

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

(повне найменування вищого навчального закладу)

Центр перепідготовки та післядипломної освіти

(назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

**магістр**

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: **Дослідження надійності пристроїв релейного захисту  
на лініях 110/10 (6) кВ**

Виконав: студент II курсу, групи ЕЕд-2

напряму підготовки (спеціальності) 141 –

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Бартків А. С.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Савків В. Б.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Вакуленко О. О.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

Левицький В. В.

(прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя  
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Центр перепідготовки та післядипломної освіти

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь магістр

Напрямок підготовки \_\_\_\_\_

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ:**

Завідувач кафедри ЕІ

проф. Тарасенко М. Г.

«24» червня 2019 р.

**ЗАВДАННЯ  
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ**

Бартківу Андрію Степановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Дослідження надійності пристроїв релейного захисту на лініях 110/10 (6) кВ

Керівник проекту (роботи) Савків Володимир Богданович, к.т.н., доцент

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

Затверджені наказом по університету від «19» червня 2019 року № 4/7-545

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 15 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Генеральний план району електропостачання ПС 330 кВ «Тернопіль»; характеристика та перелік наявних потужностей ПС 110 кВ «Радіозавод»; номінальна потужність – 2х25 МВА; однолінійна схема внутрішніх й зовнішніх електромереж підстанції; графік роботи – цілодобовий.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Вступ

2. Аналітична частина

3. Науково-дослідна частина

4. Технологічна частина

5. Проектно-конструкторська частина

6. Спеціальна частина

7. Обґрунтування економічної ефективності

8. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

9. Екологія

10. Загальні висновки до дипломної роботи

11. Перелік посилань

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Генеральний план району електропостачання 1л. ф – А1

2. Однолінійна схема електричних з'єднань підстанції до модернізації 1л. ф – А1

3. Однолінійна схема електричних з'єднань підстанції після модернізації 1л. ф – А1

4. Грозозахист та контур заземлення 1л. ф – А1

5. Схема електрична принципова вакуумних та елегазових вимикачів 1л. ф – А1

6. Схема релейного захисту 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Організаційно-економічна частина	Мельник Л. М., д.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Стручок В. С., ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання **27 червня 2019 року**

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ	08.07.2019	
2	Аналітична частина	22.07.2019	
3	Науково-дослідна частина	02.09.2019	
4	Технологічна частина	23.09.2019	
5	Проектно-конструкторська частина	14.10.2019	
6	Спеціальна частина	28.10.2019	
7	Обґрунтування економічної ефективності	11.11.2019	
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	18.11.2019	
9	Екологія	25.11.2019	
10	Висновки	02.12.2019	
11	Оформлення пояснювальної записки	09.12.2019	
12	Оформлення графічної частини	09.12.2019	

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Бартків А. С. \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

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

Савків В. Б. \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

**Бартків А. С.** Дослідження надійності пристроїв релейного захисту на лініях 110/10(6) кВ. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд–2. - Тернопіль : ТНТУ, 2019.

Стор. - 129; рис. - 22; табл. - 15; креслень - 6; джерел - 45; додатків -.

У дипломній роботі проведено модернізацію трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ з використанням мікропроцесорних пристроїв релейного захисту для забезпечення надійності й ефективності постачання електроенергії споживачам.

Досліджена модель надійності пристроїв релейного захисту як результат визначення ймовірностей відмов їх схем в певні моменти часу, а також на інтервалі часу.

Досліджена модель коефіцієнта передачі електромагнітного трансформатора струму як елемента кола релейного захисту і встановлено необхідний динамічний діапазон лінійного перетворення первинного струму без спотворень й робочий частотний діапазон перетворювача.

Проведена заміна короткозамикачів на стороні 110 кВ на елегазові вимикачі, оливних вимикачів на стороні 35 кВ на вакуумні, а також здійснений вибір трансформаторів струму і напруги та іншого комутаційного обладнання.

Виконаний розрахунок струмів короткого замикання кіл навантажень 110/35/10 кВ, на основі яких здійснено вибір захисного обладнання.

**Ключові слова:** ПОНИЖУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, НАДІЙНІСТЬ, КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ.

## ANNOTATION

**Bartkiv A.** Investigation of the relay protection devices reliability on 110/10 (6) kV lines. 141 - Electrical Power Engineering, Electrical Engineering, Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Center for retraining and postgraduate education. Chair of Electrical Engineering, group EEd-2. - Ternopil : TNTU, 2019.

Pages - 129; Illustrations - 22; Tables - 15; Drawings - 6; Sources - 45; Applications –.

In this diploma paper the modernization of the 110/35/10 kV transformer substation using microprocessor relay protection devices to ensure the reliability and efficiency of electricity supply to consumers has been carried out.

The reliability model of the relay protection devices as a result of determining the probability of failure their circuits at certain points in time, as well as at the time interval, has been researched.

The model of the transmission ratio of the electromagnetic current transformer as an element of the relay protection circuit has been investigated. The required dynamic range of linear conversion of the primary current without distortion and the operating frequency range of the converter was set.

The 110 kV short circuits by the 35 kV gas switches and the vacuum switches on the vacuum switches were replaced. The choice of current and voltage transformers and other switching equipments was made.

The calculation of short circuits currents of 110/35/10 kV loads, on the basis of which the choice of protective equipment are executed.

**Keywords:** REMOTE SUBSTANCE, ELECTRIC NETWORK, RELIABILITY, COMUTING EQUIPMENT.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	9
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА .....	13
1.1 Аналіз електричного господарства трансформаторної підстанції 110 кВ .....	13
1.2 Аналіз технічного стану комутаційного обладнання ПС 110/35/10 кВ .....	14
1.3 Обґрунтування заміни оливних вимикачів на вакуумні чи елегазові .....	15
1.4 Переваги вакуумних вимикачів .....	15
1.5 Переваги елегазових вимикачів .....	15
1.6 Аналіз електропостачання міста Тернополя .....	16
1.7 Аналіз потужності режимів і ефективності функціонування ПС 110 кВ .....	17
1.8 Аналіз мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. Їх особливості, переваги і недоліки .....	20
1.9 Аналіз причин низької функціональної надійності мікропроцесорних пристроїв релейного захисту .....	21
1.10 Мікропроцесорний захист, який використовується для захисту трансформаторів і автотрансформаторів .....	23
1.11 Висновки до розділу .....	26
2 НАУКОВО–ДОСЛІДНА ЧАСТИНА .....	28
Дослідження надійності мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та вимог до цифрових первинних перетворювачів .....	28
2.1 Проблеми оцінювання надійності релейного захисту .....	28
2.2 Порівняльний аналіз надійності схем релейного захисту .....	32
2.3 Релейний захист нового покоління. Вимоги до цифрових первинних перетворювачів сигналів .....	35

2.4 Висновки до розділу .....	41
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА .....	42
3.1 Вибір вимикачів .....	42
3.2 Вибір роз'єднувачів .....	46
3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги .....	48
3.4 Вибір струмоведучих частин .....	54
3.5 Вибір конструкції розподільного пристрою .....	56
3.6 Вибір трансформатора власних потреб .....	56
3.7 Вибір запобіжників та автоматичних вимикачів .....	57
3.8 Вибір обмежувачів перенапруги 10 кВ .....	59
3.9 Висновки до розділу .....	61
4 ПРОЕКТНО–КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА .....	62
Розрахунок струмів короткого замикання на ділянках електромережі трансформаторної підстанції та режимів навантажень .....	62
4.1 Початкові дані для розрахунку струмів короткого замикання .....	63
4.2 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-1 .....	64
4.3 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-2 .....	71
4.4 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-3 .....	75
4.5 Регулювання напруги трансформаторною підстанцією 110/35/10 кВ .....	79
4.6 Розрахунок штучного заземлення ПС 110/35/10 кВ .....	80
4.7 Розрахунок блискавкозахисту ПС 110/35/10 кВ .....	84
4.8 Висновки до розділу .....	87
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА .....	88
5.1 Вибір і розрахунок мікропроцесорного релейного захисту трансформатора .....	88
5.2 Конфігурація мікропроцесорного терміналу типу БЭ2704 V041 .....	90
5.3 Розрахунок диференційного захисту трансформатора .....	91

5.4 Розрахунок максимального струмового захисту з блокуванням по напрузі .....	96
5.5 Вибір уставок пристрою резервування відмови вимикача .....	102
5.6 Розрахунок захисту від перевантаження .....	102
5.7 Розрахунок блокування пристрою регулювання під напругою ...	103
5.8 Розрахунок захисту від перегрівання .....	104
5.9 Газовий захист .....	104
5.10 Газовий захист перемикача пристрою регулювання під напругою .....	105
5.11 Висновки до розділу .....	105
6 ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ .....	106
6.1 Методика оцінки економічної ефективності інженерних рішень .....	106
6.2 Ступінь деталізації розрахунків економічної ефективності .....	112
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	113
7.1 Аналіз небезпечних факторів на трансформаторній підстанції та розробка заходів щодо їх зниження .....	113
7.2 Заходи пожежної безпеки на трансформаторній підстанції .....	114
7.3 Організаційні заходи захисту персоналу підстанції .....	115
7.4 Організація цивільного захисту на об'єктах електроенергетики .....	116
7.5 Роль місцевого управління у створенні безпекового середовища життєдіяльності людей .....	117
8 ЕКОЛОГІЯ .....	119
8.1 Необхідність дотримання екологічного балансу біосфери .....	120
8.2 Створення локальних енергетичних систем для мінімізації впливу на біосферу .....	121
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ .....	123
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	125



## ВСТУП

**Актуальність теми.** Під надійністю електропостачання необхідно розуміти безперервне забезпечення споживачів електроенергією заданої якості відповідно до договірних зобов'язань. У сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками й енергетичною безпекою промислових підприємств [8].

Завдання забезпечення надійності систем електропостачання містить у собі цілий комплекс технічних, економічних і організаційних заходів, спрямованих на зниження збитку від порушення нормального режиму роботи споживачів електроенергії [12].

Особливо серйозно проблема надійності проявляється, коли обладнання з показниками надійності, які розрізняються між собою, встановлюється на одних і тих же об'єктах, наприклад, в ході модернізації. Тому для реалізації шляхів підвищення надійності необхідний системний підхід, який дозволяє підвищити надійність підстанції за рахунок розвитку і впровадження новітніх інформаційних технологій та заміни апаратів комутації й управління [18].

В нинішніх умовах для підвищення надійності функціонування електроенергетичної системи проводиться масштабна комплексна модернізація трансформаторних підстанцій з встановленням новітнього електрообладнання. Підстанції оснащуються сучасними мікропроцесорними комплексами релейного захисту і автоматики та автоматизованими системами керування [44].

Згідно зі статистичними даними функціонування енергосистем (23 ... 28)% важких аварій є наслідком неправильних дій релейного захисту та протиаварійної автоматики. В (50 ... 70)% випадків вони призводять до розвитку аварійних ситуацій в тяжкі системні аварії. Крім того, приблизно (30 ... 40)% неправильних дій пов'язані з несправністю самих пристроїв та схем релейного захисту: помилки в апаратній частині, логічній частині або в алгоритмах спрацювання мікропроцесорних пристроїв релейного захисту [27].

Розвиток в нашій країні релейного захисту і автоматики електроенергетичних систем і зміна апаратної бази від електромеханічних реле до мікросхем і мікропроцесорів, з одного боку, привело до значного підвищення її

технічної досконалості, а з іншого боку - до значного зниження надійності. Велику увагу фахівці приділяють аспектам надійності спрацювання захистів. Основна частина неправильних дій систем релейного захисту - це помилкові й зайві спрацювання, як показують статистичні дані, накопичені протягом ряду років. Саме ці види неправильних дій захисту супроводжуються найбільшими збитками від ненадійності апаратури захисту [7, 8, 10].

Недостатнє вивчення даних про роботу різних типів захистів не дозволяє вирішити пряме завдання надійності, тобто по показниках надійності окремих елементів релейного захисту визначати показники надійності всієї системи в цілому [8, 27, 30].

Таким чином, можна зробити висновок, що кількісне оцінювання надійності релейного захисту в електроенергетичних системах, її підсистемах, починаючи з трансформаторних підстанцій, представляє собою актуальну задачу. Особливо актуальною ця задача є для схем релейного захисту, в яких використовуються мікропроцесорні пристрої релейного захисту, які, згідно зі статистичними даними [14, 15, 16, 17, 44], мають нижчу експлуатаційну надійність за схеми з електромеханічними реле.

**Мета і завдання дослідження.** Метою дипломної роботи є модернізація схемо-технічного рішення та комплексу обладнання понижувальної трансформаторної підстанції 110 кВ, а також розробка заходів з підвищення надійності системи електропостачання цієї підстанції.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- аналіз сучасних технічних рішень підвищення надійності систем електропостачання шляхом заміни комутаційного, вимірювального обладнання, пристроїв релейного захисту новітніми з використанням мікропроцесорних технологій;

- аналіз характеристик сучасного високовольтного комутаційного обладнання трансформаторної підстанції (вимикачі, роз'єднувачі) для заміни морально застарілого й з фізичним зносом;

- аналіз характеристик мікропроцесорного блоку релейного захисту для можливості встановлення в блок релейного захисту;

- розрахунок струмів короткого замикання на шинах високої і середньої

напруги підстанції для вибору комутаційного обладнання;

– реконструкція функціональних елементів трансформаторної підстанції на стороні високої та середньої напруги.

**Об’єкт дослідження** - процес підвищення надійності трансформаторної підстанції 110 кВ шляхом модернізації схемо–технічного рішення й високовольтного комутуючого обладнання.

**Предмет дослідження** - характеристики новітнього обладнання на базі мікропроцесорних пристроїв релейного захисту й вакуумних та елегазових вимикачів для модернізації підстанції 110 кВ.

#### **Наукова новизна отриманих результатів.**

– Отримало подальший розвиток застосування методів забезпечення надійності трансформаторних підстанцій шляхом їх реконструкції із застосуванням новітнього комутуючого обладнання й мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

– Запропонована для подальшого дослідження модель коефіцієнта передачі електромагнітного трансформатора струму як елемента кола релейного захисту із встановленням динамічного діапазону лінійного перетворення первинного струму без спотворень й робочого частотного діапазону первинного перетворювача струму.

#### **Практичне значення отриманих результатів.**

Впровадження результатів досліджень методів реконструкції трансформаторних підстанцій дозволить підвищити надійність функціонування електромережі.

**Апробація.** Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на IV-й Міжнародній науково-технічній конференції «Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп’ютерних технологій» на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя [9].

**Структура роботи.** Робота складається зі вступу, 8-и розділів, висновків, переліку посилань (45 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 129 стор., 15 табл., 22 рис.

# 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

## 1.1 Аналіз електричного господарства трансформаторної підстанції 110 кВ

Живлення за напругою 110 кВ ПС “Радіозавод” здійснюється по двох лініях ПЛ – 110 “Промислова ” та ПЛ – 110 “Лозова”. У нормальному режимі роботи ввімкнені обидві лінії.

На ПС 110/35/10 “Радіозавод” встановлено два силові трансформатори типу ТДТН 25000/110/35/10 У1. Розподіл електроенергії здійснюється за допомогою розподільчих пристроїв: ВРП – 110 кВ, ВРП – 35 кВ, ЗРП – 10 кВ і РПВП – 0,23 кВ.

ВРП 110 кВ виконано по схемі : “Одна робоча, секціонована вимикачем і обхідна системи шин, з віддільниками в колах трансформаторів зі суміщеними секційними і обхідними вимикачами”.

На ВРП – 110 кВ розміщено таке обладнання:

- силові трансформатори типу ТДТН 25000/110/35/10 У1;
- комутаційна апаратура: роз’єднувачі РЛНД-110; РПНД-110,
- віддільники в колах силових трансформаторів ВД-110, короткозамикачі КЗ-110У1;
- розрядники РВС-110;
- підвісні ізолятори зібрані в гірлянди.

Закритий розподільчий пристрій ЗРП – 10 кВ зібрано за схемою “Дві робочі системи шин ”. Ошиновка виконана алюмінієвими смуговими шинами – А (100×8). Електричні з’єднання силових трансформаторів з РП – 10 кВ здійснюється гнучкими струмопроводами, що зібрані в шинні мости.

Основним обладнанням ЗРП – 10 кВ на ПС “Радіозавод” є:

- вимикачі типу ВМПП-10, ВК-10; ВР-1; ВМП-10Э
- трансформатори власних потреб ТМ-100/10;
- вимірювальні трансформатори струму і напруги ТПЛ-10, ТВЛМ-10, ТПШЛ-10, ТПОЛ-10, НТМІ-10; НАМІ-10
- трансформатори ДГК: ТМ-400/10;

- ДГК типу РЗДСОМ-400/10;
- розрядники РВП-10, ОПН-10;
- запобіжники типу ПК-10, ПКТ-10.

Розподільчий пристрій власних потреб складається з двох секцій з напругою 0,23 кВ. У нормальному режимі живлення власних потреб здійснюється від ТВП – 1 і ТВП – 2 з введеним АВР – 0,23 кВ від ТВП – 1.

## **1.2 Аналіз технічного стану комутаційного обладнання ПС 110/35/10 кВ**

На даний час на підстанції установлені силові трансформатори, у яких на стороні 110 кВ встановлено лінійні роз'єднувачі, а на стороні 35 кВ встановлено вимикачі оливні типу МВ-35 та роз'єднувачі. На стороні середньої напруги 35 кВ живлення відхідних ліній здійснюється від двох секції шин, з'єднаних секційним вимикачем, що вирішує проблему при аварії на одному з головних трансформаторів.

На сторонах 110 та 35 кВ ПС 110/35/10 кВ “Радіозавод” встановлені лінійні роз'єднувачі та оливні вимикачі на стороні 35 кВ. В оливнонаповнених вимикачах пройшов дозволений час експлуатації, а значить їх необхідно замінити на нові, як варіант *вакуумні*.

Всі *роз'єднувачі* на стороні 110/35 кВ потребують заміни, оскільки після досить тривалого строку експлуатації деякі деталі відпрацювали свій ресурс.

Два трансформатори ТДТН-25000/110 У1 зовнішньої установки, з регулюванням напруги в обмотці ВН під навантаженням (РПН) в межах  $\pm (9 \times 1,78\%)$  номінальної напруги і з регулюванням напруги на стороні СН - 35 кВ при відключеному трансформаторі (ПБЗ) в межах  $\pm (2 \times 2,5\%)$  номінальної напруги, призначений для роботи в мережах з глухо заземленою нейтраллю.

## **1.3 Обґрунтування заміни оливних вимикачів на вакуумні чи елегазові**

Для комутації ліній електропостачання 6-35 кВ під навантаженням, зазвичай, використовують оливні вимикачі серій ВМ, ВМБ, ВМП, ВК, ВКЭ, тощо.

На сьогоднішній день промисловість випускає ряд *вакуумних* та *елегазових*

вимикачів, які є надійнішими, зручнішими і порівняно дешевшими.

#### **1.4 Переваги вакуумних вимикачів**

Використання вакууму в якості дугогасильного середовища має такі переваги:

- швидке відновлення діелектричної проникності проміжку після вимкнення струму при незначному розходженні контактів, після чого дуга горить не більше 0,5 періоду;
- вимкнення струму при першому проходженні його через нуль після розходження контактів, відсутність повторних замикань;
- повна пожежо- і вибухобезпечність;
- можливість роботи без підігріву при низьких температурах.

Враховуючи ряд переваг можна твердити про доцільність заміни оливних вимикачів вакуумними.

#### **1.5 Переваги елегазових вимикачів**

Використання *елегазу* в якості дугогасильного середовища має такі переваги:

- швидкодія та придатність для роботи в будь-якому циклі АПВ;
- можливість здійснення синхронного розмикання контактів безпосередньо перед переходом струму через нуль;
- висока від'єднувальна здатність при особливо важких умовах відключення
- придатність для зовнішньої та внутрішньої установки.

#### **1.6 Аналіз електропостачання міста Тернополя**

Місто Тернопіль отримує живлення через підстанцію 330/110 кВ «Тернопільська». Район характеризується великою кількістю побутових споживачів, більшість споживачів 3-ї категорії. Схема району електропостачання наведена на листі «Генеральний план району електропостачання ПС 330 кВ

«Тернопільська».

Живлення споживачів промислового району здійснюється через 6 понижуючих підстанцій, які мають як резервоване, так і нерезервоване підключення до мережі 110 кВ. Навантаження підстанцій і категорії споживачів по надійності електропостачання на розрахунковий період приведено в таблиці 1.1. Усереднене значення кількості годин найбільшого навантаження складає для району  $T_{нб} = 3500$  год, споживання в режимі найменших навантажень - 60% від максимального.

Коефіцієнт попадання навантаження району в максимум енергосистеми  $K_m = 0,8$ . Коефіцієнти різночасності максимумів активних і реактивних навантажень підстанції  $K_{рм}^P = 0,84$ ;  $K_{рм}^Q = 0,8$ .

Таблиця 1.1 - Навантаження підстанції на стороні НН

Підстанції	Потужність P, МВт	Потужність Q, МВт	Склад навантажень по категоріям, %		
			I	II	III
Радіозавод	40	33	25	25	50
Лозова	5.8	4.7	30	15	55
Промислова	21	15	30	20	50
Загребелля	21	15	15	35	50
Галицька	33	23	20	30	50
ХБК	26	18	15	25	60

### 1.7 Аналіз потужності режимів і ефективності функціонування ПС 110 кВ

Як правило, графіки відображають зміну навантаження за визначений період часу. За цією ознакою їх поділяють на добові, сезонні і річні.

Графіки навантажень використовують для аналізу роботи електроустановок, для проектування систем електропостачання, планування ремонтів електрообладнання, а також в процесі експлуатації - для ведення нормального режиму роботи.

Добові графіки ПС визначаються з урахуванням втрат активної і реактивної потужностей в лініях та трансформаторах при розподілі електроенергії.

Добові графіки складають для найбільш характерних періодів року –

зимового та літнього. Зимовий період становить 183 доби, а літній 182.

Використовуючи типовий графік навантаження ПС 110/35/10 кВ та виражаючи його у % від максимальної розрахункової потужності, визначаємо погодинні навантаження реконструйованої підстанції для літнього і зимового періодів.

Розрахункові дані зводимо до табл. 1.2. і будуємо графік (добовий) навантаження ТП для літнього та зимового дня.

Таблиця 1.2 - Добовий графік навантаження

Час доби	Навантаження зимового дня		Навантаження літнього дня	
	% від максимального	$S_p$ , кВА	% від максимального	$S_p$ , кВА
0-1	75,5797	37789,83	68,6627	34331,36
1-2	73,598	36799,01	68,6218	34310,91
2-3	72,5634	36281,70	67,74	33869,98
3-4	71,9589	35979,45	67,2142	33607,08
4-5	71,9432	35971,59	67,4592	33729,60



Продовження таблиці 1.2

5-6	73,0156	36507,78	67,9305	33965,23
6-7	77,1758	38587,90	69,6353	34817,63
7-8	82,5186	41259,30	70,2798	35139,89
8-9	84,4811	42240,55	73,7883	36894,16
9-10	86,5777	43288,83	75,629	37814,52
10-11	87,1723	43586,16	76,3255	38162,75
11-12	87,4092	43704,61	76,8115	38405,74
12-13	87,121	43560,49	76,2097	38104,83
13-14	86,854	43427,01	75,8255	37912,77
14-15	87,3162	43658,10	76,6198	38309,89
15-16	88,5051	44252,55	77,1016	38550,78
16-17	90,1231	45061,55	76,958	38478,98
17-18	90,8876	45443,81	76,2075	38103,75
18-19	91,3947	45697,33	76,0402	38020,12
19-20	90,9834	45491,68	76,6136	38306,82
20-21	89,9959	44997,96	77,0993	38549,66
21-22	87,9445	43972,27	78,7339	39366,97
22-23	84,0344	42017,20	78,1923	39096,13
23-24	80,0742	40037,12	73,0367	36518,35

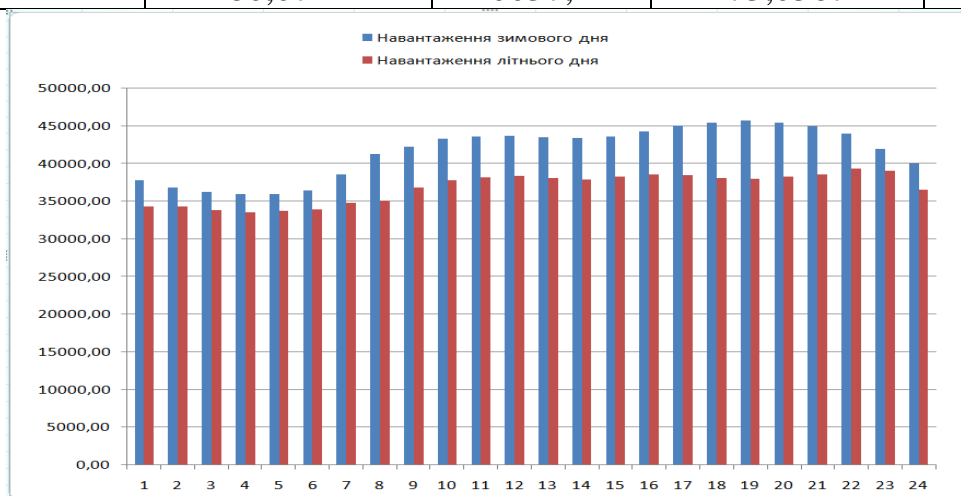


Рисунок 1.1 – Графік добового навантаження

Площа, обмежена кривою графіка активного навантаження, чисельно дорівнює енергії, що використала електроустановка за даний період:

$$W_n = \sum S_i \times t_i \times \cos\varphi, \text{ кВт год},$$

де  $S_i$ - потужність першої ступені графіка, кВА;

$t_i$  - тривалість ступені, год.

Кількість електроенергії, що споживається за рік:

$$A_{\text{річ}} = \sum W_{ni}, \text{ кВт год}, \quad A_{\text{річ}} = 343826642 \text{ кВт год}.$$

Середньорічне навантаження:

$$S_{\text{ср.рік}} = (A_{\text{річ}}/T) \cdot \cos\varphi, \text{ кВА},$$

$$S_{\text{ср.рік}} = (343826642/8760) \cdot 0.8 = 31399,7 \text{ кВА}.$$

Ступінь нерівномірності графіка роботи установки оцінюється коефіцієнтом заповнення:

$$K_{\text{зан}} = (A_{\text{річ}}/S_{\text{max}}) \cdot T, \quad K_{\text{зан}} = 343826642/(41899,25 \cdot 8760) = 0,93$$

Коефіцієнт заповнення графіку показує, у скільки разів використана кількість електроенергії за рік (добу) менша від тієї кількості енергії, яка була використана за той же час, коли навантаження установки весь час було максимальним.

Денні та вечірні навантаження існуючих ТП визначають множенням розрахункового навантаження на коефіцієнт участі його в денному  $K_D$  та вечірньому  $K_B$  максимумах, які дорівнюють: для виробничих споживачів  $K_D = 1$ ;  $K_B = 0,6$ ; для комунально – побутових -  $K_D = 0,3 \dots 0,4$ ;  $K_B = 1,0$ ; для змішаних  $K_D = K_B = 1,0$ .

Розрахункове навантаження, денне та вечірнє, на ділянках лінії знаходимо за формулами:

$$P_d = P_{dб} + \Delta P(P_{dм}); \quad P_e = P_{eб} + \Delta P(P_{eм}),$$

де  $P_{dб}$ ,  $P_{eб}$  - більше з навантажень, що додаються, відповідно по денному та вечірньому максимумах;

$\Delta P(P_M)$  - добавка від меншої потужності.

## **1.8 Аналіз мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. Їх особливості, переваги і недоліки**

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту (МПП РЗ) почали

застосовуватися у світовій практиці більше двох десятиліть тому, поступово витісняючи не лише електромеханічні пристрої, але і електронну аналогову техніку. Перехід на цифрові принципи обробки інформації в РЗ не привів до появи нових принципів побудови захисту, але визначив оптимальну структуру побудови апаратної частини сучасних цифрових пристроїв та істотно покращив експлуатаційні якості пристроїв РЗ.

Інтенсивний розвиток цифрової техніки зумовив широке проникнення її в усі рівні автоматизації енергооб'єктів як в енергетиці, так і в усіх інших галузях промисловості. Упевнено доведені такі переваги мікропроцесорних пристроїв РЗ перед електромеханічними і електронними пристроями РЗ, побудованими на аналогових принципах:

- скорочення експлуатаційних витрат за рахунок самодіагностики, автоматичної реєстрації режимів і подій;
- реалізація повноцінної сучасної АСУ ТП на базі пристроїв РЗ з виконанням різних функцій;
- прискорення відключення короткого замикання за рахунок зменшення ступенів селективності, що знижує розміри пошкоджень електрообладнання і вартість відновних робіт;
- зниження споживання по колах оперативного постійного струму і напруги;
- можливість діагностики не лише пристроїв РЗ, але і первинного обладнання;
- спрощення розрахунку уставок пристроїв РЗА і збільшення їх точності.

У свою чергу, МПП РЗ мають і деякі недоліки:

- дорожчі в порівнянні з електромеханікою, що в українських умовах іноді грає істотну роль;
- перехід на МПП РЗ вимагає перенавчання експлуатаційників;
- істотна перевага електромеханіки: при включенні живлення (наприклад, після перерви в енергопостачанні) вона починає функціонувати відразу, а системі на МПП РЗ потрібний час на перезавантаження. Безумовно, він невеликий, але в деяких ситуаціях це небажано;

Необхідно також відмітити, що МПП РЗ вимагають, в порівнянні із захистами на електромеханічних реле і інтегральних мікросхемах (ІМС), конфігурації, ранжирування і параметрування.

Застосування МПП РЗ дає великий економічний ефект, в першу чергу, за рахунок зниження експлуатаційних витрат і збитку від недовідпуску електроенергії. Інтеграція або побудова на їх базі АСУ електростанцій, підстанцій дозволяє досягти найбільшого ефекту не лише в економічному плані, але і з точки зору організації праці персоналу підприємства.

## **1.9 Аналіз причин низької функціональної надійності мікропроцесорних пристроїв релейного захисту**

Кінцевою метою функціонування релейного захисту (РЗ) є забезпечення безаварійності об'єктів захисту (ОЗ) (електричних станцій, ліній електропередач, електроенергетичних установок і т. ін.) тобто можливості системи РЗ шляхом відключення ОЗ вчасно запобігати розвитку аварійних ситуацій, небезпечних для устаткування й обслуговуючого персоналу.

Попереднє покоління пристроїв РЗ було створено на базі електромеханічних реле, напівпровідникових елементів і аналогових інтегральних мікросхем (ІМ) і представляло собою кінцеві автомати другого роду з незмінною (твердою) архітектурою.

На відміну від них мікропроцесорні пристрої релейного захисту (МПП РЗ) мають можливість перепрограмування на реалізацію тих або інших функцій без зміни складу технічних засобів і реалізації алгоритмів виявлення складних ушкоджень, їх реєстрації, зображення, документування, автоматизації процесів діагностики, налагодження, випробування та дослідження [14].

Порівняльний аналіз проведемо на прикладі самодіагностики пристроїв різних поколінь.

### **1.9.1 Надійність елементів пам'яті МПП РЗ**

Прогрес останніх років в області нанотехнологій привів до істотного зниження розмірів напівпровідникових елементів (це - одиниці й навіть частки

мікрона), зменшення товщини шарів напівпровідникових та ізоляційних матеріалів, зменшення робочих напруг, збільшення робочої швидкості, зменшення електричної ємності комірок пам'яті, збільшення щільності розміщення елементарних логічних осередків в одному пристрої. Все це разом узятє привело до підвищення чутливості елементів пам'яті до *іонізуючих випромінювань*. Ця чутливість стала настільки високою, що звичайний радіаційний фон на рівні моря стає небезпечним для комірок пам'яті [14].

Помилки такого роду були невідомі раніше для електронних пристроїв, виконаних на дискретних напівпровідникових елементах або на звичайних мікросхемах, а тому не призводили до хибних спрацювань пристроїв РЗ.

### **1.9.2 Робота центрального процесору пристрою**

При самоконтролі центральний процесор (ЦП) посиляє контрольні імпульси із заданим періодом проходження в так званий сторожовий таймер, що скидається у вихідний стан із приходом кожного нового контрольного імпульсу, після чого починає новий відлік часу. Якщо до певного моменту часу з ЦП не надійшов черговий контрольний імпульс, то таймер запускає процес перезавантаження ЦП.

Пауза між контрольними імпульсами сторожового таймера може бути від 0,1 с до 1,6 с. Мова може йти про моніторинг лише загальної працездатності ЦП, тобто про те, живий він або мертвий.

До того ж, у період такого самоконтролю МПП РЗ може бути або ушкоджений, або не спрацювати у разі проходження імпульсу в колі РЗ.

### **1.9.3 Джерело живлення МПП РЗ**

Мікропроцесори, звичайно, досить чутливі до рівня напруги живлення й можуть робити непередбачені операції при певному зниженні напруги живлення, у зв'язку з чим в МПП РЗ здійснюється постійний моніторинг рівня напруги живлення ЦП.

До надійності джерела живлення такий контроль не має ніякого відношення. А тим часом, саме джерела живлення є самим ненадійним вузлом МПП РЗ [14].

### **1.9.4 Вихідні електромагнітні реле пристроїв РЗ**

Теза про те, що МПП РЗ є істотно більше надійними в порівнянні із пристроями релейного захисту попереднього покоління, тому що містять значно менше число елементів і ці елементи значно менше піддані фізичному старінню нічим не підтверджується.

В дійсності ж кількість елементів, з яких складається МППРЗ, на кілька порядків більша, ніж кількість елементів, з яких склалися реле захисту попередніх поколінь.

### **1.10 Мікропроцесорний захист, який використовується для захисту трансформаторів і автотрансформаторів**

В основному впроваджуються пристрої таких фірм як: «АББ Автоматизація», «Сіменс» (Німеччина), «Шнайдер електрик» (Франція), які адаптували пристрої під умови українських енергосистем, НПП «ЭКРА», НТЦ «Механотроніка», НПФ «РАДІУС». Досвід застосування українських захистів показує, що вони ні в чому не поступаються західним, забезпечують дуже високу надійність роботи і повністю відповідають найжорсткішим вимогам енергетиків.

#### **1.10.1 Мікропроцесорний захист фірми «ЭКРА»**

Продукція НПП «ЭКРА», використовувана для захисту трансформаторів і автотрансформаторів, представлена шафами захисту ШЭ 2607.

Шафа ШЭ2607 041 призначена для захисту трансформаторів з вищою напругою до 220 кВ.

Шафа складається з двох комплектів. Комплект 1, виконаний на базі мікропроцесорного терміналу БЭ2704 V041, реалізує функції основних і резервних захистів трансформатора і містить:

- диференціальний захист із заторможуванням (ДЗТ) від усіх видів коротких замикань всередині бака трансформатора;
- струмовий захист нульової послідовності сторони ВН (СЗНП);
- максимальний струмовий захист (МСЗ) сторони ВН з пуском по

напрузі;

- МСЗ сторони СН з пуском по напрузі;
- МСЗ сторони НН першої секції шин (НН1) з пуском по напрузі;
- МСЗ сторони НН другої секції шин (НН2) з пуском по напрузі;
- захист від перевантаження (ЗП);
- реле струму для блокування регулювання під навантаженням (РПН)

при перевантаженні;

- струмові реле для пуску автоматики охолодження;
- реле мінімальної напруги сторін СН, НН1 і НН2, що реагують на пониження міжфазної напруги для пуску по напрузі МСЗ ВН, МСЗ СН, МСЗ НН1, МСЗ НН2;
- реле мінімальної міжфазної напруги сторін СН, НН1 і НН2, для блокування РПН;
- реле максимальної напруги зворотної послідовності сторін СН, НН1 і НН2 для пуску по напрузі МСЗ ВН, МСЗ СН, МСЗ НН1, МСЗ НН2;
- пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ) сторони ВН трансформатора.

Крім того, комплект 1 забезпечує прийом сигналів від газового захисту трансформатора (ГЗ), газового захисту РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиків температури, рівня оливи, несправності кіл охолодження.

Комплект 2 забезпечує прийом сигналів від від'єднуючих ступенів газового захисту трансформатора, РПН і діє на відключення через дві групи від'єднуючих реле.

Комплект 2 виконаний за допомогою електромеханічних реле, контактами яких здійснюється дія на вихідну від'єднуючу групу реле і відключення через термінал комплекту 1.

Шафа ШЭ2607 042043 призначена для захисту автотрансформатора з вищою напругою 110-220 кВ.

Комплект 1 реалізує функції основних і резервних захистів автотрансформатора і містить диференціальний струмовий захист від усіх видів коротких замикань всередині бака, максимальний струмовий захист НН з пуском по напрузі, МСЗ НН, ЗП, реле максимального струму для блокування РПН при

перевантаженні, струмові реле для пуску автоматики охолодження, реле мінімальної міжфазної напруги і реле максимальної напруги зворотної послідовності сторони НН для пуску по напрузі МСЗ НН, реле максимальної напруги нульової послідовності сторони НН для контролю ізоляції сторони НН, ПРВВ ВН і ПРВВ СН.

Крім того, комплект 1 забезпечує прийом сигналів від ГЗ автотрансформатора, ГЗ РПН автотрансформатора, ГЗ лінійного регулювального трансформатора, датчиків температури і рівня масла.

Комплект 2, реалізований на базі мікропроцесорного терміналу БЭ2704 V043, призначений для захисту кіл сторони 6-10 кВ лінійного регулювального трансформатора і секцій шин сторони НН, і містить:

- диференціальний струмовий захист кіл сторони 6-10 кВ автотрансформатора від усіх видів коротких замикань;
- МСЗ НН1 (1(2) секції шин) з пуском по напрузі;
- МСЗ НН2 (3(4) секції шин) з пуском по напрузі;
- логічний захист шин 1(2) секції шин НН (ЛЗШ 1 СШ);
- логічний захист шин 3(4) секції шин НН (ЛЗШ 3 СШ);
- захист від мінімальної напруги 1(2) секції шин НН (ЗМН НН1);
- захист від мінімальної напруги 3(4) секції шин НН (ЗМН НН2);
- реле мінімальної міжфазної напруги 1(2) і 3(4) секцій шин НН для пуску по напрузі МСЗ НН1 і МСЗ НН2;
- реле максимальної напруги зворотної послідовності 1(2) і 3(4) секцій шин НН для пуску по напрузі МСЗ НН1 і МСЗ НН2.

Також випускаються шафи резервного захисту трансформаторів і автотрансформаторів ШЭ2607 071071, ШЭ2607 072071, ШЭ2607 072072.

### **1.11 Висновки до розділу**

Проведений аналіз електричного господарства та технічного стану комутаційного обладнання трансформаторної підстанції 110 кВ. Визначена потреба заміни оливнонаповнених вимикачів на вакуумні та елегазові.



Проведений аналіз навантажень району електропостачання підстанції 330 кВ. Визначені добові та сезонні максимуми і мінімуми навантажень центру живлення.

Проведений аналіз мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. Визначені їх безумовні переваги над електромеханічними й електронними пристроями, а також існуючі на нинішній день недоліки, особливо при внесенні відповідних налаштувань.

Проведений аналіз причин нинішньої низької функціональної надійності мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, її залежність від різного виду випромінювань, діючої напруженості електричного поля, досить тривалого часу, який виділяє пристрій для самодіагностики.

Аналіз функціонування пристроїв РЗ показав, що ЕМ РЗ перебувають в експлуатації енергосистем по 30-40 років. Надійність МПП РЗ на даний час нижча надійності електромеханічних і електронних реле захисту, виконаних на дискретних елементах.

Проаналізований вміст комплектів для налаштування на підстанції релейного захисту електрообладнання.

Для підвищення надійності МПП РЗ в них доцільно застосовувати сучасні високопродуктивні, перешкодостійкі з наднизьким енергоспоживанням 8-ми і 16-ти розрядні однокристальні мікроконтролери, наприклад, фірми SiLabs сімейств C8051F060/61/62/63/64, C8051F330/331 або фірми Texas Instruments MSP430F з потужною за складом високочастотною аналоговою і цифровою периферією.

## 2 НАУКОВО–ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

### ДОСЛІДЖЕННЯ НАДІЙНОСТІ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА ВИМОГ ДО ЦИФРОВИХ ПЕРВИННИХ ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ

#### 2.1 Проблеми оцінювання надійності релейного захисту

Відомо, що в (25 .. 30)% випадків причиною виникнення найбільших системних аварій в електромережах, були відмови релейного захисту електроенергетичних об'єктів. А якщо додати до цього, що в (50 ... 70)% випадків переходу звичайного аварійного режиму електромережі у важку системну аварію винен також релейний захист, то стає очевидною першорядна важливість такого параметра як надійність релейного захисту (РЗ).

Відповідно до ДСТУ 2860–94 «Надійність техніки. Терміни та визначення» «Надійність - це властивість об'єкту зберігати в часі у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання і транспортування». Виділені в цьому визначенні слова підкреслюють, що надійність об'єкту полягає не тільки у «виконанні ним необхідних функцій», а й у властивості «зберігати у часі здатність виконувати необхідні функції». Цілком очевидно, що «виконання функцій» і «здатність виконувати функції» це не одне і те ж.

Якщо оцінювати надійність РЗ по «виконанню необхідних функцій», то вийде, що мікропроцесорний пристрій релейного захисту (МПП РЗ), який постійно виходить з ладу і вимагає частої заміни внутрішніх блоків, але при цьому жодного разу не призвів до помилкового спрацювання (або неспрацювання) вимикача, яким він управляє, є абсолютно надійним. З іншого боку, якщо оцінювати надійність того ж МПП РЗ по «здатності виконувати необхідні функції», як того вимагає стандарт, то виявиться, що МПП РЗ в нашому прикладі вкрай ненадійний пристрій, оскільки він багато разів і протягом досить тривалого часу був *нездатний* виконувати необхідні функції через внутрішні ушкодження.

В ЄС надійність релейного захисту оцінюють за трьома показниками [10]:

– надійність спрацювання (Dependability)  $D$ :

$$D = \frac{N_C}{N_C + N_F};$$

– надійність неспрацювання (Security)  $S$ :

$$S = \frac{N_C}{N_C + N_U};$$

– загальна надійність (Reliability)  $R$ :

$$R = \frac{N_C}{N_C + N_F + N_U},$$

де  $N_C$  - число правильних спрацювань захисту;

$N_F$  - число відмов у спрацюванні захисту;

$N_U$  - число зайвих (помилкових) спрацювань захисту.

Як видно з наведених вище формул, вони не досить коректно відображають показник надійності РЗ, оскільки не враховують пошкодження РЗ, що не призвели до його неправильних дій. Вітчизняні спеціалісти керуються положенням, що основним показником роботи пристроїв РЗ є відсоток їх належного функціонування - коефіцієнт спрацювань  $K_R$ , отримуваний за формулою [17]:

$$K_R = \frac{N_{PS}}{N_{PS} + N_{IS} + N_{LS} + N_{OS}} \cdot 100\%,$$

де  $N_{PS}$  - число правильних спрацювань;

$N_{IS}$  - число зайвих спрацювань;

$N_{LS}$  - число хибних спрацювань;

$N_{OS}$  - число відмов спрацювань.

Статистика спрацювань пристроїв РЗ свідчить про набагато нижчу надійність МПП РЗ від електромагнітних (ЕМ) пристроїв РЗ (порядку 60%). Так, за інформацією [17] за 2000-2009 роки на лініях електропередачі і електроустаткуванні напругою 110-750 кВ зафіксовано 2913 випадків спрацювань цифрових пристроїв РЗ; з них, правильно - в 89,5% випадків, неправильно - в 10,5% випадків. За цей же інтервал часу електромеханічні пристрої РЗ спрацювали 17529 разів; з них правильно - в 93,5%, неправильно - в 6,5%. Мікроелектронні пристрої РЗ спрацювали 5685 разів. З них правильно - в 92,9%

випадків і в 7,1% випадків - неправильно. Отримані статистичні дані свідчать, що при практично однаковому відсотку правильних спрацювань їх кількість на порядок більша в ЕМ пристроях РЗ.

Аналіз причин низької функціональності МПП РЗ вказує на істотний вплив «людського фактору» на їх робочий стан. Так, в терміналі *Siprotec 7SJ642* («*Siemens*») закладена невиправдана технічна та інформаційна надмірність. У керівництві по експлуатації відзначається «простота роботи з МПП РЗ за допомогою інтегрованої панелі управління або за допомогою підключення ПК з системною програмою DIGSI». Однак, для забезпечення функціональності МПП РЗ потрібно вводити близько 500 параметрів (уставок) пристрою, не рахуючи внесення неминучих змін в матрицю сигналів, а у кожного з сигналів є «властивості», що впливають на роботу пристрою. Таким чином, значний обсяг інформації, що вводиться, ускладнює настроювання МПП РЗ. *Інформаційна* надмірність підвищує ймовірність помилок, пов'язаних з людським фактором, *технічна* ж надмірність вимагає для роботи з терміналом фахівців високої кваліфікації.

На думку автора Гуревича В. І. «При оцінюванні надійності РЗ необхідно враховувати три типи відмов:

1) відмови реле, не пов'язані з неправильними діями РЗ, але такі, що потребують ремонту або заміни елементів, блоків і модулів ( $M_S$ ), які вийшли з ладу;

2) неправильні дії релейного захисту, тобто зайві спрацювання при відсутності аварійного режиму або неспрацювання при аварійному режимі ( $M_D$ ), не пов'язані з помилками персоналу;

3) помилки персоналу, пов'язані з експлуатацією, тестуванням і програмуванням реле, що впливають на правильність дії релейного захисту, виявлені до настання неправильної дії захисту ( $M_P$ ) або після неї» [17].

Всі ці складові якнайкраще входять в узагальнений *нормалізований показник відмов РЗ*:

$$M_{\Sigma} = \frac{M_S + M_{D_i} + M_{P_i}}{N_i} \cdot 100\% ,$$

де  $M_S, M_{D_i}, M_{P_i}$  - число відмов кожного типу для реле  $i$ -го виду за обраний

період часу;

$N_i$  - число реле  $i$ -го виду, що знаходяться в експлуатації в даний період часу.

Для вирішення проблеми функціональної надійності сучасних пристроїв РЗ, на думку автора Гуревича В. І., необхідні «такі зміни у підходах до застосування МПП РЗ:

- заборона на використання в МПП РЗ функцій, не властивих релейному захисту, наприклад таких, як моніторинг електрообладнання;
- істотне обмеження числа функцій в одному мікропроцесорному терміналі;
- оптимізація числа таких функцій за критерієм не тільки вартості РЗ, а й надійності;
- відмова від використання алгоритмів з недетермінованою логікою, що допускають непередбачувані дії релейного захисту;
- максимальне спрощення програмного інтерфейсу на основі однієї універсальної для всіх МПП РЗ програмної платформи;
- випуск провідними виробниками комп'ютеризованого випробувального устаткування МПП РЗ з набором програм, повністю сумісних з універсальною програмною платформою МПП РЗ і які дозволяють повністю автоматизувати процес випробування МПП РЗ, істотно знизивши вплив «людського фактору»;
- проведення спеціальних досліджень і розробок, що забезпечуватимуть функціонування релейного захисту в умовах деструктивних електромагнітних впливів, наприклад за рахунок підвищення стійкості МПП РЗ до таких дій, а також за рахунок введення резервного комплекту РЗ при надзвичайних ситуаціях, на роль якого підходять лише електромеханічні реле» [17].

## **2.2 Порівняльний аналіз надійності схем релейного захисту**

Аналіз методів оцінювання надійності пристроїв релейного захисту показав, що для кількісного визначення ймовірності  $Q(\Delta t)$  знаходження схеми релейного захисту в непрацездатному стані на інтервалі часу  $\Delta t = t_2 - t_1$  найбільше підходить метод «дерева відмов», який дозволяє визначити шукану величину  $Q(\Delta t)$  як функцію від показників надійності елементів, що складають схему релейного захисту як на електромеханічній, так і на мікропроцесорній базі. Також цей метод

є адаптивним до врахування технічного стану конкретних пристроїв релейного захисту при використанні нечітко–статистичного підходу при оцінюванні ризику виникнення аварії в електроенергетичній системі (ЕЕС) [27].

Для визначення ймовірності знаходження схеми релейного захисту в непрацездатному стані на інтервалі часу  $\Delta t = t_2 - t_1$  необхідно визначити ймовірності відмови захисту в моменти часу  $t_1$  і  $t_2$ . Вони визначаються за ланцюгом відмов пристрою релейного захисту:

$$Q(t) = 1 - P_1(t) \cdot \dots \cdot P_i(t) \cdot \dots \cdot P_m(t),$$

де  $P_i(t)$  - ймовірність безвідмовної роботи в момент часу  $t$   $i$ -тої ланки ланцюга з  $m$  відмов об'єкта.

Оскільки ланки у ланцюгу з'єднані послідовно, ймовірність безвідмовної роботи ланцюга визначається як добуток ймовірностей безвідмовної роботи всіх ланок.

В свою чергу, ймовірність безвідмовної роботи кожної ланки  $P_i(t)$  визначається як сума ймовірностей сумісних подій, так як кожна ланка представляє собою паралельне з'єднання елементів релейного захисту, одночасна відмова яких призводить до непрацездатності всього захисту. В загальному випадку для  $i$ -тої ланки з  $n$  паралельних елементів ймовірність безвідмовної роботи складає:

$$P_i(t) = \sum_{j=1}^n P_{W_j}(t) - \sum_{j,k=1}^n P_{W_j}(t) \cdot P_{W_k}(t) + \sum_{j,k,l=1}^n P_{W_j}(t) \cdot P_{W_k}(t) \cdot P_{W_l}(t) - \dots,$$

де  $P_{W_j}(t)$  - ймовірність безвідмовної роботи елементів релейного захисту  $W_{j,k,l}$ ,  $j, k, l \in W$  та  $W$  - множина елементів, з яких складається схема захисту.

Ймовірності безвідмовної роботи елементів релейного захисту визначаються одним з таких способів [27]:

1) за експоненційним законом розподілу ймовірності відмови об'єкта за незмінних параметрів потоку відмов  $\omega_j = const, j \in W$  відповідних елементів

$$P_{W_j}(t) = \exp(-\omega_j \cdot t);$$

2) за статистичними інтегральними функціями розподілу ймовірності відмов елементів релейного захисту кожного типу  $F_j(t)$ :  $P_{W_j}(t) = 1 - F_j(t)$ ;

3) за статистичними інтегральними функціями розподілу ймовірності відмов, модифікованими з урахуванням фактичного технічного стану кожного окремого елемента захисту  $F_j^M(t)$ :  $P_{w_j}(t) = 1 - F_j^M(t)$ .

Кожен із запропонованих способів має свої переваги та недоліки. Проте, модифіковані функції  $F_j^M(t)$  дозволяють отримати найбільш точну кількісну оцінку ймовірності безвідмовної роботи кожного елемента і, як наслідок, всієї схеми релейного захисту, але їх використання вимагає наявності адекватних моделей стану окремих пристроїв та реле, що ускладнене внаслідок їхньої великої різноманітності.

Після визначення ймовірностей відмови розглядуваної схеми релейного захисту в моменти часу  $t_1$  і  $t_2$  визначають ймовірність відмови схеми релейного захисту на інтервалі часу. Якщо відомо, що в деякий момент часу схема релейного захисту була працездатною, то ймовірність її відмови на інтервалі часу  $\Delta t$  визначається так:

$$Q(\Delta t) = [Q(t_2) - Q(t_1)] / [1 - Q(t_1)].$$

Отримана ймовірність відмови є кількісною характеристикою надійності схеми релейного захисту на інтервалі часу і може бути використана в задачах оцінювання ризику виникнення аварії в ЕЕС та подальшого прийняття рішень щодо зниження його величини.

Як стверджує автор Літвінов В. В. «на Дніпровській ГЕС-1 у 2009—2010 роках була проведена заміна комірок КРП-6 кВ мережі власних потреб з електромеханічними захистами на сучасні комірки, оснащені мікропроцесорними терміналами типу MICOM P139 (струмові реле) та MICOM P922 (реле напруги) фірми AREVA T&D. Приєднання мережі 6 кВ захищались такими захистами:

- максимальний струмовий захист (МСЗ);
- струмова відсічка (СВ).

Після заміни комірок комплект струмових захистів залишився незмінним. Для отримання кількісної оцінки ймовірності відмови у спрацюванні релейного захисту на інтервалі часу  $\Delta t$  був використаний *метод дерева відмов* з розкладанням схеми згідно обраного елемента».

Слід зазначити, що для різних видів короткого замикання (к. з.), які можуть

виникнути у мережі 6 кВ з ізольованою нейтраллю, а саме: трифазного к. з. фаз АВС та двофазних к. з. фаз АВ, ВС й СА, вигляд дерева відмов буде різним. Також його структура буде залежати від того, відбулось к. з. на початку лінії, що захищається (зона дії захисту СВ) чи в кінці лінії (зона дії захисту МСЗ). В даному дослідженні оцінювання надійності схем релейного захисту і, як наслідок, побудова дерев відмов була виконана для найтяжчого з можливих пошкоджень - близького трифазного к. з.

За побудованими деревами відмов були складені відповідні ланцюги відмов. Для оцінювання ймовірності знаходження пристрою релейного захисту в непрацездатному стані на інтервалі часу, до прикладу,  $\Delta t = 3$  місяці необхідно обрати спосіб визначення ймовірності безвідмовної роботи елементів схеми релейного захисту та провести аналіз наявних даних з відмов електромеханічних струмових реле, реле часу, проміжних реле й мікропроцесорного терміналу.

Параметри потоків відмов елементів, що входять до складу обох схем: електромеханічного (ЕМ) РЗ й мікропроцесорного пристрою (МПП) РЗ складають [27]:

- трансформатори струму (ТС) -  $\omega_{ТС} = 0,0003$  1/рік ;
- струмові реле (РС) -  $\omega_{РС} = 0,0001$  1/рік ;
- реле часу (РЧ) -  $\omega_{РЧ} = 0,0005$  1/рік ;
- проміжне реле (РП)  $\omega_{РП} = 0,0003$  1/рік;
- мікропроцесорний термінал (МПТ) -  $\omega_{МПТ} = 0,001$  1/рік.

За приведеними параметрами потоків відмов розраховані ймовірності відмов в моменти часу  $t_1$  і  $t_2$  й за проміжок  $\Delta t = 3$  місяці ЕМ РЗ й МПП РЗ, відповідно:  $Q_{ЕМ РЗ}(\Delta t) = 0,000075$  та  $Q_{МПП РЗ}(\Delta t) = 0,00025$ .

На основі проведеного аналізу показано, що надійність окремих типів МПП РЗ на даний час на порядок нижча від надійності електромеханічних і електронних реле захисту, виконаних на дискретних елементах.

### **2.3 Релейний захист нового покоління. Вимоги до цифрових первинних перетворювачів сигналів**



Принципи дії більшості пристроїв релейного захисту такі, що вони повинні реагувати на струми і напруги (вхідні сигнали), які виникають в контрольованих електричних колах при пошкодженнях і аномальних режимах роботи електромере, що супроводжуються перехідними процесами. Найбільш інтенсивні перехідні процеси зумовлюють короткі замикання (КЗ).

Струм в колі КЗ, як правило, містить аперіодичні складові, періодичну складову промислової частоти, ряд складових вищих гармонік і вільні коливальні складові, частота яких визначається параметрами кола КЗ. Стосовно до релейного захисту можна не враховувати деякі несуттєві аперіодичні і коливальні складові й представити струм КЗ у вигляді суми ряду цих складових.

Напруга у місці встановлення захисту, так само як і струм в колі КЗ, може містити аперіодичні складові й ряд періодичних і вільних коливальних складових з різними частотами.

Прийнявши це до уваги, можна скласти узагальнену математичну модель вхідних сигналів пристроїв релейного захисту. Нею може служити математичний вираз такого вигляду [7]:

$$x(t) = \sum_{l=1}^m X_{0l} \cdot e^{-\beta_{0l} \cdot t} + \sum_{k=1}^n X_{mk} \cdot \cos(\omega_k \cdot t - \psi_k),$$

де  $X_{0l}$ ,  $\beta_{0l}$  - початкове значення і коефіцієнт загасання аперіодичної складової сигналу з номером  $l$  в діапазоні від 1 до  $m$ , відповідно;

$X_{mk}$ ,  $\psi_k$ ,  $\omega_k$  - амплітуда, початкова фаза і частота  $k$ -тої періодичної складової сигналу.

Відомо, що встановлене значення струму зовнішнього КЗ сучасних генераторів, зазвичай, перевищує номінальний струм в 6-7 разів, а ударний струм при наявності в ньому аперіодичної складової може перевищувати номінальний в 10-15 разів. З огляду на можливість насичення магнітопроводів слід орієнтуватися на збільшення струму в колах РЗ в 150-200 разів.

Напруга, як правило, контролюється захистами в більш вузькому діапазоні. В електричних мережах, зазвичай, не допускається підвищення напруги вище 1,4 від номінальної. Мінімальна контрольована напруга в більшості випадків становить 0,05 від номінального значення. Таким чином, динамічний діапазон зміни напруги складає 25-30.

### 2.3.1 Оцінювання частотного діапазону вхідних сигналів кіл релейного захисту

Передача і перетворення сигналів інформації пов'язані з передачею і перетворенням енергії. Тому, для кількісної оцінки параметрів сигналів можна встановити частотний діапазон, в якому сконцентрована основна частина енергії сигналу.

Відповідно до теореми Релея кожній ділянці амплітудного спектру сигналу властива певна щільність енергії, пропорційна  $|S(\omega)|$ . Отже, з вигляду функції  $|S(\omega)|$ , не обчислюючи строго енергію сигналу, можна приблизно судити про її розподіл в частотній області. Так, переважна частина енергії сигналів, найбільш близьких за формою до реальних сигналів кіл РЗ, зосереджена в діапазоні частот від 0 до 500 Гц (див. рис. 2.1).

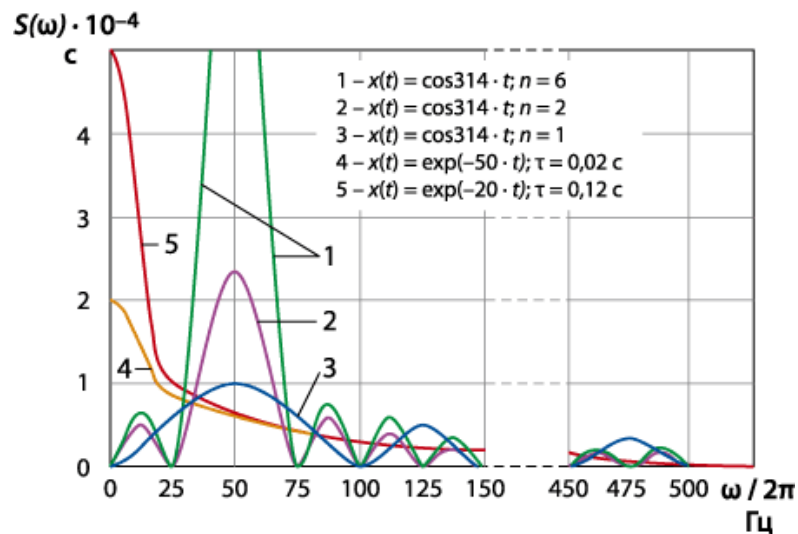


Рисунок 2.1 - Розподіл енергії сигналів кіл РЗ у частотному діапазоні

Слід зауважити, що зі зменшенням часу спостереження за сигналом, що відповідає *підвищенню швидкодії захистів*, його амплітудний спектр розширюється і стає більш однорідним. Отже, для більш швидкодіючих захистів, які, безсумнівно, з'являться в майбутньому, необхідні первинні перетворювачі сигналів з ще більш широким робочим частотним діапазоном, що забезпечує передачу сигналів без спотворення.

Це необхідно враховувати при формуванні вимог до перетворювачів інформації для систем релейного захисту. Наприклад, передача і перетворення

сигналів у швидкодіючих захистах будуть здійснюватися з мінімальними втратами інформації, якщо в них будуть використані елементи, робочий діапазон яких включає в себе частоти від 0 до 500 Гц. Для захистів, що реагують тільки на періодичну складову сигналу і діючих з деякою витримкою часу, можна використовувати перетворювачі інформації з більш вузьким робочим частотним діапазоном.

### 2.3.2 Дослідження частотних спектрів електромагнітних трансформаторів струму

Перетворювальні властивості електромагнітних трансформаторів струму (ТС), які використовуються в колах управління РЗ, в лінійних режимах роботи досить точно відображаються передавальною функцією виду [7]:

$$H_{ТС}(p) = \frac{I_2(p)}{I_1'(p)} = \frac{b \cdot p}{a_2 \cdot p^2 + a_1 \cdot p + a_0},$$

де  $I_2(p)$  та  $I_1'(p)$  - зображення згідно перетворенню Лапласа вторинного і приведенного до вторинного кола первинного струму;

$a_0, a_1, a_2, b$  - постійні коефіцієнти, які визначаються параметрами обвиток та осердя ТС.

Відповідно до Г-подібної схеми заміщення ТС (див. рис. 2.2):

$$a_0 = R_{\Pi} \cdot R_2; \quad a_1 = R_{\Pi} \cdot (L + L_2) + L \cdot R_2; \quad a_2 = L \cdot L_2; \quad b = R_{\Pi} \cdot L;$$

$$R_2 = r_2 + R_H; \quad L_2 = L_{d2} + L_H,$$

де  $L$  і  $R_{\Pi}$  - приведені до вторинної обвитки індуктивність намагнічування і активний опір втрат ТС;

$L_{d2}$  і  $r_2$  - індуктивність розсіювання і активний опір вторинної обвитки ТС;

$L_H$  і  $R_H$  - індуктивність і активний опір навантаження ТС.

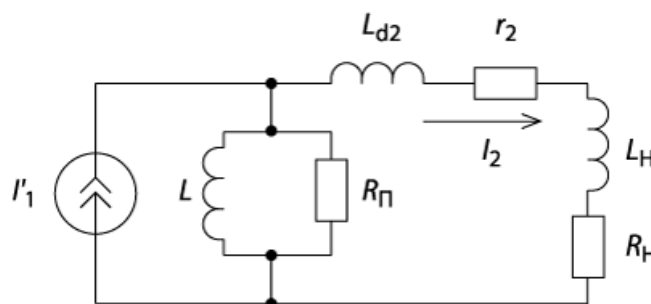


Рисунок 2.2 - Схема заміщення ТС кола РЗ

Нехай на вхід ТС на часовому інтервалі від 0 до  $\tau$  впливає сигнал  $x(t)$  синусоїдальної форми:

$$x(t) = \begin{cases} \sin \omega_0 t & \text{при } 0 \leq t \leq \tau; \\ 0 & \text{при } t \leq 0, t \geq \tau. \end{cases}$$

З метою спрощення процедури аналізу і отримання наочних залежностей, вхідний сигнал можна представити у вигляді різниці двох сигналів (див. рис. 2.3):  
 $x(t) = x_1(t) - x_2(t)$ .

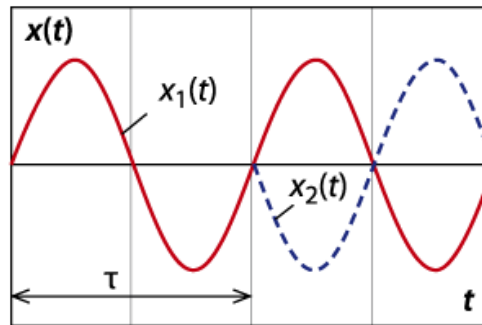


Рисунок 2.3 - Умовне зображення вхідного сигналу ТС

Тут вхідні сигнали такі:

$$x_1(t) = \begin{cases} \sin \omega_0 t & \text{при } t \geq 0; \\ 0 & \text{при } t \leq 0. \end{cases}$$

$$x_2(t) = \begin{cases} (-1)^n \cdot \sin \omega_0 (t - \tau) & \text{при } (t - \tau) \geq 0; \\ 0 & \text{при } (t - \tau) \leq 0. \end{cases}$$

де  $\tau = \frac{n \cdot \pi}{\omega_0}$ ;

$n$  - ціле число півперіодів сигналу;

$\omega_0$  - кутова частота вхідного сигналу.

Реакція ТС на вхідний сигнал  $x(t)$  представляє собою різницю двох сигналів:  
 $y(t) = y_1(t) - y_2(t)$ .

При дії на вхід ТС сигналу  $x_1(t)$  зображення згідно перетворення Лапласа вхідного сигналу визначиться так:  $y_1(p) = x_1(p) \cdot H_{ТС}(p)$ .

Аналогічно реакції ТС на вхідний сигнал  $y_1(t)$  визначається реакція  $y_2(t)$ .

Оскільки на виході ТС важливо мати точно відтворені миттєві значення сигналів, то якість перетворення сигналів трансформатором струму слід

характеризувати абсолютною похибкою перетворення миттєвих значень сигналу, тобто різницею [7]:  $\varepsilon(t) = K_{TC} \cdot x(t) - y(t)$ ,

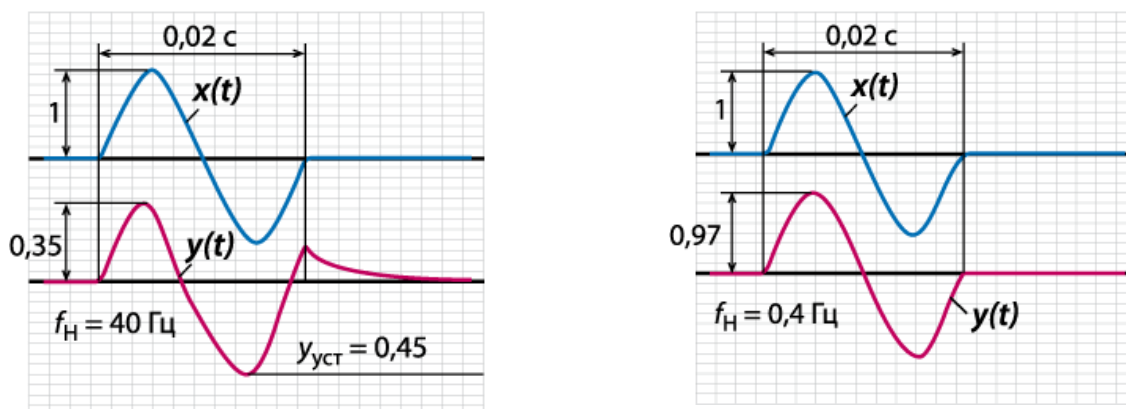
де  $K_{TC}$  - ідеальний коефіцієнт передачі ТС. Для зручності аналізу можна прийняти  $K_{TC} = 1$ .

Аналогічний підхід дозволяє отримати процес проходження іншого характерного для релейного захисту сигналу у вигляді відрізка експоненційної функції через перетворювач із заданою передавальною функцією.

Верхня гранична частота перетворювача визначає ступінь спотворення сигналу на початковому і кінцевому інтервалах. Чим вища верхня гранична частота перетворювача, тим ближчий вихідний сигнал  $y(t)$  за формою до вхідного сигналу  $x(t)$  на цих інтервалах.

Ступінь спотворення рівня сигналу на всьому інтервалі визначається нижньою граничною частотою перетворювача. Чим ближче це значення до нуля, тим точніше передається рівень сигналу. В ідеалі, при нульовій нижній граничній частоті рівень прямокутного сигналу і сигналу експоненційної форми передається без спотворень.

Сигнали перехідних процесів, отримані при проходженні сигналів у вигляді відрізків функцій синусоїдальної форми через трансформатори струму з різними нижніми граничними частотами (постійними часу  $T_1$ ), подані на рис. 2.4.



а)  $f_H = 40 \text{ Гц}$

б)  $f_H = 0,4 \text{ Гц}$

Рисунок 2.4 - Сигнали перехідних процесів у ТС

Вихідний сигнал ТС  $y(t)$ , для якого постійна часу  $T_1 = 0,004 \text{ с}$  (нижня гранична частота дорівнює  $37 \text{ Гц}$ ), як видно з рис. 2.4 а), значно відрізняється від вхідного сигналу  $x(t)$  у відносному значенні амплітуди і фази. Крім того, видно, що сигнал на виході ТС при  $t > \tau$ , як зазначалося вище, відрізняється від нуля.

Трансформатор струму, для якого  $T_I = 0,4$  с, перетворює вхідний сигнал з більш високою точністю (рис. 2.4 б)). Його похибка не перевищує 5% [7].

Таким чином, для релейного захисту нового покоління необхідні цифрові первинні перетворювачі струму і напруги, що забезпечують відсутність спотворення передачі сигналів релейного захисту. При цьому, динамічний діапазон лінійного перетворення первинного струму без спотворень для РЗ повинен становити не менше 200, а для первинних перетворювачів напруги цей діапазон повинен бути не менше 30. Також, для побудови систем релейного захисту необхідно мати первинні перетворювачі струму і напруги з робочим частотним діапазоном від 0 до 500 Гц.

## **2.4 Висновки до розділу**

Статистика спрацювань пристроїв релейного захисту (РЗ) свідчить про набагато нижчу на даний час надійність мікропроцесорних пристроїв від електромагнітних (порядку 60%), так як при практично однаковому відсотку правильних спрацювань їх кількість на порядок більша в електромагнітних.

Підтверджена статистичними даними модель надійності пристроїв РЗ у вигляді узагальненого нормалізованого показника відмов.

Досліджена модель надійності пристроїв РЗ в результаті визначення ймовірностей відмов схем РЗ як в певні моменти часу, так і на інтервалі часу.

В результаті дослідження моделі коефіцієнта передачі електромагнітного трансформатора струму як елемента кола РЗ встановлено необхідний динамічний діапазон лінійного перетворення первинного струму без спотворень й робочий частотний діапазон перетворювача.

## 3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 3.1 Вибір вимикачів

Вимикач – це комутаційний апарат, призначений для включення і відключення струму.

Вимикачі вибираються за умовами:

$$\begin{aligned}U_{н.вим} &\geq U_{уст}; \\ I_{н.вим} &\geq I_{норм}; \\ I_{н.вим} &\geq I_{max},\end{aligned}\tag{3.1}$$

де  $U_{н.вим}$  – номінальна напруга вимикача, кВ;

$I_{н.вим}$  – номінальний струм вимикача, А;

$I_{норм}$  – найбільший струм нормального режиму, А;

$I_{max}$  – найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму, А.

Перевірка вимикачів виконується за наступними умовами:

- на симетричний струм відключення :

$$I_{відкл.ном} \geq I''_к,\tag{3.2}$$

де  $I_{відкл.ном}$  – номінальний струм відключення вимикача, кА;

- на можливість відключення аперіодичної складової струму короткого замикання :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{ат};\tag{3.3}$$

$$\tau = t_{зmin} + t_{в.в},$$

де  $i_{а.ном}$  – номінальне допустиме значення аперіодичної складової струму, що відключається, для часу  $\tau$ , кА;

$\beta_{норм}$  – нормоване значення вмісту аперіодичної складової в струмі, що відключається, %. Визначається по рис. 4.33 [37], залежно від  $\tau$  або за каталожними даними вимикача;

- по вмикаючій здатності:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}; I_{вкл} \geq I''_к,\tag{3.4}$$

де  $i_{вкл}$  – найбільший пік струму включення, кА;

$I_{вкл}$  – номінальний струм включення, кА;

- на електродинамічну стійкість:

$$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}; I_{гр.наск.} \geq I_k'' \quad (3.5)$$

де  $i_{гр.наск.}$  – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) граничного наскрізного струму, кА;

$I_{гр.наск.}$  – діюче значення періодичної складової граничного наскрізного струму короткого замикання, кА;

- на термічну стійкість:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$B_k = I_k''^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a); \quad (3.6)$$

$$t_{відкл.} = t_{р.з} + t_{відкл.},$$

де  $I_{тер}$  – струм термічної стійкості, кА;

$t_{тер}$  – тривалість протікання струму термічної стійкості, с;

$B_k$  – тепловий імпульс струму короткого замикання за розрахунком, кА<sup>2</sup>с;

$t_{відкл.}$  – розрахункова тривалість короткого замикання, с;

$t_{р.з}$  – час дії основного релейного захисту в цьому колі, с;

$t_{відкл.в}$  – повний час відключення вимикача, с.

### 3.1.1 Вибір вимикачів на РП 110 кВ

Згідно технічного завдання передбачається, що на РП 110 кВ будуть встановлені елегазові вимикачі марки GL-312F1 виробництва «Areva» Німеччина (див. рис. 3.1).





Рисунок 3.1 – Зовнішній вигляд вимикача GL-312 F1

Елегазові вимикачі є найбільш сучасними комутаційними апаратами ВН. У елегазових вимикачах дугогасячим і ізолюючим середовищем є спеціальний електричний газ (елегаз – SF<sub>6</sub>), що має властивості, необхідні для дугогасіння і для електричної ізоляції.

Необхідно перевірити відповідність вимикача умовам вибору (3.1) і перевірки (3.2) - (3.6). Результати перевірки зведемо в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Порівняння параметрів вимикача GL-312F1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача
$U_{н.вим} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{н.вим} \geq I_{норм}$	350 А	3150 А
$I_{н.вим} \geq I_{max}$	600 А	3150 А
$I_{відкл.ном} \geq I_k''$	5,721 кА	До 40 кА
$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{ат}$ $\tau = t_{зmin} + t_{в.в}$	1,21 кА	До 40 кА
$i_{вим} \geq i_{уд}; I_{вим} \geq I_k''$	13,009 кА 5,721 кА	До 104 кА До 40 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$ $I_{пр.скв} \geq I_k''$	13,009 кА 5,721 кА	До 104 кА До 40 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $B_k = I_k''^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$	1 898 кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с

Пропонований вимикач GL-312F1 проходить за усіма умовами.

### 3.1.2 Вибір вимикачів на РП 35 кВ

На РП 35 кВ пропонується встановити вакуумний вимикач ВР35НСМ-35-20/1600У1 (див. рис. 3.2).



Рисунок 3.2 – Зовнішній вигляд вимикача ВР35НСМ-35-20/1600У1

Перевіримо відповідність вимикача умовам вибору (3.1) і перевірки (3.2) - (3.6). Результати перевірки зведемо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Порівняння параметрів вимикача ВР35НСМ-35-20/1600У1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача
1	2	3
$U_{н.вим} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
$I_{н.вим} \geq I_{норм}$	165,78 А	1600 А
$I_{н.вим} \geq I_{max}$	232,088 А	1600 А
$I_{відкл.ном} \geq I_{пт}$	3,867 кА	20 кА
$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{ат}$ $\tau = t_{з min} + t_{в.в}$	0,818 кА	20 кА
$i_{вим} \geq i_{уд}; I_{вим} \geq I''_к$	8,794 кА 3,867 кА	52 кА 20 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I''_к$	8,794 кА 3,867 кА	52 кА 20 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_к$ $B_к = I_к''^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$	1 867 кА <sup>2</sup> с	2200 кА <sup>2</sup> с

Пропонований вимикач ВР35НСМ-35-20/1600У1 проходить за усіма умовами.

### 3.2 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувач – це контактний комутаційний апарат, призначений для відключення і включення електричного кола без струму або з незначним струмом.

Роз'єднувачі вибираються за умовами:

$$\begin{aligned} U_{н.роз} &\geq U_{уст}; \\ I_{н.роз} &\geq I_{норм}; \\ I_{н.роз} &\geq I_{max}. \end{aligned} \quad (3.7)$$

Вибраний роз'єднувач необхідно перевірити за умовами:

- на електродинамічну стійкість в режимі короткого замикання :

$$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}; I_{гр.наск.} \geq I_{н0}; \quad (3.8)$$

- на термічну стійкість:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k. \quad (3.9)$$

### 3.2.1 Вибір роз'єднувачів на РП 110 кВ

На стороні ВН встановлюються два типи роз'єднувачів РДЗ1-110-ІІ/2000УХЛ1 (з одним комплектом заземлюючих ножів) і РДЗ2-110-ІІ/2000УХЛ1 (з двома комплектами заземлюючих ножів) виробництва ВАТ УЗ «Електроапарат».

Необхідно перевірити відповідність роз'єднувача умовам вибору (3.7) і перевірки (3.8) і (3.9). Результати перевірки зведемо в табл.3.3.

Таблиця 3.3 – Порівняння параметрів роз'єднувачів РДЗ1-110 - ІІ/2000УХЛ1 і РДЗ2-110 - ІІ/2000УХЛ1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані роз'єднувача
$U_{н.роз} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{н.роз} \geq I_{норм}$	350 А	2000 А
$I_{н.роз} \geq I_{max}$	600 А	2000 А

$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}; I_{гр.наск.} \geq I''_к$	13,009 кА 5,721 кА	80 кА 40 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_к$ $B_к = I_к''^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a)$	1,898 кА <sup>2</sup> с	1875 кА <sup>2</sup> с

Роз'єднувачі РДЗ1-110 - П/2000УХЛ1 і РГДЗ2-110 - П/2000УХЛ1 відповідають усім необхідним параметрам.

### 3.2.2 Вибір роз'єднувачів на РП 35 кВ

На стороні СН також встановлюються два типи роз'єднувачів РДЗ1-35 - П/1000УХЛ1 і РДЗ2-35 - П/1000УХЛ1 (з двома комплектами заземлюючих ножів). Роз'єднувачі цього типу призначені для включення і відключення знеструмлених ділянок електричних кіл.

Перевіримо відповідність запропонованих роз'єднувачів умовам вибору (3.7) і перевірки (3.8) і (3.9). Результати перевірки зведемо в табл.3.4.

Таблиця 3.4 – Порівняння параметрів роз'єднувачів РДЗ1-35 - П/1000УХЛ1 і РДЗ2-35 - П/1000УХЛ1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані роз'єднувача
$U_{н.роз} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
$I_{н.роз} \geq I_{норм}$	165,78 А	1000 А
$I_{н.роз} \geq I_{max}$	232,088 А	1000 А
$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}; I_{гр.наск.} \geq I_{н0}$	8,794 кА 3,867 кА	63 кА 25 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_к$ $B_к = I_{н0}''^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a)$	1,867 кА <sup>2</sup> с	1875 кА <sup>2</sup> с

Роз'єднувачі РДЗ1-35-П/1000УХЛ1 і РДЗ2-35-П/1000УХЛ1 задовольняють усім умовам вибору і перевірки.

### 3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для

відділення кіл вимірювання і захисту від первинних кіл високої напруги.

Вимірювальні трансформатори струму вибирають:

- по напрузі установки :

$$U_{н.мс} \geq U_{уст}, \quad (3.10)$$

де  $U_{н.мс}$  – номінальна напруга трансформатора струму, кВ;

- по струму:

$$I_{1н.мс} \geq I_{норм}; \quad (3.11)$$

$$I_{1н.мс} \geq I_{max}, \quad (3.12)$$

де  $I_{1н.мс}$  – номінальний первинний струм трансформатора струму, А.

- по конструкції і класу точності;

- по електродинамічній стійкості:

$$k_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.мс} \geq i_{уд}; i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (3.13)$$

де  $k_{ед}$  – кратність електродинамічної стійкості по каталогу;

- по термічній стійкості:

$$(k_m \cdot I_{1н.мс})^2 \cdot t_{мер} \geq B_k; I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (3.14)$$

де  $k_m$  – кратність термічної стійкості;

- по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н}, \quad (3.15)$$

де  $Z_2$  – вторинне навантаження трансформатора струму, Ом;

$Z_{2н}$  – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму у вибраному класі точності, Ом.

Вторинне навантаження складається з опору приладів, сполучних проводів і перехідного опору контактів :

$$r_2 = r_{прил} + r_{пр} + r_k.$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2},$$

де  $S_{прил}$  – потужність, споживана приладами, В·А;

$I_2^2$  – вторинний номінальний струм приладу, А.

Опір контактів приймається 0,05 Ом при двох-трьох приладах і 0,1 Ом при

більшому числі приладів. Необхідно витримати умову:

$$r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{н}},$$

звідки

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{н}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}.$$

Знаючи  $r_{\text{пр}}$ , можна визначити переріз сполучних проводів

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

де  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу, Ом·м/мм<sup>2</sup>. В даному випадку застосовуються проводи з алюмінієвими жилами  $\rho = 0,0283$  Ом·м/мм<sup>2</sup>);

$l_{\text{роз}}$  – розрахункова довжина, залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму, м.

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100 або  $100/\sqrt{3}$  В і для відділення кіл вимірювання і релейного захисту від первинних кіл високої напруги.

Трансформатори напруги вибираються:

- по напрузі установки :

$$U_{\text{н.тн}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (3.16)$$

де  $U_{\text{н.тн}}$  – номінальна напруга трансформатора напруги, кВ;

- по конструкції і схемі з'єднання обмоток;

- по класу точності;

- по вторинному навантаженню:

$$S_{\text{н.тн}} \geq S_{2\Sigma}, \quad (3.17)$$

де  $S_{\text{н.тн}}$  – номінальна потужність у вибраному класі точності, В·А;

$S_{2\Sigma}$  – навантаження усіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

Навантаження приладів визначається по формулі:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{прил}} \cdot \cos \varphi_{\text{прил}})^2 + (\sum S_{\text{прил}} \cdot \sin \varphi_{\text{прил}})^2} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2}.$$

### 3.3.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги на РП 110 кВ

Відповідно до технічного завдання на стороні ВН встановлюються трансформатори струму марки TG - 145-600/5. Вимірювальні трансформатори струму TG 145 призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам, пристроям захисту і керування в установках змінного струму частотою 50 Гц і напругою 110 кВ. Внутрішня ізоляція вимірювальних трансформаторів TG 145 – суміш азоту (60%) і елегазу (40%) для виконання «ХЛ» або елегаз 100% для виконання «У».

Виконаємо перевірку запропонованого трансформатора струму згідно з умовами (3.10) - (3.15). Результати перевірки зведемо в табл. 3.6. Спершу складемо табл.3.5 – приладів, що підключаються до трансформатора струму (згідно з таблицею 4.8 [37]).

Таблиця 3.5 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Найменування	Тип	Навантаження, В·А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Разом:		0,5	0,5	0,5

Таблиця 3.6 – Порівняння параметрів трансформатора струму TG - 145-600/5 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора струму
$U_{н.мс} \geq U_{уст}$	110кВ	110кВ
$I_{1н.мс} \geq I_{норм}$	350 А	600 А
$I_{1н.мс} \geq I_{max}$	600 А	600 А
$k_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.мс} \geq i_{уд}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	13,009 кА	67,882 кА 80 кА
$(k_m \cdot I_{1н.мс})^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	1,898 кА <sup>2</sup> ·с	357,21 кА <sup>2</sup> ·с 992,25 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_2 \leq Z_{2н}$	0,476 Ом	1,2 Ом

Розрахунковий переріз виходить рівним 1,478 мм<sup>2</sup>, що неприпустимо за

умовами міцності (пункт 3.4.4 [32]). Тому приймаємо стандартний переріз 4 мм<sup>2</sup>.

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 4 мм<sup>2</sup> :

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4,0} = 0,425 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,001 + 0,425 + 0,05 = 0,476 \text{ Ом}.$$

Таким чином, трансформатор струму TG-145 з коефіцієнтом трансформації 600/5 і класом точності 0,5/10P/10P/10P проходить за усіма параметрами.

### 3.3.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги на РП 35 кВ

До складу вимикачів ВР35НСМ-35-20/1600У1 входять вбудовані трансформатори струму ТОЛ-35 - III - 1000/5.

Виконаємо перевірку цих трансформаторів струму згідно з умовами (3.10)-(3.15). Результати перевірки зведемо в табл.3.8. У табл. 3.7 приведений перелік приладів, що підключаються до трансформатора струму.

Таблиця 3.7 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Найменування	Тип	Навантаження, В·А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	ЦЭ6805В	0,2	-	0,2
Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6811	0,3	-	0,3
Разом:		1,5	0,5	1,0

Таблиця 3.8 – Порівняння параметрів трансформатора струму ТБ-35 - II - 1000/5 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора струму
$U_{н.мс} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
$I_{1н.мс} \geq I_{норм}$	165,78 А	1000 А
$I_{1н.мс} \geq I_{max}$	232,088 А	1000 А
$k_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.мс} \geq i_{yd}$ $i_{дин} \geq i_{yd}$	8,794 кА	125кА 49кА



$(k_m \cdot I_{1н.мс})^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	1,867 кА <sup>2</sup> ·с	1875кА <sup>2</sup> ·с 1875кА <sup>2</sup> ·с
$Z_2 \leq Z_{2н}$	0,585 Ом	1,2 Ом

Розрахунковий переріз виходить рівним 1,633 мм<sup>2</sup>, що неприпустимо за умовами міцності (пункт 3.4.4 [32]). Тому приймаємо стандартний переріз 4 мм<sup>2</sup>.

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 4 мм<sup>2</sup>.

Таким чином, трансформатор струму ТБ-35 - II - 1000/5 з коефіцієнтом трансформації 600/5 і класом точності 0,5/10P/10P проходить за усіма параметрами.

Вимірювальний трансформатор напруги пропонується встановити типу ЗНОМ-35-65 У1.

Складемо табл. 3.9, в якій покажемо вторинні навантаження трансформатора напруги.

Таблиця 3.9 – Вторинні навантаження трансформатора напруги

Найменування кола	Прилад	Тип	Спожи-вана потуж-ність 1 котушки, В·А	К-сть котушок шт.	К-сть приладів шт	$S_{роз}$ В·А
1	2	3	4	5	6	7
Збірні шини	Вольтметр	Э-350	2	1	1	2
	Реєструваль-ний вольтметр	Н-394	10	1	1	10
Лінія 35 кВ	Лічильник активної енергії	ЦЭ6805В	1	2	1	2
	Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6811	1	2	1	2
Кола трансфор-матора	Ватметр	Д-350	2	2	1	4
	Лічильник активної енергії	ЦЭ6805В	1	2	1	2
	Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6811	1	2	1	2
Разом:						24

Виконаємо перевірку запропонованого трансформатора напруги згідно з умовами (3.16) і (3.17). Результати перевірки зведемо в табл.3.10.

Таблиця 3.10 – Порівняння параметрів трансформатора напруги ЗНОМ-35-65 У1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора напруги
$U_{н.тн} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
Y-0/Y-0/Δ	Y-0/Y-0/Δ	Y-0/Y-0/Δ
$S_{н.тн} \geq S_{2\Sigma}$	24В·А	150В·А

Трансформатор напруги типу ЗНОМ-35-65 У1 підходить за всіма умовами.

### 3.4 Вибір струмоведучих частин

Основне електричне обладнання підстанції і апарати в цих колах (вимикачі, роз'єднувачі і інші) з'єднуються між собою провідниками різного типу, які утворюють струмоведучі частини електричної установки.

#### 3.4.1 Вибір струмоведучих частин на РП 110 кВ

Згідно [37], у РП 35 кВ і вище застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС. Переріз гнучких шин вибирається по тривалому струму при максимальному навантаженні:

$$(3.18)$$

$$I_{дон} \geq I_{max},$$

де  $I_{дон}$  – допустимий тривалий струм, А.

По табл. п. 1.3.29 [32], враховуючи що  $I_{max} = 281,144$  А, приймаємо сталевалюмінієві проводи марки АС-185/24,  $I_{дон} = 850$  А,  $q = 211,2$  мм<sup>2</sup>,  $d = 18,9$  мм. Фази розташовані горизонтально з відстанню між фазами  $D = 250$  см.

Перевірка вибраного перерізу :

- на взаємне доторкування не робиться, оскільки  $I_{\kappa}'' \leq 20$  кА (згідно з пунктом 4.2.56 [32]);

- перевірка за умовами корони :

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (3.19)$$

де  $E$  – напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого провода, кВ/см;

$E_0$  – початкова критична напруженість електричного поля, кВ/см.

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (3.20)$$

де  $m$  – коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні провода (для багатожильних проводів  $m = 0,82$ );

$r_0$  – радіус проводу, см.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається за виразом:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (3.21)$$

де  $U$  – лінійна напруга, кВ;

$D_{cp}$  – середнє геометричне відстань між проводами фаз, см. При горизонтальному розташуванні фаз  $D_{cp} = 1,26 \cdot D$ .

Згідно (3.21) і (3.20) визначуваний  $E$  і  $E_0$  та виконуємо перевірку по (3.19):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}} \right) = 33,312 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,77 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 250}{0,77}} = 19,361 \text{ кВ/см};$$

$$19,361 \text{ кВ/см} \leq 33,312 \text{ кВ/см}.$$

Таким чином провід АС-185/24 за умовами корони відповідає.

### 3.4.2 Вибір струмоведучих частин на РП 35 кВ

Від трансформатора до відкритого РП вибираємо гнучкий струмопровід. По табл. п. 1.3.29 [32], враховуючи що  $I_{\max} = 232,088$  А, згідно (3.18) приймаємо сталєалюмінієві проводи марки АС-150/19,  $I_{\text{дон}} = 450$  А,  $q = 148$  мм<sup>2</sup>,  $d = 16,8$  мм. Фази розташовані горизонтально з відстанню між фазами  $D = 150$  см

Згідно (3.21) і (3.20) визначаєм  $E$  і  $E_0$  і робимо перевірку по (3.19) :

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,84}} \right) = 32,952 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,84 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 150}{0,84}} = 6,271 \text{ кВ/см};$$

$$6,271 \text{ кВ/см} \leq 32,952 \text{ кВ/см}.$$

Таким чином провід АС-150/19 за умовами корони відповідає.

### **3.5 Вибір конструкції розподільного пристрою**

Згідно [32], при напрузі 10 кВ на підстанції споруджуються ЗРП; при напрузі 35 кВ і вище споруджуються відкриті РП (ВРП) за умови, що підстанція не знаходиться в хімічно активній зоні або в районі Крайньої півночі.

У цьому проекті РП 110 кВ і РП 35 кВ виконані відкритими; РП 10 кВ - закритим.

Усі апарати ВРП 110 кВ і ВРП 35 кВ мають бути розташовані на невисоких підставках (металевих або залізобетонних).

Кабелі оперативних кіл, кіл керування, релейного захисту, автоматики і повітропроводи прокладені в лотках із залізобетонних конструкцій без заглиблення їх в ґрунт.

### **3.6 Вибір трансформатора власних потреб**

На районній трансформаторній підстанції трансформатори власних потреб (ТВП) використовуються для живлення: засобів освітлення; приладів; обігрівання приводів вимикачів; блоків живлення кіл релейного захисту і автоматики; систем обдування радіаторів силових трансформаторів та ін.

Кількість трансформаторів власних потреб відповідає кількості силових трансформаторів (або кількості секцій шин РП-10 кВ). Вибираємо 2 трансформатори власних потреб, а отже на даній підстанції буде 2 комірки трансформатора власних потреб (див. рис. 3.3).

Комірки КМ-1LE комплектуються трансформаторами власних потреб марки ТС. Вибираємо трансформатори Т-1, Т-2 марки ТС-40 – трансформатор сухий номінальною потужністю 40 кВА (див. рис. 3.4).

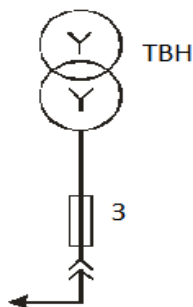


Рисунок 3.3 - Схема комірки трансформатора власних потреб

Трансформатори трифазні сухі спеціального призначення з природним повітряним охолодженням типу ТС-250/10 призначені для живлення власних потреб шаф КРП.

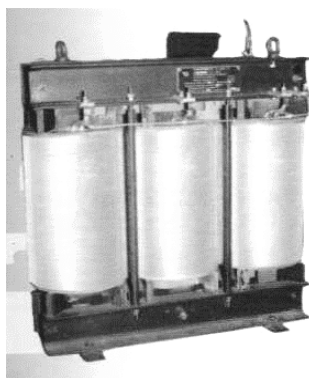


Рисунок 3.4 – Зовнішній вигляд трансформатора ТС-250/10

### 3.7 Вибір запобіжників та автоматичних вимикачів

Вибір запобіжників для вимірювального трансформатора проводять за такими умовами:

- 1) За номінальною напругою:

$$U_{уст} = U_{ном} = 10кВ.$$

- 2) За максимальним робочим струмом:

Струм, який протікає через запобіжник, обумовлений потужністю вимірювального трансформатора струму ( $S=1$  кВА) і дорівнює:

$$I_{ном} = \frac{1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 0.06 \text{ А.}$$

Вибираємо запобіжники марки ПКТ 101-10-2-12.5 УЗ - запобіжник з кварцовим наповнювачем, класу напруги 10 кВ, номінальний струм 2 А, номінальний струм відсічки 12,5 кА, кліматичне виконання УЗ- помірний клімат, 3 зона (приміщення). Високовольтні запобіжники ПКТ 101-10-2-12.5 УЗ призначені для захисту силових трансформаторів, повітряних і кабельних ліній на номінальну напругу 10 кВ.

Виконаємо перевірку:

Струм  $I_{кз}$  був розрахований раніше і дорівнює 1,37 кА.

Так як  $12,5 > 1,37$ , отже умова виконується.

Умови вибору автоматичних вимикачів.

Для забезпечення надійного захисту електроустаткування за допомогою автоматичних вимикачів їхні параметри мають відповідати умовам, наведеним у табл. 3.11.

Таблиця 3.11 - Умови вибору автоматичних вимикачів

Найменування параметра	Умова вибору
Номінальна напруга	$U_{а ном} \geq U_{роб max}$
Номінальний струм автомата	$I_{а ном} \geq I_{у ном}$
Номінальний струм теплового розчіплювача	$I_{р ном} \geq k_{н р} \cdot I_{роб max}$
Граничний відключаємий автоматом струм	$I_{зр відкл} \geq I_{кз max}$
Електродинамічна стійкість	$i_{дин} \geq i_{уд розр}$

У таблиці прийняті такі позначення:

$U_{аном}$  – номінальна напруга автоматичного вимикача, В;

$U_{роб м}$  – робоча напруга мережі, В;

$I$  – номінальний струм автоматичного вимикача, А;

$I_{у ном}$  – номінальний струм установки, А;

$I_{р ном}$  – номінальний струм розчіплювача із залежною характеристикою, А;

$k_{н.р.}$  – коефіцієнт надійності, що враховує розкид по струму спрацьовування розчіплювача із залежною характеристикою;

$I_{роб\ max}$  – максимальний робочий струм захищеної електроустановки, А;

$I_{кз\ max}$  – максимальний струм короткого замикання в місці встановлення автоматичного вимикача, кА;

$I_{дин}$  – струм електродинамічної стійкості автоматичного вимикача, кА;

$i_{уд\ розр}$  – ударне розрахункове значення струму короткого замикання в місці встановлення автоматичного вимикача, кА.

Проведемо розрахунок для вибору автоматів.

Для освітлення комірок КРУН-10 підбираємо автомат по струму:

$$I_{A3} = I_{A4} = 0,98 \cdot \frac{1}{0,4} = 2,37\ A.$$

Такий же автомат потрібно встановити для захисту чергового приміщення.

Для загального освітлення підбираємо автомат по струму:

$$I_{A4} = 0,98 \cdot \frac{2,4}{0,4} = 5,88\ A.$$

На той випадок, коли автомати не спрацюють, або вийдуть з ладу потрібно, вибравши ще один загальний автоматичний вимикач на загальний струм, що буде проходити через коло власних потреб підстанції.

$$I_{A1} = I_{A2} + I_{A3} + I_{A4} = 10,62\ A.$$

Вибираємо автоматичні вимикачі марки **PL6**.

### **3.8 Вибір обмежувачів перенапруги 10 кВ**

В даному пункті вибираємо ОПН, які знаходяться на стороні 10 кВ силових трансформаторів Т-1 і Т-2 та ОПН, які знаходяться в комірках вимірювальних трансформаторів напруги. Вибираємо ОПН марки ОПН–КР/TEL-10/12 УХЛ2 – обмежувач перенапруги нелінійний з полімерною ізоляцією серії КР/ TEL. Номінальна напруга 35 кВ, найбільша допустима напруга 12 кВ. УХЛ2 – виконання для помірно холодного клімату, 2 зона.

Обмежувачі перенапруги даної марки призначені для захисту електроустановки в мережах класу напруга 6-10 кВ з ізольованою або компенсованою нейтраллю.

Виконаємо перевірку вибраного ОПН.

1) По номінальній напрузі:

умова виконується  $12 \text{ кВ} > 10 \text{ кВ}$ ;

2) За рівнем тимчасових перенапруг:

$T$  – кратність перенапруги, для даного ОПН  $T=2.35$  при часі впливу  $t = 1\text{с}$ .

$$U_{\text{ПЕР}} = 2.35 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 13.568 \text{ кВ}.$$

З вольт-часової характеристики для даного ОПН визначаємо кратність перенапруги  $T$ , яка рівна 1.42.

$$U_{\text{ПЕР.РОЗ.}} = 1.42 \cdot 12 = 17.04 \text{ кВ}.$$

Отже умова виконується:  $17,04 \text{кВ} > 13,568 \text{кВ}$ .

3) Обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами і має бути  $K_{\text{зр}} > 0,2$ :

Для захисту трансформаторів на стороні 10 кВ:

$$U_{\text{ВИП}} = 39,6 \text{ кВ}; \quad U_{\text{ОСТ}} = 31,3 \text{ кВ};$$

$$K_{\text{ГР}} = \frac{39,6 - 31,3}{39,6} = 0,22.$$

$0,22 > 0,2$  – отже умова виконується.

4) Обмежувач повинен забезпечити захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами  $A_{\text{ВН}}$ :

Для класу напруги 10 кВ  $U_{\text{дон}} = 54 \text{кВ}$ ,  $U_{\text{осн}} = 34 \text{кВ}$ . Тоді  $K_{\text{ВН}}$  буде дорівнювати:

$$K_{\text{ВН}} = \frac{(54 - 34)}{54} = 0,37.$$

Так як  $0,37 > (0,15 - 0,25)$ , отже умова виконується.

5) Умова вибухонебезпечності ОПН.

Так як  $1,37 \text{ кА} < 10 \text{ кА}$ , отже умова виконується.

### 3.9 Висновки до розділу

Проведено вибір сучасного комутаційного обладнання: вимикачів, роз'єднувачів для підвищення надійності району електропостачання трансформаторної підстанції.



Здійснено заміну короткозамикачів на стороні 110 кВ на елегазові вимикачі, заміну оливних вимикачів на стороні 35 кВ на вакуумні вимикачі.

Здійснено вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги, струмовідних частин, трансформаторів власних потреб, обмежувачів перенапруги та іншого комутаційного обладнання.

#### **4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА**

##### **РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ НА ДІЛЬНИЦЯХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ ТА РЕЖИМІВ НАВАНТАЖЕНЬ**

При експлуатації електричних станцій, підстанції і мереж досить часто виникають короткі замикання. Можна виділити декілька наслідків КЗ:

- системна аварія, викликана порушенням стійкості системи;
- термічне пошкодження електрообладнання, пов'язане з його неприпустимим нагрівом струмами КЗ;
- механічне пошкодження електрообладнання, що викликається дією великих електромагнітних сил між струмоведучими частинами;
- погіршення умов роботи споживачів. При зниженні напруги, наприклад до 60...70 % від номінального, протягом 1 с і більш можлива зупинка двигунів промислових підприємств;
- наведення ЕРС при несиметричних КЗ в сусідніх лініях зв'язку і сигналізації, небезпечних для обслуговуючого персоналу.

Розрахунок струмів К.З. необхідний для вибору уставок релейного захисту і визначення їх чутливості.

У розрахунках струмів короткого замикання необхідно визначити:

$I_K''$  – початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання – для розрахунку обладнання на термічну стійкість;

-  $i_{уд}$  – ударний струм короткого замикання – для розрахунку обладнання на електродинамічну стійкість;

-  $i_{ар}$  – аперіодичну складову струму короткого замикання у момент  $t = \tau$  (відключення кола) – для перевірки вимикача на відключаючу здатність;

-  $I_{nr}$  – періодичну складову струму короткого замикання у момент  $t = \tau$  (відключення кола) – для перевірки вимикача на відключаючу здатність.

#### 4.1 Початкові дані для розрахунку струмів короткого замикання

Розрахункова схема приведена на рис.4.1.

Для розрахунку струмів короткого замикання на проектуваному об'єкті розраховуємо струми короткого замикання на шинах підстанцій «Промислова-2» і «Лозова».

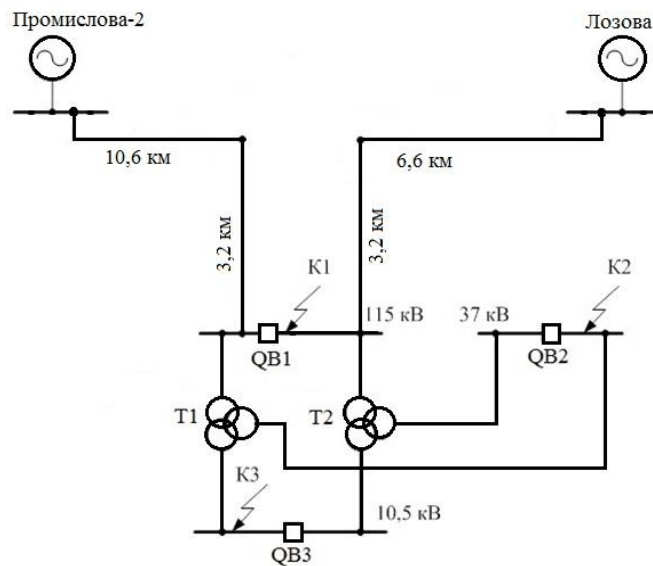


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема

Підстанція «Промислова-2» :

- нормальний режим:  $U_{cp} = 115 \text{ кВ}$ ,  $I_{max}^{(3)} = 14,1 \text{ кА}$ ;

Підстанція «Лозова» :

- нормальний режим:  $U_{cp} = 115 \text{ кВ}$ ,  $I_{max}^{(3)} = 16,875 \text{ кА}$ ;

Визначимо потужності короткого замикання енергосистем :

$$S_{кз}^{Пром-2} = \sqrt{3} \cdot U_{max} \cdot I_{max}^{(3)} ; \quad S_{кз}^{Пром-2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 14,1 = 2808,52 \text{ МВА};$$

$$S_{K3}^{Лозова} = \sqrt{3} \cdot U_{\max} \cdot I_{\max}^{(3)} ; S_{K3}^{Лозова} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 16,875 = 3361,261 \text{ МВА.}$$

Еквівалентна схема заміщення показана на рис. 4.2. Згідно з схемою заміщення вважаємо, що підстанція «Промислова-2» – система С1, а підстанція «Лозова» – С2.

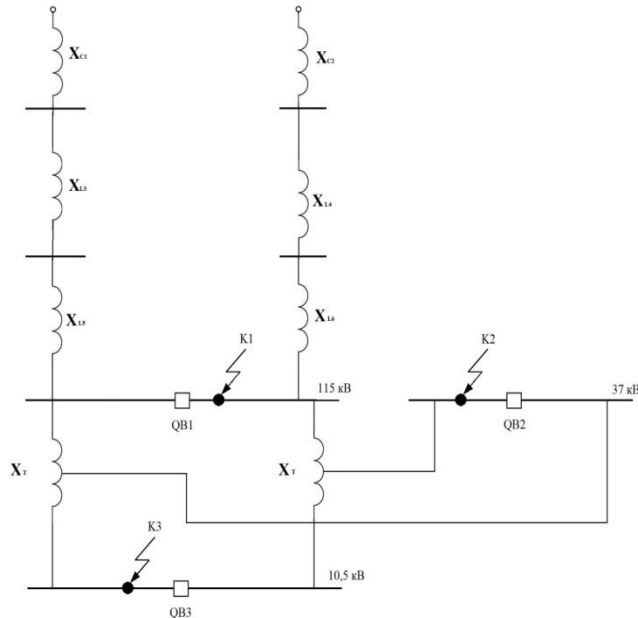


Рисунок 4.2 – Еквівалентна схема заміщення

Розрахунок проведемо у відносних та іменованих одиницях. Приймаємо за базову потужність  $S_B = 400 \text{ МВА}$ . Приймаємо за базові напруги 115,37 кВ та 10,5 кВ.

#### 4.2 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-1

Проведемо розрахунок струмів короткого замикання в точці К-1.

Еквівалентна схема заміщення для розрахунку трифазного та двофазного струму короткого замикання в точці К-1 і шляхи її перетворення приведені на рис.4.3.

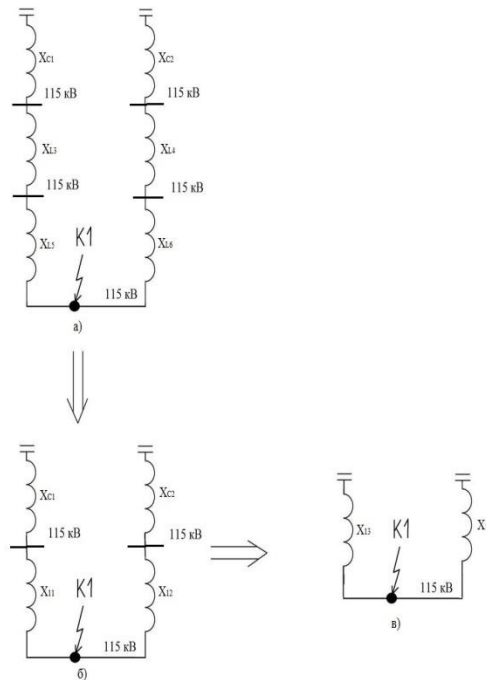


Рисунок 4.3 – Еквівалентна схема заміщення для розрахунку трифазного короткого замикання в точці К1 і шляхи її перетворення:

а) – вихідна схема; б) – перетворення схеми; в) – кінцева схема

*Розрахунок КЗ в точці К-1 у відносних одиницях:*

Опори систем визначаємо за формулою:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{кз}}, \quad (4.1)$$

де  $S_{кз}$  – потужність короткого замикання відповідної системи.

Згідно (4.1) отримуємо:

$$X_1 = \frac{400}{1872,347} = 0,214; \quad X_2 = \frac{400}{2240,841} = 0,178.$$

Опори ліній можна визначити по наступній формулі:

$$X_{лен} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2}, \quad (4.2)$$

$X_0$  – питомий реактивний опір лінії (визначається [37]), Ом/км;

$l$  – довжина лінії, км;

$U_{cp}$  – середня напруга в місці встановлення цього елемента, кВ.

В результаті, згідно (4.2), отримуємо:

$$X_3 = 0,4 \cdot 37,7 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,456; \quad X_4 = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,283;$$

$$X_5 = X_6 = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,143$$

У розрахунках не враховуються опори, по яких струм не проходить.

Складемо усі послідовні опори утворених гілок :

$$X_{12} = X_3 + X_5 = 0,456 + 0,143 = 0,599;$$

$$X_{11} = X_4 + X_6 = 0,283 + 0,143 = 0,426;$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 0,426 + 0,214 = 0,64;$$

$$X_{14} = X_{12} + X_{C2} = 0,599 + 0,178 = 0,777.$$

Далі подальшого розрахунку визначаємо результуючий опір:

$$X_{\text{рез}} = X_{13} \parallel X_{14} = \frac{0,64 \cdot 0,777}{0,64 + 0,777} = 0,351;$$

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму трифазного короткого замикання :

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (4.3)$$

$$I_K'' = \frac{I_B}{X_{\text{рез}}}, \quad (4.4)$$

де  $I_{\bar{o}}$  – базовий струм, кА;

Таким чином, по формулах (4.3) і (4.4) отримуємо:

$$I_{\bar{o}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,008 \text{ кА}; \quad I_K'' = \frac{2,008}{0,351} = 5,721 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання визначається за формулою:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot k_{y\partial}, \quad (4.5)$$

де  $k_{y\partial}$  – ударний коефіцієнт згідно [37],  $k_{y\partial} = 1,608$ .

Визначимо ударний струм по (4.5) :

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,721 \cdot 1,608 = 13,009 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad \tau = t_{3\text{min}} + t_{c.в}, \quad (4.6)$$

де  $\tau$  – час розмикання кола короткого замикання дугогасильними контактами вимикача.

$t_{з, \min} = 0,01 \text{ с}$  – мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{в.в}$  – власний час відключення вимикача, с;

$T_a$  – постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання. Згідно з табл. 3.6 [37],  $T_a = 0,02 \text{ с}$  (система, пов'язана зі збірними шинами, де розглядається коротке замикання, повітряними лініями напругою 110 кВ).

Таким чином, згідно (4.6) :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 5,721 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,21 \text{ кА.}$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  :

$$I_{ат} = I_K'' = 5,721 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму двохфазного короткого замикання :

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3} I_B}{2 X_{рез}}, \quad (4.7)$$

де  $I_B$  – базовий струм, кА;

Таким чином, по формулах (4.7) отримуємо:

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 2,008}{2 \cdot 0,351} = 4,954 \text{ кА.}$$

Визначимо ударний струм по (4.5) :

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,954 \cdot 1,608 = 11,266 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою (4.6):

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,954 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,05 \text{ кА.}$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  :

$$I_{ат} = I_K'' = 4,954 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

*Розрахунок КЗ в точці К-1 у іменованих одиницях:*

Опори систем визначаємо за формулою:

$$X_c = \frac{U_0^2}{S_{кз}}, \quad (4.8)$$

де  $S_{кз}$  – потужність короткого замикання відповідної системи.

Згідно (4.8) отримуємо:

$$X_1 = \frac{115^2}{1872,347} = 7,063; \quad X_2 = \frac{115^2}{2240,841} = 5,092.$$

Опори ліній можна визначити по наступній формулі:

$$X_{лен} = X_0 \cdot l, \quad (4.9)$$

де  $X_0$  – питомий реактивний опір лінії (визначається по таблиці П. 1-3 [14]),

Ом/км;

$l$  – довжина лінії, км.

В результаті, згідно (4.9), отримуємо:

$$X_3 = 0,4 \cdot 37,7 = 15,08 (\text{Ом}); \quad X_4 = 0,4 \cdot 23,4 = 9,36 (\text{Ом});$$

$$X_5 = X_6 = 0,4 \cdot 11,8 = 4,72 (\text{Ом});$$

Приведемо опори ліній до базової напруги за формулою:

$$X_{лб} = X_l \cdot \frac{U_0^2}{U_{cp}^2}, \quad (4.10)$$

де  $X_l$  – опір в омах при  $U_{cp} = 115$  кВ.

$$X_{3б} = 0,4 \cdot 37,7 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 15,08 (\text{Ом}); \quad X_{4б} = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 9,36 (\text{Ом});$$

$$X_{5б} = X_{6б} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 4,72 (\text{Ом});$$

У розрахунках не враховуються опори, по яких струм не проходить.

Складемо усі послідовні опори утворених гілок :

$$X_{11} = X_{3б} + X_{5б} = 15,08 + 4,72 = 19,8 (\text{Ом});$$

$$X_{12} = X_{4б} + X_{6б} = 9,36 + 4,72 = 14,08 (\text{Ом});$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{c1} = 19,8 + 7,063 = 26,863 (\text{Ом});$$

$$X_{14} = X_{12} + X_{C2} = 14,08 + 5,902 = 19,982 (\text{Ом});$$

Далі подальшого розрахунку визначаємо результуючий опір.

$$X_{\text{рез}} = X_{13} \parallel X_{14} = \frac{26,863 \cdot 19,982}{26,863 + 19,982} = 11,6.$$

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму трьохфазного короткого замикання :

$$I_K'' = \frac{U_B}{\sqrt{3} X_{\text{рез}}}, \quad (4.11)$$

Таким чином, по формулах (4.11) отримуємо:

$$I_K'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11,6} = 5,723 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання визначається за формулою:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot k_{y\partial},$$

де  $k_{y\partial}$  – ударний коефіцієнт згідно [1],  $k_{y\partial} = 1,608$ .

Визначимо ударний струм по (4.5) :

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,723 \cdot 1,608 = 13,014 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad \tau = t_{з\text{min}} + t_{c.г},$$

де  $\tau$  – час розмикання кола короткого замикання дугогасильними контактами вимикача.

$t_{з\text{min}} = 0,01 \text{ с}$  – мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{c.г}$  – власний час відключення вимикача, с;

$T_a$  – постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання. Згідно [37],  $T_a = 0,02 \text{ с}$  (система, пов'язана зі збірними шинами, де розглядається коротке замикання, повітряними лініями напругою 110 кВ).

Таким чином, згідно (4.6) :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,723 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,21 \text{ кА}.$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$ :



$$I_{nr} = I_K'' = 5,723 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму двохфазного короткого замикання :

$$I_K'' = \frac{U_B}{2X_{pez}}, \quad (4.12)$$

де  $U_B$  – базова напруга, кВ;

Таким чином, по формулах (4.12) отримуємо:

$$I_K'' = \frac{115}{2 \cdot 11,6} = 4,957 \text{ кА.}$$

Визначимо ударний струм по (4.5) :

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 4,957 \cdot 1,608 = 11,272 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою (4.6):

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,957 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,048 \text{ кА.}$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$ :

$$I_{nr} = I_K'' = 4,957 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

Оскільки  $I_K''$  в іменованих і відносних одиницях співпали, з невеликою похибкою, то струми знайдено вірно.

### 4.3 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-2

Проведемо розрахунок струмів короткого замикання в точці К-2 з використанням формул для розрахунку в п. 4.2.

Еквівалентна схема заміщення для розрахунку трифазного та двофазного струму короткого замикання в точці К-2 і шляхи її перетворення приведені на рис. 4.4.

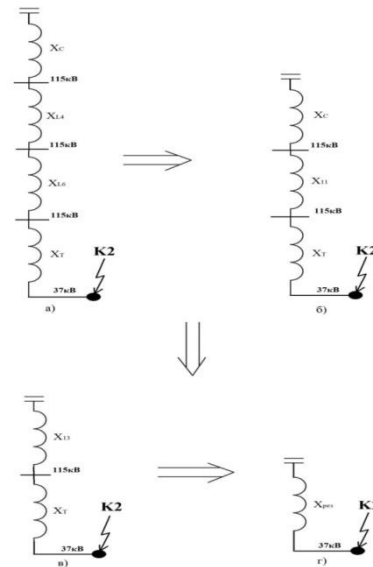


Рисунок 4.4 – Еквівалентна схема заміщення для розрахунку трифазного короткого замикання в точці К-2 і шляхи її перетворення

а) – вихідна схема; б), в) – перетворення схеми; г) – кінцева схема

*Розрахунок КЗ в точці К-2 у відносних одиницях:*

Визначимо потужності короткого замикання енергосистем :

Підстанція «ЗБК» :

- нормальний режим:  $U_{\text{ср}} = 115 \text{ кВ}$ ,  $I_{\text{max}}^{(3)} = 7,2 \text{ кА}$ ;

$$S_{\text{кз}}^{\text{ЗБК}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{max}} \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,2 = 461,418 \text{ МВА};$$

Опори систем визначаємо за формулою (4.1):

$$X_1 = \frac{400}{461,418} = 0,916;$$

Опори ліній визначаємо по формулі (4.2):

$$X_4 = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,283; \quad X_6 = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,143$$

У розрахунках не враховуються опори, по яких струм не проходить.

Складемо усі послідовні опори утворених гілок :

$$X_{11} = X_4 + X_6 = 0,283 + 0,143 = 0,426; .$$

$$X_{13} = X_{11} + X_C = 0,426 + 0,916 = 1,342$$

Опори трансформатора :

$$X_{m_{BH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.3 \text{ BH-НН}} \% + U_{K.3 \text{ BH-СН}} \% - U_{K.3 \text{ СН-НН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 10,6 - 8,06) = 9,92 \%;$$

$$X_{m_{CH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.3 \text{ BH-СН}} \% + U_{K.3 \text{ СН-НН}} \% - U_{K.3 \text{ BH-НН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (10,6 + 8,06 - 17,3) = 0,68 \%;$$

$$X_{m_{HH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.3 \text{ BH-НН}} \% + U_{K.3 \text{ СН-НН}} \% - U_{K.3 \text{ BH-СН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 8,06 - 10,6) = 7,38\%.$$

Опори трансформатора:

$$X_{ТВН} = X_{11} = \frac{9,92}{100} \cdot \frac{400}{10} = 3,968; \quad X_{ТСН} = \frac{0,68}{100} \cdot \frac{400}{10} = 0,272;$$

$$X_{ТНН} = X_{15} = \frac{7,38}{100} \cdot \frac{400}{10} = 2,952.$$

Далі подальшого розрахунку визначаємо результуючий опір.

$$X_{рез} = 1,342 + 0,272 = 1,614;$$

Проводимо розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму трьохфазного короткого замикання за формулами (4.3) і (4.4) і отримуємо:

$$I_{\sigma} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37} = 6,242 \text{ кА}; \quad I_K'' = \frac{6,242}{1,614} = 3,867 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання визначається за формулою (4.5):

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 3,867 \cdot 1,608 = 8,794 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою (4.6):

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,867 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,818 \text{ кА}.$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$ :

$$I_{nr}'' = I_K'' = 3,867 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму двохфазного короткого замикання проводиться за формулою (4.7):

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,242}{2 \cdot 1,614} = 3,349 \text{ кА}.$$

Визначимо ударний струм по (4.5) :

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 3,349 \cdot 1,608 = 7,616 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою (4.6):

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,349 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,708 \text{ кА.}$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$ :

$$I_{nr} = I_K'' = 3,349 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

*Розрахунок КЗ в точці К-2 у іменованих одиницях:*

Опори систем визначаємо за формулою (4.8):

$$X_1 = \frac{37^2}{461,418} = 2,97;$$

Опори ліній визначаємо по формулі (4.9):

$$X_4 = 0,4 \cdot 23,4 = 9,36 \text{ (Ом); } X_6 = 0,4 \cdot 11,8 = 4,72 \text{ (Ом);}$$

Приведемо опори ліній до базової напруги за формулою (4.10):

$$X_{46} = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{37^2}{115^2} = 0,969 \text{ (Ом); } X_{66} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{37^2}{115^2} = 0,489 \text{ (Ом);}$$

У розрахунках не враховуються опори, по яких струм не проходить.

Складемо усі послідовні опори утворених гілок :

$$X_{11} = X_{46} + X_{66} = 0,969 + 0,489 = 1,458 \text{ (Ом);}$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 1,458 + 2,97 = 4,428 \text{ (Ом);}$$

Опори трансформатора :

$$X_{m \text{ сн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{к.з \text{ вн-сн}} \% + U_{к.з \text{ сн-нн}} \% - U_{к.з \text{ вн-нн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (10,6 + 8,06 - 17,3) = 0,68 \%;$$

Опори трансформатора :

$$X_{ТСН} = \frac{0,68}{100} \cdot \frac{37^2}{10} = 0,93;$$

Далі подальшого розрахунку визначаємо результуючий опір.

$$X_{рез} = X_{ТСН} + X_{13} = 0,93 + 4,428 = 5,358;$$

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму трьохфазного короткого замикання проводимо за формулою (4.11):

$$I_K'' = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 5,358} = 3,987 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання визначається за формулою (4.5):

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 3,987 \cdot 1,608 = 9,067 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою (4.6):

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,987 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,843 \text{ кА.}$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$ :

$$I_{nr} = I_K'' = 3,987 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму двохфазного короткого замикання (4.12):

$$I_K'' = \frac{37}{2 \cdot 5,358} = 3,753 \text{ кА.}$$

Визначимо ударний струм по (4.5) :

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 3,753 \cdot 1,608 = 8,535 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою (4.6):

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,753 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,786 \text{ кА.}$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$ :

$$I_{nr} = I_K'' = 3,753 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

Оскільки  $I_K''$  в іменованих і відносних одиницях співпали, з невеликою похибкою, то струми знайдено вірно.

#### 4.4 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-3

Проведемо розрахунок струмів короткого замикання в точці К-3 з використанням формул п. 4.2.

Еквівалентна схема заміщення для розрахунку трифазного та двофазного струму короткого замикання в точці К-3 і шляхи її перетворення приведені на рис. 4.5.

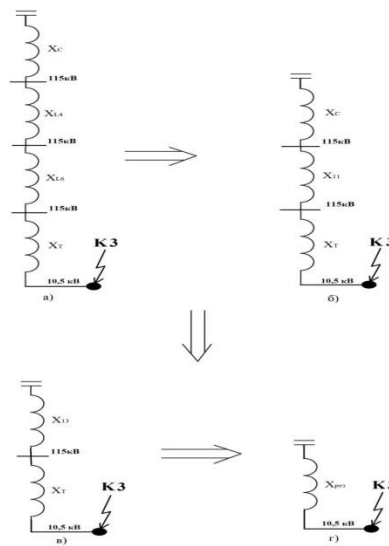


Рисунок 4.5 – Еквівалентна схема заміщення для розрахунку трифазного короткого замикання в точці К-3 і шляхи її перетворення:

а) – вихідна схема; б) – перетворення схеми; в) – кінцева схема

*Розрахунок КЗ в точці К-3 у відносних одиницях:*

Визначимо потужності короткого замикання енергосистем :

Підстанція «ЗБК» :

- нормальний режим:  $U_{\text{cp}} = 115 \text{ кВ}$ ,  $I_{\text{max}}^{(3)} = 11,6 \text{ кА}$ ;

$$S_{\text{КЗ}}^{\text{ЗБК}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{max}} \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,2 = 210,964 \text{ МВА};$$

Опори систем визначаємо за формулою (4.1):

$$X_1 = \frac{400}{210,964} = 1,896;$$

Опори ліній можна визначити по наступній формулі (4.2):

$$X_4 = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,283; \quad X_6 = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,143$$

У розрахунках не враховуються опори, по яких струм не проходить.

Складемо усі послідовні опори утворених гілок :

$$X_{11} = X_4 + X_6 = 0,283 + 0,143 = 0,426;$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 0,426 + 1,896 = 2,322$$

Опори трансформатора :

$$X_{m_{BH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.3 \text{ BH-НН}} \% + U_{K.3 \text{ BH-СН}} \% - U_{K.3 \text{ СН-НН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 10,6 - 8,06) = 9,92 \%;$$

$$X_{m_{CH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.3 \text{ BH-СН}} \% + U_{K.3 \text{ СН-НН}} \% - U_{K.3 \text{ BH-НН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (10,6 + 8,06 - 17,3) = 0,68 \%;$$

$$X_{m_{HH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.3 \text{ BH-НН}} \% + U_{K.3 \text{ СН-НН}} \% - U_{K.3 \text{ BH-СН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 8,06 - 10,6) = 7,38\%.$$

Опори трансформатора:

$$X_{ТВН} = X_{11} = \frac{9,92}{100} \cdot \frac{400}{10} = 3,968; \quad X_{ТСН} = \frac{0,68}{100} \cdot \frac{400}{10} = 0,272;$$

$$X_{ТНН} = X_{15} = \frac{7,38}{100} \cdot \frac{400}{10} = 2,952.$$

Далі подальшого розрахунку визначаємо результуючий опір.

$$X_{рез} = 2,322 + 2,952 = 5,274;$$

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму трьохфазного короткого замикання проводимо по формулах (4.3) і (4.4):

$$I_{\sigma} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,994 \text{ кА}; \quad I_K'' = \frac{21,994}{5,274} = 4,17 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання визначається за формулою (4.5):

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,17 \cdot 1,608 = 9,483 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою (4.6):

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,17 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,882 \text{ кА}.$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$ :

$$I_{nr} = I_K'' = 4,17 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму двохфазного короткого замикання визначаємо за формулою (4.7):

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 21,994}{2 \cdot 5,274} = 3,612 \text{ кА}.$$

Визначимо ударний струм по (4.5) :

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,612 \cdot 1,608 = 8,214 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою (4.6):

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,612 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,764 \text{ кА.}$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$ :

$$I_{nr} = I_K'' = 3,612 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

*Розрахунок КЗ в точці К-3 у іменованих одиницях:*

Опори систем визначаємо за формулою (4.8):

$$X_1 = \frac{10,5^2}{210,964} = 0,523;$$

Опори ліній визначаємо формулі (4.9):

$$X_4 = 0,4 \cdot 23,4 = 9,36 \text{ (Ом); } X_6 = 0,4 \cdot 11,8 = 4,72 \text{ (Ом);}$$

Приведемо опори ліній до базової напруги за формулою (4.10):

$$X_{4\delta} = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,078 \text{ (Ом); } X_{6\delta} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,039 \text{ (Ом).}$$

У розрахунках не враховуються опори, по яких струм не проходить.

Складемо усі послідовні опори утворених гілок :

$$X_{11} = X_{4\delta} + X_{6\delta} = 0,078 + 0,039 = 0,117 \text{ (Ом);}$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 0,117 + 0,523 = 0,64 \text{ (Ом);}$$

Опори трансформатора :

$$X_{m \text{ нн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{к.з \text{ вн-нн}} \% + U_{к.з \text{ сн-нн}} \% - U_{к.з \text{ вн-сн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 8,06 - 10,6) = 7,38\%.$$

$$X_{ТСН} = \frac{7,38}{100} \cdot \frac{10,5^2}{10} = 0,814;$$

Далі подальшого розрахунку визначаємо результуючий опір.

$$X_{рез} = X_{ТСН} + X_{13} = 0,814 + 0,64 = 1,454;$$

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму трьохфазного короткого замикання виконуємо за формулою (4.11):

$$I_K'' = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,454} = 4,169 \text{ кА.}$$



Ударний струм короткого замикання визначається за формулою (4.5):

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 4,169 \cdot 1,608 = 9,481 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою (4.6):

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,169 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,882 \text{ кА.}$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$ :

$$I_{nr} = I_K'' = 4,169 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

Розрахунок початкового діючого значення періодичної складової струму двохфазного короткого замикання проводиться за (4.12):

$$I_K'' = \frac{10,5}{2 \cdot 1,454} = 3,611 \text{ кА.}$$

Визначимо ударний струм по (4.5) :

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 3,611 \cdot 1,608 = 8,212 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$  визначається за формулою (4.6):

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,611 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,764 \text{ кА.}$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання у момент часу  $t = \tau$ :

$$I_{nr} = I_K'' = 3,611 \text{ кА}$$

оскільки джерелами є дві системи, тобто джерела нескінченної потужності.

Оскільки  $I_K''$  в іменованих і відносних одиницях співпали, з невеликою похибкою, то струми знайдено вірно.

#### **4.5 Регулювання напруги трансформаторною підстанцією 110/35/10 кВ**

Основне регулювання напруги в системі електропостачання виконується на понижуючих підстанціях 110/35/10 кВ, котрі є центрами живлення розподільчих мереж 10 кВ, трансформаторами з РПН. Регулювання здійснюється по

зустрічному принципу спеціальною автоматикою в залежності від потужності (струму) навантаження на стороні НН підстанції. Закони регулювання формуються на основі розрахунків розподільчої мережі і замірі напруги в характерних точках. Для нормальної схеми, звичайно, використовують лінійну залежність відключення напруги на шинах НН від активної потужності в межах зміни напруги від  $P_{нм}$  до  $P_{нб}$ . При відсутності розрахункових чи дослідних даних про розподільчу мережу приймають відхилення напруги в режимі найбільших навантажень  $V_{нб} = 5\%$ , в режимі найменших навантажень  $V_{нм} = 0$ . На рис. 4.6 наведено закон регулювання для ПС 110/35/10 кВ «Радіозавод». При експлуатації цієї ПС закон регулювання необхідно уточнити. Закон регулювання практично реалізується в тому випадку, якщо діапазон регулювання пристроїв РПН перебільшує найбільше відхилення напруги у вузлах 110 кВ.

Як показують розрахунки режимів максимальних навантажень, мінімальних навантажень і післяаварійних відключень відхилення напруги ( на протязі всього року ) на всіх підстанціях змінюється в межах від  $-6\%$  до  $+6,5\%$ . Діапазону регулювання напруги пристроями РПН (а це  $\pm 16\%$ ) - достатньо .

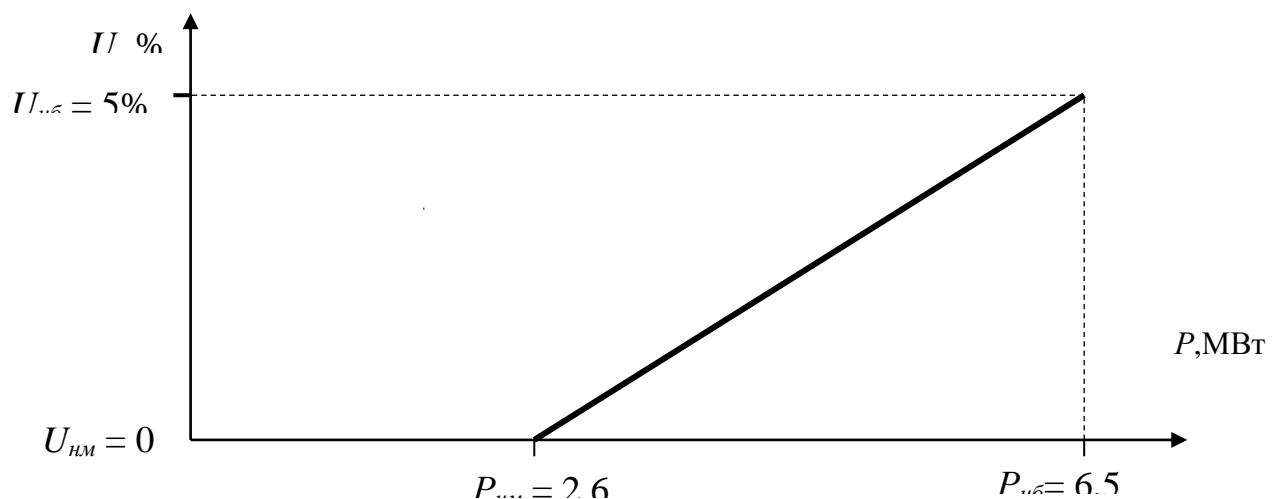


Рисунок 4.6 – Закон регулювання напруги

#### 4.6 Розрахунок штучного заземлення ПС 110/35/10 кВ

Захисним заземленням називають електричне з'єднання з землею або її

еквівалентом металевих неструмоведучих частин електроустановок, які можуть опинитися під напругою. Заземляють всі електроустановки, що працюють при номінальній напрузі змінного струму понад 50 В, постійного і випрямленого струму більше 120 В [32].

Кожну електроустановку слід приєднувати до заземлювальної магістралі окремим провідником.

Розміри сітки заземлення типової ПС 110/35/10 кВ 85X50 м, площа  $S=4250 \text{ м}^2$ , периметр  $P=270 \text{ м}$ .

#### Вихідні дані:

- струм однофазного замикання на землю на стороні 110 кВ і  $I_3 = 2,687 \text{ кА}$ ;
- ґрунт одношаровий, шар чорнозему  $h = 0,5 \text{ м}$ , питомий опір ґрунту  $\rho = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;
- територія ТП  $S_1 = 85 \times 50 = 4250 \text{ м}^2$ .

В якості природного заземлювача можна використовувати систему трос – опори двох підходящих до підстанції ПЛ напругою 110 кВ на металевих опорах з довжиною прольоту  $l = 300 \text{ м}$ .

Кожна лінія має сталевий грозозахисний трос ТК – 50 перерізом  $S = 50 \text{ мм}^2$ , опір заземлення однієї опори  $r = 10 \text{ Ом}$  при питомому еквівалентному опорі землі до  $100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Також у якості природного заземлювача можна використовувати залізобетонну конструкцію фундаменту ЗРП – 10 кВ площею  $S_2 = 500 \text{ м}^2$ .

#### Розрахунок:

Згідно ПУЕ [32] допустимий опір заземлювача не більше  $R_d = 0,5 \text{ Ом}$  для електроустановок напругою 110 кВ і струмах замикання на землю більше 500 А.

Визначаємо опір природного заземлювача трос-опора ПЛ:

$$R_{e1} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{r \cdot 0,15 \cdot l}{n \cdot S}} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{10 \cdot 0,15 \cdot 300}{1 \cdot 50}} = 1,5 \text{ Ом.}$$

Опір фундаментального поля будівлі ЗРП-10 кВ:

$$R_{e2} = \frac{0,5 \cdot \rho}{\sqrt{S_2}} = \frac{0,5 \cdot 50}{\sqrt{500}} = 1,12 \text{ Ом.}$$

Загальний опір дорівнює:

$$R_e = \frac{R_{e1} \cdot R_{e2}}{R_{e1} + R_{e2}} = \frac{1,5 \cdot 1,12}{1,5 + 1,12} = 0,64 \text{ Ом.}$$

Так як  $R_e > R_d$ , то необхідно використовувати штучний заземлювач:

$$R_{ш.з} = \frac{R_e \cdot R_d}{R_e - R_d} = \frac{0,64 \cdot 0,5}{0,64 - 0,5} = 2,286 \text{ Ом.}$$

Тип і розміри визначаємо згідно ПУЕ [32]. Приймаємо контурний тип заземлювача: сітка із горизонтальних смуг перерізом  $4 \times 40 \text{ мм}^2$ , зі змінним кроком горизонтальних елементів, розташована на глибині  $h=0,5$ .

Кількість комірок сітки заземлення  $K_3$ :

$$K_3 = \frac{85 \text{ м}}{5 \text{ м}} = 17; \quad K_3 = \frac{50 \text{ м}}{5 \text{ м}} = 10.$$

Звідси видно, що відстань між поздовжніми провідниками та між поперечними буде однакова – по 5 м. На рис. 4.7 наведена схема заземлювача.

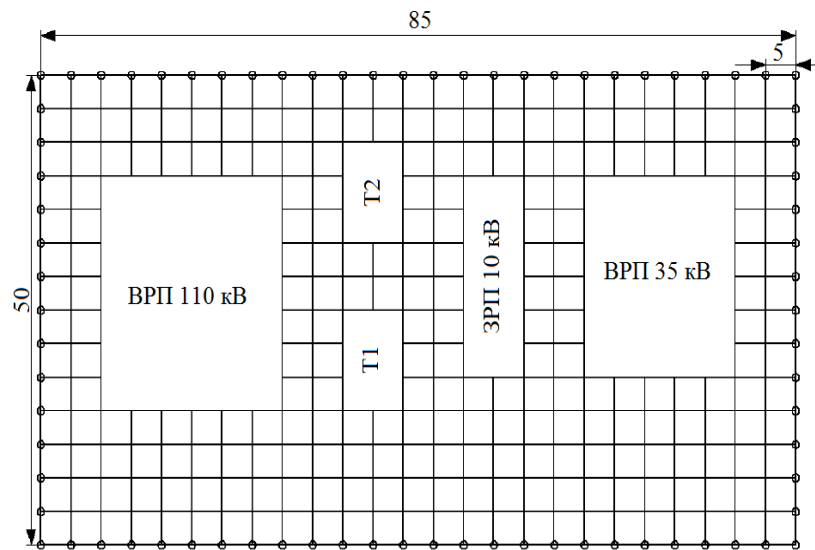


Рисунок 4.7 - Розташування заземлюючої сітки

Загальна довжина горизонтальних смуг заземлювача:

$$L = n_1 \cdot l_1 + n_2 \cdot l_2 = 17 \cdot 85 + 10 \cdot 50 = 1945 \text{ м,}$$

де  $n_1, n_2$  – кількість повздовжніх і поперечних смуг (згідно п. 1.7.51 [32]);

$l_1, l_2$  – довжини повздовжніх і поперечних смуг відповідно.

Вибираємо для розрахунку метод узагальнених параметрів. Так як в даному розрахунку постійно використовується відношення  $\rho_1 / \rho_2$  при двохшарному

грунті, приймаємо відношення в даному випадку  $\rho_1 / \rho_2 = 1$ . Тому узагальнений параметр  $Q$  знаходимо:

$$Q = \frac{L}{\sqrt{S_1}} = \frac{1945}{\sqrt{4250}} = 29,812.$$

Знаходимо значення опору сітки :

$$R_{34} = \frac{\rho_2 B_3}{Q^{\beta_p} \cdot \sqrt{S_1}} = \frac{50 \cdot 0,74}{29,812^{0,16} \cdot \sqrt{4250}} = 0,329 \text{ Ом.}$$

де  $B_3, \beta_3$  – параметри згідно [32].

Значення  $R_{34} = 0,329$  Ом менше від  $R_{ш.з} = 2,286$  Ом, що задовольняє умови.

Тоді загальний опір заземлювача буде:

$$R_3 = \frac{R_e \cdot R_{34}}{R_e + R_{34}} = \frac{0,64 \cdot 0,329}{0,64 + 0,329} = 0,217 \text{ Ом.}$$

Визначаємо потенціал заземлюючого пристрою в аварійному режимі:

$$\varphi_3 = I_3 \cdot R_3 = 2,687 \cdot 0,217 = 0,583 \text{ кВ.}$$

Цей потенціал допустимий, так як згідно ПУЕ [32] напруга дотику:

$$U_{\text{дот}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \alpha = 2,687 \cdot 0,128 \cdot 0,15 = 0,08745 \text{ кВ.}$$

Перевірка заземлювача на термічну стійкість:

$$S_{\text{БП}} \geq 0,00012 \cdot I_3 \cdot \sqrt{\rho_2 \cdot t_{\text{П}}}$$

$$171,16 \geq 0,00012 \cdot 2687 \cdot \sqrt{50 \cdot 1,8} = 3,059,$$

де  $S_{\text{БП}}$  – площа бічної поверхні заземлювача:

$$S_{\text{БП}} = L \cdot 2 \cdot (a + b) = 1945 \cdot 2 \cdot (40 + 4) \cdot 0,001 = 171,16 \text{ м}^2;$$

$t_{\text{П}} = 1,8$  с- тривалість проходження струму замикання на землю.

Перевіряємо термічну стійкість смуги  $40 \times 4 \text{ мм}^2$ .

Мінімальний переріз смуги за умовою термічної стійкості при КЗ на землю при часу проходження струму к.з.  $t_{\text{П}} = 1,8$  с:

$$S' = I_3 \frac{\sqrt{t_{\text{П}}}}{C} = 2687 \frac{\sqrt{1,8}}{74} = 48,7 (\text{мм}^2),$$

де  $C$  - постійна для сталі.

$$S'' = a \cdot b = 4 \cdot 40 = 160 (\text{мм}^2);$$

$$S'' \geq S'; \quad 160 > 48,7.$$

Таким чином, смуга  $40 \times 4 \text{ мм}^2$  задовольняє умові термічної стійкості. Тоді, штучний заземлювач повинен бути виконаний із горизонтальних смугових

електродів перерізом 40x4 мм<sup>2</sup> загальною довжиною 1945м, глибина занурення електродів в землю 0,5 м.

#### 4.7 Розрахунок блискавкозахисту ПС 110/35/10 кВ

Блискавкозахист - це система захисних пристроїв та заходів, що призначені для забезпечення безпеки людей, збереження будівель та споруд, устаткування та матеріалів від можливих вибухів, займань та руйнувань, спричинених блискавкою.

Захист об'єктів від прямих ударів блискавки забезпечується шляхом встановлення блискавковідводів.

Для захисту підстанції від ураження блискавкою будемо використовувати 3 стержневі блискавковідводи. Проведемо розрахунок для даних блискавковідводів:

*Вибір висоти блискавковідводів.* Відкритий розподільчий пристрій на підстанції має наступні габаритні розміри: висота найвищого об'єкта  $h_x = 6$  м, ширина  $B=45$  м, довжина  $A=85$  м, відстань між ближчими блискавковідводами  $l_1=45$ м, між дальніми -  $l_2=75$ м. Крайні відстані між блискавковідводами визначаються згідно рівняння:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2}; \quad L = \sqrt{45^2 + 75^2} = 87,464 \text{ м.}$$

Висота вибраних блискавковідводів рівна  $h = 36$  м.

*Визначення границь зони захисту.* Для декількох стержневих блискавковідводів зона захисту будується методом суміщення зон захисту кожного окремо взятого блискавковідводу.

Висота вершини конуса стержневого блискавковідвода  $h_0$  і радіусу захисту на рівні землі  $r_0$  та на висоті захищеного об'єкта  $r_x$  визначається як для одиночного стержневого блискавковідводу (табл 1.6 [22]):

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,92 \cdot h; \quad h_0 = 0,92 \cdot 36 = 33,12; \\ r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,1 \cdot h) = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92}\right); \quad r_x = 1,5 \cdot (36 - 1,1 \cdot 6) = 44,1; \\ r_0 &= 1,5 \cdot h; \quad r_0 = 1,5 \cdot 36 = 54. \end{aligned}$$

Висота середньої частини попарно взятих блискавковідводів:

$$\begin{aligned} h_{\min 1} = h_{c1} &= h_0 - 0,14(l_1 - h); \quad h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h); \\ h_{\min 1} = h_{c1} &= 33,12 - 0,14(45 - 36) = 31,86; \end{aligned}$$

$$h_{\min 2} = h_{c2} = 33,12 - 0,14(75 - 36) = 27,66.$$

Ширина середньої середньої частини попарно взятих блискавкозахистів на рівні землі буде рівна :

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h; \quad r_c = r_0 = 1,5 \cdot 36 = 54.$$

Те ж на рівні об'єкту який потребує захисту:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}}; \quad r_{cx1} = 54 \cdot \frac{31,86 - 6}{31,86} = 43,83;$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}}; \quad r_{cx2} = 54 \cdot \frac{27,66 - 6}{27,66} = 42,286.$$

*Визначення надійності захисту підстанції від прямих ударів блискавки.*

Кількість вражень блискавкою визначається за формулою (1.8) [22].

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (b + 10h_x) \cdot (a + 10h_x) \cdot 10^{-6};$$

$$N = 0,06 \cdot 90 \cdot (50 + 10 \cdot 6) \cdot (85 + 10 \cdot 6) \cdot 10^{-6} = 0,08613,$$

де  $h_x$ - найбільша висота побудови на підстанції, м;

$a$  і  $b$  – довжина і ширина підстанції, м;

$n$  – число грозових годин в році (визначається за картами , побудованими на основах метеозведень).

Число ударів блискавок на підстанцію в рік можна визначити за формулою (1.11) [22] :

$$\gamma = N \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g; \quad \gamma = 0,08613 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,41 \cdot 10^{-4},$$

де  $N$  - число ударів блискавок на підстанцію в рік;

$\psi_n = 10^{-3}$  - ймовірність прориву блискавок крізь зону захисту;

$\psi_i = 0,68$  – ймовірність перекриття ізоляції при прямому попаданні;

$\psi_g = 0,70$  – ймовірність переходу імпульсного перекриття в силову дугу.

Показник блискавкоопірності або ймовірне число років роботи підстанції без відключень через прямі удари блискавки:

$$m = \frac{1}{\gamma}; \quad m = \frac{1}{0,41 \cdot 10^{-4}} = 2,439 \cdot 10^4.$$

Практично  $m$  ще більше, так як зона блискавкозахисту побудована з запасом.

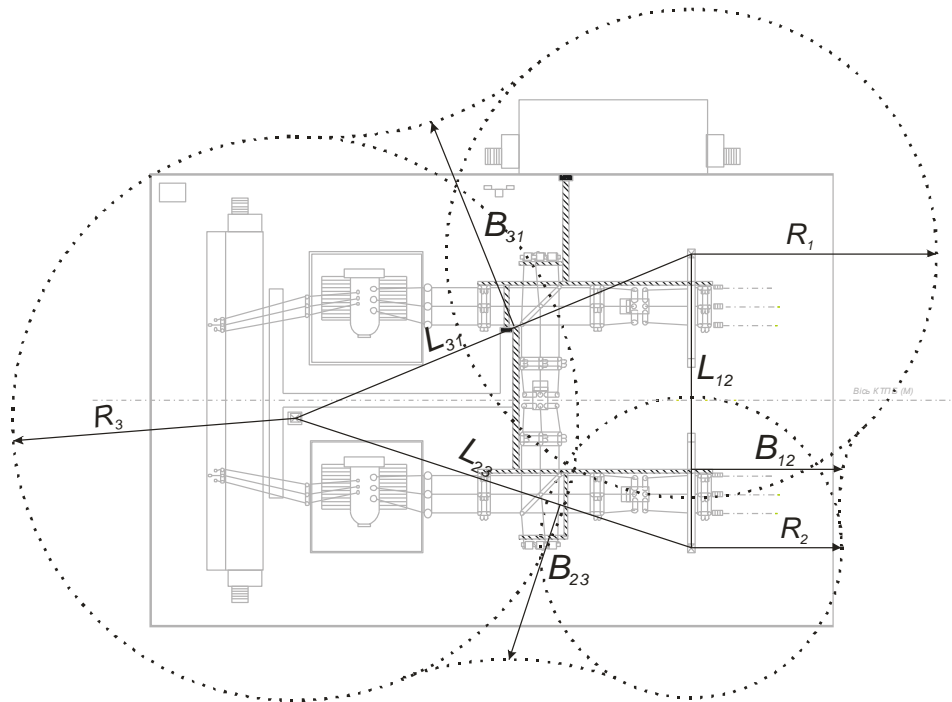


Рисунок 4.8 – Зони захисту блискавковідводів на ПС 110/35/10 кВ

#### 4.8 Висновки до розділу

1. Проведений розрахунок струмів коротких замикань на шинах 110, 35 і 10 кВ трансформаторної підстанції з визначенням окремих їх параметрів:

– початкового діючого значення періодичної складової струму короткого замикання, значення якої використовується для розрахунку обладнання на термічну стійкість;

– ударного струму короткого замикання – для розрахунку обладнання на електродинамічну стійкість;

– аперіодичної складової струму короткого замикання у момент від'єднання кола – для перевірки вимикача на від'єднувальну здатність;

– періодичної складової струму короткого замикання у момент від'єднання кола – для перевірки вимикача на від'єднувальну здатність.

2. Отримані результати розрахунків струмів короткого замикання, необхідні для вибору і перевірки електричних апаратів та провідників, які використовуються на підстанції, а також для вибору уставок релейного захисту і визначення їх чутливості.



3. Проведений розрахунок заземлювального пристрою й блискавкозахисту ПС 110/34/10 кВ.

## 5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

### 5.1 Вибір і розрахунок мікропроцесорного релейного захисту трансформатора

В обвитках трансформаторів можуть виникати короткі замикання між фазами, однієї або двох фаз на землю, між витками однієї фази і замикання між обвитками різної напруги. На введеннях трансформаторів і автотрансформаторів, ошиновуванні і в кабелях можуть також виникати короткі замикання між фазами і на землю. В експлуатації можуть відбуватися порушення нормальних режимів роботи трансформаторів, до яких відносяться: проходження через трансформатор або автотрансформатор надструмів при ушкодженні інших, пов'язаних з ними елементів, перевантаження, виділення з оливи горючих газів, пониження (підвищення) рівня оливи, підвищення її температури. Залежно від небезпеки порушення нормального режиму для трансформатора, захист, який фіксує порушення, діє на сигнал, розвантаження або відключення трансформатора.

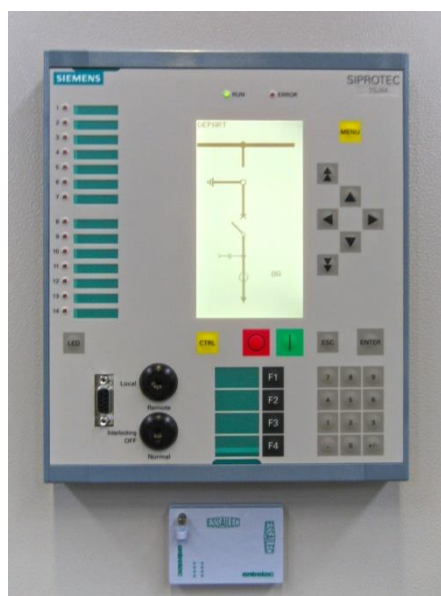


Рис. 5.1 - Цифрове багатofункціональне реле захисту для розподільних мереж

Згідно [32], необхідно встановити наступні захисту для трансформатора:

- захист від внутрішніх пошкоджень. Для трансформаторів потужністю менше 4 МВ·А – максимальний захист і струмова відсічка, для трансформаторів більшої потужності – диференціальний захист;

- захист від пошкодження всередині бака трансформатора або РПН – газовий захист трансформатора і пристрою РПН з дією на сигнал і відключення;

- захист від зовнішніх коротких замикань – максимальний захист з блокуванням по напрузі або без неї. Він також

використовується як резервний захист трансформаторів від внутрішніх пошкоджень;

- захист від однофазних коротких замикань на сторонах трансформатора з глухозаземленою нейтраллю;

- захист від перевантаження з дією на сигнал. У ряді випадків, на підстанціях без обслуговуючого персоналу, захист від перевантаження виконується з дією на розвантаження або відключення.

Окрім безпосереднього захисту, потрібні додаткові струмові органи, наприклад для автоматичного охолодження, блокування РПН.

Для захисту трансформатора використовуватимемо шафу ШЭ 2607 041015-27E2УХЛ4 – шафа захисту трансформатора і автоматики керування вимикачем. Шафа цього типу складається з двох комплектів. Перший комплект реалізує функції основних і резервних захистів трансформатора. Релейна частина першого комплекту виконана на базі мікропроцесорного терміналу типу БЭ2704 V041 виробництва НПП «ЭКРА» і електромеханічних реле. Другий комплект призначений для додаткових резервних захистів трансформатора і для керування ввідним вимикачем ВН.

## **5.2 Конфігурація мікропроцесорного терміналу типу БЭ2704 V041**

Перед виставлянням уставок захисту необхідно виконати конфігурацію

терміналу типу БЭ2704 V041. Згідно [45], задаються такі параметри:

- група з'єднання трансформатора, що захищається;
- базисні струми сторін ВН, СН, НН.

Включення головних трансформаторів струму на всіх сторонах має бути за схемою «зірка».

Вхідні трансформатори струму терміналу мають число витків первинної обвитки  $w_I = 16$  з виводами від 1 і 4 витків для грубого вирівнювання струмів. На першому виводі при  $w_I = 1$  виток забезпечується діапазон струмів (4,001 - 16,000) А, на другому виводі при  $w_I = 4$  витки забезпечується діапазон струмів (1,001 - 4,000) А, на  $w_I = 16$  забезпечується діапазон струмів (0,251 - 1,000) А. таким чином для диференційного захисту трансформатора (ДЗТ) в терміналі забезпечується вирівнювання струмів в діапазоні від 0,25 до 16 А. Перемикання виводів вхідних трансформаторів струму здійснюється на затисках X1, X2 терміналу.

Номінальні струми по сторонах знаходяться за допомогою виразу:

$$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.стор}}}, \quad (5.1)$$

де  $S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВ·А;

$U_{\text{ном.стор}}$  – номінальна напруга сторони в середньому положенні РПН, кВ.

Далі необхідно виконати розрахунок базисних струмів по сторонах за допомогою виразу:

$$I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} \cdot k_{cx}}{n_{mc}}, \quad (5.2)$$

де  $k_{cx}$  – коефіцієнт схеми трансформаторів струму;

$n_{mc}$  – коефіцієнт трансформації головного трансформатора струму відповідної сторони.

По базисних струмах головних трансформаторів струму виконується вибір числа витків первинних обмоток вхідних трансформаторів струму по сторонах для грубого вирівнювання струмів відповідно до табл. 11 [32].

Визначимо необхідні для подальшого розрахунку величини, згідно (5.1) і (5.2). Результати подано в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Значення номінальних і базисних струмів в плечах захисту

Величина	Числове значення для сторони		
	110 кВ	35 кВ	10 кВ
$I_{ном.стор} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.стор}}$	200,817 А	599,844 А	2099,456 А
Коефіцієнт трансформації	600/5	1000/5	3000/5
Схема з'єднання	Y	Y	Y
$I_{баз.стор} = \frac{I_{ном.стор} \cdot k_{сх}}{n_{тс}}$	1,673 А	2,999 А	3,499 А

### 5.3 Розрахунок диференційного захисту трансформатора

Диференційний захист трансформатора (ДЗТ) застосовується в якості основного швидкодіючого захисту трансформаторів і автотрансформаторів. Зважаючи на його порівняну складність ДЗТ, згідно [31], встановлюється в наступних випадках:

- на поодиноких працюючих трансформаторах потужністю 6300 кВ·А і вище;
- на паралельно працюючих трансформаторах 4000 кВ·А і вище;
- на трансформаторах 1000 кВ·А і вище, якщо струмова відсічка не забезпечує необхідної чутливості при короткому замиканні на виводах вищої напруги ( $k_v < 2$ ), а максимальний струмовий захист має витримку часу більше 0,5 с.

#### Визначення відносного початкового струму спрацьовування ДЗТ при відсутності гальмування

Згідно з табл. 11 [37], по базисних струмах головних трансформаторів струму проводимо вибір числа витків первинних обмоток вхідних трансформаторів струму по сторонах для грубого вирівнювання струмів :  $w_1 = 4$  витки (див. табл. 5.2).

Таблиця 5.2 – Вибір витків вхідних трансформаторів струму мікропроцесорного терміналу БЭ2704 V41

Базисний струм	Фаза	Затискачі X1, X2 терміналів БЭ2704 V041		
		Сторона ВН	Сторона СН	Сторона НН
1,001 - 4,000	А	X2:5 - X2 :2	X2:10 - X2 :7	X1:5 - X1 :2
	В	X2:15 - X2 :12	X2:20 - X2 :17	X1:15 - X1 :12
	С	X2:25 - X2 :22	X2:30 - X2 :27	X1:25 - X1 :22

Відносний початковий струм спрацьовування ДЗТ (чутливого органу) за відсутності гальмування визначається:

$$I_{\text{д0}^* \text{роз.}} = k_{\text{нас.}} \cdot (k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{сн}} \cdot k_{\text{струм.сн}} + \Delta U_{\text{нн}} \cdot k_{\text{струм.нн}} + I_{\text{нб.вим.}*}), \quad (5.3)$$

де  $k_{\text{нас.}} = 1,5$  – коефіцієнт настройки, що враховує похибки реле, помилки розрахунку і необхідний запас;

$k_{\text{одн.}}$  – коефіцієнт однотипності високовольтних трансформаторів струму,  $k_{\text{одн.}} = 2,0$  – для трансформаторів струму з номінальним струмом 5 А;

$\varepsilon = 0,05$  – відносне значення повної похибки трансформаторів струму в режимі, що відповідає «початку гальмування»;

$\Delta U_{\text{сн(нн)}}$  – відносне значення половини сумарного діапазону регулювання напруги на стороні СН (НН). В даному випадку  $\Delta U_{\text{сн}} = 0,05$ , оскільки на стороні СН напруга регулюється за допомогою перемикачів без збудження (ПБВ) з межею перемикачів  $\pm(2 \times 2,5\%)$ , а  $\Delta U_{\text{нн}} = 0$ , оскільки на стороні НН регулювання відсутнє;

$k_{\text{струм.сн(нн)}}$  – коефіцієнт струморозподілення для сторони СН (НН) в розрахунковому режимі навантаження. Стосовно цього проекту вважаємо, що струм розподіляється по сторонах рівномірно і  $k_{\text{струм.сн}} = k_{\text{струм.нн}} = 0,5$ , оскільки живлення здійснюється тільки з боку ВН4

$I_{\text{нб.вим.}*} = 0,03$  – відносне значення струму небалансу, викликаного неточністю вирівнювання.

Типове значення уставки  $0,3 \cdot I_{\text{ном.стор}}$ .

У виразі (5.3),  $k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon$  – складова, обумовлена похибкою трансформаторів струму, а  $\Delta U_{\text{сн(нн)}} \cdot k_{\text{струм.сн(нн)}}$  – складова, обумовлена регулюванням напруги

трансформатора, що захищається.

Згідно (5.3), отримуємо:

$$I_{\partial 0^* \text{роз.}} = 1,5 \cdot (2,0 \cdot 0,05 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,199.$$

Отримане значення,  $I_{\partial 0^* \text{роз.}} = 0,199$ , менше типового значення уставки рівної 0,3, тому, згідно [37], за розрахункове значення мінімального струму спрацьовування захисту приймаємо типове значення уставки :

$$I_{\partial 0} = 0,3 \cdot I_{\text{ном.стор.110}} = 0,3 \cdot 200,817 = 60,245 \text{ А.}$$

### **Визначення коефіцієнта гальмування**

Коефіцієнт гальмування  $k_2$  рівний тангенсу кута нахилу гальмівної характеристики реле, вибирається по умові забезпечення надійного захисту від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього короткого замикання.

Коефіцієнт гальмування визначається:

$$k_{2. \text{роз.}} = 1,2 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{сн}} \cdot k_{\text{струм.сн}} + \Delta U_{\text{нн}} \cdot k_{\text{струм.нн}} + I_{\text{нб.вим.*}}), \quad (5.4)$$

де  $k_{\text{пер}} = 1,5 \dots 2,0$  – коефіцієнт, що враховує перехідний режим. При цьому менші значень коефіцієнта  $k_{\text{пер}}$  приймаються при однаковій схемі з'єднання трансформаторів струму захисту на різних сторонах;

$\varepsilon = 0,10$  – відносне значення повної похибки трансформаторів струму в режимі короткого замикання.

Типове значення уставки  $k_2 = 0,5$ .

Визначимо  $k_2$  згідно з формулою (5.4) :

$$k_{2. \text{роз.}} = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,246.$$

За розрахункове значення уставки приймаємо типового значення  $k_2 = 0,5$ .

### **Визначення струму початку гальмування**

Згідно з пунктом 5.1.5 [32], гальмування, як правило, слід здійснювати від струмів на усіх (живлячих і приймальних) сторонах трансформатора. У нашому випадку живлення здійснюється тільки з високої сторони. Таким чином, відносний струм початку гальмування ДЗТ струму приймається рівним:  $I_{2.0^*} = 1,0$ , оскільки гальмування здійснюється від струмів усіх груп трансформаторів

струму.

### Визначення струму гальмування блокування ДЗТ

Струм гальмування блокування ДЗТ, згідно з пунктом 4.2.4 [32], визначається величиною наскрізного струму, вище за яке захист використовує диференціально-фазний принцип дії, тобто величину максимального наскрізного струму навантаження при внутрішньому короткому замиканні.

Типове значення уставки  $I_{2.бл.*} = 1,5$ .

### Визначення струму спрацювання диференційної відсічки

Струм спрацювання диференційної відсічки визначається наступними умовами:

- настроєнням від кидка струму намагнічення :

$$I_{нас.*} \geq 6,5 \cdot I_{ном.стор.}; \quad (5.5)$$

- настроєнням від максимального струму небалансу зовнішнього короткого замикання :

$$I_{нас.} = 1,5 \cdot I_{кз.відн.} \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{струм.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{струм.нн} + I_{нб.вим.*}), \quad (5.6)$$

де  $I_{кз.відн.}$  – максимальне значення струму зовнішнього металевого короткого замикання, приведене до базисного струму сторони зовнішнього короткого замикання.

Визначимо :

$$I_{кз.відн.35} = I_{n0max35} \cdot \frac{U_{cp35}}{U_{cp110}} = 10473 \cdot \frac{37}{115} = 1483,861 \text{ А}; \quad (5.7)$$

$$I_{кз.відн.10} = I_{n0max10} \cdot \frac{U_{cp10}}{U_{cp110}} = 8490 \cdot \frac{10,5}{115} = 989,830 \text{ А},$$

де  $I_{n0max10}$  і  $I_{n0max35}$  – струми КЗ.

Таким чином, максимальне значення струму зовнішнього металевого короткого замикання, приведеного до базисного струму сторони зовнішнього короткого замикання рівне :

$$I_{кз.відн.} = 1483,861 \text{ А}.$$

Згідно з виразами (5.5) і (5.6) визначуваний струм спрацювання

диференціальної відсічки:

$$I_{відс.} = 6,5 \cdot I_{ном.стор.} = 6,5 \cdot 200,817 = 1305,311 \text{ А};$$

$$I_{відс.} = 1,5 \cdot 1483,861 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 456,287 \text{ А}.$$

На підставі розрахунків уставку струму спрацьовування диференціального відсічення приймаємо рівною:  $6,5 \cdot I_{ном.стор.}$ .

### Визначення коефіцієнта чутливості захисту

Коефіцієнт чутливості захисту визначається:

$$k_{\chi} = \frac{I_{кз.відн.мін}^{(2)}}{I_{\partial 0}}; \quad (5.8)$$

$$I_{кз.відн.мін}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.відн.мін}^{(3)}, \quad (5.9)$$

де  $I_{кз.відн.мін}^{(2)}$ ,  $I_{кз.відн.мін}^{(3)}$  – мінімальні двофазний і трифазний струми короткого замикання, приведені до вищої напруги.

На рис. 5.2 приведена характеристика спрацьовування ДЗТ, побудована по розрахованих вище значеннях.

Для визначення коефіцієнта чутливості беремо струми двофазного КЗ. Згідно (5.7), (5.8) і (5.9) отримаємо:

$$I_{кз.відн.мін}^{(3)} = I_{n0\min 10} \cdot \frac{U_{cp10}}{U_{cp110}} = 7352 \cdot \frac{10,5}{115} = 879,148 \text{ А};$$

$$I_{кз.відн.мін}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 879,148 = 847,967 \text{ А},$$

$$k_{\chi} = \frac{847,967}{60,245} = 14,075.$$

Таким чином, отримуємо, що навіть в наймінімальнішому режимі захист має чутливість що у декілька разів перевищує нормативне мінімальне значення, яке, згідно з пунктом 3.2.21 [32], рівне 2.



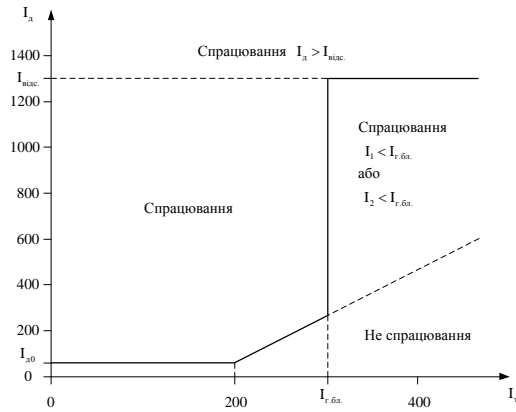


Рисунок 5.2 – Характеристика спрацювання диференційного захисту

#### 5.4 Розрахунок максимального струмового захисту з блокуванням по напрузі

Максимальний струмовий захист (МСЗ) призначений для відключення трансформаторів при короткому замиканні на шинах або на приєднаннях, що відходять від них, якщо захист або вимикачі цих елементів відмовили в роботі.

На трансформаторах, що мають спеціальний захист від внутрішніх пошкоджень, захист від зовнішніх коротких замикань служить резервом до цього захисту на випадок його відмови. На триобвиткових трансформаторах МСЗ встановлюється з усіх трьох сторін.

##### Визначення первинного струму спрацювання захисту

Первинний струм спрацьовування захисту, згідно з пунктом 10.2 [32], визначається по умові налаштування від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений даний захист, за виразом:

$$I_{с.з} = \frac{k_{нас.}}{k_n} \cdot k_z \cdot I_{ном.стор}, \quad (5.10)$$

де  $k_{нас}$  – коефіцієнт налаштування, що враховує помилку реле і необхідний запас, приймаємо рівним 1,2;

$k_n$  – коефіцієнт повернення реле, приймаємо рівним 0,95;

$k_z$  – коефіцієнт запуску, приймаємо рівним 1,4.

При встановленні захисту на стороні, де передбачено регулювання напруги, у виразі (5.10) слід враховувати можливість збільшення номінального струму, який не повинен перевищувати номінальний струм для середнього відгалуження більш ніж на 5 %. В тих випадках, коли максимальний робочий струм  $I_{роб.маx}$  сторони трансформатора, на якій встановлений захист, менше  $I_{ном.стор}$ , замість останнього в (5.10) слід використати  $I_{роб.маx}$ .

### Визначення первинної напруги спрацювання

Первинна напруга спрацювання захисту визначається за наступними умовами:

- для мінімального реле напруги, виходячи з забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього короткого замикання за виразом:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\min}}{k_{нас} \cdot k_n}, \quad (5.11)$$

де  $U_{\min} = (0,9 - 0,85) \cdot U_{ном.стор}$  – міжфазна напруга в місці встановлення захисту в умовах самозапуску після відключення зовнішнього короткого замикання;

$k_{нас} = 1,2$  – коефіцієнт налаштування;

$k_n = 1,1$  – коефіцієнт повернення реле.

а) налаштування від напруги самозапуску при включенні АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження :

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{зан}}{k_{нас}}, \quad (5.12)$$

де  $U_{зан} = 0,7 \cdot U_{ном.стор}$  – міжфазна напруга в місці встановлення захисту в умовах самозапуску загальмованих двигунів навантаження при включенні їх від АПВ або АВР;

- для фільтру-реле напруги зворотної послідовності комбінованого пуску напруги :

$$U_{2.c.з} = 0,06 \cdot U_{ном.стор}. \quad (5.13)$$

### Визначення вторинного струму і напруги спрацювання реле

Вторинний струм і напруга визначаються:

$$I_{c.p} = I_{c.з} \cdot \frac{k_{cx}}{n_{mc}}; \quad (5.14)$$

$$U_{c.p} = \frac{U_{c.з}}{k_v}; \quad (5.15)$$

$$U_{2.c.p} = \frac{U_{2.c.з}}{k_v}, \quad (5.16)$$

де  $k_v$  – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

### Визначення чутливості захисту

Чутливість захисту визначається по виразах:

- для реле струму :

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}^{(2)}}{I_{c.з}}, \quad (5.17)$$

де  $I_{\text{кз.мін}}^{(2)}$  – первинне значення струму в місці встановлення захисту в мінімальному режимі роботи при двофазному короткому замиканні в розрахунковій точці;

- для мінімального реле напруги :

$$k_{\text{ч.U}} = \frac{U_{c.з} \cdot k_n}{U_{з.ма\text{х}}}, \quad (5.18)$$

де  $U_{з.ма\text{х}}$  – первинне значення міжфазної напруги в місці встановлення захисту при металевому короткому замиканні в розрахунковій точці в режимі, що обумовлює найбільше значення цієї напруги;

- для фільтр-реле напруги зворотної послідовності :

$$k_{\text{ч.U}_2} = \frac{U_{2.з.мін}}{U_{2.c.з}}, \quad (5.19)$$

де  $U_{2.з.мін}$  – первинне значення міжфазної напруги зворотної послідовності в місці встановлення захисту при металевому короткому замиканні між двома фазами в розрахунковій точці в мінімальному режимі.

Згідно з пунктом 3.2.21 [32], як для реле струму, так і для реле напруги необхідно забезпечити найменший коефіцієнт чутливості :

-  $k_{\text{ч}} \geq 1,5$  – при короткому замиканні на шинах, захист виконує функції

основного захисту;

- $k_u \geq 1,2$  – при короткому замиканні у кінці зони резервування.

### Результати розрахунку МСЗ з блокуванням по напрузі

Розрахунок виконується згідно з пунктами 4.3.1 - 4.3.4 [32] і виразами (5.11) – (5.19). Результати розрахунку приведені в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Розрахунок МСЗ з блокуванням по напрузі

Найменування величини	Позначення і пояснення	Числове значення		
		Ввід 110 кВ	Ввід 35 кВ	Ввід 10 кВ
1	2	3	4	5
<b>Струмові пускові органи</b>				
Номінальний струм сторони, А	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коефіцієнт налаштування	$k_{нас}$	1,2	1,2	1,2
Коефіцієнт повернення	$k_n$	0,95	0,95	0,95
Коефіцієнт запуску	$k_3$	1,4	1,4	1,4
Наявність регулювання напруги	Веде до збільшення на 5 %	РПН	ПБВ	-
Максимальний робочий струм, А	$I_{роб.мах} < I_{ном.стор}$ , В (5.10) використовується	281,144	299,922	1979,487
Первинний струм спрацьовування, А	$I_{с.з} = \frac{k_{нас}}{k_n} \cdot k_3 \cdot I_{ном.стор}$	372,885	556,907	3500,566
Мінімальний струм короткого замикання, приведений до даної сторони, А	$I_{кз.мін}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мін}^{(3)}$ (35 кВ/10 кВ)	1264,163/ 847,967	3929,157	9287,256

Розрахунковий коефіцієнт чутливості	$k_q = \frac{I_{кз.min}^{(2)}}{I_{с.з}}$ (35 кВ/10 кВ)	3,390/ 2,274	7,055	2,653
Нормативний коефіцієнт чутливості	$k_q$ (основний/ резервний)	1,5/1,2	1,5/1,2	1,5/1,2
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$n_{mc}$	600/5	1000/5	3000/5

Продовження таблиці 5.3

Вторинний струм спрацьовування реле, А	$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{cx}}{n_{mc}}$	3,107	2,784	5,834
Пускові органи по напрузі				
Номинальна напруга сторони, кВ	$U_{ном.стор}$	115	38,5	11
Коефіцієнт настроєння	$k_{нас}$	-	1,2	1,2
Коефіцієнт повернення	$k_n$	-	1,1	1,1
Первинна напруга спрацьовування для мінімального реле напруги, кВ	$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{k_{нас} \cdot k_n}$	-	24,792	7,083
	$U_{с.з} \leq \frac{U_{зан}}{k_{нас}}$	-	22,428	6,417
Первинна напруга спрацьовування для фільтра-реле напруги зворотної послідовності, В	$U_{2.с.з} = 0,06 \cdot U_{ном.стор}$	-	2310	660
Коефіцієнт трансформації трансформаторів напруги	$k_v$	-	35000/ 100	10000/ 100
Вторинна напруга спрацьовування для мінімального реле напруги, В	$U_{с.р} = \frac{U_{с.з}}{k_v}$	-	64,166	64,17
Вторинна напруга спрацьовування для фільтра-реле напруги зворотної послідовності, В	$U_{2.с.р} = \frac{U_{2.с.з}}{k_v}$	-	6,6	6,6

### Вибір витримок часу

По умові селективності час спрацьовування (уставка за часом) захисту наступного елемента вибирається в секундах, за виразом:

$$t_{c.з.нас.} = t_{c.з.попер.} + \Delta t, \quad (5.20)$$

де  $t_{c.з.попер.}$  – час спрацьовування МСЗ попереднього елемента, тобто віддаленішого від джерела живлення, с;

$\Delta t$  – ступінь селективності, с.

Згідно (5,20), витримки часу захистів мають наступні значення:

$$t_{c.з.МСЗ-10} = 2,5 \text{ с};$$

$$t_{c.з.МСЗ-35} = 3,0 \text{ с};$$

$$t_{c.з.МСЗ-110} = 3,5 \text{ с}.$$

### 5.5 Вибір уставок пристрою резервування відмови вимикача

Відповідно до індивідуального принципу побудови пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ) шафи має витримку часу, необхідну для фіксації відмови вимикача. Це дозволяє відмовитися від запасу по витримці часу, який передбачається в централізованих ПРВВ із загальною витримкою часу. Витримка часу ПРВВ може бути прийнята рівною (0,2 - 0,3) с, що покращує умови збереження стійкості енергосистеми і зменшує витримки часу резервних захистів. Рекомендоване значення струму спрацьовування від 0,05 до 0,1 номінального струму приєднання.

### 5.6 Розрахунок захисту від перевантаження

Захист від перевантаження, згідно з пунктом 3.2.69 [32] встановлюється на трансформаторах потужністю 0,4 МВ·А і більше.

Струм спрацьовування захисту від перевантаження з дією на сигнал визначається згідно з виразом (5.10), в якому  $k_{нас} = 1,05$ , – коефіцієнт настроєння, а  $k_n = 0,95$  – коефіцієнт повернення, коефіцієнт запуску не враховується.

Вторинний струм спрацьовування реле визначається за виразом (5.14). Результати розрахунку зведемо в табл. 5.4

Таблиця 5.4 – Розрахунок захисту від перевантаження

Найменування величини	Позначення і пояснення	Числове значення		
		Ввід 110 кВ	Ввід 35 кВ	Ввід 10 кВ
Номинальний струм сторони, А	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коефіцієнт налаштування	$k_{нас}$	1,05	1,05	1,05
Коефіцієнт повернення	$k_n$	0,95	0,95	0,95
Первинний струм спрацьовування захисту від перевантаження, А	$I_{с.з} = \frac{k_{нас}}{k_n} \cdot I_{ном.стор}$	221,956	662,985	2320,451
Вторинний струм спрацьовування реле, А	$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{мс}}$	1,850	3,315	3,867

Час спрацювання захисту від перевантаження приймаємо витримку - 9 с.

### 5.7 Розрахунок блокування пристрою регулювання під напругою

Блокування передачі керуючого імпульсу на виконавчий механізм пристрою регулювання під напругою (РПН) здійснюється при:

- перевантаженні по струму;
- зниженні напруги на сторонах СН і НН нижче  $0,85 \cdot U_{ном.стор}$ ;
- несправності регулятора і (чи) приводів РПН;
- подання зовнішнього сигналу блокуванню.

Струм спрацьовування блокування РПН визначається:

$$I_{с.з} = k_{нас} \cdot I_{ном.стор}, \quad (5.21)$$

де  $k_{нас} = 1,0$  – коефіцієнт настроєння.

Згідно (5.21), отримуємо:

$$I_{с.з} = 1 \cdot 200,817 = 200,817 \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацьовування реле визначається згідно (5.14) :

$$I_{с.р} = 200,817 \cdot \frac{1}{600/5} = 1,673 \text{ А.}$$

Захист діє на час перевантаження по струму.

## 5.8 Розрахунок захисту від перегрівання

При роботі трансформатора відбувається нагрів обвиток і магнітопроводу за рахунок втрат енергії в них. Трансформатор марки ТДТН-40000/110 оснащений оливним охолодженням з дуттям і природною циркуляцією оливи.

Струм спрацювання автоматики охолодження визначається за виразом (5.10): при  $k_{нас} = 0,5$  – коефіцієнт налаштування, а  $k_n = 0,95$  – коефіцієнт повернення, коефіцієнт запуску не враховується. Розрахунковий вторинний струм спрацювання реле визначається згідно (5.14). Результати розрахунку приведені в табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – Розрахунок захисту від перегрівання

Найменування величини	Позначення і пояснення	Числове значення		
		Ввід 110 кВ	Ввід 35 кВ	Ввід 10 кВ
Номинальний струм сторони, А	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коефіцієнт налаштування	$k_{нас}$	0,5	0,5	0,5
Коефіцієнт повернення	$k_n$	0,95	0,95	0,95
Первинний струм спрацювання захисту від перегрівання, А	$I_{с.з} = \frac{k_{нас}}{k_n} \cdot I_{ном.стор}$	105,693	315,707	1104,977
Вторинний струм спрацювання реле, А	$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{мс}}$	0,881	1,578	1,842

Витримка часу складає 9 с.

## 5.9 Газовий захист

Газове реле, наприклад типу ВФ-80, встановлюється в розріз труби, що сполучає бак трансформатора з розширювачем.

Газовий захист є універсальним і найбільш чутливим захистом трансформаторів (автотрансформаторів) від внутрішніх пошкоджень. Відмикаючий елемент газового захисту має уставку спрацювання за швидкістю оливи.

Величина уставки - (0,5-1,5 мс) і може коригуватися.



## **5.10 Газовий захист перемикача пристрою регулювання під напругою**

Бак РПН з'єднується з розширювачем (окремий відсік) і в сполучній трубі встановлюється спеціальне реле, наприклад URF-25.

Це реле називається струминним і працює тільки при кидку оливи. У реле один відмикаючий елемент – заслінка замість поплавка. Після спрацювання струминне реле залишається в спрацьованому положенні і повинно повертатися в початкове положення натисненням кнопки на реле.

## **5.11 Висновки до розділу**

Для захисту високовольтного трансформатора здійснено вибір комплектування: шафи захисту трансформатора у складі двох комплектів і автоматики керування вимикачем. Перший комплект реалізує функції основних і резервних захистів. Релейна частина цього комплекту виконана на базі мікропроцесорного терміналу типу БЭ2704 V041 виробництва НПП «ЭКРА» і електромеханічних реле. Другий комплект призначений для додаткових резервних захистів трансформатора і для керування ввідним вимикачем ВН.

Проведений розрахунок диференційного захисту трансформатора з визначенням струму спрацювання, струму гальмування блокування, струму спрацювання диференційної відсічки, коефіцієнта чутливості захисту.

Проведений розрахунок максимального струмового захисту з блокуванням по напрузі з визначенням первинних і вторинних струму і напруги спрацювання захисту, чутливості захисту, витримок часу.

Здійснений вибір уставок пристрою резервування відмови вимикача.

Проведені розрахунки: захисту трансформатора від перевантаження, блокування пристрою регулювання під напругою, захисту від перегрівання обвиток і магнітопроводу трансформатора.

## 6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

### 6.1 Методика оцінки економічної ефективності інженерних рішень

В даний час практично перед усіма електропостачальними компаніями постає питання про необхідність заміни зношеного обладнання. Вибираючи нове обладнання, необхідно враховувати не тільки його первісну вартість, але й експлуатаційні витрати, частоту відмов і, як наслідок, упущену вигоду підприємства в результаті зриву поставок електроенергії споживачам [20].

Методика оцінки економічної ефективності дозволяє вибрати електротехнічне обладнання способом попарного порівняння виробів, різних за своїми характеристиками. Такий підхід дає можливість, крім техніко-експлуатаційних характеристик, врахувати економічні чинники, що підвищує обґрунтованість прийнятих рішень.

Методика включає в себе три етапи [36].

1-й етап. Розрахунок експлуатаційних витрат, витрат на ліквідацію аварій та розміру упущеної вигоди через простої того чи іншого типу обладнання.

2-й етап. Зіставлення планованих грошових потоків, що виникають при експлуатації порівнюваних типів обладнання.

3-й етап. Розрахунок основних показників порівняльної ефективності придбання того чи іншого типу обладнання.

#### 6.1.1 Розрахунок загальних витрат

На цьому етапі оцінюються витрати на ремонт і упущена вигода.

Середня вартість матеріалів для поточного обслуговування і ремонту, в тому числі запасних частин, залежить від типу розглянутого обладнання. Зміни вартості матеріалів і запасних частин для ремонту в період служби обладнання розраховуються на підставі формули:

$$3\mathcal{C}_t = 3\mathcal{C} \cdot \left(1 + \frac{I_{3\mathcal{C}}}{100}\right)^{(t-1)}, \quad (6.1)$$

де  $3\mathcal{C}_t$  - скоригована вартість запасних частин для ремонту і обслуговування в  $t$ -му році, грн.;

$ZЧ$  - поточна вартість запасних частин для ремонту, задана у вихідних даних, грн.;

$I_{зч}$  - випереджаючий інфляцію темп приросту вартості запасних частин, %;

$t$  - порядковий номер року, для якого проводиться розрахунок.

Накладні витрати на ремонт задаються як відсоток від суми заробітної плати робітників, які виконують ремонт. Величина цих витрат залежить від специфіки господарської діяльності організації, що експлуатує обладнання.

Загальні витрати на поточний ремонт і обслуговування одиниці обладнання визначаються як сума описаних вище статей витрат.

Витрати на ліквідацію аварій задаються як вихідні дані і не пов'язані з будь-якими спеціальними розрахунками. При цьому враховується період гарантійного обслуговування аналізованого устаткування, в якому витрати на ліквідацію аварій несе виробник. Шляхом підсумовування витрат на поточний ремонт, капітальний ремонт та ліквідацію аварій визначаються загальні витрати на ремонт обладнання.

У поняття упущеної вигоди згідно методики [36], включений недоотриманий прибуток, що з'являється внаслідок простою електротехнічного обладнання через поточний або капітальний ремонт та ліквідації аварій.

У загальному вигляді упущена вигода через простої внаслідок аварій і ремонтів розраховується за формулою:

$$УВ_A = \frac{ТА \cdot ЧА \cdot П \cdot р}{1 + \frac{ПДВ}{100}} \cdot \frac{n}{100 + n}, \quad (6.2)$$

де  $УВ_A$  - упущена вигода через відключення споживачів внаслідок аварій та пошкодження аналізованого устаткування, грн.;

$ТА$  - середня тривалість аварійного ремонту, год.;

$ЧА$  - середня (за рік) частота відключень споживачів внаслідок аварій та пошкоджень устаткування;

$П$  - потужність від'єданого на ремонт обладнання, кВт;

$р$  - вартість 1 кВт·год електроенергії (разом з діючою ставкою ПДВ), грн.;

$n$  - націнка до повних витрат для 1 кВт·год електроенергії, %.

### 6.1.2 Зіставлення грошових потоків

Зіставлення грошових потоків, що виникають в процесі експлуатації аналізованого обладнання, - це оцінка різниці між витратами для різних типів обладнання стосовно кожної з описаних статей витрат, що дає уявлення про абсолютні значення економії на витратах, а також запобігання упущеної вигоди при експлуатації того чи іншого обладнання.

### 6.1.3 Оцінювання ефективності внаслідок порівняння варіантів витрат

З метою порівняння ефективності придбання різних типів обладнання зіставляють такі показники [36]:

- зміна податку на майно;
- зміна прибутку внаслідок зміни витрат на ремонт;
- зміна прибутку внаслідок зміни упущеної вигоди.

Розрахунок зміни податку на майно проводять за формулою:

$$\partial P_{Mt} = (ВП_{mun1} - ВП_{mun2}) \cdot \left(1 - t \cdot \frac{HA}{100}\right) \cdot \frac{P_M}{100}, \quad (6.3)$$

де  $\partial P_{Mt}$  - зміна податку на майно в  $t$ -му році, грн;

$ВП_{mun1}$  та  $ВП_{mun2}$  - вартість придбання обладнання різних виробників, скоригована на величину сплаченого при придбанні обладнання ПДВ, грн;

$HA$  - норма амортизації, %;

$P_M$  - ставка податку на майно, %.

Розрахунок зміни прибутку в результаті зміни витрат на ремонти і обслуговування (сальдо витрат щодо аналізованих видів обладнання коригується з урахуванням податку на прибуток):

$$\partial PP_{3t} = (BP_{mun2t} - BP_{mun1t}) \cdot \left(1 - \frac{P_{PP}}{100}\right), \quad (6.4)$$

де  $\partial PP_{3t}$  - зміна прибутку через зміни сумарних витрат на ремонт в  $t$ -му році, грн;

$BP_{mun2t}$  та  $BP_{mun1t}$  - сумарні витрати на ремонт в  $t$ -му році обладнання різних виробників (визначаються як сума витрат на поточне обслуговування, ремонти та ліквідацію аварій, розрахунок яких наведено вище), грн;

$P_{PP}$  - ставка податку на прибуток, %.

Розрахунок зростання прибутку, який очікується завдяки запобіганню упущеної вигоди через простій обладнання (сальдо упущеної вигоди щодо аналізованих видів обладнання коригується з урахуванням податку на прибуток):

$$\partial ПР_{УВt} = (УВ_{мин2t} - УВ_{мин1t}) \cdot \left(1 - \frac{П_{ПР}}{100}\right), \quad (6.5)$$

де  $\partial ПР_{УВt}$  - збільшення прибутку внаслідок зменшення упущеної вигоди, грн;

$УВ_{мин2t}$  та  $УВ_{мин1t}$  - сумарна упущена вигода через простій обладнання різних виробників (визначається як сума упущеної вигоди від простою аналізованого устаткування в період поточного обслуговування, ремонтів та ліквідації аварій), грн;

НПР - ставка податку на прибуток, %.

Розрахунок додаткового прибутку при використанні нового обладнання проводимо з використанням виразів (6.3), (6.4), (6.5):

$$ДПР_t = -\partial П_{Mt} + \partial ПР_{3t} + \partial ПР_{УВt}. \quad (6.6)$$

Інтегральний економічний ефект від придбання та експлуатації аналізованого обладнання для першого року експлуатації:

$$ІЕф_1 = (ВП_{мин2} - ВП_{мин1}) + ДПР_1, \quad (6.7)$$

де  $ДПР_1$  - додатковий прибуток при використанні аналізованого устаткування в 1-му році експлуатації.

Починаючи з 2-го року експлуатації обладнання інтегральний економічний ефект оцінюється наростаючим підсумком:

$$ІЕф_t = ІЕф_{t-1} + ДПР_t, \quad (6.8)$$

Рік, в якому інтегральний економічний ефект набуває *позитивного* значення, визначає термін простої (недисконтованої) окупності проекту придбання обладнання.

#### Дисконтований додатковий прибуток.

Сучасні методи оцінки ефективності вкладень передбачають врахування зміни вартості грошей у часі. Для приведення майбутніх грошових потоків до справжнього моменту використовується дисконтування. Зокрема, дисконтований потік додаткового прибутку при використанні різного устаткування розраховується таким чином:

$$ДПР_{dt} = \frac{ДПР_t}{\left(1 + \frac{d}{100}\right)^t}, \quad (6.9)$$

де  $ДПР_{dt}$  - дисконтований додатковий прибуток від використання аналізованого обладнання в  $t$ -му році, грн;

$d$  - ставка дисконту, %;

$t$  - порядковий номер року експлуатації обладнання.

#### Чиста поточна вартість проекту.

Основна ідея показника чистої поточної вартості проекту NPV (Net Present Value) полягає в тому, щоб знайти співвідношення між *інвестиційними витратами* і майбутніми доходами, виражене в скориговану в часі (як правило, до початку реалізації проекту) грошовою величиною.

В описуваній моделі інвестиційні витрати - це перевищення вартості одного типу аналізованого устаткування над іншим, тобто додаткові інвестиції, пов'язані з придбанням більш сучасного обладнання. Під майбутніми доходами тут розуміється додатковий прибуток ( $ДПР_t$ ), що виникає при використанні більш сучасного обладнання.

Для приведення потоку додаткового прибутку на початок реалізації проекту (до поточного моменту) проводиться дисконтування ( $ДПР_{dt}$ ) згідно виразу:

$$\begin{aligned} NPV_t &= (ВП_{mun2} - ВП_{mun1}) + \sum_{i=1}^t \frac{ДПР_i}{\left(1 + \frac{d}{100}\right)^i} = \\ &= (ВП_{mun2} - ВП_{mun1}) + \sum_{i=1}^t ДПР_{di}, \end{aligned} \quad (6.10)$$

де  $NPV_t$  - чиста поточна вартість проекту в році  $t$ , грн.

Як тільки показник  $NPV$  набуває позитивного значення, досягається дисконтована окупність проекту.

#### Внутрішня норма повернення.

Внутрішня норма повернення IRR (Internal Rate of Return) - найбільш широко використовуваний показник *ефективності інвестицій* з урахуванням зміни вартості грошей у часі. Під внутрішньою нормою повернення розуміють відсоткову ставку, при якій чиста поточна вартість інвестиційного проекту

дорівнює нулю і обчислюється згідно виразу:

$$NPV_t = (ВП_{mun2} - ВП_{mun1}) + \sum_{i=1}^t \frac{ДПП_i}{\left(1 + \frac{IRR}{100}\right)^i} = 0, \quad (6.11)$$

Показник внутрішньої норми повернення IRR показує, яку реальну прибутковість має аналізований проект. Чим вища величина IRR, тим більша ефективність інвестицій.

Методика носить універсальний характер і може бути застосована для оцінки будь-яких об'єктів енергопостачання. Розрахунки економічної ефективності відповідно до цієї методики можна проводити за допомогою універсальної економіко-математичної моделі на базі MS Excel, яка дозволяє порівнювати обладнання різних виробників.

Розрахунок упущеної вигоди в моделі реалізований як для електромережних компаній, які перепродують електроенергію, так і для кінцевих споживачів.

Описана методика схематично характеризує економічний простір реалізації економічних ефектів господарського заходу. Як правило, лише частина реально існуючих у межах національної економіки ефектів сприймається безпосередньо економічним суб'єктом, що здійснює даний захід. Вигоду або ж збитки від інших ефектів отримують можливість (або вимушену необхідність) сприймати інші господарські суб'єкти.

## **6.2 Ступінь деталізації розрахунків економічної ефективності**

Від функцій, що виконують показники економічної ефективності, залежить необхідний ступінь деталізації (точності) розрахунку. Управлінські рішення, що ухвалюються на рівні національної чи економіки регіону (області, району, міста) передбачають урахування усереднених оцінок, що само по собі зумовлює укрупнений (приблизний) характер розрахунку показників [12].

Ухвалення ж рішень на рівні підприємства, навпаки, потребує детальних розрахунків, які б враховували якнайбільше подробиць і нюансів, пов'язаних із розглянутим заходом і умовами, в яких його передбачається реалізувати. Хоча і

тут точність розрахунку повинна відповідати потребам управлінських завдань, а головне - вони повинні порівнюватися з обсягами інвестування, на які впливають ці рішення.

## **7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **7.1 Аналіз небезпечних факторів на трансформаторній підстанції та розробка заходів щодо їх зниження**

Безпечність об'єкту електроенергетики - це властивість об'єкту за нормальної експлуатації та в разі аварії обмежувати вплив джерел небезпеки на персонал, населення та навколишнє середовище.

Рівень безпечності вважається прийнятним у разі, якщо забезпечене додержання вимог державних нормативних документів з техніки безпеки. Аварійний режим - режим функціонування підприємства (об'єкту) в разі виникнення аварії. Аварійний захист - передбачена у технічному проекті підприємства система пристроїв безпеки, що призначені для захисту персоналу та обладнання в аварійному режимі [29].

До потенційно-небезпечних частин електроустановок відносяться неструмоведучі частини, на яких може з'явитися напруга внаслідок пошкодження ізоляції. Ці частини електроустановок підлягають захисному заземленню або зануленню в мережах напругою до 1000 В із глухозаземленою нейтраллю. Стосовно конкретних видів електрообладнання потенційно небезпечними частинами є [31]:

1) металеві корпуси трансформаторів (зокрема, зварювальних) та інших електроприймачів, окрім оснащених подвійною ізоляцією або таких, що живляться малою напругою, а також увімкнених через розділовий трансформатор чи захисно-вимикаючий пристрій;

2) рами і приводи вимикачів та інших комутаційних апаратів;

3) вторинні обвитки вимірювальних трансформаторів, окрім



трансформаторів струму, що живлять лічильники електроенергії, розраховані на напругу 380/220 В;

4) каркаси розподільних щитів керування, шаф із електрообладнанням (зйомні чи ті, що відкриваються, частини щитів і шаф) повинні бути заземлені або занулені окремим гнучким провідником, якщо на них встановлене електрообладнання напругою понад 42 В змінного чи 110 В постійного струму;

5) металеві оболонки проводів та броньовані кабелі;

6) сталеві труби для електропроводки;

7) троси у тросових електропроводках;

8) металеві кожухи шинопроводів, короби і лотки;

9) електрообладнання, встановлене на рухомих частинах верстатів і розділених від станини шаром мастила;

10) арматура залізобетонних опор та їх дротові відтяжки.

Потенційно-небезпечними не вважаються [31]:

1) металеві скоби і закрєпи для кріплення проводки;

2) труби для проходу проводки та кабелів через стіни;

3) гаки ізоляторів чи штирі на дерев'яних опорах і конструкціях, якщо на цих опорах прокладений кабель із заземленою бронею або неізольований заземлювальний провідник від розрядників.

## **7.2 Заходи пожежної безпеки на трансформаторній підстанції**

Згідно вимог Правил улаштування електроустановок [32] щодо пожежної безпеки з метою запобігання розтіканню оливи та розповсюдженню пожежі у разі пошкодження оливонаповнених силових трансформаторів повинні бути улаштовані оливоприймачі, оливовідводи і оливозбірники. За об'ємом оливоприймач повинен бути розрахований на одночасне приймання 100% оливи, яка знаходиться в корпусі трансформатора.

Основними засобами гасіння пожежі у силових трансформаторах є вуглекислота, повітряно-механічна піна, розпилена вода та порошкові суміші. Рекомендуються такі оптимальні значення інтенсивності подачі вказаних засобів гасіння [31]:

- розчин для піни - 0,15 л/(с·м<sup>2</sup>);
- розпилена вода - 0,2 л/(с·м<sup>2</sup>);
- порошкові суміші - 0,3 л/(с·м<sup>2</sup>).

Для безпечного виконання робіт, пов'язаних із гасінням пожеж, необхідно виконати такі умови [31]:

- дії з гасіння пожежі мають здійснювати не менше, ніж дві особи;
- провести необхідні вимикання та вжити заходів, що перешкоджають випадковій подачі напруги до місця гасіння пожежі;
- на рукоятках комутаційних апаратів (приводів) повісити плакати: «Не вмикати - працюють люди», «Не вмикати - робота на лінії»;
- приєднати до заземлюючого пристрою переносні заземлення та перевірити відсутність напруги на вимкнених для виконання робіт струмовідних частинах.

### **7.3 Організаційні заходи захисту персоналу підстанції**

Керування охороною праці на виробничих об'єднаннях і енергетичних підприємствах, організаціях здійснюється такими категоріями працівників [2]:

- першими керівниками - у цілому, їхніми заступниками (головними інженерами) - безпосередньо;
- відділами (службами старшого інженера, інженерами) охорони праці, на які покладається організаційно-методична робота з керування охороною праці і підготовка управлінських рішень (накази, розпорядження, інформаційні листи, вказівки), а також здійснення контролю за їхньою реалізацією;
- посадовими особами відділів, служб, відповідальними за виконання задач керування охороною праці (відділи: виробничо-експлуатаційний, технічний, капітального будівництва, організації праці і заробітної плати, матеріально-технічний, планово-економічний, фінансовий, бухгалтерія);
- у підрозділах енергетичних підприємств, організацій (цехах, службах, виробничих ділянках) - керівниками відповідних підрозділів, а також старшими майстрами, майстрами, бригадирами і виконавцями робіт (керівниками робіт) при провадженні робіт в енергоустановках за нарядами-допусками.

Пропаганда питань охорони праці включає [2]:

- проведення вступних інструктажів працівників, що поступають на роботу;
- навчання безпечним методам праці людей, що надходять на роботу з підвищеними вимогами безпеки праці;
- первинна перевірка знань з охорони праці й техніки безпеки експлуатації електроустановок, інструкцій, знань безпечних методів праці;
- проведення первинних інструктажів на робочому місці;
- дублювання повторних (планових) інструктажів, протиаварійних, протипожежних тренувань, планового навчання персоналу безпечним методам праці, періодичну (чергову) перевірку знань з охорони праці й техніки безпеки експлуатації електроустановок, інструкцій, знань безпечних методів праці.

Вимоги до персоналу: робітникам, що обслуговують електроустановки, повинна бути присвоєна група з електробезпеки, видане посвідчення установленої форми, яке вони зобов'язані мати при собі при провадженні робіт; в електроустановках вище 1000 В робітники з числа чергового чи оперативно-ремонтного персоналу, одноосібно обслуговуючі електроустановки, і старші по зміні повинні мати групу IV, інші - групу III [31].

#### **7.4 Організація цивільного захисту на об'єктах електроенергетики**

Планування цивільного захисту (ЦЗ) об'єкту полягає у розробці сукупності документів, у яких визначені сили і засоби, порядок і послідовність дій з метою забезпечення захисту персоналу, а також виконання завдань вищих органів, пов'язаних із наданням допомоги населенню інших об'єктів і міст [21].

На об'єкті мають бути розроблені два плани: на воєнний та мирний час.

План ЦЗ на воєнний час - це документи, які визначають організацію і порядок переведення об'єкту з мирного на воєнний час і ведення ЦЗ в початковий період війни.

План ЦЗ на мирний час - це документи, які визначають організацію і порядок виконання заходів цивільного захисту з метою запобігання або зменшення можливих втрат від важких виробничих аварій, катастроф і стихійних лих, а також ведення рятувальних та інших невідкладних робіт при їх виникненні.

Реальність розроблених планів ЦЗ буде залежати від повноти вихідних даних, наявності сил і засобів, правильного обліку всіх можливостей об'єкту.

Заходи, які потребують капітальних затрат і матеріально-технічних засобів, також мають бути висвітлені в цих планах.

## **7.5 Роль місцевого управління у створенні безпекового середовища життєдіяльності людей**

Виконання найважливіших завдань, що гарантують суспільству і кожному громадянину захист від загроз природного та техногенного характеру, відбувається в період загострення безпекової ситуації через військовий конфлікт на сході України. Забезпечення всебічної безпеки особистості стало пріоритетом найближчих десятиліть, перетворилося в одну з головних цілей держави. Тому, проблеми захисту населення і території країни від надзвичайних ситуацій, а також від небезпек, що виникають при веденні військових дій або внаслідок цих дій, продовжують залишатися досить актуальними [28].

Саме на місцевому рівні відбувається найбільша кількість надзвичайних ситуацій, а також підтверджується ефективність прийнятих державних безпекових рішень, стає очевидним вплив на безпекове середовище життєдіяльності людей [33].

Так, результатами пілотних проектів щодо організації заходів ЦЗ населення спроможних територіальних громад, запроваджених ДСНС України спільно з облдержадміністраціями у Вінницькій, Дніпропетровській, Донецькій, Львівській, Тернопільській областях, створено [28]:

- 32 ланки територіальних підсистем єдиної державної системи цивільного захисту;
- 46 місцевих комісій з питань техногенно-екологічної безпеки та надзвичайних ситуацій;
- 11 Центрів безпеки громадян;
- 117 пожежних частин місцевої та добровільної пожежної охорони;
- 23 структурні підрозділи та призначено у виконавчих органах територіальних громад 78 відповідальних осіб за цивільний захист;

– навчено 213 осіб з числа керівного складу територіальних громад, до повноважень яких віднесено питання організації ЦЗ, та більше 1 тис. 300 працівників протипожежних підрозділів;

– до практичних тренінгів з безпеки життєдіяльності залучено понад 3 тисячі осіб [28].

З метою підвищення стійкості новостворених територіальних громад до природних і техногенних загроз належить:

– продовжувати розвиток територіальних підсистем єдиної державної системи цивільного захисту;

– посилювати спроможність сил цивільного захисту для своєчасного реагування на надзвичайні ситуації;

– створювати запаси матеріальних і фінансових ресурсів для протидії надзвичайним ситуаціям;

– поглиблювати громадську обізнаність з основних факторів природних і техногенних небезпек та їх запобігання.

## **8 ЕКОЛОГІЯ**

Майбутнє електроенергетики в провідних зарубіжних країнах проглядається досить чітко. Так, згідно з прийнятим державним енергетичним програмам, до 2020 року частка електроенергії, одержуваної за допомогою поновлюваних джерел, від загального обсягу виробництва електроенергії складе: в Швеції - 50%; у Великобританії - 40%; в США - від 11 до 22%; в Китаї - 15%; в Нідерландах - 10%.

На початку 2009 р в Норвегії була розроблена програма технологічної та наукової підтримки розвитку морських поновлюваних джерел енергії. Щорічно в Німеччині встановлюється близько 700 нових вітроагрегатів (зараз їх близько 20 тисяч). Там же в 2009 р. в містечку Пренцлау (земля Бранденбург) було урочисто закладено фундамент гібридної вітроводневої електростанції [6].

Постає питання: чому провідні країни світу так інтенсивно працюють над відновлювальною енергетикою? Відповідь очевидна - це один з напрямів

підвищення екологічної безпеки планети.

Так, традиційна енергетика серйозно впливає на екологічну безпеку своїми негативними аспектами:

- викиди теплових електростанцій (ТЕС) в навколишнє середовище містять СО, двоокис сірки, окис азоту, пил, алюміній і його сполуки, залізо, магній та інші продукти, шкідливі для здоров'я людей;
- гори золи та шлаку на вугільних ТЕС потребують значних територій для зберігання;
- теплові і атомні електростанції (АЕС) викидають величезну кількість тепла в атмосферу, а також теплих вод у ґрунт, що посилює проблему глобального потепління;
- великі гідроелектростанції (ГЕС) вимагають відчуження значних площ і затоплення земель, що зумовлює знищення природних екосистем;
- відсутня гарантія неможливості аварій на АЕС з викидом радіоактивних речовин на значних територіях; катастроф, подібних тій, що сталася на Саяно-Шушенській ГЕС; руйнування опор на системоутворюючих повітряних лініях надвисоких напруг;
- досі не вирішена проблема захоронення радіоактивних відходів атомних станцій [19].

### **8.1 Необхідність дотримання екологічного балансу біосфери**

Всі біохімічні процеси на Землі забезпечуються сонячною енергією і складаються з взаємопов'язаних процесів синтезу і розкладання як природних органічних речовин, так і продуктів діяльності людини [23].

Збереження стійкого стану навколишнього середовища можливе тільки при дотриманні рівності швидкостей біологічного синтезу і розкладання, що забезпечують високий ступінь замкнутості біохімічних кругообігів речовин.

Навколишнє середовище постійно піддається зовнішнім збуренням у вигляді вулканічних вивержень, падіння великих метеоритів, змін сонячної радіації та інших процесів як в космосі, так і в надрах Землі. Повернення до стабільного стану забезпечується відповідним коригуванням процесів синтезу і

розкладання.

За останні 100 років індустріалізація, зростання чисельності населення і пов'язане з цим зростання енергоспоживання постійно збільшують обсяги господарської діяльності щодо забезпечення ресурсами, тобто постійно зростає вплив на біосферу і вона не встигає коригувати біохімічні процеси за короткі терміни.

Тому, перехід на екологічно чисті джерела енергії може вирішити тільки проблему забруднення навколишнього середовища. Збереження ж її стабільного стану і запобігання подальшого руйнування можливе тільки при скороченні господарської діяльності та стабілізації її рівня, а значить, і рівня енергоспоживання. Це може бути досягнуто енергозбереженням в поєднанні з екологічно чистою енергетикою, заснованою на відновлюваних ресурсах.

## **8.2 Створення локальних енергетичних систем для мінімізації впливу на біосферу**

Енергетику майбутнього зазвичай називають відновлюваною (щодо виду ресурсів), нетрадиційною (щодо часового фактору), малою (з обмеженою потужністю і, отже, складом споживачів).

Енергетика майбутнього повинна бути заснована на використанні ресурсів планети, які утворюються і підтримуються сонячною радіацією, теплом надр землі, енергією припливів і відливів, енергією сил тяжіння, рушійних водотоків річок та ін.

Щодо електроенергетики, то тут доцільно на основі існуючих електричних мереж створювати локальні енергетичні системи (ЛЕС) на рівні споживача, групи споживачів, населеного пункту, району, адміністративно-територіальної одиниці як суми попередніх рівнів, які на тривалий період забезпечать потрібну кількість і якість електроенергії як при нормальному їх функціонуванні, так і при різного роду аномаліях [23].

Локальні системи - це системи, що формуються в зонах децентралізованого та централізованого електропостачання, основою яких є енергоджерела і розподільчі електричні мережі. Створення локальних систем повинно

ґрунтуватися на таких принципах:

- зонному, тобто зони споживача, групи споживачів, населеного пункту, адміністративного району, окремого суб'єкта;

- пристосованості до змін рівнів і розміщення навантажень з урахуванням розвитку виробництва, соціальної та побутової сфери, в тому числі розвитку систем тепло- і водопостачання, зв'язку та утилізації відходів;

- взаємодії, що забезпечує взаємовигідне використання енергетичних ресурсів сусідів і оптимізацію режимів функціонування суміжних систем;

- взаємозалежності, що забезпечує живучість систем електропостачання при виникненні різних збурень (природно-кліматичних, економічних, політичних) поза територією дії даної системи;

- ефективності формування та функціонування систем за рахунок наближення енергоджерел до споживача, використання місцевих енергоресурсів, а також за рахунок розгляду питань оптимізації режимів електроспоживання і вдосконалення технологічних процесів у споживачів в комплексі з електропостачанням.

Основними перевагами ЛЕС є [23]:

- підвищення надійності електропостачання та зниження втрат електроенергії внаслідок максимального наближення енергоджерел до споживача і забезпечення резервування енергопостачання;

- мінімізація витрат на транспортування палива внаслідок максимального використання місцевих паливних ресурсів;

- висока стійкість до різного роду збурень в суміжних зонах внаслідок їх незалежності один від одного;

- можливість створення нормальних комфортних умов і підвищення життєвого рівня населення в сільській місцевості та віддалених районах;

- організація додаткових робочих місць зі спорудження та обслуговування енергоустановок;

- зниження і рівномірність розподілу навантаження на навколишнє середовище;

- використання при спорудженні малих енергоджерел фінансових коштів місцевих бюджетів, ділових структур і окремих громадян;



- можливість в короткі терміни вирішити питання енергозабезпечення окремих споживачів, їх груп, населених пунктів і в цілому адміністративно-територіальних одиниць на тривалу перспективу;
- забезпечення інтенсивного енергозбереження.

Локальні енергосистеми в поєднанні з місцевою енергоресурсною базою - це той регіональний паливно-енергетичний комплекс, навколо якого повинні формуватися сировинна, індустріальна і сільськогосподарська зони.

## **ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ**

В дипломній роботі досліджена надійність пристроїв релейного захисту систем електропостачання 110/10 (6) кВ на основі модернізації трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ для забезпечення ефективності постачання електроенергії споживачам.

Отримані такі результати:

1. Проведений аналіз району електропостачання ПС 330/110/35 кВ «Тернопільська» з понижувальною підстанцією 110/35/10 кВ «Радіозавод», а також аналіз електроустаткування та стану комутаційного обладнання підстанції.

2. Досліджена модель надійності пристроїв релейного захисту як результат визначення ймовірностей відмов їх схем в певні моменти часу, а також на інтервалі часу.

3. Проаналізовані статистичні дані функціонування пристроїв релейного захисту в різних робочих ситуаціях для встановлення моделі їх надійності у вигляді узагальненого нормалізованого показника відмов.

4. Досліджена модель коефіцієнта передачі електромагнітного трансформатора струму як елемента кола релейного захисту і встановлено необхідний динамічний діапазон лінійного перетворення первинного струму без спотворень й робочий частотний діапазон перетворювача.

5. Досліджено статистику спрацювань пристроїв релейного захисту різних поколінь виконання і встановлені причини нижчої на даний час надійності мікропроцесорних пристроїв від електромагнітних.

6. Проведено вибір сучасного комутаційного обладнання: вимикачів, роз'єднувачів для підвищення надійності району електропостачання трансформаторної підстанції.

7. Здійснено заміну короткозамикачів на стороні 110 кВ на елегазові вимикачі, заміну оливних вимикачів на стороні 35 кВ на вакуумні.

8. Здійснено вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги, струмовідних частин, трансформаторів власних потреб, обмежувачів перенапруги та іншого комутаційного обладнання ПС 110/35/10 кВ.

9. Проведений розрахунок струмів коротких замикань на шинах 110, 35 і 10 кВ трансформаторної підстанції з визначенням окремих їх параметрів, необхідних для вибору і перевірки електричних апаратів та провідників підстанції, а також для вибору уставок релейного захисту і визначення їх чутливості.

10. Для захисту високовольтного трансформатора здійснено вибір комплектування шафи захисту трансформатора на базі мікропроцесорного терміналу і електромеханічних реле.

11. Проведений розрахунок диференційного захисту трансформатора, максимального струмового захисту з блокуванням по напрузі, коефіцієнта чутливості захисту. Здійснений вибір уставок пристрою резервування відмови вимикача.

12. Проведені розрахунки: захисту трансформатора від перевантаження, блокування пристрою регулювання під напругою, захисту від перегрівання обвиток і магнітопроводу трансформатора.

Досліджена надійність пристроїв релейного захисту трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ та запропоновані заходи щодо її модернізації підвищать ефективність функціонування систем електропостачання 110/10 (6) кВ, а також сприятимуть безпеці персоналу й недопущенню екологічного забруднення довкілля.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Авербух А. М. Релейний захист в задачах з рішеннями і прикладами / А. М. Авербух. – К. : Енергія, 1975. – 423 с.
2. Батлук В. А. Охорона праці. Підручник / В. А. Батлук, М. П. Кулик, Р. А. Яцюк. – Львів : Вид-цтво НУ «Львівська політехніка», 2009, 360 с.
3. Бахмачук С. В. Деякі аспекти техніко–економічного порівняння варіантів схем електричних з'єднань та видачі потужності електростанції / С. В. Бахмачук, Т. В. Завалко // Сучасні проблеми економіки та підприємництва. Аналіз діяльності підприємства. – 2014. – Вип. 14. – С. 236–243.
4. Бень Т. Г. До визначення економічної ефективності інвестицій // Економіка України. – 2007. - №4. – С. 12–19.
5. Бойчик І. М. Економіка підприємства. Навч. посіб. – Вид. 2-е, доп. і перероб. – К. : Атіка, 2007. – 528 с.
6. Бойчук Ю. Д. Екологія і охорона навколишнього середовища. Навч. посібн. / Ю Д. Бойчук, Е. М. Солошенко, О. В. Бугай. – Суми : Університетська книга, 2012. – 284 с.
7. Булычев А. В. Релейная защита нового поколения. Требования к первичным преобразователям сигналов // Новости электротехники. – 2010. - №5 (65). – С. 16–21.
8. Бунько В. Я. Аналіз методів та засобів підвищення надійності елементів релейного захисту // Технологічний аудит та резерви виробництва. – 2015. - №3/1 (23). – С. 26–30.
9. Вакуленко О. О. Аналіз надійності схем релейного захисту в електромережах високої напруги / О. Вакуленко, П. Оліярник, А. Бартків // Матеріали ІV МНТК ТНТУ «Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій» (20–21 червня 2019 р., Тернопіль) : Зб. тез доп. – Тернопіль, 2019. – С. 278–280.
10. Ванин В. К. Релейная защита на элементах вычислительной техники / В. К. Ванин, Г. М. Павлов. – Л. : Энергоатомиздат, 1991. – 336 с.
11. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах : Учеб. для электроэнерг. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :

Высшая школа, –1985. – 536 с.

12. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі : ГКД 340.000.002–97. – Офіц. вид. – К. : Міненерго України, 1997. – 52 с. – (Галузевий керівний документ).
13. Голанцов Е. Б. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23). / Е.Б. Голанцов, В.В. Молчанов – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 88 с.: ил. - (Б-ка электромонтера; Вып. 631).
14. Грищук Ю. С. Аналіз надійності мікропроцесорних пристроїв релейного захисту / Ю. С. Грищук, Р. Ф. Тимошенко // Вісник нац. техн. ун-ту «ХПШ». Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів : Зб. наук. праць. – 2010. - №16. – С. 21–28.
15. Гуревич В. И. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты: мифы и реальность // Проблемы энергетики. – 2008. - №5–6. – С. 47–62.
16. Гуревич В. И. О некоторых оценках эффективности и надежности микропроцессорных устройств релейной защиты // Вести в электроэнергетике. – 2009. - №5. – С. 29–32.
17. Гуревич В. И. Проблемы оценки надежности релейной защиты // Электричество. – 2011. - №2. – С. 28–31.
18. Денисюк С. П. Формування технологічного базису модернізації розподільних електричних мереж на основі концепції SMART GRID // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2012. - №1. – С. 90–97.
19. Джигирей В. С. Екологія та охорона навколишнього природного середовища. Навч. посібник. – Вид. 2-е. – К. : Знання, 2002. – 203 с.
20. Економіка підприємства. Збірник практичних задач і конкретних ситуацій. Навч. посібн. / За ред. С. Ф. Покропивного. – Київ : Техніка, 1999.– 178 с.
21. Євдін О. М. Захист населення і територій від надзвичайних ситуацій. Т. 1. Техногенна та природна небезпека. Посібник / За заг. ред. В. В. Могильниченка. – К. : КІМ, 2007. – 636 с.
22. Кабышев А. В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения : учеб. пособие. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006 – 124 с.
23. Кадыков Ю.М. Планетарная энергетика. Экологические и экономические аспекты / Ю. М. Кадыков, О. Ю. Кадыкова // Новости электротехники. – 2010. -

№1 (61). – С. 7–15.

24. Катеринич М. Б. Аналіз та оцінка інвестиційних проектів // Економічна наука. Інвестиції: практика та досвід. – 2007. - №16. – С. 11–17.
25. Кириленко А. В. Разработка иерархического оперативно-управляющего комплекса и внедрение его в энергообъединения Украины / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно, П. А. Черненко // Наука та інновації. – 2008. – № 6. – С. 12-25.
26. Кодекс цивільного захисту України (від 02.10.2012 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.
27. Літвінов В. В. Порівняльний аналіз надійності схем релейного захисту з електромеханічними та мікропроцесорними реле / В. В. Літвінов, Я. С. Саченко // Гідроенергетика України. – 2015. - №1–2. – С. 10–17.
28. Михайлов В. М. Місцева політика в управлінні безпековим середовищем життєдіяльності людей // Матеріали 20-ї ВВПК «Сучасний стан цивільного захисту України та перспективи розвитку» (9–10 жовтня 2018 р., м. Київ) : Зб. тез доп. – К., 2018. – С. 298–301.
29. Охрана труда в электроустановках: Учебн. для вузов / Под ред. Б. А. Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
30. Попадченко С. А. Современные подходы к модернизации электрических сетей в электроэнергетической отрасли Украины // Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. – 2016. – №2. – С. 21–24.
31. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : ДНАОП 0.00-1.21-1998 / Вид. офіційне. Мінпраці України. – К. : Офіційний вісник України, 12.03.1998. - №8. – С. 394.
32. Правила улаштування електроустановок / Вид. офіційне. Міненерговугілля України. – Харків : Вид-во «Форт», 2017. – 760 с.
33. Практичний poradnik з реалізації основних заходів цивільного захисту в умовах реформування місцевого самоврядування та територіальної організації влади в Україні / [О.Я. Лещенко, В.М. Михайлов та ін.]. – Житомир : «Полісся», 2016. – 64 с. – (Практичний poradnik).
34. Прокопенко В. А. Особливості економічного ефекту інвестицій у розвиток локальних електричних мереж // Економічна наука. Інвестиції: практика та

- досвід. – 2016. - №17. – С. 38–44.
35. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебн. для сред. проф. образов. / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – М. : Изд. центр «Академия», 2004. – 448с.
36. Смирнов Д. В. Выбор электротехнического оборудования. Методика оценки экономической эффективности / Д. В. Смирнов, П. В. Михайлушкин // Новости электротехники. – 2006. - №3 (39). – С. 11–16.
37. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / Под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергия, 1980. – 576 с. : ил.
38. Стогній Б. С. Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України при розв'язанні задач диспетчерського керування / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко та ін. // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України : Зб. наук. праць. – 2009. – Т. 23. – С. 147–155.
39. Стогній Б. С. Інтелектуальний вимірювальний перетворювач та нормативне забезпечення комунікаційного середовища високовольтних електроенергетичних об'єктів / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, Є. М. Танкевич та ін. // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України : Зб. наук. праць. – 2014. – Вип 38. – С. 56–64.
40. Танкевич С. Є. Формування вимог до інтерфейсу електронних високовольтних вимірювальних перетворювачів струму та напруги // Технічна електродинаміка. – 2014. - №5. – С. 68–70.
41. Цифровые комбинированные трансформаторы тока и напряжения ЦТТН-6 (10), 35, 110 кВ. Режим доступа: <https://digitrans.ru/ctrcttin/> .
42. Чернобровов Н. В. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с. : ил.
43. Шабад М. А. Максимальная токовая защита. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. – 96 с. : ил.
44. Шалин А. И. Микропроцессорные реле защиты. Необходим анализ эффективности и надежности // Новости электротехники. – 2006. - №2 (38). – С.

18–21.

45. Шкаф защиты трансформатора и автоматики управления выключателем типа ШЭ2607 041015 / Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.047.