

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики  
(інститут)

Електротехнічний факультет  
(факультет)

Кафедра електроенергетики  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

кваліфікаційної роботи ступеню магістра  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Кармалак Григорій Валерійович  
(ІПБ)

академічної групи 141М-21-1  
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та  
(офіційна назва)

електромеханіка

на тему Розподільчі пристрої та релейний захист трансформаторної підстанції  
(назва за наказом ректора)

| Керівники                 | Прізвище,<br>ініціали | Оцінка за шкалою |               | Підпис |
|---------------------------|-----------------------|------------------|---------------|--------|
|                           |                       | рейтинговою      | інституційною |        |
| кваліфікаційної<br>роботи | Випанасенко С.І.      |                  |               |        |
| розділів:                 |                       |                  |               |        |
| Технологічний<br>розділ   | Випанасенко С.І.      |                  |               |        |
| Спеціальний розділ        | Випанасенко С.І.      |                  |               |        |
| Економічний розділ        | Тимошенко Л.В.        |                  |               |        |

|           |  |  |  |  |
|-----------|--|--|--|--|
| Рецензент |  |  |  |  |
|-----------|--|--|--|--|

|                |                  |  |  |  |
|----------------|------------------|--|--|--|
| Нормоконтролер | Олішевський Г.С. |  |  |  |
|----------------|------------------|--|--|--|

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

Електроенергетики

(повна назва)

Папайка Ю.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню \_\_\_\_\_ магістра**  
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Кармалак Г.В. академічної групи 141М-21-1  
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
 спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
 на тему Розподільчі пристрої та релейний захист трансформаторної підстанції  
 затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.09.2022 №  
№ 918-с

| Розділ                 | Зміст  | Термін виконання |
|------------------------|--|------------------|
| 1 Технологічний розділ | 1. Аналіз існуючої однолінійної схеми.<br>2. Шляхи реконструкції трансформаторної підстанції.<br>3. Технічні рішення при проведенні реконструкції  | 26.10.2022 р.    |
| 2 Спеціальний розділ   | 1. Електричне навантаження підстанції.<br>Визначення струмів короткого замикання<br>2. Обґрунтування вибору розподільчого обладнання ВРП та ЗРП<br>3. Розрахунок уставок диференційного захисту трансформатора | 23.11.2022 р.    |
| 3 Економічний розділ   | Техніко-економічне обґрунтування розроблених заходів та оцінка показників проекту.   | 09.12.2022 р.    |

Завдання видано \_\_\_\_\_

(підпис керівника)

Випанасенко С.І.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 12.10.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії \_\_\_\_\_

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_

(підпис студента)

12.12.2022Кармалак Г.В.

(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 67 сторінок, 17 рисунки, 16 таблиць, 42 джерел, 1 додаток.

РОЗПОДІЛЬЧА ПІДСТАНЦЯ, СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ВИБІР ОБЛАДНАННЯ, ВІДКРИТИЙ РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, ЗАКРИТИЙ РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, ДИФЕРЕНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ.

Об'єкт розроблення: підстанція 110/10 кВ.

Мета роботи: Обґрунтування та вибір електрообладнання підстанції.

В кваліфікаційній роботі проаналізовано існуючу підстанцію 110/10 кВ, розглянуті можливі шляхи реконструкції та обрано надійне обладнання.

У вступі описані комплексні розподільчі пристрої та перераховані їх основні переваги.

В технічному розділі описано загальні відомості про електричну підстанцію та її види. Описано трансформаторну підстанцію: її способи приєднання до ліній живлення, основні блоки, класифікація за місцем базування, критерії та саме компонування, його основні елементи.

В спеціальному розділі зроблено розрахунки, аналіз та вибір основного обладнання.

В економічному розділі розраховано техніко-економічні показники розроблюваної підстанції та термін її окупності.

## ЗМІСТ

|   |    |
|---|----|
| ВСТУП.....  | 6  |
| 1. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....  | 8  |
| 1.1 Однолінійна схема підстанції.....   | 8  |
| 1.1.1 Аналіз існуючої однолінійної схеми.....   | 8  |
| 1.1.2 Шляхи реконструкції трансформаторної підстанції.....                                  | 10 |
| 1.1.3 Технічні рішення при проведенні реконструкції.....                                    | 11 |
| 2. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....  | 13 |
| 2.1 Електричне навантаження підстанції. Визначення струмів короткого<br>замикання (КЗ)..... | 13 |
| 2.1.1 Розрахунок електричного навантаження.....   | 13 |
| 2.1.2 Вибір силових трансформаторів підстанції.....   | 14 |
| 2.1.2 Особливості розрахунку струмів КЗ.....  | 16 |
| 2.2 Обґрунтування вибору розподільчого обладнання ВРП та ЗРП.....                           | 21 |
| 2.2.1 Вибір обладнання ВРП.....   | 21 |
| 2.2.1.1 Вихідні дані для вибору обладнання.....   | 21 |
| 2.2.1.2 Вибір вимикачів.....  | 22 |
| 2.2.1.3 Вибір роз'єднувачів.....  | 24 |
| 2.2.1.4 Вибір трансформаторів струму.....   | 24 |
| 2.2.1.5 Вибір трансформаторів напруги.....  | 26 |
| 2.2.1.6 Вибір обмежувачів перенапруги.....  | 26 |
| 2.2.2 Розподільче обладнання ЗРП.....   | 27 |
| 2.2.2.1 Компонування КРП вимикачами 10 кВ.....  | 27 |
| 2.2.2.2 Компонування КРП трансформаторами струму 10 кВ.....                                 | 28 |
| 2.2.2.3 Компонування КРП трансформаторами напруги 10 кВ.....                                | 29 |
| 2.3 Розрахунок уставок диференційного захисту трансформатора.....                           | 30 |
| 2.3.1 Порядок розрахунку.....   | 30 |
| 2.3.2 Характеристики диференційного захисту та умови вибору<br>уставок.....                 | 38 |
| 2.3.3 Розрахунок уставок диференційного захисту.....  | 45 |

|   |    |
|---|----|
| 3. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ.....  | 53 |
| 3.1 Вступ до економічного розділу.....  | 53 |
| 3.2 Розрахунок капітальних витрат.....  | 53 |
| 3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат.....                                      | 56 |
| 3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань.....                                | 57 |
| 3.3.2 Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт.....           | 59 |
| 3.3.3 Вартість втрат електричної енергії.....                                   | 59 |
| 3.4 Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення..... | 60 |
| 3.5 Визначення та аналіз показників економічної ефективності.....               | 61 |
| 3.6 Економічні показники проекту.....   | 61 |
| 3.7 Висновки по розділу.....  | 62 |
| ВИСНОВОК.....   | 63 |
| ДЖЕРЕЛА ПОСИЛАННЯ.....  | 65 |
| ДОДАТОК А   |    |

## ВСТУП

Комплектні розподільні пристрої - електроустановка, що служить для прийому і розподілу електричної енергії одного класу напруги.

Розподільний пристрій містить набір комутаційних апаратів, допоміжні пристрої РЗіА і засоби обліку і вимірювання.

Вони бувають двох типів:

Відкриті розподільні пристрої (ВРП) - розподільні пристрої, у яких силові провідники розташовуються на відкритому повітрі без захисту від впливу навколишнього середовища. Зазвичай у вигляді ВРП виконуються розподільні пристрої на напругу від 27,5 кВ.

Закриті розподільні пристрої (ЗРП) - розподільні пристрої, обладнання яких встановлюється в закритих приміщеннях, або захищене від контакту з навколишнім середовищем спеціальними кожухами (в тому числі в шафах зовнішнього виконання). Зазвичай такі розподільні пристрої застосовують на напруги до 35 кВ. У ряді випадків необхідне застосування ЗРП і на більш високих напругах (серійно випускається устаткування на напругу до 800 кВ). Застосування ЗРП високих напруг обґрунтовано: в місцевості з агресивним середовищем (морське повітря, підвищений запилення), холодним кліматом, при будівництві в обмежених умовах, в міських умовах для зниження рівня шуму і для архітектурної естетичності.

Комплектний розподільний пристрій в значній мірі перевершує распредустройство звичайного виконання. КРП компактні, зручні в управлінні, а найголовніше надійні і безвідмовні в процесі експлуатації. Безумовно, перераховані переваги мають місце тільки при дотриманні всіх вимог і правил по монтажу, налагодження та подальшої експлуатації.

Існує ще одна незаперечна перевага комплектних РП: поділ осередки перегородками на кілька відсіків. Перегородки поділяють один від одного відсіки збірних шин високої напруги, електричних апаратів, ланцюгів вторинної комутації, пристроїв управління і захисту (релейний відсік осередку). На лицьовій панелі релейного відсіку (верхня частина шафи) розташовані

елементи управління і сигналізації: накладки, ключі управління, перемикачі, вказівні реле і сигнальні лампи.

Наявність тих чи інших елементів сигналізації та управління залежить від того, яке обладнання встановлено в шафі і які захисту для нього необхідні. Поділ шафи на кілька незалежних відсіків дозволяє локалізувати раптово виниклу аварію, не допустити її поширення, а також забезпечує зручність і безпеку обслуговування осередку комплектного РП.

## 1. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Однолінійна схема підстанції

#### 1.1.1 Аналіз існуючої однолінійної схеми

Підстанція 110/10 кВ являється діючою і знаходиться на експлуатації. Споживачами підстанції є промислові підприємства та комунально-побутові споживачі.

По надійності електропостачання, згідно з ПУЕ, на підстанції присутні електроприймачі, які можуть бути віднесені до споживачам I, II і III категорії по надійності електропостачання. Споживання споживачів здійснюється від розподільного пристрою напругою 10 кВ підстанції по кабельних (КЛ) та повітряним лініях (ПЛ) електропередачі. З боку 110 кВ споживання ПС здійснюється від двох одноланцюгових ПЛ, які виконані відгалуженнями від ліній ПЛ 110 кВ.

Проведення реконструкції ПС 110/10 кВ необхідно для надійного забезпечення електропостачання мікрорайонів міста і селища, об'єктів охорони здоров'я (лікарні та поліклініки), десять об'єктів освіти (Середні і вищі навчальні заклади, школи і дитячі сади), інфраструктура інженерних мереж - 18 об'єктів та промислові підприємства.

Підстанція в своєму складі має:

- відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 110 кВ, який виконано за спрощеною схемою «з віддільниками в ланцюгах трансформаторів і неавтоматичною ремонтною перемичкою». Для відключення струмів короткого замикання, на підстанції не передбачена установка комутаційних апаратів - високовольтних вимикачів, тому при виникненні короткого замикання підстанція відключається вимикачами встановленими на головний (живильної) підстанції.
- закритий розподільний пристрій (ЗРП) 10 кВ виконано по схемою дві секціоновані системи шин, так як на підстанції на даний час встановлено два силових трансформатора марки ТРДН 25000/110 які мають розщеплену обмотку



низької напруги. Кожна секція шин ЗРП-10 кВ підключена до силового трансформатору.

При реконструкції ЗРП 10 кВ, підстанції необхідно розглянути питання заміни існуючих комірок і обладнання на сучасні, так як через відсутність запасних частин їх обслуговування ускладнюється, що негативно впливає на надійності електропостачання споживачів.

Зважаючи на дефіцит потужності, вивід в ремонт силового обладнання підстанції не можливе, це пов'язане з великим обсягом оперативних перемикачів по перекладу навантаження на інші мережі живлення. При цьому терміни проведення ремонтних робіт і технічного обслуговування обладнання, зважаючи на великий обсяг перемикачів, скорочуються на 30-50%. Даний факт негативно позначається на його технічний стан.

Так як підстанція знаходиться в експлуатації, то питання її реконструкції повинне бути розглянуто окремо. Для того, щоб не виконувати відключення споживачів вивід в ремонт однієї з повітряної лінії 110 кВ можна виконати тільки в години добового мінімуму навантажень - нічний час.

Секціонування систем шин 10 кВ підстанції виконано секційними вимикачами марки ВМК-10-20/1250. Живлення кожної секції виконано через вступні вимикачі ВМК-10-20/1250. Живлення споживачів здійснюється через вимикачі ВМК-10-20/630. Всі перераховані вимикачі фізично і морально застаріли і як було сказано вище існує проблема відсутності запасних частин і проведення їх ремонту та обслуговування, тому необхідно виконати їх заміну на більш сучасні.

На підстанції 110/10 кВ використовується змінний оперативний струм напругою 380/220 В, живлення здійснюється від трансформаторів власних потреб, через щит власних потреб (ЩВП). Існуючий ЩВП складається з 2 панелей. Живлення трансформаторів власних потреб виконано від секцій розподільного пристрою 10 кВ.

Так як на підстанції виконується комплексна заміна обладнання розподільного пристрою 110 кВ, то при розробці проекту необхідно

розглянути, в місцях установки нового обладнання, реконструкцію заземлювального пристрою.

Оперативн обслуговування ПС здійснюється оперативно-виїзними бригадами. До складу оперативно-виїзної бригади входять два чергових електрика і один ІТП-контролюючий. старший електрик повинен мати групу з електробезпеки не нижче IV, решта персонал-група III.

Проведений аналіз обладнання підстанції 110/10 кВ показав наступні недоліки схеми підстанції:

1. Вентильні розрядники, установлені на підстанції, морально і фізично застаріли, що може привести до виходу з ладу або пошкодження дорогого обладнання на підстанції при що виникають перенапруги.

2. Схема розподільного пристрою 110 кВ виконана з віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформатора не відповідає сучасним вимогам забезпечення надійності живлення споживачів і не допускається на сучасних об'єктах.

3. Фізичний знос високовольтного обладнання може служити причиною підвищеної аварійності на об'єкті, що негативним чином позначається на надійності електропостачання споживачів, підключених до підстанції 110/10 кВ.

### **1.1.2 Шляхи реконструкції трансформаторної підстанції**

Відповідно до технічних умов (ТУ) при виконанні проекту реконструкції електричної частини підстанції повинні бути розглянуті наступні етапи:

- Виконати заміну високовольтного обладнання на стороні 110 кВ підстанції;
- Виконати розрахунок, який показує необхідність заміни силових трансформаторів Т1 і Т2 типу ТРДН-25000/110
- При реконструкції РП 10 кВ виконати заміну КРП на сучасне з урахуванням технічних вимог, що пред'являються до електроустановки, що встановлюється на знижувальних підстанціях.

- Забезпечити обов'язкову установку ОПН натомість вентиляльних розрядників, згідно з ПУЕ.

### **1.1.3 Технічні рішення при проведенні реконструкції**

При реконструкції електричної частини ПС 110/10 кВ необхідно застосувати наступні рішення:

- ВРП 110 кВ виконати за схемою «Два блоки з вимикачами і неавтоматической перемичкою з боку ліній», рисунок 1.1.
- Встановити елегазові високовольтні вимикачів в ВРП 110 кВ;
- Все обладнання РП 110 кВ і 10 кВ замінити;
- встановити ОПН в РП 110 кВ, 10 кВ

При виборі обладнання перевага повинна віддаватися обладнанню українського виробництва, що дасть незаперечну перевага на етапах замовлення і доставки обладнання, а також дозволить виконати своєчасний монтаж і налагодження обладнання. У наступному це позначиться на доступності запасних частин, що знизить експлуатаційні витрати організації експлуатуючої дану підстанцію.

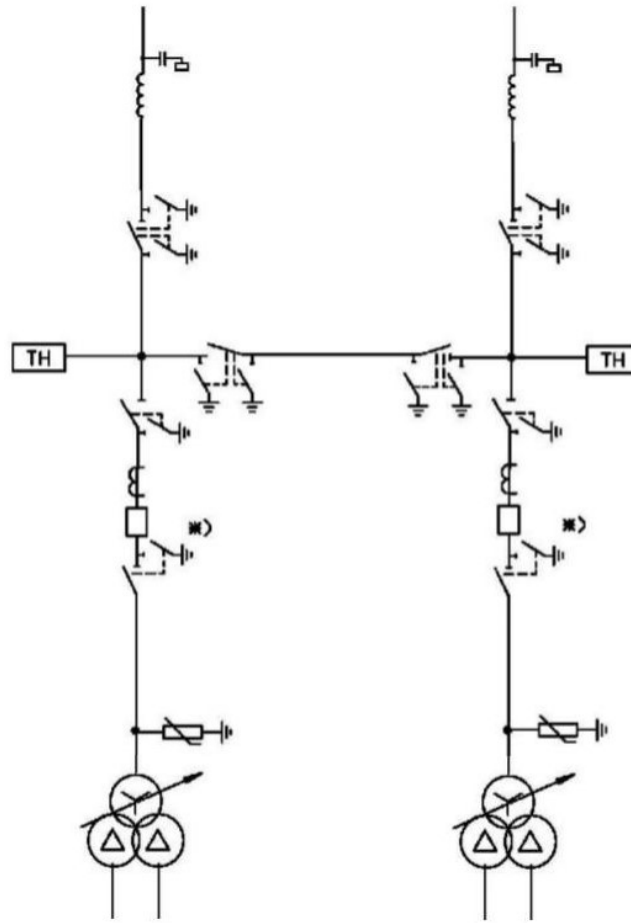


Рисунок 1.1 - Схема РП 110 кВ після реконструкції

## 2. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Електричне навантаження підстанції. Визначення струмів короткого замикання (КЗ)

#### 2.1.1 Розрахунок електричного навантаження

Згідно плану перспективного розвитку та заявками на технологічне підключення, а також представлені в таблиці 2.1 необхідно побудувати прогнатований графік повної потужності проектованої підстанції.

Упорядкований річний графік підстанції представлений на рисунку 2.1.

Таблиця 2.1 - План підключення потужностей до ПС 110 кВ.

| Район застройки       | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
|-----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Введення навантаження | 47,0    | 47,0    | 47,0    | 49,0    | 49,4    |

Згідно річного упорядкованого графіка повної потужності підстанції, рисунок 2.1, повна потужність підстанції складає:

$$S_{max}^{ПС} = 49,39 \text{ МВА.}$$

Так як на підстанції встановлено два силових трансформатора марки ТРДН і потужність 25 МВА, то за умови рівномірного розподілу навантаження між Т1 і Т2, завантаження силові трансформатори працюватимуть з коефіцієнтом завантаження рівному:

$$k_3 = \frac{S_{max}^{ПС}}{2 \cdot S_T^{НОМ}} = \frac{49,39}{2 \cdot 25} = 0,9878$$

де  $S_T^{НОМ}$  – повна номінальна потужність встановленого трансформаторів;

$S_{max}^{ПС}$  – повна максимальна потужність підстанції.

Значення  $k_3$  перевищує допустимий, тому в проекті повинен бути розглянуто питання заміни силових трансформаторів підстанції.

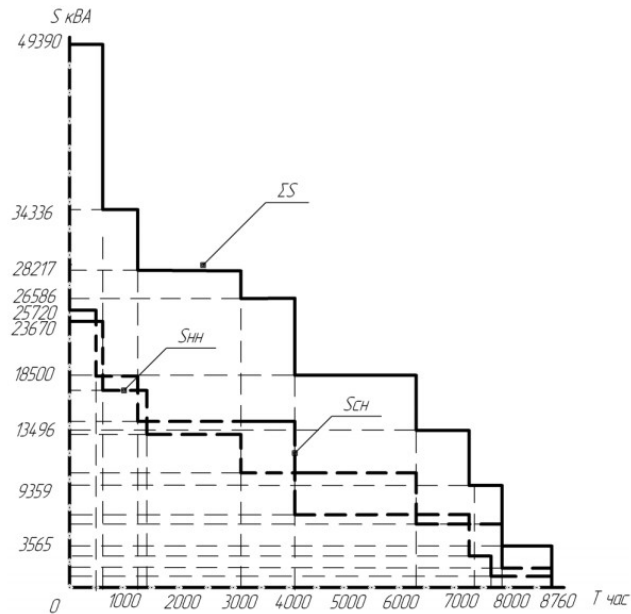


Рисунок 2.1 – Річний графік споживання потужності в 2022 році в день зимового максимуму

### 2.1.2 Вибір силових трансформаторів підстанції

До підстанції виконано підключення споживачів I, II і III категорій надійності електропостачання. Потужність трансформатора для установки на підстанції повинна відповідати наступній умові:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{max}} \cdot K_{\text{I-II}}}{1,4 \cdot (n-1)} \quad (2.1)$$

де  $S_{\text{max}}$  – повна максимальна потужність підстанції;

$K_{\text{I-II}}$  – коефіцієнт участі споживачів першої і другої категорій надійності електропостачання, приймаємо рівним 0,85.

Підставляємо значення у формулу (2.1):

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{max}} \cdot K_{I-II}}{1,4 \cdot (n - 1)} = \frac{49,4 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 30 \text{ МВА.}$$

Відповідно до стандартної шкалою потужностей силових трансформаторів Як варіанти заміни силових трансформаторів приймемо перши варіант з установкою двох трансформаторів - ТРДН-32000/110/10, другий варіант з установкою двох трансформаторів - ТРДН-40000/110/10 і третій варіант з установкою двох трансформаторів ТРДН-63000/110/10.

Виконаємо перевірку коефіцієнтів завантаження для трьох варіантів силових трансформаторів, згідно коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі роботи повинен перебувати в межах:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (2.2)$$

Для першого варіанту з  $n = 2$ , силовими трансформаторами потужністю 32 МВА, коефіцієнт завантаження:

$$k_3^H = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 32} = 0,77$$

де  $S_T$  – повна номінальна потужність нового трансформатора.

Для другого варіанту з  $n = 2$ , силовими трансформаторами потужністю 40 МВА, коефіцієнт завантаження:

$$k_3^H = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 40} = 0,61$$

Для третього варіанту з  $n = 2$ , силовими трансформаторами потужністю 63 МВА, коефіцієнт завантаження:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 63} = 0,39$$

Розрахунки коефіцієнтів завантаження для трьох варіантів установки силових трансформаторів і перевірка згідно з умовою (2.2) показує, що варіант з установкою двох силових трансформаторів марки ТРДН 40000/110/10 є оптимальним, так як єдиний задовільнює умові (2.2). Виходячи з цього з подальшого розгляду виключаємо варіанти 1 і 3, а для подальшої установки на підстанції, приймаємо два силових трансформатора марки ТРДН - 40000/110/10.

Таблиця 2.2 – Дані силового трансформатора ТРДН 40000/110/10

|                      | S <sub>ном.тр.</sub> ,<br>МВА | Каталожні дані                   |                   |                       |                          |                          |                       |
|----------------------|-------------------------------|----------------------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|
|                      |                               | Номінальні напруги<br>обмоток СТ |                   | U <sub>к</sub> ,<br>% | ΔP <sub>к</sub> ,<br>кВт | ΔP <sub>х</sub> ,<br>кВт | U <sub>х</sub> ,<br>% |
|                      |                               | Обмотка<br>ВН, кВ                | Обмотка<br>НН, кВ |                       |                          |                          |                       |
| ТРДН<br>40000/110/10 | 40                            | 115                              | 10,5              | 10,5                  | 160                      | 34                       | 0,7                   |

### 2.1.3 Особливості розрахунку струмів КЗ

Розрахункові значення струмів короткого замикання залежать в першу чергу від розрахункової схеми, яка може бути обрана на підставі прийнятих технічних рішень проектувальником. Виходячи з практичного досвіду, схемні рішення ускладнюють, для того, щоб виявити найгірші умови режиму роботи електромережі. Схемні рішення впливають на величини опорів в схемах заміщення, дані величини залежать від встановленого обладнання в електромережі, а також від схеми з'єднання струмопровідних елементів. Все це



накладає підвищені вимоги до вибору розрахункових схем для розрахунків струмів короткого замикання.

На наступній сторінці приведена схема заміщення підстанції для розрахунків струмів КЗ ПС 110/10 кВ

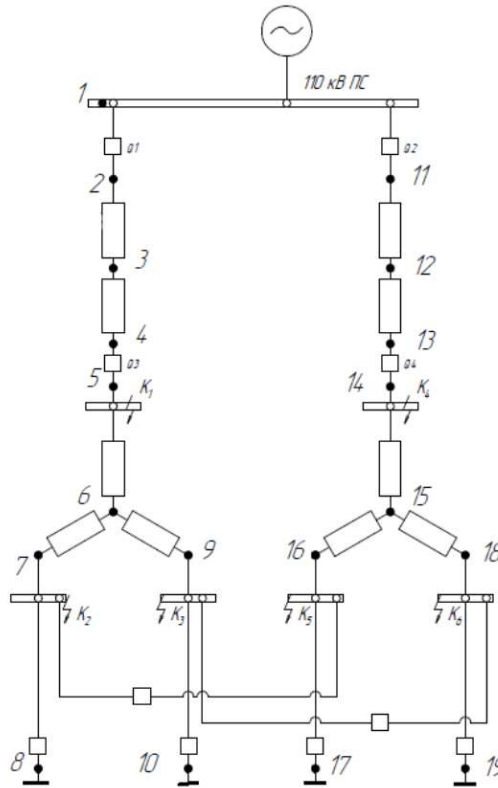


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема мережі 110 і 10 кВ для розрахунку струмів КЗ

Всі параметри елементів електричної мережі визначаються 26 конструктивними особливостями і внутрішніми опорами на підставі наявних паспортних даних попереднього обраного обладнання.

Приймаємо базисні умови:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ MVA}$$

Розраховуємо струм КЗ на шинах 110 кВ, при живленні від зовнішньої системи електропостачання.

Опір системи визначаємо за формулою:

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_к} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ в. о.}$$

де  $S_б$  – повна базисна потужність;

$S_к$  – потужність короткого замикання на шинах системи.

Розраховуємо опір трансформатора згідно номінальним даними:

$$x_{*б,Тв} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном Т}} \quad (2.3)$$

де  $U_{к.в.} = 1,314\%$  (для трансформатора  $S_{ном} = 40$  МВА).

Підставимо значення у формулу (2.3):

$$x_{*б,Тв} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,41$$

$$x_{*б,ТН1} = x_{*б,ТН2} = \frac{U_{к.н.1}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном Т}} \quad (2.4)$$

де  $U_{к.н.1} = U_{к.н.2} = 18,375\%$  (для трансформатора  $S_{ном} = 40$  МВА).

Підставимо значення у формулу (2.4):

$$x_{*б,ТН1} = x_{*б,ТН2} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 5,74.$$

Розрахуємо опір ПЛ 110 кВ живильної підстанції від зовнішньої системи електропостачання:

$$x_{*б,л} = x_{уд} l \frac{S_б}{U_{ср}^2}; \quad (2.5)$$

де  $U_{cp}^2$  – середня напруга тієї ступені розрахункової схеми, на якій знаходиться точка КЗ;

$x_{уд}$  – питомий опір лінії;

$l$  – довжина лінії.

Підставляємо значення у формулу (2.5):

$$x_{*б,л} = 0,4 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13$$

Для ПС 110 кВ струм трифазного короткого замикання в точці К1 на шинях ВН складає:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л};$$

$$x_{*рез(б)} = 0,2 + 0,13 = 0,33.$$

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (2.6)$$

де  $U_б$  – базисна напруга.

Підставляємо значення у формулу (2.6):

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Значення аперіодичної складової струму короткого замикання в початковий момент часу:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б; \quad (2.7)$$

де  $E''_{*б} = 1$  – ЕРС джерела.

Підставляємо значення у формулу (2.7):

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 15,2 \text{ кА.}$$

Виходячи з отриманих результатів визначимо ударний струм короткого замикання для визначення найбільш важкого режиму к.з. при трифазному к.з.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.} \cdot k_{уд}; \quad (2.8)$$

де  $k_{уд} = 1,8$  – ударний коефіцієнт.

Підставляємо значення у формулу (2.8):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 33,47 \cdot 1,8 = 38,3 \text{ кА,}$$

$$\begin{aligned} x_{*рез(б)} &= x_{*б,с} + x_{*б,л} + x_{*б,ТВ} + x_{*б,ТН1,2} + x_{*б} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 \\ &= 10,01. \end{aligned}$$

Для приведення струму трифазного КЗ в точці К2 визначимо базисний струм на шинах ВН підстанції 110/10 кВ, який буде дорівнює:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}$$

Користуючись схемою заміщення мережі, для розрахунку струмів КЗ розрахуємо значення аперіодичної складової струму короткого замикання в початковий момент часу в точці К2:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{10,01} \cdot 91,75 = 9,17 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о.} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,17 \cdot 1,96 = 25,33 \text{ кА},$$

де  $k_{уд} = 1,96$  – ударний коефіцієнт.

Дані розрахунків струмів к.з. зведені в таблицю нижче.

Таблиця 2.3 – Дані розрахунків струмів к.з. для підстанції ПС 110/10.

| Шини | Место<br>КЗ | Un,<br>кВ | Kуд  | Iкзвн,<br>кА | Iкзнн,<br>кА | iуд,<br>кА |
|------|-------------|-----------|------|--------------|--------------|------------|
| ВН   | К1          | 115       | 1,8  | 15,2         | -            | 38,3       |
| НН   | К2          | 6,3       | 1,96 | -            | 14,1         | 25,33      |

За отриманими результатами проведемо вибір і компоновання обладнання електричної частини понизительной підстанції. Також на підставі отриманих значень струмів короткого замикання, можна зробити висновок, що розташування підстанції в енергосистемі перебувати поза зоною з граничними струмами короткого замикання, що спрощує процес вибору комутаційного обладнання, так як значення ударного струму не перевищує 40 кА (стандартне гранична можливість відключення струмів короткого замикання вимикачами) і відповідно, не потрібні спеціальна опрацювання заходів по зниження струмів КЗ на стороні 110 кВ і 10 кВ

## 2.2 Обґрунтування вибору розподільчого обладнання ВРП та ЗРП

### 2.2.1 Вибір обладнання ВРП

#### 2.2.1.1 Вихідні дані для вибору обладнання

Згідно з вимогами ПУЕ, проведемо розрахунок номінального тривалого струму:

$$I_{max}^{BH} = 1,4 \cdot \frac{S_{max}}{3 \cdot U_{BH}}, A \quad (2.9)$$

де  $U_{BH}$  – напруга на високій стороні.

Підставляємо значення у формулу (2.9):

$$I_{max}^{BH} = 1,4 \cdot \frac{40}{3 \cdot 110} \cdot 10^3 = 294,3 A$$

Тривалий струм на стороні НН:

$$I_{max}^{HH} = 0,7 \cdot \frac{S_{max}}{3 \cdot U_{HH}}, A \quad (2.10)$$

де  $U_{HH}$  – напруга на низькій стороні.

Підставляємо значення у формулу (2.10):

$$I_{max}^{HH} = 0,7 \cdot \frac{40}{3 \cdot 10,5} \cdot 10^3 = 2570 A.$$

#### 2.2.1.2 Вибір вимикачів

Вимикач вибирається виходячи з зіставлення його параметрів, які підтверджені в ході випробувань високовольтних випробувань заводом виробником з характеристиками мережі в місці установки вимикача в нормальних і аварійних режимах.

Вимикачі вибирають по номінальним параметрам.

Перевіряються на термічну і динамічну стійкість.

А також визначаємо максимальний струм, що протікає через вимикач в аварійному або ремонтному режимі.

Для компоновання ВРП 110 кВ розглянемо два типи елегазових вимикачів:

- колонковий вимикач ВГТ-110-40/2000У1
- баковий вимикач ВЕБ-110-31,5/1600 У1

Дані вимикачі за своїми технічними характеристиками не відрізняються один від одного, єдина відмінність складає в габаритних розмірах і можливості установки вбудованого трансформатора струму в ввода вимикача ВГБ-110-31,5/1000 У1.

Виходячи з вище перерахованого до компоновання ВРП-110 кВ приймемо ВЕБ-110-40 / 1600У1.

Умова перевірки на стороні ВН:

$$i_{max} \geq i_{уд}$$

$$I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.} \geq I_K^2 \cdot t_K$$

де  $t_K$  – час протікання струму трифазного КЗ, до відключення вимикача;

Таблиця 2.4 – Розрахункові значення при виборі елегазового вимикача 110 кВ

| Умова вибору вимикача                            | Розрахункові дані      | Каталожні дані        |
|--|------------------------|-----------------------|
| $U_{нр} > U_{ном}$                               | 110 кВ                 | 115 кВ                |
| $I_{нр} > I_{расч}$                              | 300 А                  | 1600 А                |
| $I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.} \geq I_K^2 \cdot t_K$ | 15,2 кА <sup>2</sup> с | 100 кА <sup>2</sup> с |

Кінець таблиці 2.4

|                     |         |       |
|---------------------|---------|-------|
| $i_{уд} < i_{пр.с}$ | 38,3 кА | 40 кА |
|---------------------|---------|-------|

Обраний вимикач відповідає всім вимогам.

### 2.2.1.3 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі застосовуються для відключення і включення ланцюгів без струму і створення видимого розриву ланцюга в повітрі. між силовими вимикачем і лінійним роз'єднувачем повинні передбачатися механічна і електромагнітна блокування, що не допускають відключення роз'єднувача при включеному вимикачі, коли в ланцюзі протікає струм навантаження.

Таблиця 2.5 – Умови вибору роз'єднувача типу РГН.2-110.П / 1000-40 УХЛ1.

| Умова вибору роз'єднувача                    | Розрахункові дані      | Каталожні дані        |
|--|------------------------|-----------------------|
| $U_{нр} > U_{ном}$                           | 110 кВ                 | 115 кВ                |
| $I_{нр} > I_{расч}$                          | 300 А                  | 1600 А                |
| $I_{Т.С.}^2 * t_{Т.С.} \geq I_{к}^2 * t_{к}$ | 15,2 кА <sup>2</sup> с | 100 кА <sup>2</sup> с |
| $i_{уд} < i_{пр.с}$                          | 38,3 кА                | 40 кА                 |

Обраний роз'єднувач відповідає всім вимогам.



### 2.2.1.4 Вибір трансформаторів струму

Вимірювальними трансформаторами струму (ТС) називаються трансформатори, призначені для перетворення струму для безпечного і зручного значення, використовуваного засобами захисту і вимірювання. Компонуємо ВРП 110 кВ трансформаторами струму різної конструкції.

Таблиця 2.6 – Умови вибору ТС.

| Умова вибору ТС                              | Розрахункові дані      | Каталожні дані       |
|--|------------------------|----------------------|
| $U_{нр} > U_{ном}$                           | 110 кВ                 | 126 кВ               |
| $I_{нр} > I_{расч}$                          | 300 А                  | 100-200-400 А        |
| $I_{Т.С.}^2 * t_{Т.С.} \geq I_{к}^2 * t_{к}$ | 15,2 кА <sup>2</sup> с | 63 кА <sup>2</sup> с |
| $i_{уд} < i_{пр.с}$                          | 38,3 кА                | 40 кА                |

Таблиця 2.7 – Технічні дані трансформаторів струму ТОГФ-110П УХЛ1.

| Технічні дані           | Найменування параметру                              |
|-------------------------|---|
| 1-5                     | Клас точності вторинних обмоток для вимірювань      |
| 0,2S; 0,2; 0,5S;<br>0,5 | Клас точності вторинних обмоток для захисту         |
| 5P; 10P                 | Номінальний первинний струм, А                      |
| 400 (200, 100)          | Номінальний вторинний струм<br>I <sub>ном</sub> , А |

Таблиця 2.8 – Умови вибору ТС в класі напруги 110 кВ і 10 кВ.

| Умова вибору роз'єднувача | Розрахункові дані | Каталожні дані |
|---------------------------|-------------------|----------------|
| Номінальна напруга        |                   |                |

Кінець таблиці 2.8

|   |                        |                        |
|---|------------------------|------------------------|
| $U_{уст} > U_{ном}$   | 110 кВ<br>10 кВ        | 110 кВ<br>10 кВ        |
| Тривалий номінальний струм  |                        |                        |
| Силовий трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$ , в лінії 110 кВ<br>Силовий трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$ , в лінії 10 кВ | 294,3 А<br>2750 А      | 400/5 А<br>3000/5 А    |
| Секційний вимикач $I_{max} \leq I_{ном}$ , в лінії 10 кВ  | 2750 А                 | 3000/5                 |
| Номінальний струм динамічної стійкості  |                        |                        |
| $i_y < i_{дин}$   | 38,3 кА                | 63 кА                  |
| Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість)   |                        |                        |
| $V_k \leq I_{2тер} \cdot t_{тер}$   | 15,2 кА <sup>2</sup> с | 2883 кА <sup>2</sup> с |

Кабель з перетином жили 2,5 мм<sup>2</sup> приймаємо до прокладання ланцюгів РЗіА.

### 2.2.1.5 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги потрібні для вимірювання напруги, а також для захисту, автоматики і засобів обліку електроенергії. ТН встановимо однофазні, в кожен фазу по одному ТН.

ВРП-110 кВ komponуємо трансформатором напруги марки НКФ-110-83.

Вторинне навантаження трансформатора напруги складає:

$$S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ ВА}$$

### 2.2.1.6 Вибір обмежувачів перенапруги

Вибір обмежувачів перенапруги (ОПН) будемо проводити за номінальними параметрами

Таблиця 2.9 – Технічні дані обмежувачів перенапруги на 110 кВ

| Умова параметрів мережі         | Технічні характеристики ОПН |
|---------------------------------|-----------------------------|
| ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1          |                             |
| Клас напруги мережі             |                             |
| 110                             | 121                         |
| Номінальна напруга ОПН, кВ      |                             |
| 115                             | 115                         |
| Номінальний розрядний струм, кА |                             |
| 10                              | 40                          |

### 2.2.2 Розподільче обладнання ЗРП

Відповідно до типових технічних рішень для підстанцій 6-110 кВ буде встановлено обладнання КРП 10 кВ.

Застосування даних осередків забезпечить відповідність вимогам завдання. Також дані осередки відповідають не тільки всім сучасним технічним і технологічним вимогам, а також мають високу ступінь захисту оперативно-ремонтного персоналу від помилкових дій, що забезпечує високу ступінь безпеки, при цьому наглядна схема, виконана в даних комірках, дозволяє візуально визначити оперативний стан комутаційних апаратів, що є однією з переваг даного електрообладнання в експлуатації.

#### 2.2.2.1 Компонування КРП вимикачами 10 кВ

Усередині шафи КРП знаходяться вакуумні вимикачі типу ВВУ-10-20 / 2500У2 з пружинним приводом, виберемо вакуумні виключателі по номінальним параметрам, а також перевіряють на термічну і динамічну стійкість.

Значення номінальних параметрів комутаційного обладнання вибираємо з ряду стандартних значень.



Рисунок 2.3 – КРП з вимикачем типу ВВУ-10-20 / 2500У2

### 2.2.2.2 Компонування КРП трансформаторами струму 10 кВ

Компонуємо КРП трансформаторами струму типу ТОЛ-10.

Таблиця 2.10 – Розрахункові і каталожні дані трансформатора струму ТОЛ -10 кВ.

| Розрахункові дані                        | Каталожні дані ТОЛ-10 кВ                 |
|--|--|
| $U_{уст} \leq U_{ном}, 10 \text{ кВ}$    | 10 кВ                                    |
| $I_{мах} = 2055 \text{ А}$               | $I_{ном} = 2500 \text{ А}$               |
| $i_{уд} = 25,33 \text{ кА}$              | $I_{дин} = 100 \text{ А}$                |
| $B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Опір підключаються контрольних кабелів:

$$r_{пров} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Для ТОГФ - 110 кВ повне допустимий опір вторинної ланцюга становить  $z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом.}$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Приймаються перетин кабелю S - 4мм<sup>2</sup>.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Опір вторинної навантаження одно:

$$r_2 = 0,184 - 0,74 - 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

### 2.2.2.3 Компонування КРП трансформаторами напруги 10 кВ

Приймаємо щодо встановлення в КРП трансформатори напруги типу НАЛІ-10.

Обраний трансформатор напруги НАЛІ-10 кВ має номінальну потужність в класі точності 0,5, необхідному для приєднання лічильників, 75 ВА.



Рисунок 2.4 - Зовнішній вигляд НАЛІ-10 кВ для встановлення в КРП

## 2.3 Розрахунок уставок диференційного захисту трансформаторів

### 2.3.1 Порядок розрахунку

Наведені методичні вказівки орієнтовані вибір уставок диференціального захисту понижуючого трансформатора, тому вирази первинна сторона – сторона вищої напруги та вторинна сторона – сторона нижчої напруги слід розглядати як еквіваленти (синоніми)

1. Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму для боку нижчого  $n_{\text{ТТН}}$  (уставка – діапазон від 1 до 4000 з кроком 1) та вищого  $n_{\text{ТТВ}}$  (уставка – діапазон від 1 до 4000 з кроком 1) напруги силового трансформатора, якщо вони ще не вибрані та відсутні інші міркування (наприклад, обмеження щодо допустимого значення вторинного струму), приймаються мінімально можливими у відповідність до виразом:

$$\begin{aligned} n_{\text{ТТН}} &\geq \frac{I_{\text{максН}}}{I_{\text{номН}}} \\ n_{\text{ТТВ}} &\geq \frac{K_{\text{СХ}}^{(3)} n_{\text{ТТН}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{срВН}}} \end{aligned} \quad (2.11)$$

де:

–  $I_{\text{максН}}$  – максимально робочий струм (первинне значення) сторони нижчої напруги, А;

–  $I_{\text{номН}}$  – номінальний вторинний струм трансформаторного струму боку нижчого напруги (зазвичай 5 А);

–  $K_{\text{СХ}}^{(3)}$  – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму та реле (струмових входів пристрої) на стороні ВН трансформатора, що захищається в трифазному режимі;

–  $U_{\text{НН}}$  – номінальна напруга сторони нижчої напруги трансформатора;

–  $U_{\text{срВН}}$  – номінальна напруга в середньому положенні РПН сторони вищої напруги трансформатора.

$n_{\text{ТТВ}}$  приймається найближчим до розрахункового за виразом 1 і перевіряється на відсутність навантаження максимальним робочим струмом відповідно до виразу

$$n_{\text{ТТ В}} \geq \frac{K_{\text{СХ}}^{(3)} I_{\text{МАХ В}}}{I_{\text{НОМ В}}}$$

При з'єднанні ТТ та та струмових входів у зірку  $K_{\text{СХ}}^{(3)} = 1$ . При з'єднанні ТТ в трикутник, а струмових входів у зірку  $K_{\text{СХ}}^{(3)} = \sqrt{3}$ . Останнє може бути використане на стороні вищої напруги трансформатора з групою з'єднань  $Y/\Delta - 11$  під час виконання уставки групи сполук 0. У загальному випадку крім коефіцієнта схеми на стороні вищої напруги у розрахункових формулах слід би враховувати коефіцієнт схеми на стороні нижчої напруги, однак у зв'язку з тим, що в реальних випадках цей коефіцієнт завжди дорівнює 1 (з'єднання ТТ і струмових входів у зірку), з метою спрощення виразів він опущений.

2. Коефіцієнт вирівнювання боку нижчої напруги  $K_{\text{ВР Н}}$  (уставка – діапазон від 0,25 до 4 з кроком 0,01) визначається залежно від прийнятого значення коефіцієнта трансформації трансформаторів струму.  $n_{\text{ТТ Н}}$  відповідно до виразу:

$$K_{\text{ВР Н}} = n_{\text{ТТ Н}} \frac{I_{\text{НОМ Н}}}{I_{\text{МАХ Н}}} \quad (2.12)$$

3. Коефіцієнт вирівнювання сторони вищої напруги  $K_{\text{ВР В}}$  (уставка – діапазон від 0,25 до 4 з кроком 0,01) при прийнятих значеннях  $K_{\text{ВР Н}}$ ,  $n_{\text{ТТ Н}}$  та  $n_{\text{ТТ В}}$  визначається в відповідно до виразу:

$$K_{\text{ВР В}} = \frac{K_{\text{ВР Н}} n_{\text{ТТ В}} U_{\text{СР ВН}}}{K_{\text{СХ}}^{(3)} n_{\text{ТТ Н}} U_{\text{НН}}} \quad (2.13)$$

Точний вибір уставки  $K_{\text{ВР В}}$  відповідно до виразу (2.13) більш важливий, ніж уставки  $K_{\text{ВР Н}}$  відповідно до (2.12), тому у разі неможливості виконання умов (2.13), наприклад за рахунок виходу за діапазон розрахованого значення,  $K_{\text{ВР В}}$  в прийняте значення  $K_{\text{ВР Н}}$  може бути відповідно відредаговано з наступним перерахуванням значення  $K_{\text{ВР В}}$ . Аналогічно у разі отримання згідно з (2.12) значення  $K_{\text{ВР Н}}$ , що виходить за його діапазон зміни, його можна прийняти рівним значенню на межі діапазону з наступним точним розрахунком  $K_{\text{ВР В}}$  відповідно до виразу (2.13).

Прийняті значення коефіцієнтів вирівнювання перевіряються на допустиме відхилення від розрахункових шляхом визначення відносної похибки обчислення пристроєм диференціального струму  $\delta I_d$ , що виникає за рахунок неточності зазначених прийнятих значень:

$$\delta I_d = (K_{вр в} K_{сх}^{(3)} \frac{I_{нв}}{n_{тт в}} - K_{вр в} \frac{I_{нн}}{n_{тт н}}) / K_{вр в} K_{сх}^{(3)} \frac{I_{нв}}{n_{тт в}} \quad (2.14)$$

При правильному виборі коефіцієнтів вирівнювання зазначена відносна похибка має перевищувати значення 0,01

4. Уставка струму другої гармоніки (стосовно першої) для блокування кидків струму намагнічування при включенні ненавантаженого трансформатора  $I_{2 бл}$  (**уставка** – діапазон від 10% до 100% з кроком 1%) – рекомендується прийняти 12-15%. Типове значення цієї величини деяких зарубіжних пристроях становить 12 %.

5. Уставку струму п'ятої гармоніки (стосовно першої) для запобігання зайвого спрацьовування за рахунок підвищеного струму силового намагнічування трансформатора від перезбудження (значно підвищеного порівняно з номінальною первинною напруги)  $I_{5 бл}$  (**уставка** – діапазон від 10% до 100% з кроком 1%) - Рекомендується прийняти 10%.

6. Уставка початкового струму спрацьовування  $I_{дт0}$  (2ст захисту, **уставка** – діапазон від 0,5А до 5А з кроком 0,01А) вибирається за умовою відбудови від кидка струму намагнічування. При наявності тимчасово-імпульсного принципу відбудови від аперіодичної складової (як реле ДЗТ-21 або ЯРЕ 2201) або блокування по другій гармоніці як у нашому пристрої, вказану уставку рекомендується приймати з коефіцієнтом 0,3 по відношенню до первинного номінального струму трансформатора  $I_{н в}$ . При цьому враховуються прийняті значення коефіцієнта трансформації трансформаторів струму  $n_{тт в}$  та коефіцієнта вирівнювання  $K_{вр в}$ , відмінність якого від 1 змінює чутливість. На рис.2.5. червоною потовщеною лінією показано ділянку початкового струму спрацьовування  $I_{дт0}$ .

$$I_{дт0} = 0,3 K_{вр в} K_{сх}^{(3)} \frac{I_{нв}}{n_{тт в}} \quad (2.15)$$



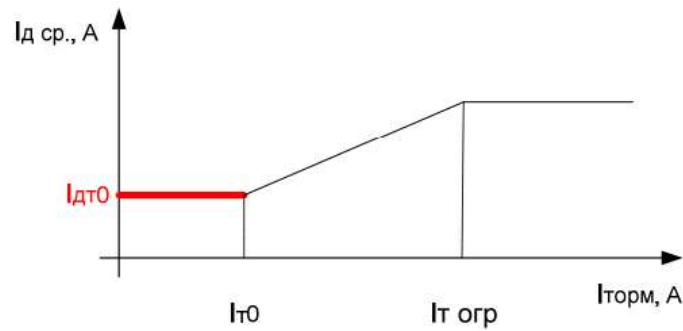


Рис. 2.5

7. Коефіцієнт розподілу струму гальмування між сторонами нижчого та вищого напруги  $K$  (уставка - діапазон від 0 до 1 з кроком 0,1). Для трансформаторів з наявністю живлення лише з боку ВН рекомендується прийняти рівним  $K=1$ . Для трансформаторів з наявністю харчування з боку ВН та ПН рекомендується прийняти рівним  $K=0,5$ .

8. Уставка обмеження струму гальмування  $I_{т\text{ огр}}$  (2ст захисту, **уставка** – діапазон від 10А до 80А з кроком 0,1А) вибирається в залежності від максимального струму короткого замикання кінці зони захисту приведенного до сторони нижчої напруги трансформатора  $I_{к\text{ max}}$  з врахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму  $n_{тгн}$ ,  $n_{тгв}$  та коефіцієнта розподілу струму гальмування між вищою та нижчою сторонами  $K$ .

$$I_{т\text{ огр}} = I_{к\text{ max}} \left( \frac{k}{n_{тгн}} + K_{сх}^{(3)} \frac{1-k}{n_{тгв}} * \frac{U_{нн}}{U_{ср\text{ вн}}} \right), \quad (2.16)$$

При виборі рекомендованого значення  $K=1$  вираз (2.16) спрощується:

$$I_{т\text{ огр}} = \frac{I_{к\text{ MAX}}}{n_{тгн}}, \quad (2.17)$$

На рис. 2.6. червоною потовщеною лінією показано ділянку обмеження струму гальмування, що починається зі значення  $I_{т\text{ огр}}$

9. Струм спрацьовування 2ст захисту в точці обмеження струму гальмування визначається з урахуванням відбудови струму небалансу  $I_{нб}$ .

$$I_{T\text{ огр}} = \frac{k_n k_{\text{вырн}} I_{\text{нб}}}{n_{\text{тгн}}} \quad (2.18)$$

де  $k_n$  – коефіцієнт надійності відбудови, який враховує похибки захисту та необхідний запас надійності,  $k_n = 1,2$ .

У цьому виразі враховується зміна чутливості за рахунок вибору уставки  $k_{\text{вырн}}$ , що відрізняється від 1.

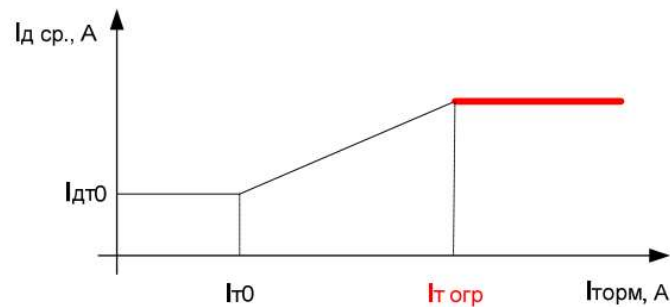


Рис. 2.6

10. Струм небалансу  $I_{\text{нб}}$  (наведений до сторони нижчої напруги трансформатора) визначається трьома складовими:

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{нб}}' + I_{\text{нб}}'' + I_{\text{нб}}''', \quad (2.19)$$

10.1. Складова небалансу  $I_{\text{нб}}'$ , викликана похибками трансформаторів струму:

$$I_{\text{нб}}' = k_{\text{ап}} k_{\text{одн}} \varepsilon I_{\text{к мах}} \quad (2.20)$$

де:

$k_{\text{ап}}$  - коефіцієнт, що враховує підвищення похибки за рахунок аперіодичної складової та перехідного режиму, за наявності коштів відбудови від небалансу в перехідному режимі (у нашому випадку блокування по другий гармоніці)  $k_{\text{ап}} = 1$ ;

$\kappa_{\text{одн}}$  - Коефіцієнт однотипності трансформаторів струму. Для двох обмотувального понижуючого трансформатора рекомендується прийняти  $\kappa_{\text{одн}} = 1$ . Для понижуючого трансформатора з розщепленими обмотками рекомендується прийняти  $\kappa_{\text{одн}} = 0,5$ ;

$\varepsilon$  – відносна похибка трансформаторів струму з урахуванням вимоги перевірки трансформаторів струму в режимі КЗ на 10%, приймається  $\varepsilon = 0,1$ ;

$I_{\text{к max}}$  – максимальний струм КЗ як у п.8.

10.2. Складова небалансу  $I''_{\text{нб}}$  викликана змінами коефіцієнта трансформації трансформатора під час роботи РПН:

$$I''_{\text{нб}} = \Delta U_{\text{РПН}} I_{\text{к max}}, \quad (2.21)$$

де

$\Delta U_{\text{РПН}}$  – половина діапазону регулювання РПН у відносних одиницях.

10.3. Складова небалансу  $I'''_{\text{нб}}$  викликана неточністю вирівнювання обраних коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму:

$$I'''_{\text{нб}} = \delta I_{\text{д}} I_{\text{к max}}, \quad (2.22)$$

При виконанні уставок  $I_{\text{вр в}}$ ,  $I_{\text{вр н}}$  такими, які точно відповідають виразу (2.13), ця складова відсутня. При отриманому значенні  $\delta I_{\text{д}}$  за виразом (2.14) менше 0,01, що зазвичай має місце при розрахунках за цією методикою та реальною дискретністю завдання коефіцієнтів вирівнювання, зазначеної складової можна знехтувати.

11. Коефіцієнт гальмування  $\kappa_{\text{т}}$  ( **уставка** - діапазон від 0 до 0,9 з кроком 0,01)

$$\kappa_{\text{т}} = \frac{I_{\text{огр}} - I_{\text{дто}}}{I_{\text{т огр}} - I_{\text{то}}}, \quad (2.23)$$

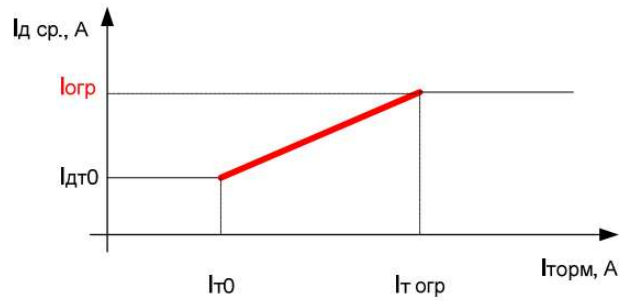


Рис. 2.7

На рис. 2.7 червоною потовщеною лінією показана похила ділянка гальмування.

12. Коефіцієнт чутливості 2 ст. диференціального захисту  $K_{ч\ дзт}$  визначається при мінімальному струмі короткого замикання наприкінці зони дії захисту – на шинах нижчої напруги трансформатора –  $I_{к\ min}$  (наведеного до сторони нижчої напруги трансформатора).

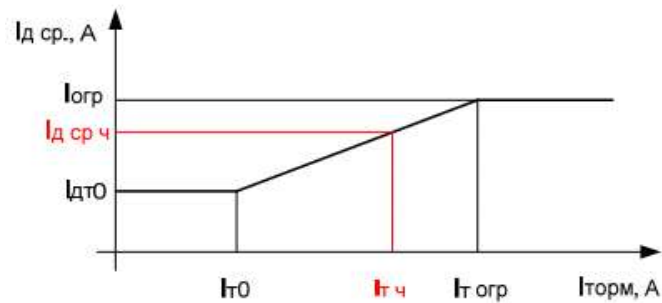


Рис. 2.8

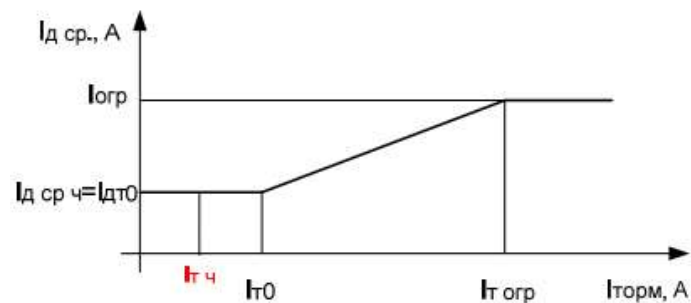


Рис. 2.9

На перетині  $I_{д ср}$  і  $I_{Т ч}$  (рис.2.8., рис.2.9.) показана точка, для якої визначається коефіцієнт чутливості.

12.1. Струм гальмування  $I_{Т ч}$ , при якому визначається коефіцієнт чутливості, ( $I = I_{к min}$ ) при пошкодженні в зоні захисту (трансформатори струму сторони нижчої напруги не обтікаються струмом КЗ)

$$I_{Т ч} = I_{к min} K_{сх}^{(3)} \frac{1-k}{n_{ТТ В}} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ср вН}} + I_{к max} \frac{k}{n_{ТТ Н}} \quad (2.24)$$

де

$I_{р max}$  – максимально робочий струм трансформатора (струм навантаження), приведений до сторони нижчої напруги.

У разі виконання гальмування тільки струмом сторони нижчої напруги трансформатора ( $k=1$ ).

$$I_{Т ч} = \frac{I_{р max}}{n_{ТТ В}}. \quad (2.25)$$

12.2. Струм спрацьовування захисту в точці характеристики, в якій визначається коефіцієнт чутливості, розраховується відповідно до наступного виразу:

$$I_{д ср ч} = I_{дт0} + k_{Т}(I_{Т ч} - I_{Т0}), \text{ якщо } I_{Т ч} \geq I_{Т0} \text{ (рис. 2.8),}$$

$$\text{де } I_{Т0} = 4A,$$

інакше

$$I_{д ср ч} = I_{дт0} \text{ (рис. 2.9).} \quad (2.26)$$

де

$k_{Т}$  - коефіцієнт гальмування у відносних одиницях.

12.3. Струм, на який реагує захист у такому режимі,

$$I_{д ч} = I_{к min} K_{сх}^{(3)} \frac{U_{нн}}{U_{ср вн}} \cdot \frac{K_{в вн}}{n_{тт в}} \quad (2.27)$$

Слід мати на увазі, що у виразі (2.27)  $I_{к min}$  може мати місце не в трифазному режимі, але коефіцієнт схеми завжди повинен використовуватися для трифазного режиму. Це пов'язано з тим, що зміна коефіцієнта схеми при зміні виду КЗ компенсується відповідними змінами умов трансформації струмів КЗ в трансформаторі, що захищається з групою з'єднань, для якої виконується відповідне з'єднання трансформаторів струму

#### 12.4. Коефіцієнт чутливості 2ст. захисту

$$K_{ч дтз} = \frac{I_{д ч}}{I_{д ср ч}} \quad (2.28)$$

13. Уставка струму спрацьовування диференціального відсікання  $I_{д отс}$  (уставка – діапазон від 5А до 60А з кроком 0,01А) вибирається за умовою відбудови від повного значення кидка струму намагнічування. При цьому струм спрацьовування відсічки приймається рівним 3-4 номінального струму трансформатора. Вибираючи середину вказаного діапазону (значення 3,5) аналогічно виразу (2.15), уставка струму спрацьовування диференціальної відсічки.

$$I_{д отс} = 3,5 K_{в вн} K_{сх}^{(3)} \frac{I_{нв}}{n_{тт в}} \quad (2.29)$$

### 2.3.2 Характеристики диференційного захисту та умови вибору уставок

14. Коефіцієнт чутливості диференціальної відсічки  $K_{ч отс}$  визначається за її струмом спрацьовування в тій самій точці, що і  $K_{ч дзт}$ .

Якщо  $I_{д отс} \geq I_{д ср ч}$ , то

$$K_{ч отс} = \frac{I_{д ч}}{I_{д отс}} \quad (\text{рис.2.10}),$$

інакше (2.30)

$$K_{ч отс} = K_{ч дзт} \quad (\text{рис.8}),$$

де  $I_{дч}$  – той струм, який використовується для визначення коефіцієнта чутливості кч дзт і визначається відповідно до виразом (2.27).

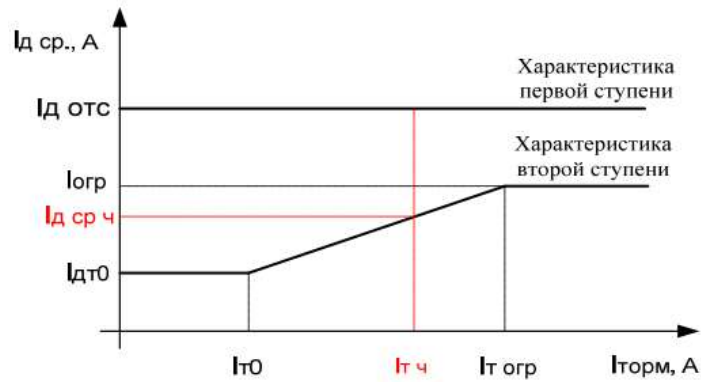


Рис. 2.10

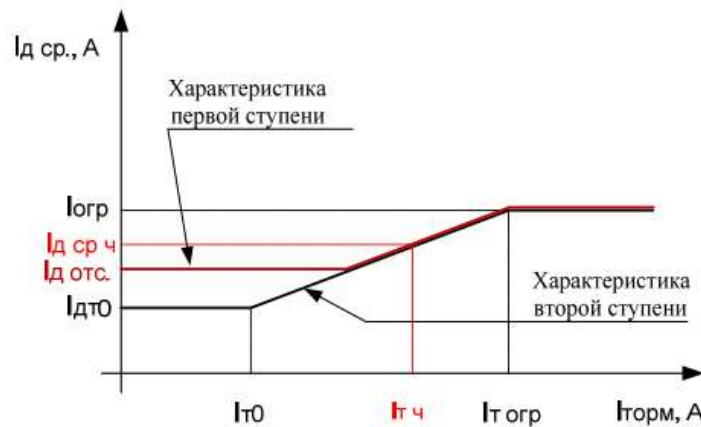


Рис. 2.11

Слід зазначити, що на відміну від поширеної точки зору, що диференціальна відсікання повинна використовуватися при коефіцієнті чутливості більше 2, відсікання пристроїв ДТ2 доцільно вводити в дію навіть за коефіцієнт чутливості менше одиниці. Це тим, що у разі відсікання забезпечить охоплення більш ефективним швидкодіючим захистом хоча б частина трансформатора, а витрат за її застосування ніяких не потрібно, оскільки вона виконана комплексно у складі іншого захисту.

15. Час спрацьовування ступенів  $T_{до}$  (**установка** – діапазон від 0 до 1сек з кроком 0,01сек) та  $T_{дт}$  (**установка** – діапазон від 0 до 1сек з кроком 0,01сек)

диференціального захисту у разі використання РС83-ДТ2 як основного захисту рекомендується ставити  $T = 0с$ . При використанні терміналу РС83-ДТ2 для роботи на сигнал можна вводити затримку по часу спрацьовування.

16. Таблиці уставок. У даних таблицях прописані всі уставки та параметри, що відносяться до диференціального захисту.

Таблиця 2.11 – уставки в меню ДО (1-я ступінь диф. захисту)

|   |                            |      |
|---|----------------------------|------|
| 1 | Робота ДО                  | Вкл  |
| 2 | Блок. по 2-й гармоніці I2  | Викл |
| 3 | Рівень другої гармоніки I2 | 12%  |
| 4 | Блок. по 5-й гармоніці I5  | Викл |
| 5 | Рівень п'ятої гармоніки I5 | 10%  |

Таблиця 2.12 – уставки в меню ДП(2-й ступінь диф. захисту)

|   |                            |     |
|---|----------------------------|-----|
| 1 | Робота ДТ                  | Вкл |
| 2 | Блок. по 2-й гармоніці I2  | Вкл |
| 3 | Рівень другої гармоніки I2 | 12% |
| 4 | Блок. по 5-й гармоніці I5  | Вкл |
| 5 | Рівень п'ятої гармоніки I5 | 10% |

### Опис диференціального захисту на базі пристрою РС83-ДТ2

Трифазна за діючими значеннями перших гармонік диференціальних струмів, двоступінчаста. У пристрої є два ступені захисту диференціальна відсікання (ДО) і диференційний захист із гальмуванням (ДП).

Кожна із двох ступенів ДТЗ (диф. захисту) працює з урахуванням коефіцієнта повернення 0,95.

Від кожного ступеня може працювати функція ЛЗШ. Дозвіл ЛЗШ задається уставками з меню. На час перевищення уставки струму включається світлодіод відповідний даній щаблі ДТЗ зеленим кольором та реле призначене на ЛЗШ. Функція ЛЗШ під час роботи диференціального захисту зазвичай не використовується і передбачена тільки для нетрадиційного випадку виконання дифзахисту з витримкою часу.

Кожна із двох ступенів ДТЗ може блокуватися по дискретному входу (DI 3...DI16). Роздільна здатність блокування по DI задається з меню. Якщо



блокування ступеня по ДІ дозволена і з урахуванням інверсії та демпфування на цей вхід приходить сигнал логічної "одиниці", то на час наявності "одиниці" робота ступеня блокується: реле, призначене на ЛЗШ відключається, відповідний даному ступеню світлодіод повертається до попереднього стану, реле, призначене працювати щаблі ДТЗ відключається.

Для всіх ступенів диф захисту можливий вибір режиму блокування від кидка намагнічуючого струму (БНТ). При увімкненому режимі «Блокування від БНТ» ступінь буде спрацьовувати тільки в тому випадку, якщо виміряне значення другої гармонійної складової диференціального струму не перевищує уставку у % від першої гармонійної складника диференціального струму. Для всіх ступенів диф захисту можливий вибір режиму блокування від перезбудження. При увімкненому режимі «Блокування від перезбудження» ступінь буде спрацьовувати тільки в тому випадку, якщо виміряне значення п'ятої гармонійної складової диференціального струму не перевищує уставку у % від першої гармонійної складника диференціального струму. Для диференціального захисту введено функцію "група з'єднання трансформатора". Що дозволяє збирати схему з'єднань вторинних ланцюгів вимірювальних трансформаторів струму з боку НН та з боку ВН в зірку незалежно від групи з'єднання трансформатора.

При роботі будь-якого з чотирьох ступенів на реле KL1 включається реле аварійного відключення KL5. Відключається реле за фактом квітування або появи переходу дискретного входу ДІ 1 зі стану логічного нуля стан логічної одиниці.

Після роботи кожного із ступенів ДТЗ може працювати УРОВ. Дозвіл роботи УРОВ для кожного ступеня ДТЗ задається з меню.

Після роботи будь-який із ступенів ДТЗ може працювати АПВ. Дозвіл роботи АПВ для кожного ступеня ДТЗ задається з меню.

Після завершення часу витримки щаблі ДТЗ включається червоним кольором світлодіод, призначений на роботу даного ступеня і включається реле, призначені на роботу цього ступеня ДТЗ.

Диференціальний струм визначається як геометрична (з урахуванням фази) сума перших гармонік струмів, однойменних фаз двох комплектів трансформаторів струму для визначення диференціального струму спрацьовування по кожній із трьох фаз. Пристрій працює з будь-якою з груп з'єднання обмоток силового трансформатора, при цьому фазовий зсув струмів сторони НН щодо ВН компенсується згідно з заданою уставкою "Група з'єднання трансформатора" - від 0 до 11 з кроком 1. Вторинні обмотки трансформаторів струму завжди збираються в зірку.

Диф. струм визначається для кожної з трьох фаз А, В і С як:

$$I_{\partial} = I_{ВН}K_{В\ ВН} - I_{НН}K_{В\ НН}$$

де:

$I_{\partial}$  – визначається диференціальний струм;

$I_{ВН}$  – струм у реле з боку ВН у ортогональних складових для першої гармоніки;

$I_{НН}$  – струм у реле з боку ПН у ортогональних складових для першої гармоніки;

$K_{В\ ВН}, K_{В\ НН}$  – коефіцієнти вирівнювання з боку ВН та ПН відповідно, які змінюються від 0,25 до 4 з кроком 0,01. При цьому слід вважати, що вектори струмів сторони вищої напруги спрямовані у бік трансформатора, що захищається, а сторони нижчого напруги – від трансформатора.

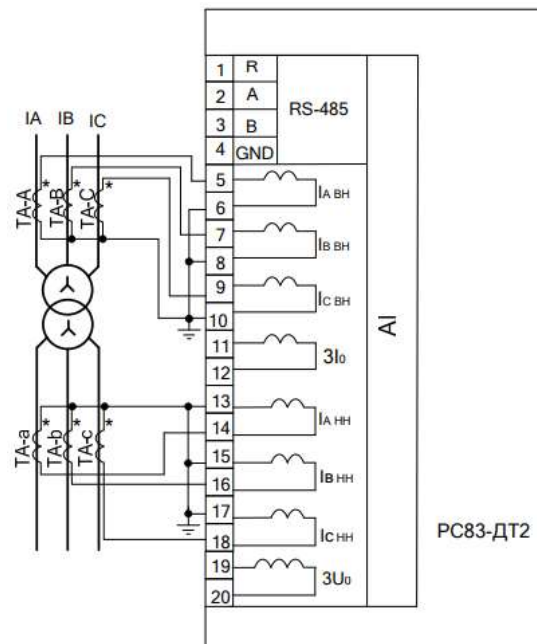


Рис. 2.12 Приклад схеми підключення трансформатора зі схемою з'єднання Y/Y-0 до вимірювальних трансформаторів струму РС83-ДТ2 із уставкою по групі трансформатора "0".

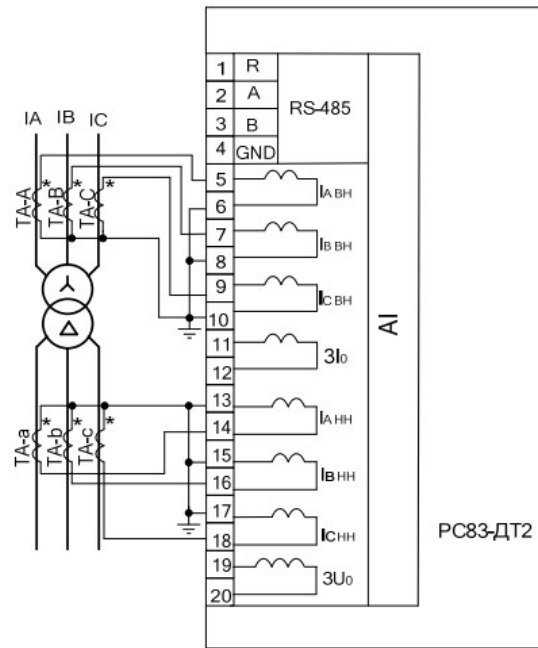


Рис. 2.13 Приклад схеми підключення трансформатора зі схемою з'єднання  $Y/\Delta-11$  до вимірювальних трансформаторів струму РС83-ДТ2 із уставкою по групі трансформатора "11".

Перший ступінь (диференціальна відсічка) має незалежну характеристику з струмом спрацьовування  $I_{д\text{отс}}$ . Це справедливо завжди, коли уставка  $I_{д\text{отс}}$  більше струму обмеження  $I_{огр}$  другого ступеня.

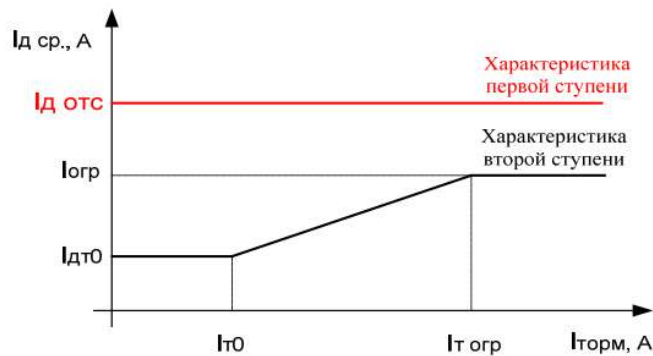


Рис. 2.14 Гальмівні характеристики щаблів диференціального захисту

Струм спрацьовування другого ступеня визначається відповідними уставками та залежить від струму гальмування.

Струм гальмування  $I_{\text{торм}}$  визначається струмом боку нижчої напруги  $I_{\text{нн}}$  і струмом сторони вищої напруги  $I_{\text{вн}}$  з урахуванням коефіцієнта розподілу між ними  $k$  відповідно до виразу:

$$I_{\text{торм}} = k I_{\text{нн}} + (1 - k)I_{\text{вн}}$$

Коефіцієнт розподілу струму гальмування між стороною нижчої напруги та стороною вищої напруги  $K$  задається уставкою. Для понижувального трансформатора можна приймати  $K=1$  (гальмування з боку вторинної обмотки, що підвищує чутливість при КЗ у зоні спрацьовування).

Гальмівна характеристика диференціального захисту (другий ступінь) складається з трьох лінійних ділянок:

- початкова горизонтальна ділянка зі струмом спрацьовування диференціального захисту  $I_{\text{дт0}}$  довжиною до початкового струму гальмування  $I_{\text{т0}}$ ;
- похила ділянка – від початкового струму гальмування  $I_{\text{т0}}$  до струму обмеження гальмування  $I_{\text{торг}}$  – зі струмом спрацьовування, що визначається за формулою:

$$I_{\text{д ср}} = I_{\text{дт0}} + k_{\text{т}}(I_{\text{торм}} - I_{\text{т0}}),$$

- кінцева горизонтальна ділянка зі струмом спрацьовування диференціального захисту  $I_{\text{орг}}$  – від струму обмеження гальмування  $I_{\text{торг}}$ .

Початковий струм спрацьовування диференціального захисту  $I_{\text{до}}$  визначається уставкою. Початковий струм гальмування  $I_{\text{т0}}$  дорівнює 0,8 від номінального струму та при номінальному струмі 5 А становить 4А.

Струм спрацьовування диференціальної відсічки приймається як більша з двох значень – уставки диференціальної відсічки  $I_{\text{тотс}}$  і струму спрацьовування другого ступеня диференційного захисту. Варіант характеристики, у якому друге значення виявляється переважним за деяких значеннях струму гальмування наведено на рис. 2.12.



Рис. 2.15 Гальмівні характеристики ступенів диференціального захисту при уставці відсікання

Власний час спрацювання диференціальної відсічки при струмі, що дорівнює дворазовій уставці струму спрацювання, що не перевищує 50 мс.

### 2.3.3 Розрахунок уставок диференційного захисту

Вхідні дані:

Тип трансформатора: ТРДН-40000.

Номінальна потужність: 40 МВА.

Номінальна напруга зі сторони ВН:  $U_{\text{ном ВН}} = 110 \pm 18\%$  кВ

Номінальна напруга зі сторони НН:  $U_{\text{ном НН}} = 10,5$  кВ

Схема з'єднання:  $Y_0/\Delta/\Delta - 11-11$ .

Напруга короткого замикання:  $U_k = 10,51\%$ .

Максимальний струм навантаження сторони НН:  $I_{\text{мах НН1}} = 900$  А

(першої обмотки),  $I_{\text{мах НН2}} = 800$  А (другої обмотки).

Максимальний струм КЗ боку НН: 12,3 кА.

Мінімальний струм КЗ боку НН: 10,4 кА.

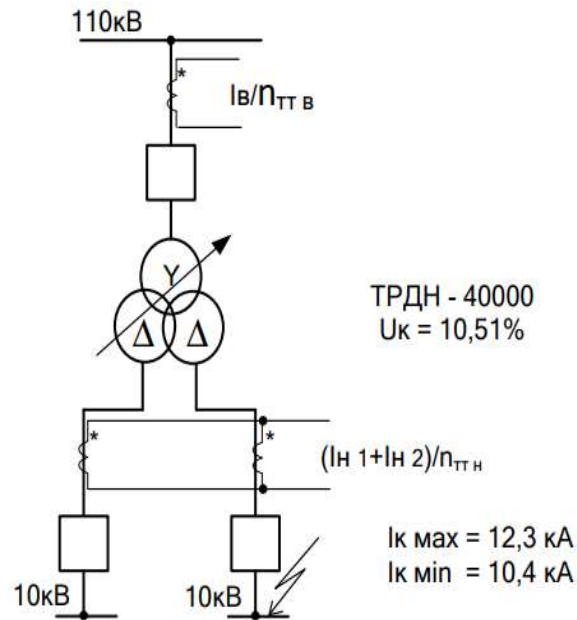


Рис.2.16 - Однолінійна схема трансформатора

Прийнята схема з'єднань трансформаторів струму та струмових входів пристрою у зірку з уставкою по групі з'єднань трансформатора 11 ( $K_{cx}^{(3)} = 1$ ). З метою спрощення викладок значення  $K_{cx}^{(3)}$  у розрахункових виразах опущені.

Трансформатор з розщепленими обмотками може бути захищений пристроєм РС83-ДТ2 так само, як двохобмотковий трансформатор, якщо струми від розщеплених обмоток підсумувати шляхом паралельного з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму.

Для трьохобмоткового трансформатора розрахунок має особливості і його треба починати з обмотки з максимальним навантаженням. Для неї за розрахунковим навантаженням вибирається коефіцієнт трансформації трансформаторів струму, а коефіцієнти трансформації трансформаторів струму, що включені в інших обмотках, повинні суворо відповідати зазначеному з урахуванням коефіцієнта трансформації трансформатора, що захищається. Такою обмоткою у нашому випадку є обмотка найвищої напруги (110 кВ).

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму  $n_{TTB}$  і  $n_{TTH}$ :

$$n_{TTB} \geq \frac{I_{\max B}}{I_{\text{ном} B}};$$

$$n_{TTB} \approx \frac{n_{TTB} U_{\text{ср} \text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}; \quad (2.31)$$

$$n_{\text{ТТ В}} \geq \frac{I_{\text{макс Н}}}{I_{\text{ном Н}}},$$

де:

- $I_{\text{макс В}}$  – максимально робочий струм сторони вищої напруги, А;
- $I_{\text{ном В}}$  – номінальний вторинний струм трансформаторного струму сторони вищого напруги (зазвичай 5 А);
- $U_{\text{нн}}$  – номінальна напруга сторони нижчої напруги трансформатора;
- $U_{\text{ср вн}}$  – номінальна напруга в середньому положенні РПН сторони вищого напруги трансформатора.

Коефіцієнт вирівнювання сторони вищої напруги  $K_{\text{вр В}}$ :

$$K_{\text{вр В}} = n_{\text{ТТ В}} \frac{I_{\text{ном В}}}{I_{\text{макс В}}}. \quad (2.32)$$

Коефіцієнт вирівнювання сторони нижчої напруги  $K_{\text{вр Н}}$ :

$$K_{\text{вр Н}} = K_{\text{вр В}} \frac{n_{\text{ТТ Н}}}{n_{\text{ТТ В}}} \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{ср нн}}} \quad (2.33)$$

Перед початком розрахунку визначимо максимальний робочий та номінальний струм сторони вищої напруги, а також сумарний номінальний струм обмоток сторони нижчої напруги трансформатора.

$$I_{\text{макс В}} = (I_{\text{макс н1}} + I_{\text{макс н2}}) \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{ср нн}}} = (900 + 800) \frac{10,5}{110} = 162,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{нв}} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{\text{ср вн}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \times 110} = 210,19 \text{ А}$$

$$I_{\text{нн}\Sigma} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{\text{нн}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 2202 \text{ А}$$

1. Вибір коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму:

$$n_{\text{ТТ В}} \geq \frac{I_{\text{макс В}}}{I_{\text{ном В}}} = \frac{162,3}{5} = 32,5, \text{ приймаємо } \frac{200}{5} = 40.$$

$$n_{\text{ТТ Н}} \approx \frac{n_{\text{ТТ В}} U_{\text{ср вн}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{40 \times 110}{10,5} = 419,$$

приймаємо  $2000/4=400$ , це допустимо, так як умова:

$$n_{\text{ТТ Н}} \geq \frac{I_{\text{макс Н}}}{I_{\text{ном Н}}} = \frac{900}{5} = 180 \text{ виконується.}$$

Для трьохобмоткового трансформатора отриманий  $n_{\text{ТТ Н}}$  по відношенню до струмів навантаження кожній з обмоток нижчої напруги виявляється сильно завищеним, але це необхідно для правильної роботи диференціального захисту при наскрізних струмах.

2. Коефіцієнт вирівнювання сторони вищої напруги:

$$K_{\text{вр В}} = n_{\text{ТТ В}} \frac{I_{\text{ном В}}}{I_{\text{макс В}}} = 40 \frac{5}{162,3} = 1,23.$$

3. Коефіцієнт вирівнювання боку нижчої напруги:

$$K_{\text{вр Н}} = K_{\text{вр В}} \frac{n_{\text{ТТ Н}} U_{\text{нн}}}{n_{\text{ТТ В}} U_{\text{ср вн}}} = 1,23 \frac{400 \cdot 10,5}{40 \cdot 110} = 1,17.$$

4. Прийняті значення коефіцієнтів вирівнювання перевіряються на припустиме відхилення від розрахункових:



$$\delta I_d = \frac{K_{вр в} \frac{I_{нв}}{n_{тт в}} - K_{вр н} \frac{I_{нн}}{n_{тт н}}}{K_{вр в} \frac{I_{нв}}{n_{тт в}}} = \frac{1,23 \frac{210,19}{40} - 1,17 \frac{2202}{400}}{1,23 \frac{210,19}{40}} = 0,0034$$

$$0,0034 < 0,01$$

5. Уставка початкового струму спрацьовування  $I_{д0}$  (2ст захисту):

$$I_{дт0} = 0,3 K_{вр в} \frac{I_{нв}}{n_{тт в}} = 0,3 * 1,23 \frac{210,19}{40} = 1,94 \text{ А}$$

6. Уставка обмеження струму гальмування  $I_{т огр}$  (2ст захисту):

Приймаємо коефіцієнт розподілу струму гальмування між сторонами нижчої та вищої напруги  $K=1$ .

$$I_{т огр} = \frac{I_{к max}}{n_{тт в}} = \frac{12300}{400} = 30,75 \text{ А.}$$

7. Струм небалансу  $I_{нб}$  (наведений до сторони нижчої напруги трансформатора) визначається трьома складовими:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}$$

7.1. Складова небалансу  $I'_{нб}$ , спричинена похибками трансформаторів струму:

$$I'_{нб} = k_{ап} k_{одн} \varepsilon I_{к max} = 1 * 0,5 * 0,1 * 12300 = 615 \text{ А}$$

де:  $k_{ап} = 1$ ;  $k_{одн} = 0,5$ ;  $\varepsilon = 10\%$ .

7.2. Складова небалансу  $I''_{нб}$  викликана змінами коефіцієнта трансформації трансформатора при роботі РПН:

$$I''_{\text{НБ}} = \Delta U_{\text{РПН}} I_{\text{к макс}} = 0,18 * 12300 = 2214 \text{ А}$$

7.3. Складова небалансу  $I'''_{\text{НБ}}$  спричинена неточністю вирівнювання вибраних коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму:

$$I'''_{\text{НБ}} = \delta I_{\text{д}} I_{\text{к макс}}$$

При отриманому значенні  $\delta I_{\text{д}} = 0,0034$  зазначеної складової можна знехтувати.

7.4. Струм небалансу  $I_{\text{НБ}}$ :

$$I_{\text{НБ}} = I'_{\text{НБ}} + I''_{\text{НБ}} + I'''_{\text{НБ}} = 615 + 2214 = 2829 \text{ А}$$

8. Струм спрацьовування 2ст захисту в точці обмеження струму гальмування (рис.2) визначається з урахуванням відбудови струму небалансу  $I_{\text{НБ}}$ .

$$I_{\text{огр}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{выбн}} I_{\text{НБ}}}{n_{\text{ттн}}} = \frac{1,2 * 1,17 * 2829}{400} = 9,93 \text{ А}$$

де  $k_{\text{н}}$  – коефіцієнт надійності відбудови, який враховує похибки захисту та

необхідний запас надійності,  $k_{\text{н}} = 1,2$ .

9. Уставка коефіцієнта гальмування:

$$k_{\text{т}} = \frac{I_{\text{огр}} - I_{\text{дт0}}}{I_{\text{т огр}} - I_{\text{т0}}} = \frac{9,93 - 1,94}{30,75 - 4} = 0,3.$$

10. Коефіцієнт чутливості 2 ст. диференціального захисту  $K_{ч дтз}$  визначається при мінімальному струмі короткого замикання наприкінці зони дії захисту – на шинах нижчої напруги трансформатора –  $I_{к \min}$  (наведеного до сторони нижчої напруги трансформатора).

10.1. Струм гальмування  $I_{т ч}$ , при якому визначається коефіцієнт чутливості, ( $I = I_{к \min}$ ) при пошкодженні в зоні захисту (трансформатори струму сторони нижчої напруги не обтікаються струмом КЗ) У нашому виконанні гальмування йде лише по струму з боку нижчої напруги трансформатора ( $k = 1$ ).

$$I_{т ч} = \frac{I_{р \max}}{n_{тт н}} = \frac{900}{400} = 2,25 \text{ А}$$

10.2. Струм спрацьовування захисту в точці характеристики, в якій визначається коефіцієнт чутливості, оскільки умова  $I_{т ч} > I_{т0}$  не виконується, згідно 2.36, приймається:

$$I_{д ср ч} = I_{дт0} = 1,94 \text{ А.}$$

10.3. Струм, на який реагує захист у такому режимі,

$$I_{д ч} = I_{т ч} \frac{U_{нн}}{U_{ср вн}} * \frac{K_{в вн}}{n_{тт в}}$$

10.4. Коефіцієнт чутливості 2ст. захисту

$$K_{ч дтз} = \frac{I_{д ч}}{I_{д ср ч}} = \frac{30,53}{1,94} = 15,7.$$

11. Уставка струму спрацьовування диференціальної відсічки (1ст):

$$I_{\text{д отс}} = 3,5 K_{\text{в вн}} K_{\text{сх}}^{(3)} \frac{I_{\text{нв}}}{n_{\text{тт в}}} = 3,5 * 1,23 * 1 * \frac{210,19}{40} = 22,6 \text{ А.}$$

12. Коефіцієнт чутливості диференціальної відсічки  $K_{\text{ч отс}}$ :

$$K_{\text{ч отс}} = \frac{I_{\text{д ч}}}{I_{\text{д отс}}} = \frac{30,53}{22,6} = 1,35.$$

### 3. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Вступ до економічного розділу

У основній частині кваліфікаційної роботи було розраховано реконструкцію підстанції 110/10 кВ, а також обладнання яке буде встановлено. Проведення реконструкції ПС 110/10 кВ необхідно для надійного забезпечення електропостачання споживачам та скорочення збитків від перебоїв в електропостачанні.

В економічній частині будуть розраховуватися економічні показники проекту, до яких, входять капітальні витрати, експлуатаційні витрати, розрахунок річної економії також розрахунок терміну окупності.

#### 3.2 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальних вкладень на реконструкцію підстанції виконаємо за показниками вартості її основних елементів.

Капітальні витрати на здійснення запропонованого варіанту розраховуються за формулою:

$$K = K_{об} + Z_{тзс} + Z_{мн} + Z_{пр} \quad (3.1)$$

де  $K_{об}$  – вартість обладнання, тис. грн;

$Z_{тзс}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати, тис. грн;

$Z_{мн}$  – витрати на монтаж-налагоджувальні роботи, тис. грн;

$Z_{пр}$  – інші одноразові вкладення грошових коштів, тис.грн.

Розрахунок вартості обладнання наведено в таблиці 3.1 згідно даних заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.1 – Розрахунок капітальних витрат.

| Найменування                          | Тип                         | Ціна,<br>тис.<br>грн/шт<br>(км, м) | Кількість,<br>шт (км,<br>м) | Загальна<br>вартість<br>обладнання,<br>K <sub>об</sub> (тис.<br>грн) |
|---------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|-----------------------------|--|
| Комплектна трансформаторна підстанція | ТРДН 40000/110/10           | 3002,6                             | 2                           | 6005,2   |
| Елегазовий вимикач                    | ВЕБ-110-31,5/1600 У1        | 1801,5                             | 2                           | 3603   |
| Роз'єднувач                           | РГН.2-110.ІІ / 1000-40 УХЛ1 | 210,02                             | 2                           | 420,04   |
| Трансформатор струму                  | ТОГФ-110ІІ УХЛ1             | 131,2                              | 6                           | 787,2  |
| Трасформатор напруги                  | НКФ-110-83                  | 65                                 | 6                           | 390  |
| Обмежувач перенапруги                 | ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1      | 22,7                               | 6                           | 136,2  |
| Комплексний розподільчий пристрій     | КРП (EDS)                   | 550                                | 1                           | 550  |
| <b>ВСЬОГО:</b>                        |                             |                                    |                             | 11891,64   |

Таблиця 3.2 – Транспортно-заготівельні витрати.

| Найменування                          | Місце<br>відправлення<br>вантажа | Вартість<br>доставки,<br>тис. грн |
|---------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
| Комплектна трансформаторна підстанція | Запоріжжя                        | 10                                |
| Елегазовий вимикач                    | Харків                           | 3                                 |

|   |   |   |
|---|---|---|
| Роз'єднувач                             | с. Чаплі<br>(Дніпропетровська<br>область) | 0 |
| Трансформатор<br>струму                 | Кривий Ріг                                | 3 |
| Трасформатор<br>напруги                 |   |   |
| Обмежувач<br>перенапруги                |   |   |
| Комплексний<br>розподільчий<br>пристрій | с. Чаплі<br>(Дніпропетровська<br>область) | 0 |
| Загальна вартість доставки: 16 тис. грн |   |   |

Для розрахунку вартості доставки обладнання, місце розташування підстанції було прийнято в Дніпропетровській області.

Складські витрати враховуються у вигляді місячної арендної плати у розмірі 15 тис.грн

Тоді транспортно-заготівельні і складські витрати складатимуть, тис. грн:

$$Z_{\text{тзс}} = 16 + 15 = 31 \text{ тис. грн}$$

Витрати на монтажну-налагоджувальні роботи:

$$Z_{\text{мн}} = \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{\text{см}} \cdot K_{\text{пр}}, \quad (3.2)$$

де  $C_i$  – чисельність працівників  $i$ -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чел.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника  $i$ -го розряду, грн.;

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_d$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см}$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_{мн} = ((10 \cdot 80 \cdot 334) + (2 \cdot 100 \cdot 334)) \cdot 1,25 \cdot 1,3 \cdot 0,8 = 434,2 \text{ тис. грн}$$

В інших одноразових вкладеннях грошових коштів ( $Z_{пр}$ ) потрібно розрахувати вартість спеціального одягу та взуття для робітників, тис.грн:

$$Z_{пр} = 12 \cdot 1500 = 18 \text{ тис. грн}$$

Основні капітальні вкладення в мережу, що проектується, складають:

$$K = 11891,64 + 31 + 434,2 + 18 = 12374,84 \text{ тис. грн}$$

### 3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Розрахунок річних експлуатаційних витрати:

$$C_{\text{проект}} = C_a + C_T + C_e + C_{пр}, \text{ грн.}$$

$$C_{\text{базовий}} = C_a^b + C_T^b + C_e^b + C_{пр}^b, \text{ грн.}$$

де  $C_a$  – амортизаційні відрахування проектного варіанту;

$C_T$  – витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж проектного варіанту;

$C_e$  – вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії;



$C_{\text{пр}}$  – інші експлуатаційні витрати.

$$C = 2325,5 + 606,227 + 1939,5 = 4859,58 \text{ тис. грн.}$$

$$C_{\text{базовий}} = 1800 + 900 + 2300 = 5000 \text{ тис. грн.}$$

### 3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Розрахунок вартості основних засобів і нематеріальних активів проектного варіанту:

$$\Phi_a = \Phi_{\text{п}} - Л,$$

де  $\Phi_{\text{п}}$  – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

$Л$  – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

$$\Phi_a = 12374,84 - 1237,484 = 11137,356 \text{ тис. грн}$$

Норма амортизації дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_{\text{п}} - Л}{\Phi_{\text{п}} * T_{\text{п}}} * 100\%,$$

де  $T_{\text{п}}$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

$$H_a = \frac{11137,356}{12374,84 \cdot 5} \cdot 100\% = 18 \%$$

Річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом

$$AO = \frac{\Phi_{\text{п}} \cdot H_a}{100},$$

$$AO = \frac{12374,84 \cdot 18}{100} = 2227,47 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок вартості основних засобів і нематеріальних активів **базового варіанту**:

$$\Phi_a = 10000 - 1000 = 9000 \text{ тис. грн}$$

Норма амортизації дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_{\Pi} - Л}{\Phi_{\Pi} * T_{\Pi}} * 100\%,$$

де  $T_{\Pi}$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

$$H_a = \frac{9000}{10000 \cdot 5} \cdot 100\% = 18 \%$$

Річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом

$$AO = \frac{10000 \cdot 18}{100} = 1800 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 3.3 – Розрахунок амортизаційних відрахувань.

| № | Найменування         | Капітальні<br>витрати, тис.<br>грн | Норма<br>амортизації,<br>% | Сума<br>амортизації,<br>тис. грн. |
|---|----------------------|------------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|
| 1 | Проектний<br>варіант | 12374,84                           | 18                         | 2227,47                           |

|   |                    |       |    |      |
|---|--------------------|-------|----|------|
| 2 | Базовий<br>варіант | 10000 | 18 | 1800 |
|---|--------------------|-------|----|------|

### 3.3.2 Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, запасні блоки, визначено у відсотках від капітальних витрат.

Витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт **проектного варіанту**:

$$I_e = I_{ол} + I_{оис},$$

де  $I_{ол}, I_{оис}$  – витрати на ремонт і обслуговування ліній і підстанцій.

$$I_{ол} = 0,01 \cdot K_{л} = 0,01 \cdot 0 = 0 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{оис} = 0,05 \cdot K_{ис} = 0,05 \cdot 12124,54 = 606,227 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{е+а} = (I_{ол} + I_{о.ис}) = (0 + 606,227) = 606,227 \text{ тис. грн.}$$

За наданими даними витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт **базового варіанту** підстанції дорівнюють: 900 тис. грн.

### 3.3.3 Вартість втрат електричної енергії:

Розрахунок очікуваних втрат електричної енергії **проектного варіанту**:

– в цехових трансформаторах:

$$I_{ДА.Т} = n_T \cdot (\Delta P_{xx} c_0 T_p + \Delta P_{кз} K_3^2 c_0 \tau),$$

де  $n_T$  – кількість трансформаторів;

$T_p$  – число годин роботи трансформатора на рік;

$c_{o.n}$  – питома вартість постійних втрат енергії.

Приймаємо:

$$c_0 = 168 \text{ коп/ кВт}\cdot\text{г.}$$

$$I_{\Delta A.T} = 2(34 \cdot 1,68 \cdot 8760 + 160 \cdot 0,63^2 \cdot 1,68 \cdot 3800) \cdot 10^{-3} = \\ 1811,5 \text{ тис. грн}$$

-в цеховій мережі:

$$Z_{\Delta A.M} \approx 128 \text{ тис. грн}$$

Сумарна вартість втрат електроенергії в мережі:

$$I_{\Delta A} = I_{\Delta A.T} + I_{\Delta A.M} = 1811,5 + 128 = 1939,5 \text{ тис. грн.}$$

За наданими даними витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт **базового варіанту** підстанції дорівнюють: 2300 тис. грн.

### **3.4 Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення**

Річну економію передбачається отримувати тільки при впровадженні даного проектного варіанту, а саме внаслідок заміни застарілого обладнання:

$$E_{K_n} = E_{K_p} \pm \Delta C, \text{ грн.}$$

де  $E_{K_p}$  – Попереджені економічні збитки від перебоїв в електропостачанні, за минулий рік збитки від перебоїв в електропостачанні склали близько 2,5 млн. грн.

$\Delta C$  – економія (перевитрата) на експлуатаційних витратах.

$$\Delta C = C_{\text{базовий}} - C_{\text{проект}}$$

$$\Delta C = 5000 - 4859,58 = 140,42 \text{ тис. грн.}$$

$$E_{K_n} = 2500 + 140,42 = 2640,42$$

### 3.5 Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Коефіцієнт ефективності капітальних витрат:

$$E_p = \frac{E_{K_n}}{K_{\text{пр}}}, \text{ долі од.},$$

$$E_p = \frac{2640,42}{12374,84} = 0,213 \text{ долі од.}$$

Термін окупності капітальних витрат:

$$T_p = \frac{K_{\text{пр}}}{E_{K_n}}, \text{ років}$$

$$T_p = \frac{12374,84}{2640,42} = 4,68 \text{ років}$$

Для остаточної оцінки варіантів і вибору найбільш ефективного з них необхідно порівняти розрахункове значення  $E_p$  з нормативним значенням  $E_n$ .

Проект (варіант) капітальних вкладень визнається доцільним за умови

$$E_p > E_n.$$

$$0,213 > 0,2$$

### 3.6 Економічні показники проекту

Таблиця 3.4 – Економічні показники проекту.

| № з/п | Найменування показників | Одиниц і виміру | Базовий (альтернативний) варіант | Проектний варіант | Зміни у порівнянні з альтернативним варіантом |   |
|-------|-------------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------|---|---|
|       |                         |                 |                                  |                   | ± (тис.грн)                                   | % |

|               |   |           |       |          |          |         |
|---------------|---|-----------|-------|----------|----------|---------|
| 1             | Капітальні витрати                                  | тис. грн. | 10000 | 12374,84 | -2374,84 | -19,19% |
| 2             | Експлуатаційні витрати всього                       | тис. грн. | 5000  | 4859,58  | 140,42   | 2,9%    |
| у тому числі: |   |           |       |          |          |         |
|               | * амортизаційні відрахування                        | тис. грн. | 1800  | 2182,4   | -382,4   | -17,5%  |
|               | * технічне обслуговування та поточний ремонт        | тис. грн. | 900   | 606,227  | 293,773  | 48,45%  |
|               | *вартість споживаної електроенергії                 | тис. грн. | 2300  | 1939,5   | 360,5    | 18,6%   |
| 3             | Річна економія всього                               | тис. грн. | -     | 2640,42  | -        | -       |
| 4             | Розрахунковий коефіцієнт ефективності               | долі од.  | -     | 0,213    | -        | -       |
| 5             | Розрахунковий термін окупності капітальних вкладень | років     | -     | 4,68     | -        | -       |

### 3.7 Висновки по розділу

На основі технічних даних щодо прийнятого у спеціальному розділі основного електрообладнання цехової системи електропостачання виконано розрахунки капіталовкладень в проект реконструкції, які складуть 12374,84 тис. грн., та експлуатаційні витрати при обслуговуванні даної системи, які становлять 4859,58 тис. грн. Після реконструкції підстанції очікується підвищення надійності електропостачання та зменшення економічних збитків від перебоїв в електропостачанні, завдяки чому термін окупності капітальних витрат буде становити приблизно 4 роки 8 місяців 5 днів.

## ВИСНОВОК

У випускний кваліфікаційної роботі був виконаний проект реконструкції електричної частини підстанції. При виконанні проекту реконструкції електричної частини підстанції 110/10 кВ у роботі розглянуто рішення, що забезпечують надійне електропостачання споживачів підстанції.

На першому етапі виконання випускної кваліфікаційної роботи був проведений комплексний аналіз підстанції. Застосовувана схема не відповідає сучасним вимогам і нормам і повинна бути замінена. Для заміни на підстанції обрана схема, рекомендована до застосування на тупикових і відгалужувальних підстанціях. Для ВРП 110 кВ застосована схема «Два блоки з вимикачами неавтоматической перемичкою з боку ліній». виконано аналіз обладнання підстанції показав, що всі обладнання морально і фізично застаріло і потребує комплексної заміни.

В даний час на підстанції встановлені силові трансформатори марки ТРДН з номінальною потужністю 25 МВА. Згідно з програмою розвитку мереж і планованого зростання навантажень підстанції, був побудований річний упорядкований графік повної потужності підстанції. Виходячи з графіка і була визначена максимальна потужність підстанції яка склала 49,4 МВА. Виконано розрахунок коефіцієнта завантаження існуючих силових трансформаторів потужністю 25 МВА і отримано, що трансформатори потужністю 25 МВА не зможуть впоратися із збільшеним навантаженням.

На підставі цього в роботі виконано розрахунок необхідної потужності силових трансформаторів. Згідно з цими розрахунками на підстанції необхідно встановити силовий трансформатор з потужністю більшою ніж 29,99 МВА. За стандартною шкалою потужностей силових трансформаторів до розгляду прийнято три варіанти установки. Перший з двома СТ ТРДН 32000/110/10, другий варіант з двома СТ ТРДН 40000/110/10 і третій варіант з двома СТ ТРДН 63000/110/10.

За результатами проведеного порівняння і оцінки варіантів установки силових трансформаторів, на підстанції пропонується встановити СТ ТРДН 40000/110/10.

Виконано розрахунок значень струмів короткого замикання на шинах підстанції. Результати розрахунку струмів КЗ використані при виборі і перевірці обладнання підстанції прийняте до установки на стороні 110 і 10 кВ.

Також було виконано розрахунок уставок диференційного захисту трансформаторів.

При реконструкції підстанції проектом передбачається заміна системи змінного оперативного струму, на систему постійного оперативного струму, яка забезпечить більш високу надійність підстанції.

Після проведення реконструкції підстанції та встановлення КРП збільшиться надійність електропостачання.



## ДЖЕРЕЛА ТА ПОСИЛАННЯ

- 1) «Правила устройства электроустановок», «Энергия», 1987
- 2) Півняк Г.Г., Білий М.М., Бажін Г.М. «Электропостачання гірничих підприємств» 200
- 3) Неклепаев Б.Н. «Электрическая часть станции и подстанции», «Энергоатомиздат», 1984
- 4) Гольстром В.А. «Справочник энергетика промышленных предприятий», «Техника», 1989
- 5) Півняк Г.Г. «Переходные процессы в системах электроснабжения», 2016
- 6) Чернобров Н.В. «Релейная защита», «Энергия», 1971
- 7) Зімін Е.Н. «Электрооборудование промышленных предприятий и установок», «Энергоиздат», 1981
- 8) Ополева Г.Н. «Схемы и подстанции электроснабжения», «Форум: Инфра-М», 2006
- 9) Гук Ю.К. «Проектирования электрической части станции и подстанции», «Энергоатомиздат», 1985
- 10) Ліпкін Б.Ю. «Электроснабжение промышленных предприятий и установок», «Высшая школа», 1981
- 11)
- 12) Рожкова Л.Д., Козулін В.С. «Электрооборудование станций и подстанций», 1985
- 13) Овчаренко А.С., «Справочник по электроснабжению промышленных предприятий», 1985
- 14) <https://silovoytransformator.ru/110kv/tdn-40000-110.htm>
- 15) <http://www.rzva.ua/modules/pages/files/12>
- 16) <http://promservis.cn.ua/razryadniki-rvs-110.html>
- 17) <http://zva.zp.ua/doc/archivedoc/catalogs/RAZ.pdf>

- 18) <https://transformatory.pro/view-rynok/proizvoditeli/ufimskij-transformatornyj-zavod/>
- 19) <https://voltten.com/tlk-35-transformator-toka-izmeritelnyj-suxoj-opornyj/>
- 20) <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/127/000000628/attfile/tehlichesko-e-opisanie-transformatorov-toka-tfzm-110-b-iii-u1.pdf>
- 21) <https://10-110kv.com/p334932890-transformator-napryazheniya-znom.html>
- 22) <http://atrans.in.ua/transformator-tm-tmg-40-35-04/p194>
- 23) <https://zyabkin.com.ua/predohraniteli-i-derzhateli/nva-korenevo/1366/c170033/v4205/s1366/>
- 24) <https://uralen.ru/catalog/pred/group-32/253.html>
- 25) <http://promservis.cn.ua/razryadniki-rvs-110.html>
- 26) [http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komplektni-rozpodilchi-pristroi\\_1472626458/krp-35-kv\\_1472626364/ku35\\_1472626377.htm](http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komplektni-rozpodilchi-pristroi_1472626458/krp-35-kv_1472626364/ku35_1472626377.htm)
- 27) [https://www.czt.ru/tol\\_10.html](https://www.czt.ru/tol_10.html)
- 28) <https://elmisto.com.ua/p374791091-transformatory-napryazheniya-ntmi.html>
- 29) <http://www.nomek.ru/TM-50/10>
- 30) <https://keaz.ru/catalog/srednevoltnoe-obrudovanie-do-35kv/predohraniteli-visokovoltnie/pkt-predohraniteli-visokovoltnie/pkt/120494>
- 31) <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/s-bumajnoi-izolyaciei/aashv-10kv/kabel-aashv-3x25.html>
- 32) <https://elektrostandart.com/product/trasformatory/transformator-tdtn-10000-16000-110-u1-s-rpn/>
- 33) <http://zepg.com.ua/pcod000002247.html>
- 34) <https://linijaopory.ru/provod-as-240-32-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/>
- 35) <https://metall-holding.com.ua/khmelnytskyi/catalog/aluminij/polosa-aluminievaa/alum-polosa-40h4-ad31-t5>

- 36) <https://prom.ua/ua/p564979155-transformator-toka-tfzm>
- 37) <https://zyabkin.com.ua/predohranitel-plavkiy-visokovoltniy-pkt-101-10-20-125-u3-nva-korenevo-9410020104/p239740/>
- 38) <https://prom.ua/p675765373-predohranitel-pkn-011.html?&primelead=MC41Nw>
- 39) <https://prom.ua/p21902845-izolyator-opornyj-375>
- 40) <https://kiev.flagma.ua/uk/vakuumny-vyklyuchatel-vr35-o3297004.html>
- 41) <http://transform74.ru/tr/616A/1188/>
- 42) <https://zakupka.com/p/434551834-razedinitel-rdz-110-1000-i-ii/>

## ДОДАТОК А

| № | Формат | Позначення | Найменування         | Кількість аркушів | Примітки |
|---|--------|------------|----------------------|-------------------|----------|
| 1 |        |            |                      |                   |          |
| 2 |        |            | Документація         |                   |          |
| 3 |        |            |                      |                   |          |
| 4 | A4     |            | Пояснювальна записка | 67                |          |
| 5 |        |            |                      |                   |          |
| 6 |        |            | Презентація          |                   |          |