\lambda_{i,j}$  і інтенсивністю (параметром потоку) відновлень –  $\mu_{i,j}$ , де код  $i$  позначає номер елемента в схемі, а код  $j$  позначає вид відмовлень елемента.

$j=1$  – коротке замикання;

$j=2$  – замикання на землю;

$j=3$  – обрив ланцюга;

$j=4$  – відмовлення в спрацьовуванні комутаційного апарата.

- пристрій автоматичного введення резерву (АВР) і системи релейного захисту можуть виходити з ладу тільки тоді, коли вони знаходяться в режимі чекання. У даному випадку ми припускаємо, що надійність АВР і засобів захисту є функціями часу, а не числа зроблених ними переключень чи відключень;

- відмовлення АВР, засобів захисту, систем відключення вимикачів і самих вимикачів виявляються й усуваються тільки в результаті профілактичних перевірок –  $\Theta_i$ ,  $i = \overline{1, n}$ ;

- передбачається, що перевірки  $\Theta_i$  абсолютно надійні. Після кожного відмовлення електроустаткування чи засобів захисту його працездатність цілком відновлюється;

- інтервали часу між відмовленнями (потік відмовлень) електроустаткування (засобів захисту) і тривалість їхніх відновлень (потік відновлень) взаємно незалежні;

- для елементів мережі повинна виконуватися умова [17, 20]:

$$\frac{\lambda_{i,j}}{\mu_{i,j}} \leq 0,01;$$

- прийняті допущення дозволяють будь-яке електроустаткування розподільчої мережі представити у виді елемента, що характеризується двома параметрами: інтенсивністю відмовлень  $\lambda_{i,j}$  і відновлень  $\mu_{i,j}$ .

Допущення і положення, що дозволяють реальну схему системи електропостачання при оцінці її надійності замінити на еквівалентну, є наступними:

- виділяється вхід і вихід системи, тобто точки, щодо яких визначається надійність електропостачання. Усі джерела живлення з'єднуються в одну точку, і ця точка приймається за абсолютно надійну;

- у методиці враховуються тільки ті ушкодження елементів мережі (лінії електропередачі, збірні шини, трансформатори та ін.), що супроводжуються короткими замиканнями чи замиканнями на землю;

- різні види відмовлень вимикача є неспільними подіями, тому для оцінки надійності мережі складаються дві схеми заміщення: для випадків відмовлень вимикача типу «обрив ланцюга» і відмовлень у спрацьовуванні;

- при розрахунку надійності схем систем електропостачання враховуються тільки тривалі аварійні відключення елементів мережі. Відключення споживачів на час дії АПВ і АВР не враховуються;

- враховуються тільки подвійні співпадаючі в просторі і часі відмовлення: коротке замикання мережі, що захищається, і відмовлення в спрацьовуванні захисного комутаційного апарату;

- прийняті вище допущення до елемента системи і самій системі дозволяють схему заміщення для розрахунку її надійності замінити на еквівалентну, яка збігається з принциповою. Елементи схеми заміщення входять у неї своїми параметрами потоку відмов і відновлень;

- через те, що враховуються два неспільних види відмов вимикачів (відмова типу «обрив ланцюга» і відмови в спрацьовуванні), що на систему електропостачання діють різними способами, окремо складаються схеми заміщення, у яких враховуються відмови вимикача типу «обрив ланцюга» і відмови в спрацьовуванні вимикача;

- параметр потоку відмов схеми визначається таким способом:

$$\lambda_{cx} = \lambda_o + \lambda_s,$$

де  $\lambda_o$  - параметр потоку аварійного відключення вузла навантаження при обліку відмовлень вимикача типу «обрив ланцюга»;

$\lambda_s$  - параметр потоку аварійного відключення вузла навантаження при обліку відмов вимикача типу відмовлення в спрацьовуванні;

- використовуючи пропоновані в методиці коди  $x_{i,j}$  і  $y_{i,j}$ , складаються схеми заміщення (мінімальних перетинів) для наступних випадків:

- а) враховуються відмови вимикачів тільки типу «обрив ланцюга»;
- б) враховуються відмови вимикачів тільки типу «відмови в спрацьовуванні»;
- для всіх інших елементів (крім захисних комутаційних апаратів), що входять у схеми заміщення (шини, трансформатори, лінії електропередачі та ін.), враховуються відмови типу коротке замикання (КЗ) чи однофазне замикання на землю (ОЗ);
  - для складних за структурою схем заміщення, що мають у своєму складі більш трьох місткових структур (враховуються відмови комутаційних апаратів типу «обрив ланцюга»), для приведення їх до змішаних структур доцільно використовувати перетворення «трикутник-зірка».

## 5.2 Оцінка надійності системи, що складається з кількох елементів

5.2.1. Оцінка надійності системи, що складається з  $n$  логічно послідовного з'єднання відновлюваних елементів. Еквівалентний параметр потоку відмовлень  $\lambda_k$  і відновлень  $\mu_k$  системи, що складається з  $n$  логічно послідовного з'єднання елементів (рис. 5.1,а) визначаються таким чином:

$$\lambda_k = \sum_{i=1}^n \lambda_i ; \quad (5.1)$$

$$\mu_k = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \mu_i}$$

де  $\lambda_i$  - параметр потоку відмовлень  $i$ -го елемента;

$\mu_i$  - параметр потоку відновлень  $i$ -го елемента;

$k$  – номер еквівалентного елемента;

$n$  – загальне число логічно послідовно з'єднаних елементів.

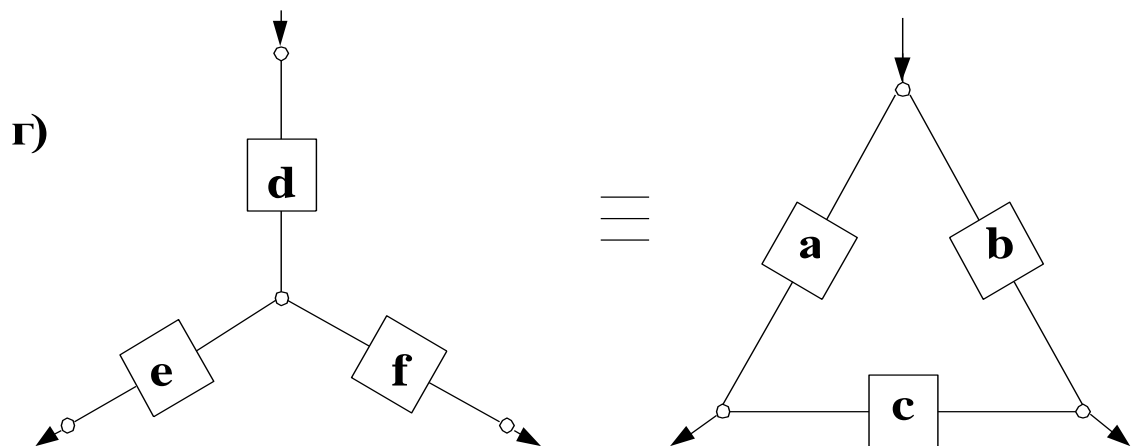
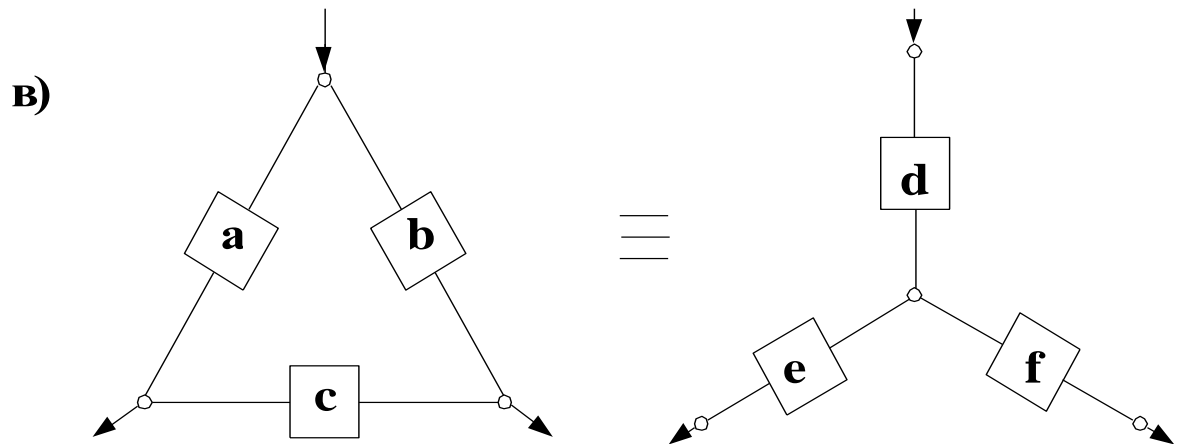
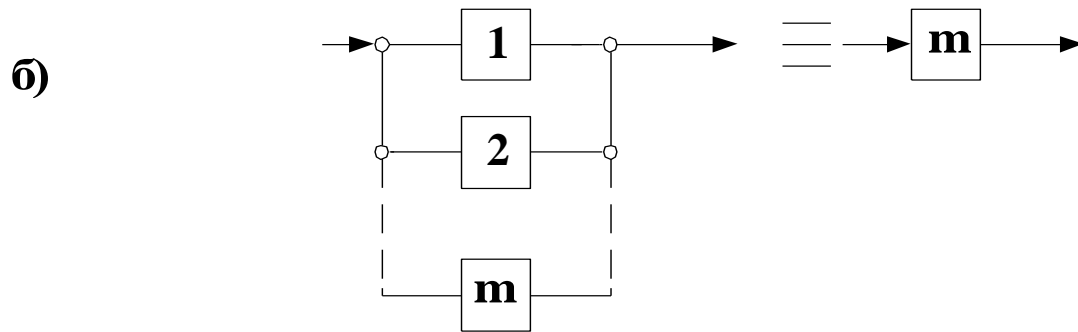
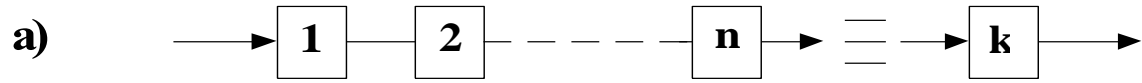


Рис. 5.1. Варіанти перетворення схем

5.2.2. Оцінка надійності системи, що складає з  $m$  логічно паралельного з'єднання відновлюваних елементів. Еквівалентний параметр потоку відмов  $\lambda_v$  і відновлень  $\mu_v$  системи, що складає з  $m$  логічно паралельного з'єднання елементів (рис. 5.1,б) визначаються за наступними формулами:

$$\lambda_v = \frac{\prod_{i=1}^m \lambda_i \left( \sum_{i=1}^m \mu_i \right)}{\prod_{i=1}^m \mu_i}, \quad (5.2)$$

$$\mu_v = \sum_{i=1}^m \mu_i,$$

де  $v$  – номер еквівалентного елемента;

$m$  – загальне число логічно паралельно з'єднаних елементів.

5.2.3. Оцінка надійності складних за структурою схем систем електропостачання. Формули переходів від з'єднання у вигляді логічного «трикутника» до еквівалентного по надійності з'єднання у вигляді «зірка» (рис.5.1,в).

$$\lambda_d = \frac{\lambda_a \cdot \lambda_b \cdot (\mu_a + \mu_b)}{\mu_a \cdot \mu_b},$$

$$\mu_d = \mu_a + \mu_b,$$

$$\lambda_f = \frac{\lambda_b \cdot \lambda_c \cdot (\mu_b + \mu_c)}{\mu_b \cdot \mu_c}, \quad (5.3)$$

$$\mu_f = \mu_b + \mu_c,$$

$$\lambda_e = \frac{\lambda_a \cdot \lambda_c \cdot (\mu_a + \mu_c)}{\mu_a \cdot \mu_c},$$

$$\mu_e = \mu_a + \mu_c,$$

де  $\lambda_a, \lambda_b, \lambda_c$  – параметри потоку відмов елементів, логічно з'єднаних у вигляді «трикутника»;  $\mu_a, \mu_b, \mu_c$  – параметри потоку відновлень елементів, логічно з'єднаних у вигляді «трикутника»;  $\lambda_d, \lambda_f, \lambda_e$  – параметри потоку

відмов елементів, логічно з'єднаних у вигляді «зірки»;  $\mu_d, \mu_f, \mu_e$  – параметри потоку відновлень елементів, логічно з'єднаних у вигляді «зірки».

Формули переходів від з'єднання у вигляді логічної “зірки” до еквівалентного по надійності з'єднання у вигляді “трикутника” (рис.5.1,г).

$$\begin{aligned}\lambda_a &= 0,5 \sqrt{\frac{\lambda_d \cdot \lambda_e \cdot \mu_f}{\mu_d \cdot \mu_e \cdot \lambda_f}} \cdot (\mu_d + \mu_e - \mu_f), \\ \mu_a &= 0,5(\mu_d + \mu_e - \mu_f), \\ \lambda_b &= 0,5 \sqrt{\frac{\lambda_d \cdot \lambda_f \cdot \mu_e}{\mu_d \cdot \mu_f \cdot \lambda_c}} \cdot (\mu_d + \mu_f - \mu_e), \\ \mu_b &= 0,5(\mu_d + \mu_f - \mu_e), \\ \lambda_c &= 0,5 \sqrt{\frac{\lambda_e \cdot \lambda_f \cdot \mu_d}{\mu_e \cdot \mu_f \cdot \lambda_d}} \cdot (\mu_e + \mu_f - \mu_d), \\ \mu_c &= 0,5(\mu_e + \mu_f - \mu_d).\end{aligned}\tag{5.4}$$

Формули є справедливими при виконанні умов:

$$\mu_d + \mu_e > \mu_f,$$

$$\mu_d + \mu_f > \mu_e,$$

$$\mu_e + \mu_f > \mu_d.$$

### 5.3 Оцінка надійності системи з урахуванням відмовлення в спрацьовуванні комутаційного апарата та секційного комутаційного апарата з АВР

Інтенсивність  $H_l$  знеструмлення споживачів, що живляться від секції шин I (рис. 5.2) може відбутися, наприклад, при КЗ у лінії під номером « $n$ » і відмовленні в спрацьовуванні комутаційного апарата під номером « $m$ », тобто

$$H_l = 0,5 \cdot \Theta^2 \cdot \lambda_{m.4}^2 \cdot \lambda_{n.1}, \tag{5.5}$$

де  $\Theta$  – інтервал часу між перевірками системи відключення комутаційних апаратів і засобів захисту;

$\lambda_{m,4}$  – параметр потоку відмовлень у спрацьовуванні ( $j=4$ )  $m$ -го комутаційного апарату;

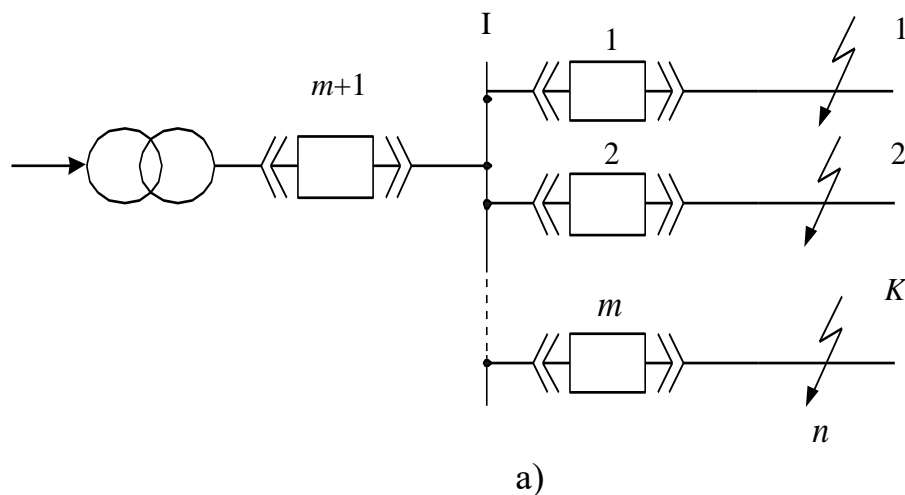
$\lambda_{n,1}$  – параметр потоку появи коротких замикань у  $n$ -й лінії, що відходить від  $m$ -го комутаційного апарата.

Оцінка надійності системи з урахуванням відмовлення в спрацьовуванні секційного комутаційного апарата з АВР. Секція I (рис. 5.3) втратить живлення в результаті відмовлення в спрацьовуванні секційного вимикача з АВР (відмовлення в спрацьовуванні на включення) при збігу двох подій: КЗ в елементі (трансформатор, кабельна лінія); у результаті дії релейного захисту секція I втрачає живлення, чи відмови типу «обрив ланцюга» вступного вимикача 1; відмовлення в спрацьовуванні секційного вимикача з АВР. Інтенсивність  $H_1$  знеструмлення споживачів, що живляться від секції I :

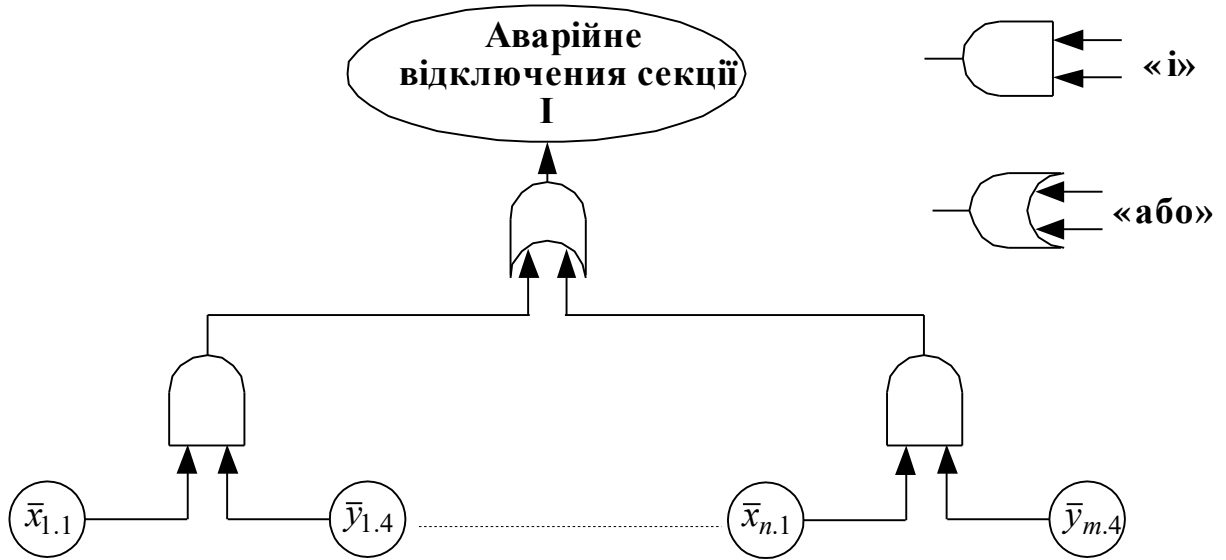
$$H_1 = 0,5 \cdot \Theta^2 \cdot \lambda_{\text{ABP.4}} \cdot \sum_{i=1}^n \lambda_{i,j} ,$$

де  $\lambda_{\text{ABP.4}}$  – параметр потоку відмов у спрацьовуванні секційного вимикача з АВР;

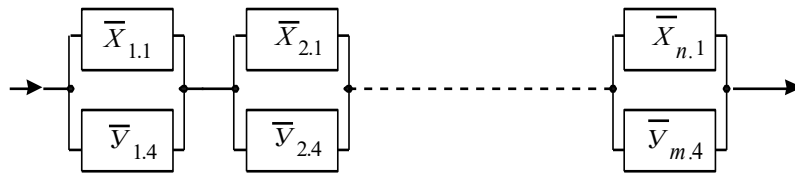
$\lambda_{i,j}$  – параметр потоку відмов  $n$ -го елемента, безвідмовна робота якого, забезпечує безперебійне живлення секції I.







б)



в)

Рис. 5.2. Приклад схеми

- а) принципова схема електропостачання секції шин I;
- б) дерево, що пояснює аварійне відключення секції шин I;
- в) схема мінімальних перетинів аварійних подій.

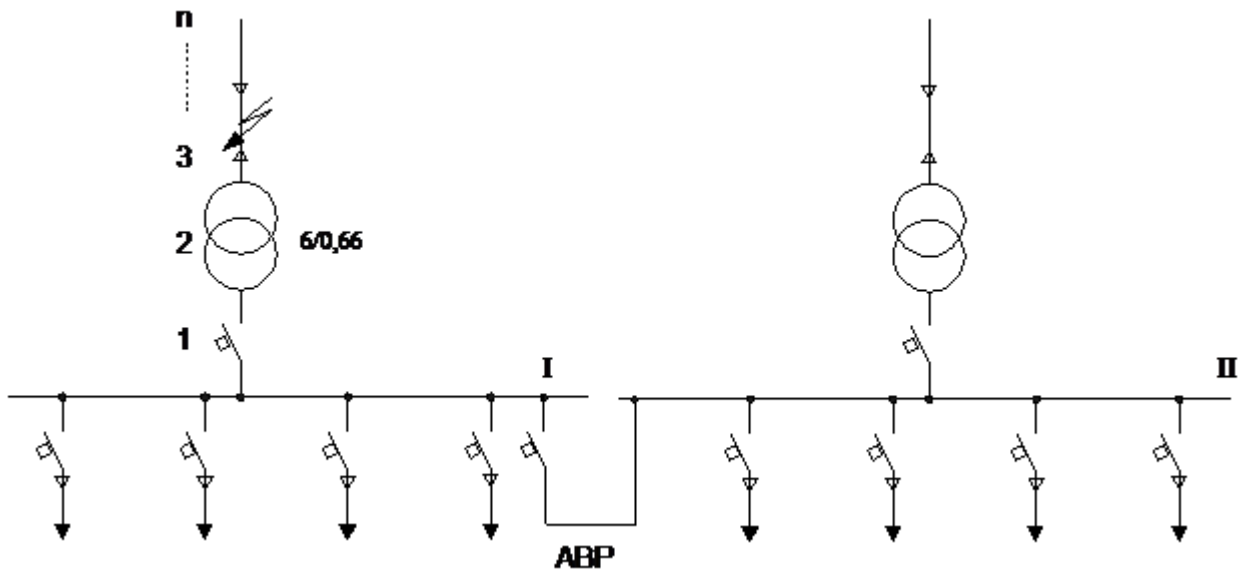


Рис. 5.3 Принципова схема електропостачання секції шин I

Визначення імовірності безвідмовної роботи схеми. Параметр потоку відмов схеми буде визначатися в такий спосіб:

$$\lambda_{cx} = \lambda_o + \lambda_s + \lambda_{ss} ,$$

де  $\lambda_o$  – параметр потоку аварійних відключень вузла навантаження при обліку тільки відмовлень комутаційних апаратів – «обрив ланцюга»;

$\lambda_s$  – параметр потоку аварійних відключень вузла навантаження при обліку тільки відмовлень комутаційних апаратів у спрацьовуванні;

$\lambda_{ss} = H_l$  - параметр потоку аварійних відключень вузла навантаження при обліку відмовлення в спрацьовуванні секційного вимикача з АВР.

Імовірність безперебійного електропостачання вузла навантаження:

$$P(t) = e^{-\lambda_{cx} \cdot t} ,$$

де  $\lambda_{cx}$  – еквівалентна інтенсивність (потік відмовлень) схеми.

Середній інтервал часу між аварійними перервами електропостачання вузла

навантаження: 
$$T_{cp} = \frac{1}{\lambda_{cx}}.$$

#### 5.4 Розрахунок надійності системи електропостачання

Дано розподільну схему системи електропостачання 10 кВ (рис.5.4).  
Параметри надійності елементів системи приведені в табл. 5.3.

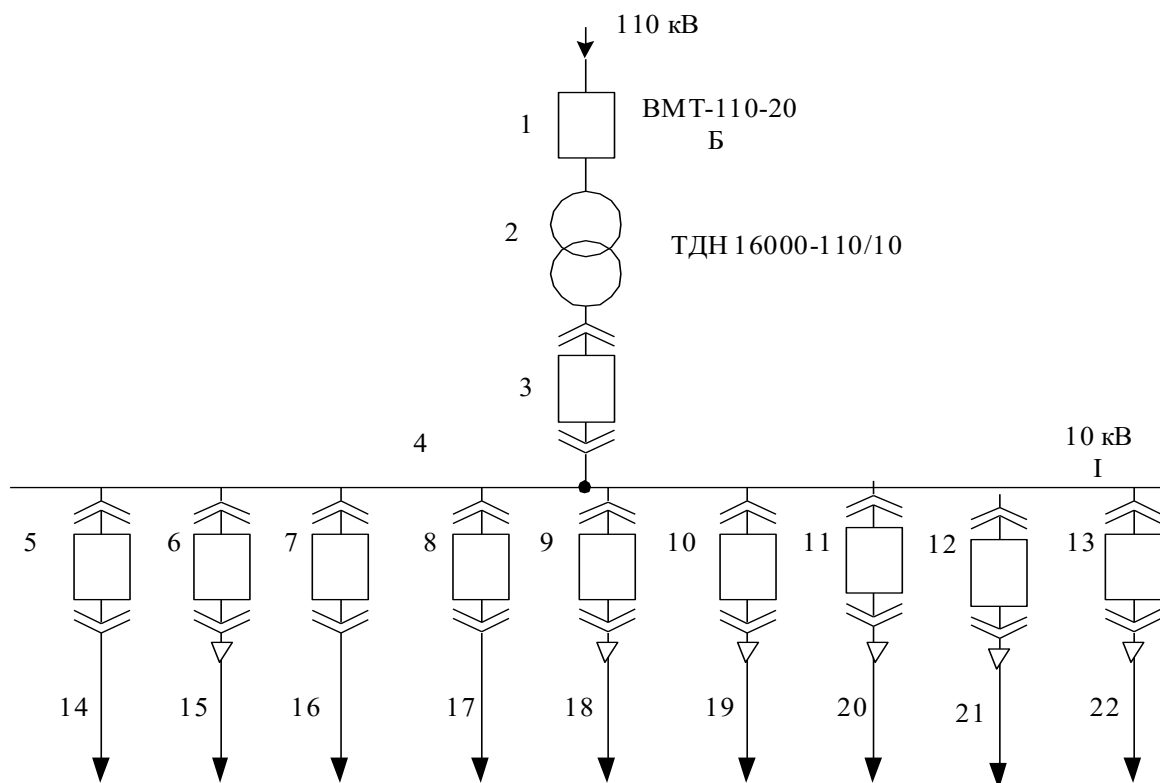


Рис. 5.4 Принципова схема електропостачання

Враховуються тільки ті ушкодження системи шин і кабельних ліній, що приводять до коротких замикань у мережі.

Для вимикачів враховуються два види відмов: відмовлення типу «обрив ланцюга» і відмови в спрацьовуванні. Перевірки системи відключення комутаційних апаратів разом з релейним захистом (для виявлення схованих

відмовлень, що можуть привести до відмовлення в спрацьовуванні комутаційного апарата) проводяться через  $\Theta = 4380$  год. Перевірки абсолютно надійні.

Необхідно визначити:  $\lambda_{cx}$  - параметр потоку аварійних відключень вузла навантаження (секція шин I),  $R(t)$  - імовірність безвідмовного електропостачання секції шин I протягом року  $t = 8760$  год. і середній наробіток на відмовлення  $T_{cp}$ .

Через те, що в прикладі враховуються два неспільних види відмовлень вимикачів: відмовлення типу «обрив ланцюга» і відмовлення вимикача в спрацьовуванні, що на систему електропостачання діють різним образом, окремо складаються схема заміщення, у якій враховуються ушкодження вимикача типу «обрив ланцюга» (рис. 5.5 а) і схема заміщення, у якій враховуються відмовлення в спрацьовуванні вимикачів приєднань, що відходять, (рис. 5.5 б).

Використовуючи дані табл. 5.1, 5.2 і 5.3, формули схему заміщення (рис. 5.2 а), знаходимо еквівалентні параметри потоків відмовлень  $\lambda_o$  і відновлень  $\mu_o$ :

$$\lambda_o = \sum_{l=1}^{13} \lambda_l,$$

$$\lambda_o = 0,056 + 0,097 + 0,072 + 1,12 = 1,35 \text{ рік}^{-1}, \quad (5.6)$$

$$\mu_o = \frac{\sum_{l=1}^{13} \lambda_l}{\sum_{l=1}^{13} \mu_l} = 1584 \text{ рік}^{-1},$$

де  $l$  – номер перетину для схеми заміщення рис. 5.5 а.

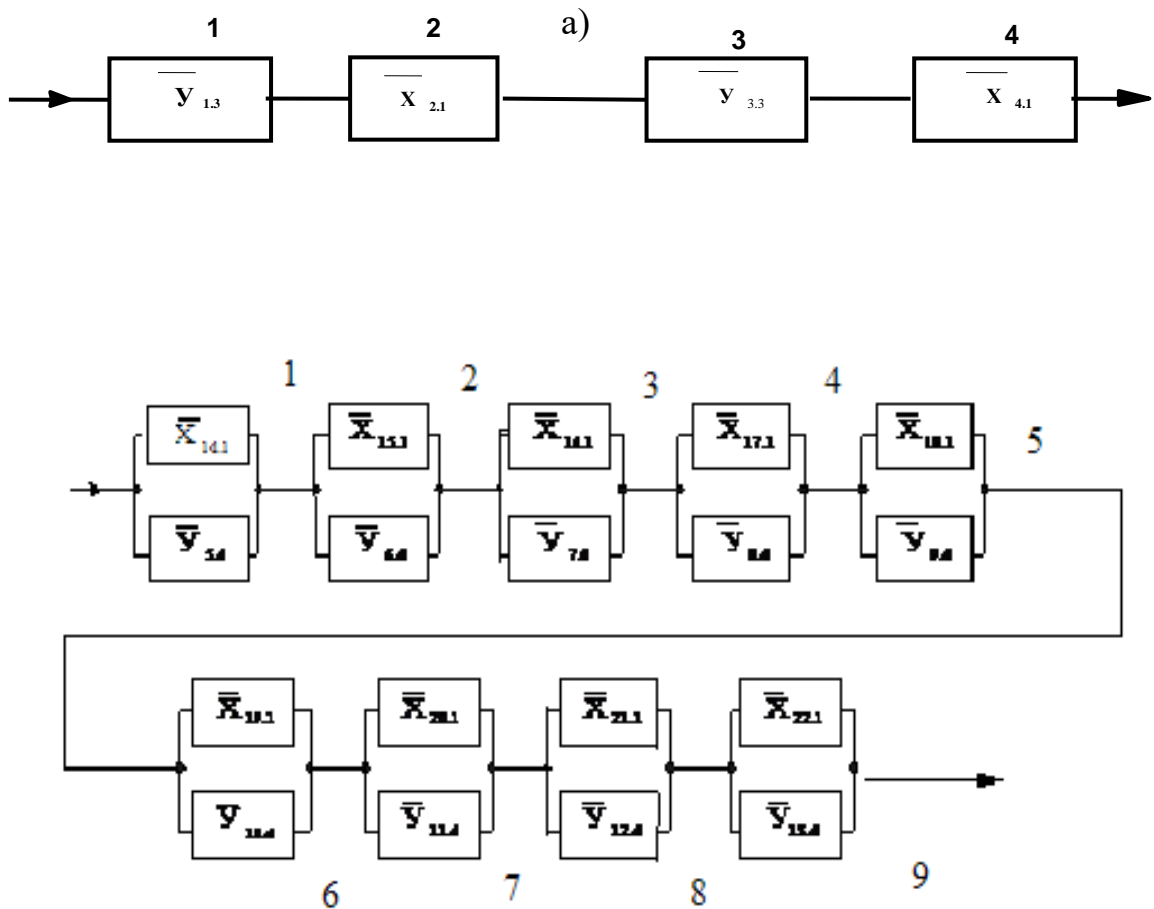
Потік аварійних відключень секції шин I у результаті КЗ у лініях, що відходять, і відмовлення в спрацьовуванні відповідних захисних комутаційних апаратів визначається за формулою (5.8) з використанням даних табл. 5.3. [9, 14, 15] Таким чином для усіх елементів мережі умова:

$$\frac{\lambda_{i,j}}{\mu_{i,j}} \leq 0,01$$

виконується [17, 20]. Знаходимо параметр потоку відмовлень для першого мінімального перетину рис. 5.5 б.

$$H_1 = 0,5 * \Theta^2 * \lambda_{14}^2 * \lambda_5 = 0,5 * 0,5^2 * 0,061^2 * 0,0129 = 0,342 * 10^{-4} \text{ рік}^{-1} .$$

Розрахунок інших мінімальних перетинів заносимо до табл. 5.4.



а) схема мінімальних перетинів при обліку відмовлень комутаційних апаратів типу «обрив ланцюга»;

б) схема мінімальних перетинів при обліку відмовлень у спрацьовуванні комутаційних апаратів.

Параметр потоку аварійних відключень секції шин I схеми (рис. 5.4) при обліку відмовлень у спрацьовуванні комутаційних апаратів визначається:

$$\lambda_s = \sum_{l=1}^{10} H_l = 0,0001 \text{ рік}^{-1} . \quad (5.8)$$

Параметр потоку аварійного відключення секції шин I через відмовлення типу «обрив ланцюга» і відмовлення в спрацьовуванні вимикачів, а також відмовлень типу «коротке замикання» в інших елементах схеми визначається в такий спосіб:

$$\lambda_{cx} = \lambda_o + \lambda_s ,$$

$$\lambda_{cx} = 1,345 + 0,0001 = 1,346 .$$

Імовірність безвідмовної роботи схеми за час 8760 ч (1 рік) визначається в такий спосіб:

$$R(8760) = e^{-\lambda_{cx} \cdot 1} = 0,26 .$$

Середній інтервал часу між аварійними відключеннями секції шин I визначається в такий спосіб:

$$T = \frac{1}{\lambda_{cx}} = \frac{1}{1,346} = 0,73 \text{ рік} .$$

Таким чином, параметр потоку аварійного відключення секції шин I через відмовлення типу «обрив ланцюга» і відмовлення в спрацьовуванні вимикачів, а також відмовлень типу «коротке замикання» в інших елементах, а також імовірність безвідмовної роботи схеми за час 8760 ч (1 рік) та середній інтервал часу між аварійними відключеннями секції шин знаходяться у межах припустимих значень [9, 14,15].

Розрахункові показники надійності комутаційних апаратів, параметри надійності елементів схеми, розрахункові показники надійності ліній електропередач, збірних шин і трансформаторів надані в додатках в таблицях А1–А4.

## ВИСНОВКИ

У магістерській роботі:

- проведено модернізацію системи електропостачання промислового підприємства із аналізом та вибором методів підвищення надійності системи електропостачання підприємства.

- розраховано електричну частину системи електропостачання промислового підприємства із заданими навантаженнями споживачів і досліджено надійність системи електропостачання, що проектується. Основні результати роботи містять наступні положення.

- проведено розрахунок електричних навантажень групи цехів за методом упорядкованих діаграм. Даний метод є основним при розробці технічних і робочих проектів електропостачання.

- розраховано систему зовнішнього електропостачання підприємства, а саме: обрано трансформатор; виконана перевірка провідників на відповідність умовам нагріву та корони; виконано перевірку живлячої лінії за втратами напруги в після-аварійному режимі.

- розраховано систему внутрішнього електропостачання підприємства. А саме: обрано кількість та потужність цехових ТП; обрано та перевірено на нагрів та втрату напруги кабелі. Розраховано струми короткого замикання на сторонах 110 на 10 кВ.

- обґрунтовано вибір схеми ГЗП та обране обладнання на сторонах 110 та 10 кВ.

Таким чином, виконані завдання, що поставлені в магістерській роботі.

1. Проведено аналіз методів підвищення надійності системи електропостачання.

2. Проведено оцінку надійності системи електропостачання підприємства. Розрахунки довели, що параметр потоку аварійного відключення секції шин

через відмову типу «обрив ланцюга» і відмову в спрацьовуванні вимикачів, а також відмовлень типу «коротке замикання» в інших елементах, а також імовірність безвідмовної роботи схеми за годину 8760 год (1 рік) та середній інтервал часу між аварійними відключеннями секції шин знаходяться у межах припустимих значень.

3. Запропоновано комбіновану схему електропостачання, як найбільш раціональна для даного підприємства.

4. Проведено розрахунки реактивної потужності та обґрунтовано вибір компенсуючого пристрою. Проведені розрахунки та вибір розподільчої мережі підприємства, що дозволить підвищити надійність електроспоживання.

5. Проведено розрахунки струмів короткого замикання, вибір електрообладнання трансформаторної підстанції та здійснено розрахунок та вибір релейного захисту трансформатора, що дозволить забезпечити надійність роботи системи захисту.



## ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Рожков П.П., Рожкова С.Е. Конспект лекцій з дисципліни “Надійність електричних мереж”. – Харків. - 2011. – 89 с.

2. ДСТУ EN 50160:2014 "Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності" Київ, Мінекономрозвитку. 2014. 33 с. Режим доступу: [http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=51529](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=51529)

3. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж. Норми: СОБУ МЕВ ЕЕ 40.1 – 00100227 – 01:2016 затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 08.02.2016 №64. Режим доступу: [http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=68934](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=68934)

4. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.

5. Казанський, С. В. Надійність електроенергетичних систем [Електронний ресурс] : навчальний посібник / С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, Б. М. Сердюк ; НТУУ «КПІ». – Електронні текстові дані (1 файл: 6,95 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/19010>

6. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.

7. Зайцев Є.О. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановок : монографія / Є.О. Зайцев, В. В. Кучанський, І. О. Гунько. – Вінниця: ГО «Європейська наукова платформа», 2021. — 156с.

8. Конспект лекцій з дисципліни «Надійність і діагностика електрообладнання» для студентів за напрямом 6.050702 “ Електромеханіка”/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. - Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2013, 143 стор.

9. Васілевський О. М. Нормування показників надійності технічних засобів : навчальний посібник / О. М. Васілевський, О. Г. Ігнатенко. – Вінниця : ВНТУ, 2013. – 160 с.

10. Матвійчук В. А. Діагностування електрообладнання. Навч. посіб. / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І.О. Гунько – Вінниця: ВНАУ, 2020. – 138 с.

11. ГНД 34.09.453-2003 Розрахунок показників надійності для електростанцій, теплових мереж та енергокомпаній. Методика. Затв. Наказом Мінпаливенерго України від 23.12.2003 р. № 782. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ», 2004. – 42 с.

13. ДСТУ 2860-94. Надійність техніки. Терміни та визначення : Видання офіційне. – Київ : Держстандарт України, 1995. – 92 с.

14. ДСТУ 2862-94. Методи розрахунку показників надійності техніки. Загальні вимоги : Видання офіційне. – Київ : Держстандарт України, 1995. – 38 с.

15. Жежеленко І. В. Определение индекса надежности систем электроснабжения / И. В. Жежеленко , Е.В. Саравас // Електромагнітна сумісність та безпека на залізничному транспорті, 2017, № 13 – С.31-34

16. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електропостачання: Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2005. – 324 с.

17. Качество электрической энергии в системах электроснабжения: Уч. пособие / Под ред.. Гриба О.Г. – Харьков: ХНАГХ, 2006. – 272 с.

18. Черемісін М.М., Зубко В.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: Навч. посібник. – Харків: Факт, 2005.

19. Конспект лекцій з дисципліни "Електропостачання промислових підприємств" для студентів напряму 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 - електромеханіка / Уклад. Є.Д.Хмельницький, О. О. Крупник — Дніпродзержинськ, ДДТУ, 2016, 126 с.(Частина 2).

20. Калюжний Д. М. Конспект лекцій з курсу «Електропостачання та електрозбереження» (для студентів 4 курсу денної та заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Електротехнічні системи електроспоживання) / Д. М. Калюжний, А. О. Карюк, І. Є. Щербак; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. – 124 с.

21. Харченко В. Ф. Електропостачання міст та промислових підприємств : конспект лекцій (для студентів усіх форм навчання галузі знань 14 – Електрична інженерія, спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, професійне спрямування «Електротехнічні системи електроспоживання») / В. Ф. Харченко, О. А. Якунін, В. Г. Воропай ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 238 с.

22. Електропостачання промислових підприємств: Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В. І. Мілих, Т. П. Павленко. – Харків: ФОП Панов А. М, 2016. – 272 с.

23. Федорів М.Й., Костишин В.С. Основи релейного захисту та автоматики: Конспект лекцій. – Івано-Франківськ, 2003.–142 с.

24. Проектування систем забезпечення споживачів електричною енергією [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмольук ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 14,5

Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 222 с. Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/44192>

25. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електрообладнання на електричних станціях та підстанціях. Методичні вказівки для студентів спеціальності 6.090600 “Електричні системи та мережі”. / Укл.: Буйний Р. О., Ананьєв В. М., Тисленко В. В. – Чернігів: ЧДТУ, 2004-70с.

26. Клименко Б.В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : навчальний посібник. – Харків: Вид-во «Точка», 2012. – 340 с.

27. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.

28. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. – 133 с.

29. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 25.10.2006.

30. Правила улаштування електроустановок. – Мінпеноерговугілля України, 2017.– 617 с.