

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Целуйко Антон Андрійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування варіанту реконструкції електричної частини підстанції 35/6

кВ

(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Целуйко А.А.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Журавльов Валерій Пилипович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.ф-м.н., професор кафедри вищої

та прикладної математики

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2025

АНОТАЦІЯ

Целуйко А.А. Обґрунтування варіанту реконструкції електричної частини підстанції 35/6 кВ. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2025.

Метою даної роботи є обґрунтування варіанту реконструкції електричної частини підстанції шляхом модернізації її основних елементів.

Цілями роботи є підвищення ефективності системи електропостачання споживачів електричної енергії.

Ключові слова: електрична підстанція, висока напруга, система електропостачання.

ABSTRACT

Tseluiko A.A. Justification of the reconstruction option of the electrical part of the 35/6 kV substation. Qualification work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2025.

The purpose of this work is to justify the reconstruction option of the electrical part of the substation by modernizing its main elements.

The objectives of the work are to increase the efficiency of the power supply system for consumers of electric energy.

Keywords: electrical substation, high voltage, power supply system.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ОБГРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ МОДЕРІЗАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/6 кВ	7
1.1 Географічне розташування ПС 35/6 кВ та технічні показники ПС 35/6 кВ «Романів-2»	7
1.2 Необхідність розгляду питань реконструкції підстанції «Романів-2»	9
Висновки по розділу 1	10
РОЗДІЛ 2 ВИЗНАЧЕННЯ ЗНАЧЕНЬ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	12
2.1 Визначення розрахункової схеми понижувальної підстанції та її схеми заміщення	12
2.2 Знаходження елементів схеми заміщення	13
2.3 Визначення струмів короткого замикання в контрольних точках	14
Висновки по розділу 2	16
РОЗДІЛ 3 ВИБІР ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 35/6 кВ	17
3.1 Вибір силових вимикачів ПС 35/6 кВ	17
3.2 Вибір роз'єднувачів ПС 35/6 кВ	20
3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму ПС "Романів-2"	21
3.4 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги ПС 35/6 кВ на стороні 35 кВ	24
3.5 Вибір вакуумних вимикачів на низькій стороні високої напруги	25
3.6 Розрахунок релейного захисту та автоматики	28
Висновки по розділу 3	34
ВИСНОВКИ	35
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	36

ВСТУП

На сьогодні в експлуатації знаходиться велика кількість електричних підстанцій введених в експлуатацію наприкінці 60-х років минулого століття. Відповідно стає питання реконструкції та модернізації таких трансформаторних підстанцій.

Цілі модернізації електричних підстанцій повинні бути спрямовані на підвищення ефективності, надійності, безпеки та відповідності сучасним вимогам мереж електропостачання.

Як правило модернізація підстанцій виконується шляхом заміни застарілого електротехнічного обладнання на більш сучасне.

Модернізації електротехнічного обладнання підстанції повинна забезпечити вирішення наступних основних завдань:

1. Підвищення надійності та безпеки електропостачання шляхом: зниження аварійності. Заміна застарілого та зношеного обладнання, яке частіше виходить з ладу, на сучасне та більш надійне; поліпшення якості електроенергії: Підтримання стабільної напруги та частоти, мінімізація гармонічних спотворень та перенапруг. Це особливо важливо для чутливого обладнання споживачів; підвищення безпеки персоналу та обладнання: Використання сучасних засобів захисту від ураження електричним струмом, запобігання пожежам та вибухам, автоматичне відключення пошкоджених ділянок мережі; збільшення пропускної здатності: Модернізація трансформаторів, вимикачів та іншого обладнання для задоволення зростаючих потреб в електроенергії.

2. Оптимізація експлуатаційних витрат та підвищення ефективності шляхом: зниження витрат електроенергії: Використання сучасного обладнання з більш високим ККД (наприклад, трансформатори з низькими втратами); скорочення витрат на обслуговування та ремонт: Сучасне обладнання зазвичай потребує меншого обсягу обслуговування та має довший термін служби; автоматизації процесів управління та контролю: Впровадження сучасних систем управління підстанцією (SCADA) дозволяє автоматизувати

процеси перемикачів, моніторингу та діагностики, що знижує потребу в ручній праці та підвищує оперативність реагування на позаштатні ситуації; зниженням негативного впливу на навколишнє середовище: Використання екологічно чистих матеріалів та технологій, зменшення викидів шкідливих речовин, зниження рівня шуму.

3. Поліпшення керованості та інтеграція з сучасними системами, що досягається шляхом: впровадження сучасних систем автоматизації: Автоматизовані системи управління підстанцією (АСУ ТП) дозволяють дистанційно управляти обладнанням, контролювати його стан та оперативно реагувати на зміни в мережі; інтеграцією з інтелектуальними мережами (Smart Grid): Модернізація дозволяє підстанції взаємодіяти з іншими елементами інтелектуальної мережі, забезпечуючи більш гнучке та ефективне управління електроенергією; забезпеченням можливості для підключення відновлюваних джерел енергії: Сучасні підстанції повинні бути здатні приймати та розподіляти електроенергію, вироблену вітровими, сонячними та іншими відновлюваними джерелами.

4. Продовження терміну служби обладнання шляхом: заміни застарілого обладнання: Коли термін служби обладнання добігає кінця, його заміна на нове є необхідністю для забезпечення надійності та безпеки; модернізацією існуючого обладнання: У деяких випадках можливо продовжити термін служби обладнання шляхом його модернізації, наприклад, заміни окремих компонентів або встановлення додаткових систем захисту.

Таким чином, модернізація електротехнічного обладнання підстанції – це комплексний процес, спрямований на підвищення надійності, ефективності, безпеки та керованості електропостачання, а також на адаптацію до сучасних вимог ринку та технологій. Конкретні цілі модернізації залежать від поточного стану підстанції, вимог споживачів та задач, які стоять перед енергосистемою в цілому.

Відповідно до вище перерахованого, **метою кваліфікаційної роботи** є обґрунтування варіанту реконструкції електричної частини підстанції шляхом модернізації її основних елементів.

Цілями роботи є підвищення ефективності системи електропостачання споживачів електричної енергії.

При виконанні роботи були використані наступні **методи дослідження**: теорії електричних кіл, релейного захисту та автоматики, техніки високих напруг.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

Конончук О. П., Целуйко А. А., ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИРОДИ
ВИНИКНЕННЯ УШКОДЖЕНЬ В ІЗОЛЯТОРАХ ЗАЛІЗНИЦІ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2025» 31 квітня 2025 року. Житомир: Поліський національний університет, 2025.- С 195-198.

Целуйко А. А. НЕОБХІДНІСТЬ РОЗГЛЯДУ ПИТАНЬ РЕКОНСТРУКЦІЇ
ПІДСТАНЦІЇ «РОМАНІВ-2»

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2025» 31 квітня 2025 року. Житомир: Поліський національний університет, 2025.- С 201-204.

РОЗДІЛ 1

ОБГРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ МОДЕРІЗАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/6 кВ

Слід відмітити, що реконструкція трансформаторних підстанцій є необхідною для:

- підвищення надійності електропостачання;
- зниження експлуатаційних витрат;
- збільшення пропускної спроможності;
- впровадження сучасних технологій та обладнання;
- відповідності актуальним вимогам безпеки та екологічним стандартам.

1.1 Географічне розташування ПС 35/6 кВ та технічні показники ПС 35/6 кВ «Романів-2»

ПС 35/6 кВ «Романів-2» побудована та експлуатується з 1968 року. Сьогодні ПС 35/6 кВ «Романів-2» входить до структури АТ «Житомиробленерго».

ПС 35/6 кВ розташована в зоні помірно континентального клімату. За даними, наведеними в джерелі [8], середньорічна температура повітря в даному районі становить 6,9° С. Відповідно до карт кліматичного районування території України та даними джерела [8], ПС «Романів-2» 35/6 кВ розташована на території, віднесеній до III-ої категорії району за вітровим тиском, тобто для території характерний нормативний вітровий тиск 650 Па, що відповідає 10-хвилинному інтервалу усереднення швидкості вітру 32 м/с, на висоті 10 м над поверхнею землі. Територія розташування ПС за товщиною стінки ожеледі відноситься до III району, що відповідає відкладенню стінки ожеледі товщиною 19 мм циліндричної форми при щільності 0,9 г/см³ на проводі діаметром 10 мм, розташованому на висоті 10 м над поверхнею землі, повторюваністю 1 раз на 25 років. Середня тривалість гроз для території розглянутого електроенергетичного об'єкта 40-60 годин на рік, при цьому

територія відноситься до районів, для яких характерна помірне галопування проводів [8].

Підстанція «Романів-2» 35/6 кВ розташована в межах міста Романів. Представлена підстанція, згідно із зовнішньою електричною схемою живлення, є тупиковою і насамперед необхідна для забезпечення електроенергією населення громади міста Романів, а також для живлення наближених виробничих підприємств. Типова оперативна схема ПС 35/6 кВ «Романів-2» відображена на рисунку 1.1.

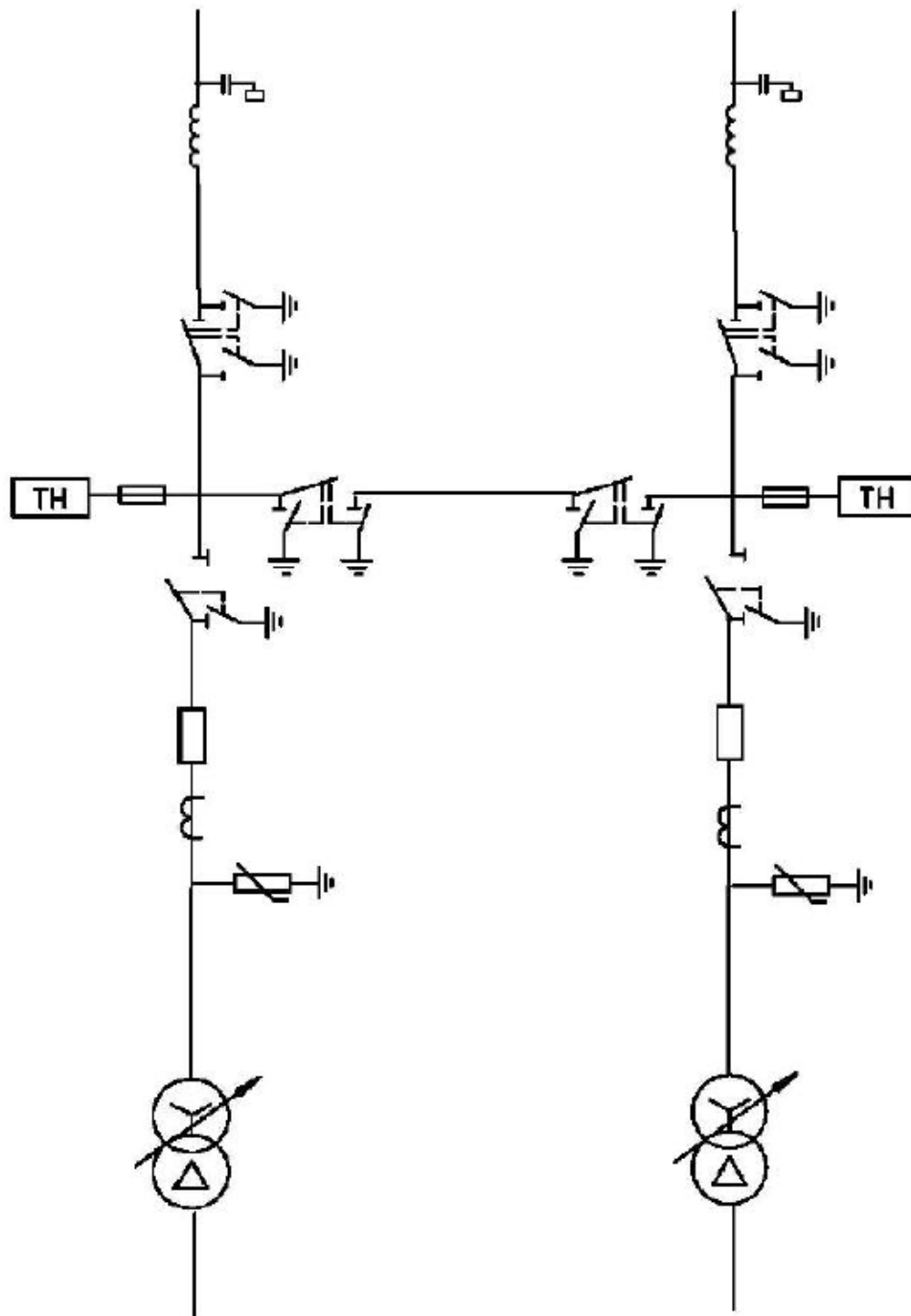


Рисунок 1.1 – Оперативна електрична схема підстанції ПС «Романів-2»

ПС 35/6 кВ «Романів-2», згідно зі схемою живлення Житомирської області, живиться від ПЛ 35 кВ – дволанцюгова. Зараз працює наступне обладнання:

- масляні вимикачі типу ВМ–35 – 2 шт;
- ТДНС – 16000/35/6 –У-1 – 2 шт;
- розрядники вентильні РВС–35;
- розрядники РВП–6.

1.2 Необхідність розгляду питань реконструкції підстанції «Романів-2»

ПС «Романів-2» введена в експлуатацію наприкінці 60-х років минулого століття. На підстанції з встановленими інтервалами виконувалися ремонтні роботи.

З усього встановленого обладнання на підстанції, найдорожчим елементом, як завжди, є силові трансформатори. При систематичних перевантаженнях цих елементів відбувається руйнування обмоток. Для цього на ПС «Романів-2» з регулярною періодичністю здійснювалися огляди силових трансформаторів за допомогою тепловізійного контролю, який допомагає визначити розподіл температурних показників по металевому баку трансформатора. Згідно з даними, отриманими при тепловізійному обстеженні, не встановлено збільшення температури металевого бака. Враховуючи вищезазначене, а також відсутність зростання електричних навантажень, в заміні трансформаторів немає необхідності.

В КРП-6 кВ ПС «Романів-2» знаходяться масляні вимикачі (ВМП – 10) на 35 кВ. Ці вимикачі мають знижені характеристики пожежної безпеки, а тим паче давно не виробляються. Тому експлуатуючі та ремонтні служби «Житомиробленерго» не можуть придбавати запасні частини до даних вимикачів.

Для вимикача ВМП-10, згідно з інструкцією [11], капітальний ремонт повинен проводитися раз на 4 роки, що відповідає комутаційному ресурсу вимикача, що має можливість зробити відключення 4-х коротких замикань [6].

Також у масляних вимикачів можна відзначити наступні недоліки: небезпека вибуху при відключенні, необхідність здійснення постійного контролю за рівнем масла, невеликі допустимі відхилення за рівнем при монтажі, необхідність достатньо потужних приводів включення, що призвело до визнання масляних вимикачів морально застарілими і викликало необхідність їх заміни на більш сучасні вакуумні згідно з даними джерела [13].

Стаціонарні вентиляльні розрядники РВС-15, РВС-35 призначені для обмеження комутаційних і атмосферних перенапруг, що виникають в електричних мережах, з метою запобігання можливим пробоям ізоляції, пошкодженню обладнання та іншим негативним наслідкам [6], згідно з переліком [6], не допускаються до застосування на проєктованих ПС на даний час і замінюються обмежувачами перенапруг (ОПН) на реконструйованих ПС.

Виходячи із вище перерахованого виникає необхідність виконати наступні заходи при реконструкції:

- встановити на РП-6кВ вакуумні вимикачі;
- в розподільчому пристрої 35 кВ до установки застосувати вакуумні вимикачі;
- встановити нові вимірювальні трансформатори струму та вимірювальні ТН (трансформатори напруги).

Висновки по першому розділу

У ході дослідження було виявлено кліматичні характеристики району розташування підстанції, необхідні для перевірки електрообладнання підстанції при реконструкції із систематичного та аварійного навантаження. З аналізу енергосистеми району було виявлено, що підстанція «Романів-2» 35/6 кВ є підстанцією тупикового типу, тобто. одержує електроенергію від підстанції Районна 220/110/10 кВ за двома паралельними лініями. Метод приєднання підстанції необхідний вибору головної схеми підстанції при реконструкції з урахуванням нормативних документів. Аналіз обладнання підстанції «Романів-2» 35/6 кВ показав, що 85-90% основного силового

обладнання підстанції зараз застаріло і не застосовується відповідно до стандартів електромережових організацій.

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ЗНАЧЕНЬ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

У цьому розділі порахуємо значення струмів КЗ на шинах збірних ПС 35/6кВ "Романів - 2". Отримані дані цього розділу допоможуть оцінити правильність вибору обладнання підстанції. Обов'язковою умовою правильного розрахунку струмів КЗ є складання розрахункової схеми (рисунок 2.1), та схеми заміщення КЗ (рисунок 2.2).

2.1 Визначення розрахункової схеми понижувальної підстанції та її схеми заміщення

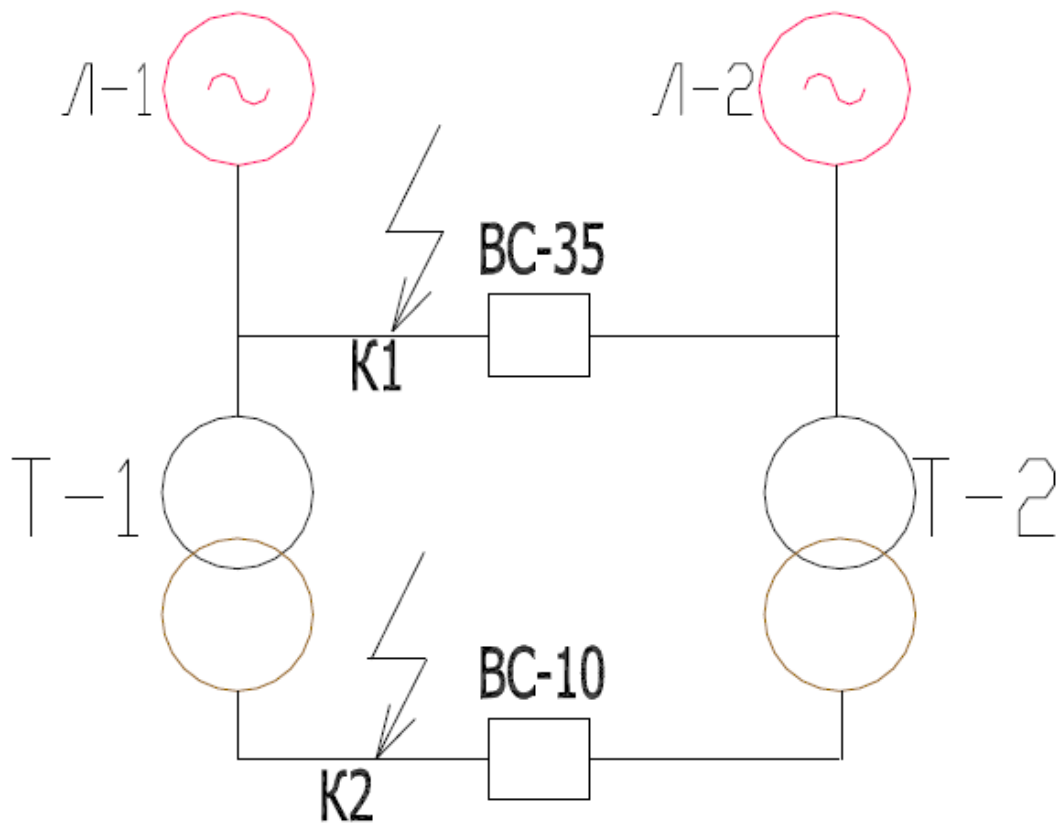


Рисунок 2.1- Схема для визначення струмів КЗ

В першу чергу необхідно визначити базисні струми.

Струми базисні для розрахунку величини струму КЗ, знаходиться за наступною формулою[13]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (2.1)$$

де S_{δ} - потужність КЗ (базове значення), МВА; U_{δ} - напруга (базове значення), кВ.

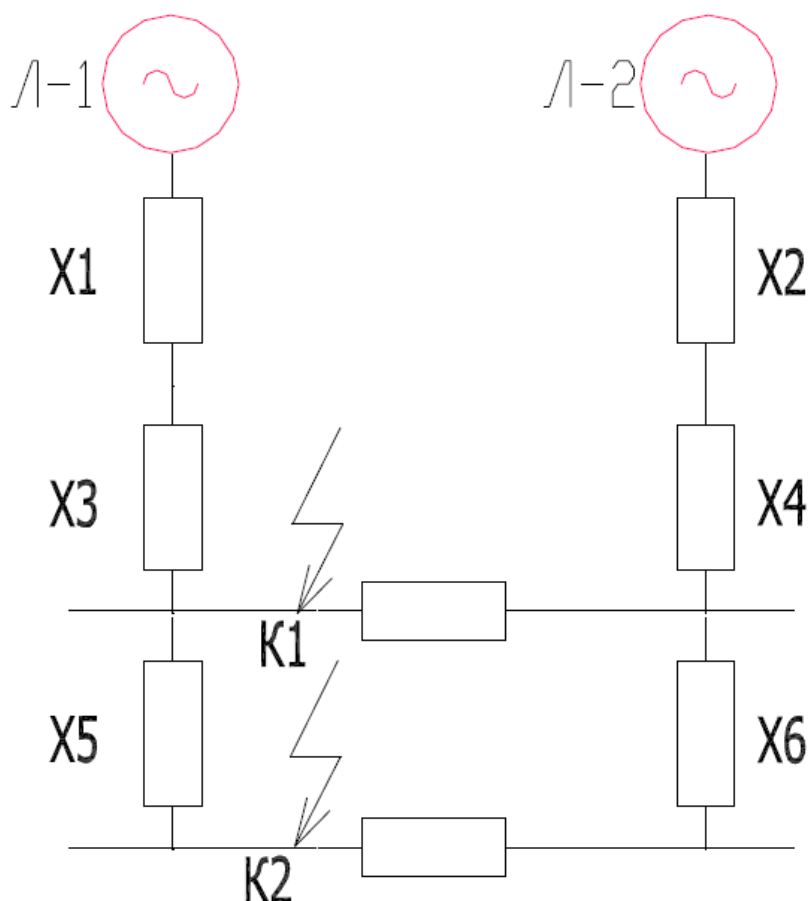


Рисунок 2.2 – Перетворена схема для визначення значень струму КЗ

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 15 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА}.$$

2.2 Знаходження елементів схеми заміщення

Спочатку визначимо загальний опір енергетичної системи.

Формула для визначення опору енергетичної системи має вигляд[13]:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (2.2)$$

де $S_{\text{КЗ}}$ – величина потужності КЗ, яка визначається виразом:

$$S_{кз} = I_{кз} \cdot U_{cp} \cdot \sqrt{3};$$

$$S_{кз} = 10 \cdot 38,5 \cdot \sqrt{3} = 667 \text{ MBA};$$

$$X_1 = X_2 = \frac{1000}{667} = 1,5.$$

Розраховуємо значення опору повітряної лінії [6]:

$$X_l = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\partial}}{U_{cp}^2};$$

$$X_3 = X_4 = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{38,5^2} = 4.$$

Знаходимо значення загального опору силових трансформаторів:

$$X_{mp} = \frac{U_{кз\%}}{100} \cdot \frac{S_{\partial}}{S_{mp}};$$

$$X_5 = X_6 = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 5.$$

2.3 Визначення струмів короткого замикання в контрольних точках

Знаходимо загальний опір перетвореної схеми заміщення рис.2.2:

$$X_7 = X_1 + X_3 = 1,5 + 4 = 5,5;$$

$$X_8 = X_2 + X_4 = 1,5 + 4 = 0 = 5,5;$$

$$X_9 = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = \frac{5,5 \cdot 5,5}{5,5 + 5,5} = 2,75.$$

Відповідно для виконаних розрахунків спрощена схема перетворень для КЗ в точці К1 на пешому кроці перетворень буде мати вигляд рис.2.3

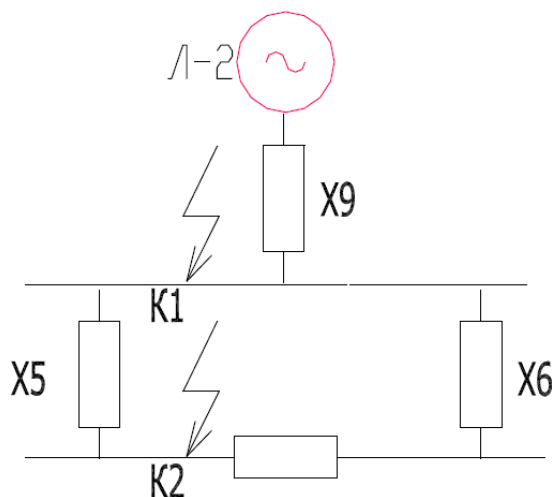


Рисунок 2.3-

Струм трифазного КЗ у встановленій точці К1 визначаємо по виразу:

$$I_{n0K1}^{(3)} = \frac{1}{2,75} \cdot 15 = 5 \text{ кА.}$$

Величину струму КЗ в точці К1 будемо рахувати за ударний струм, який знаходиться по виразу:

$$i_{y\partial K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{n0K1}^{(3)},$$

де $k_{y\partial}$ – ударний коефіцієнт, який береться із довідника [5].

Для визначення струму короткого замикання в контрольній точці К2, визначаємо величини приведених загальних опорів.

$$X_{10} = X_7 + X_5 = 5,5 + 5 = 10,5;$$

$$X_{11} = X_8 + X_6 = 5,5 + 5 = 10,5.$$

Відповідно для виконаних розрахунків згорнена схема перетворень на другому кроці для КЗ в точці К1 та К2 буде мати вигляд рис.2.4

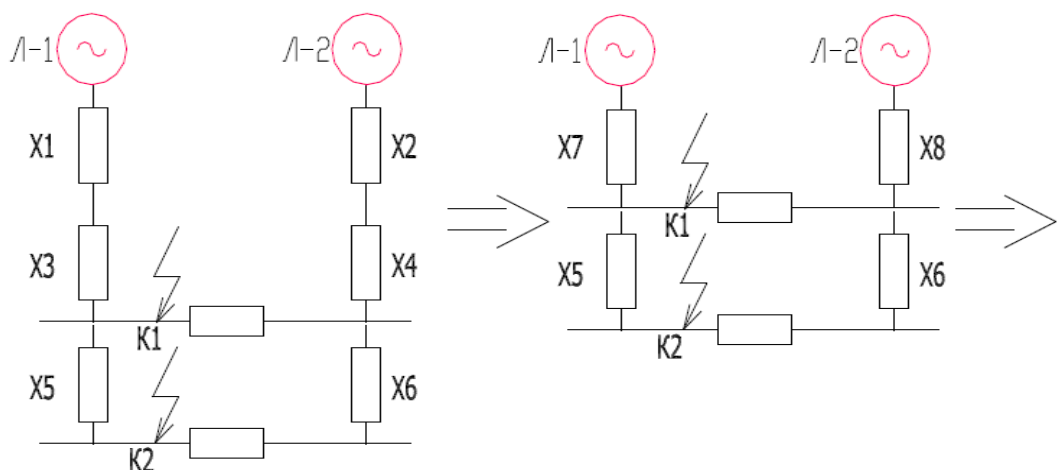


Рисунок 2.4- Згорнена схема перетворень на другому кроці для КЗ в точці К1 та К2

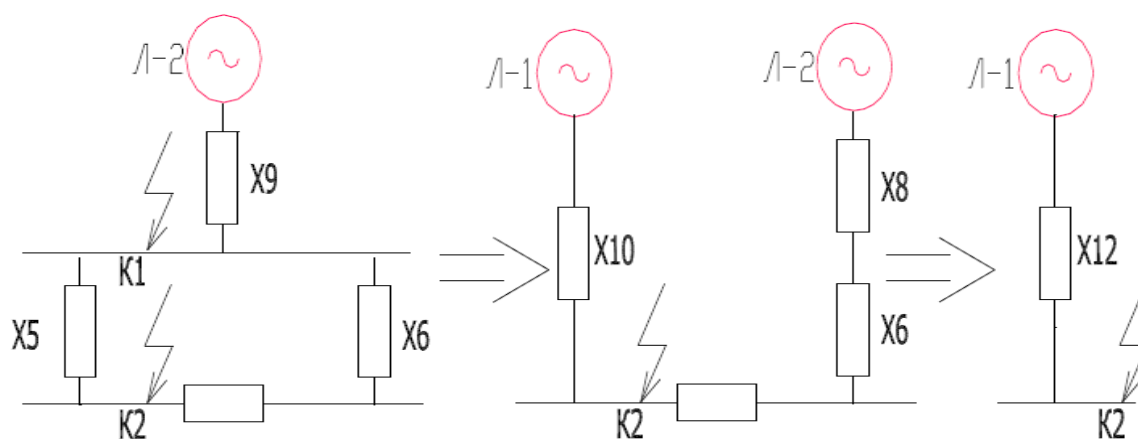


Рисунок 2.5 – Поетапне перетворення розрахункової схеми

Для повністю згорненої схеми перетворень результуючий опір дорівнює:

$$X_{рез} = \frac{X_{10} \cdot X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = \frac{10,5 \cdot 10,5}{10,5 + 10,5} = 5,25.$$

Відповідно для виконаних розрахунків згорнена схема перетворень для КЗ в точці К1 та К2 на третьому кроці буде мати вигляд рис.2.5

Визначаємо величину ударних струмів КЗ в розрахунковій точці К2.

$$i_{удК2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 17 = 46 \text{ кА};$$

$$I_{нрК2} = I_{н0К2}^{(3)} = 17 \text{ кА};$$

$$i_{атК2} = \sqrt{2} \cdot 17 \cdot 1,09 = 26 \text{ кА}.$$

Одержані результати розрахунків величини струмів КЗ в точках К1 та К2 зведемо до таблиці 2.1

Таблиця 2.1- Результати розрахунків величини струмів КЗ в точках К1 та К2

Розрахункова точка	U, В	$I_{кз(3)}, \text{A}$	$i_{уд}, \text{A}$
35 кВ - т.К1	38500	5000	13000
6 кВ - т.К2	6300	17000	46000

Визновки по другому розділу

Були проведені розрахунки величини струмів КЗ в контрольних точках. Побудована зведена розрахункова схема для визначення струмів КЗ

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 35/6 кВ

3.1 Вибір силових вимикачів ПС 35/6 кВ

Для вибору вимикача, виконаємо порівняння характеристик для двох різних вимикачів ВВСТ-35 та ВБН-35 і визначимося з вибором між собою (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Технічні паспортні дані вимикачів [11]

№п/п	Технічні показники	ВВСТ-35	ВБН-35
1	$U_{ном}$, кВ	35	35
2	$U_{роб}$, кВ	40,5	40,5
3	I_n , А	1600	1600
4	$i_{уд}$, кА	25	20

Згідно з даними (таблиця 3.1) для установки використовуємо силовий вимикач ВВСТ-35 (рис. 3.1), т.я. струм відключення у даного вимикача вище, ніж у аналога.

Умови вибору вимикача представлені в ДСТУ 52565-2006. Вибір вимикача здійснюється за таким критерієм:

1. Розгляд робочої напруги електричної мережі:

$$U_{ном} \geq U_{уст};$$

$$35кВ \geq 35кВ.$$

2. Розгляд по робочому струму мережі:

$$I_{ном} \geq I_{роб};$$

$$I_{роб} = 240А;$$

$$I_{ном} = 1600А;$$

$$1600 \geq 240.$$



Рисунок 3.1 – Вимикач вакуумний ВВСТ-35

3. За комутаційною здатністю:

а) здатність відключення симетричної складової струму [10]:

$$I_{П\tau} \leq I_{\text{відкл.ном.}};$$

Відповідно до каталогу

$$I_{П\tau} = 5 \text{ кА};$$

$$I_{\text{відкл.ном.}} = 25 \text{ кА};$$

$$5 \leq 25.$$

б) можливість відсікання аперіодичної величини струму КЗ [14]:

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном.} \cdot I_{відкл.ном.},$$

де $i_{a.\tau}$ - номінально можливе значення аперіодичної складової струму для проміжку часу τ ; $\beta_{ном.}$ - показник (відносний) вмісту аперіодичної складової у струмі, що відключається.

Величина проміжку часу для визначення аперіодичної складової береться із умови [5]:

$$\tau = t_{PЗ} + t_{CB}, \quad (3.2)$$

де $t_{PЗ}$ – час реагування на спрацювання апаратури РЗА, t_{CB} – інтервал відключення вимикача.

$$\tau = 0,015 + 0,04 = 0,055 \text{ сек.}$$

$$i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном.} \cdot I_{відкл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 25 = 12,4 \text{ кА};$$

$$\beta_{a.ном.} = \frac{i_{a.\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{н.\tau}} \Rightarrow i_{a.\tau} = \beta_{ном.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 5 = 2,47 \text{ кА};$$

$$i_{a.\tau} = 2,47 \leq i_{a.ном.} = 12,4 \text{ (кА)}.$$

4. За здатністю витримувати електродинамічні процеси при КЗ [14]:

$$I_{П.О.} \leq I_{нр.с.};$$

де $I_{нр.с.}$ - наскрізний струм, який береться з каталогу, $I_{нр.с.} = 62,5 \text{ кА}$; $I_{П.О.}$ – найбільше значення періодичної складової струму КЗ, $I_{П.О.} = 4,3 \text{ кА}$.

5. По величині теплового імпульсу

$$B_K \leq B_{ном.};$$

$$\text{де } B_K = I_n^2 \cdot t.$$

$$B_K = 5^2 \cdot 0,065 = 2,625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{ном.} = I_{тер}^2 \cdot t_m;$$

$$B_{ном.} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $I_{тер}$ - струм термічної стійкості береться з каталогу; t_m – проміжок часу перебігу струму.

3.2 Вибір роз'єднувачів ПС 35/6 кВ

У таблиці 3.2 наведено порівняльний аналіз двох типів роз'єднувачів.

Таблиця 3.2 – Порівняння двох аналогів роз'єднувачів [11]

Технічні показники	РДЗ.2	РГП – СЕЩ
$U_{ном}$, кВ	35	35
$U_{роб}$, кВ	40,5	40,5
I_n , А	1000	1000
$i_{тер}$, кА	16	20
$i_{уд}$, А	40000	50000

Роз'єднувач вибирається по наступним параметрам:

1. Розгляд по робочій напрузі електричної мережі:

$$U_{ном} \geq U_{уст};$$

$$35кВ \geq 35кВ.$$

2. Розгляд по встановленому робочому струму мережі:

$$I_{ном} \geq I_{роб};$$

$$I_{роб} = 240А;$$

$$I_{ном} = 630А;$$

$$630 \geq 240.$$

3. Здатність витримувати електродинамічні процеси при КЗ [6]:

$$I_{п.о.} \geq I_{Прс};$$

$$I_{уд} \leq I_{Прс};$$

$$I_{уд} = 4,5кА;$$

$$I_{уд} \leq I_{Прс} = 4,3 \leq 64кА.$$

До установки беру роз'єднувач РДП - СЕЩ - 35 кВ (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 - Роз'єднувач РГП - СЕІЩ – 35 кВ

3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму ПС "Романів-2"

У таблиці 3.3 представлено аналіз двох аналогів вимірювальних трансформаторів струму.

Таблиця 3.2 - Порівняння двох аналогів трансформаторів струму[11]

Технічні показники	ТФЗМ	ТІЛ
$U_{ном}$, кВ	35	35
$U_{роб}$, кВ	40,5	40,5
$I_{ном}$, А	300	300
$f_{ном}$, Гц	50	50

1. Вибір по робочій напрузі електричної мережі:

$$U_{ном} \geq U_{уст};$$

$$35кВ \geq 35кВ.$$

2. Вибір по встановленому струму мережі:

$$I_{ном} \geq I_{роб};$$

$$I_{роб} = 240A;$$

$$I_{роб} = 300A;$$

$$300 A \geq 240 A.$$

3. Вибір по можливості витримувати електродинамічні процеси при КЗ:

$$I_y \geq I_{ED};$$

$$I_y = 17,5 \text{ кА};$$

$$I_{ED} = 42 \text{ кА};$$

$$42 \text{ кА} \geq 17,5 \text{ кА}.$$

4. По величині теплового імпульсу

$$B_K \leq B_{тер};$$

$$B_K = I_n^2 \cdot t;$$

$$B_K = 6^2 \cdot 1 = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{тер} = K_m^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_m;$$

$$B_{тер} = 120^2 \cdot 0,3^2 \cdot 4 = 5184 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де I_n - струм термічною стійкості береться з каталогу; $t_{тер}$ – проміжок часу протікання струму.

$$B_K \leq B_{тер} = 36 \leq 5184.$$

5. Знаходимо опір вимірювальних приладів[7]

$$r_{прил} = \frac{S_{\Sigma пр}}{I_2^2};$$

де I_2 - номінальний струм вимірювального апарату; $S_{\Sigma пр}$ - потужність, споживана приладами.

$$r_{\text{прил}} = \frac{5,3}{5^2} = 0,212 \text{ Ом},$$

6. Знаходимо повний опір всіх апаратів r_a , як суму опорів вимірювальних приладів $r_{\text{прил}}$, перехідного опору контактів $R_k = 0,1$ Ом та опору з'єднувальних проводів $R_{\text{пр}} = 0,056$ [5]

$$r_a = r_{\text{прил}} + R_k + R_{\text{пр}}.$$

$$r_a = 0,212 + 0,1 + 0,056 \text{ Ом}.$$

7. Знаходимо перетин з'єднувальних проводів по виразу

$$S_{\text{пров}} = l \cdot \frac{\rho}{R_{\text{пр}}};$$

$$S_{\text{пров}} = \frac{0,283}{0,056} = 5,1 \text{ мм}^2,$$

Вибираємо вимірювальний трансформатор струму ТОЛ-СВЕЛ 35 УХЛ1 (рисунок 3.3).

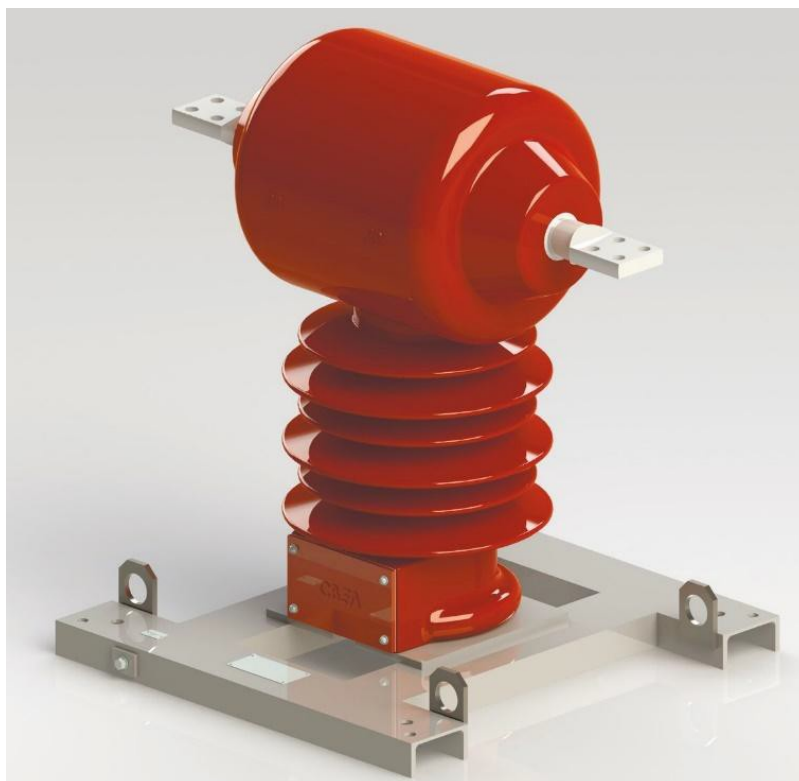


Рисунок 3.3 – Вимірювальний трансформатор струму тип ТОЛ-СВЕЛ

Загальна величина навантажень вимірювальних приладів струму на вторинні кола приведені в табл. 3.3

Таблиця 3.3- Величина навантажень по струму на вторинні кола

Вимірювальний апарат	Кількість	Паспортні значення		
		А	В	С
Амперметр для вимірювання струму	1	0,1		
Ватметр для вимірювання активної потужності	1	0,1		
Варметр для вимірювання реактивної потужності	1	0,1		
Лічильник активної енергії	3	2,5	2,5	2,5
Лічильник реактивної енергії	3	2,5	2,5	2,5
$S_{\Sigma ПР} = 5,3 \text{ ВА}$				

3.4 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги ПС 35/6 кВ на стороні 35 кВ

1. Вибір ТН по робочій напрузі електричної мережі

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}};$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}.$$

2. Вибір ТН по навантаженню під'єднаному до вторинної бмотки ТН:

$$S_{\Sigma ПР} \leq S_{\text{ном}},$$

де $S_{\Sigma ПР}$ - — встановлене навантаження всіх вимірювальних апаратів, приєднаних до вимірювального ТН.

$$S_{\text{ном}} = 6,2 \text{ ВА};$$

$$S_{\Sigma ПР} \leq S_{\text{ном}};$$

$$6,2 \leq 150 \text{ ВА}.$$

Для встановлення в якості трансформатора напруги беремо ЗНОЛП на 35 кВ (рисунок 3.4).

Загальна величина навантажень вимірювальних приладів напруги на вторинні кола приведені в табл. 3.4



Рисунок 3.4 – Трансформатор напруги ЗНОЛП на 35 кВ .

Таблиця 3.4 - Навантаження ТН на вторинній обмотці

Прилад	Кількіс ть	Паспортні значення
Ваттметр для вимірювання потужності активною	1	0,5
Варметр для вимірювання реактивної потужності	1	0,5
Лічильник активної енергії	1	2,5
Лічильник реактивної енергії	1	2,5
Вольтметр міжфазний	1	0,1
Вольтметр для вимірювання напруги	1	0,1
		$S_{\Sigma TP}=6,2 \text{ ВА}$

3.5 Вибір вакуумних вимикачів на низькій стороні високої напруги

При розробці проекту реконструкції розглядаються до установки лише вимикачі вакуумні, т.к. вони добре себе зарекомендували при експлуатації на особливо важливих об'єктах енергетики[16].

Порівняльні характеристики вакуумних вимикачів представлені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Параметри вакуумних вимикачів[11]

Технічні показники	ВВ/TEL-10	ВБКЕ
$U_{ном}$, У	10000	10000
$I_{ном}$, А	1000	1000
$I_{струм\ відк.}$, А	12500	20000
Комутаційні дані	150000	50000
Можливий термін життя обладнання, років	30	30

Вибираємо до використання вимикач типу ВВ/TEL (рисунок 3.5), т.я. він має привабливу вартість при збереження технічних параметрів.



Рисунок 3.5 – Вимикач на 10 кВ

Вимикач вибирається по наступним параметрам:

1. Вибір вимикача по робочій напрузі електричної мережі:

$$U_{ном} \geq U_{уст};$$

$$10кВ \geq 10кВ.$$

2. Вибір вимикача по робочому струму мережі:

$$I_{ном} \geq I_{роб};$$

$$I_{роб} = 840 \text{ A};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ A};$$

$$1000 \geq 840.$$

3. Вибір вакуумного вимикача по можливості по відключенню:

а) здатність відключення симетричної складової струму:

$$I_{П\tau} \leq I_{відкл.ном.};$$

Відповідно до каталогу

$$I_{П\tau} = 7кА;$$

$$I_{відкл.ном.} = 20кА;$$

$$7 \leq 20.$$

б) можливість відсікання аперіодичної величини струму КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном.} \cdot I_{відкл.ном.},$$

де $i_{a,\tau}$ - номінально можливе значення аперіодичної складової струму для проміжку часу τ ; $\beta_{ном.}$ - показник (відносний) вмісту аперіодичної складової у струмі, що відключається.

Величина проміжку часу для визначення аперіодичної складової береться із умови [17]:

$$\tau = t_{PЗ} + t_{CB}, \quad (3.9)$$

де $t_{PЗ}$ – час реагування на спрацювання апаратури РЗА, t_{CB} – інтервал відключення вимикача.

$$\tau = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ сек.}$$

Розрахунок можливості по відсіченню:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном.} \cdot I_{відкл.ном.};$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,9 \text{ кА};$$

$$\beta_{a.ном} = \frac{i_{a.г}}{\sqrt{2} \cdot I_{н.г}} \Rightarrow i_{a.г} = \beta_{ном.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.г};$$

$$\beta_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 7 = 3,5 \text{ кА};$$

$$i_{a.г} = 3,5 \leq i_{a.ном.} = 9,9 \text{ (кА)}.$$

4. Визначаємо можливість витримувати електродинамічні процеси при КЗ:

$$I_{п.о.} \leq I_{нр.с.};$$

$$I_{уд} \leq I_{нр.с.};$$

де $I_{нр.с.}$ - наскрізний струм, який береться з каталогу, $I_{нр.с.} = 20 \text{ кА}$; $I_{п.о.}$ - найбільше значення періодичної складової струму КЗ, $I_{п.о.} = 11,1 \text{ кА}$.

$$11,1 \leq 20.$$

5. Розрахунок по величині теплового імпульсу

$$B_k = I_n^2 \cdot t;$$

$$B_k = 7^2 \cdot 0,06 = 2,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_m;$$

$$B_{ном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де I_n - струм термічною стійкості береться з каталогу; $t_{тер}$ - проміжок часу протікання струму.

$$B_k \leq B_{тер} = 2,45 \leq 1200.$$

3.6 Розрахунок релейного захисту та автоматики

3.6.1 Розрахунок уставок дистанційних диференційних захистів

Показник повернення вимірювальних органів у мікропроцесорному РЗА приймають рівними 0,95, а в мінімальних - 1.05.

Показник повернення диференціального захисту прийому в районі 0,8.

Номінальні значення струмів для всіх сторін трансформаторів знаходяться по виразу [9]:

$$I_{ном.п} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,п}}, \quad (3.10)$$

де $S_{ном}$ - паспортна потужність трансформатора, беру з каталогу; $U_{ном}$ - номінальне напруга однією з сторін трансформатора.

$$I_{номВН} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 1680,07 \text{ А} = 1,68 \text{ кА};$$

$$I_{номНН} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 980,4 \text{ А} = 0,98 \text{ кА}.$$

Вибір показників уставок диференціальної захисту і перевірка його чутливості.

Диференційний захист з функцією гальмування призначений для відсікання всіх можливих видів коротких замикань та пошкоджень усередині зони, у тому числі в тих випадках, коли при КЗ протікають малі величини струмів замикання.

У диференціальному захисту обов'язково на кожній фазі передбачаються органи диференціального струмового відсічення і диференціальний орган з гальмуванням, які забезпечують гарні показники захисту.

$$I_{диф} = I_1 + I_3, \quad (3.11)$$

де I_1 та I_3 - головні гармоніки струмів в плечах аналізованих каналів диференціального струмового захисту у фазах А, В і С, які необхідно призвести до номінального значення струму обмотки з найбільшою встановленою потужністю (базисному струму).

Струм які іменується, як вхідний, дорівнює струму плеча з максимальним модулем. Значення вихідного і гальмівного струмів визначаються згідно встановленим математичним виразам [15]:

$$I_{вих} = I_{вх} + I_{диф}; \quad (3.12)$$

$$I_{гальм} = \begin{cases} 0, \text{ при } 90^\circ \leq \varphi \leq 270^\circ \\ \sqrt{I_{вх} \cdot I_{вих} \cdot \cos \varphi}, -90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ \end{cases} \quad (3.13)$$

де φ це значення кута між вхідним $I_{вх}$ струмом і вихідним $I_{вих}$ струмом.

Розберемо основні принципи формування диференціальних і гальмівних струмів на прикладі понижувального трансформатора, який отримує живлення зі сторони ВН, при зовнішньому і внутрішнім КЗ (рисунок 3.6).

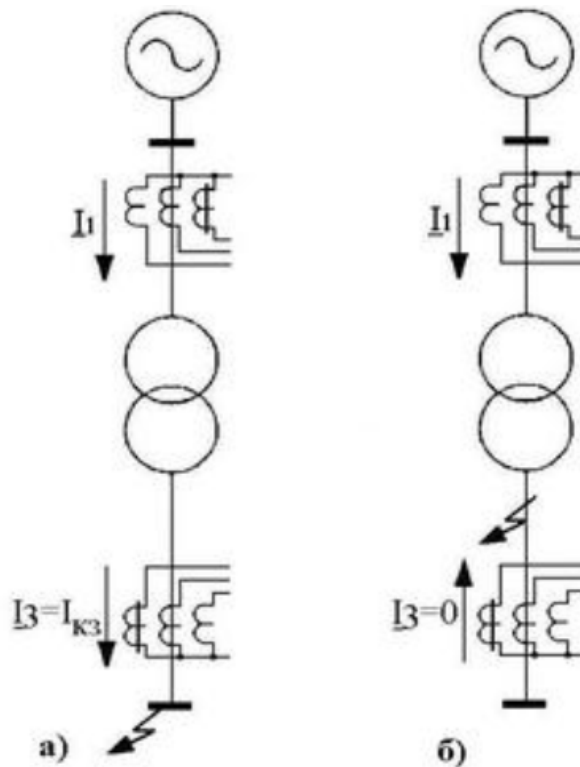


Рисунок 3.6 – Розподіл струмів у понижувальному трансформаторі при КЗ: зовнішньому – а; внутрішньому – б

Розберемо функціонал захисту при зовнішньому КЗ. Відповідно до основних принципів функціонування захисту, диференціальний струм визначається як :

$$I_{\text{диф}} = I_1 - I_3. \quad (3.14)$$

Величина вхідного струму $I_{\text{вх}}$ дорівнює максимальному значенню зі струмів I_1 та I_3 , в нашому випадку струму $I_3 = I_{K3}$.

Величина вихідного струму $I_{\text{вих}}$ дорівнює:

$$I_{\text{вих}} = I_{\text{вх}} - I_{\text{диф}} = I_3 - 0 = I_{K3}. \quad (3.15)$$

Порівнювані струми рівні, отже кут зсуву між струмами дорівнює $\varphi = 0$. Таким чином, величина гальмівного струму визначається за формулою:

$$I_{\text{гальм}} = \sqrt{I_{\text{вх}} \cdot I_{\text{вих}} \cdot \cos \varphi} = \sqrt{I_{K3} \cdot I_{K3} \cdot \cos 0} = I_{K3}. \quad (3.16)$$

При КЗ, що відбувається в зоні дії захисту (рисунок 3.6 б). приймається, що з боку низької напруги - 6 кВ, підживлення від двигунів немає, тобто $I_3 = 0$. Тому диференціальний струм можна буде визначити, як:

$$I_{\text{диф}} = I_1 = I_{\text{КЗ}}. \quad (3.17)$$

З представлених розрахунків, вхідний струм $I_{\text{вх}}$, як видно, дорівнює струму максимальному - $-I_3$.

Вихідний струм $I_{\text{вих}}$ знаходимо, як:

$$I_{\text{вих}} = I_{\text{вх}} - I_{\text{диф}} = I_1 - I_1 = 0.$$

Визначені всі значення струмів необхідні для встановлення уставок засобів захисту. Самі уставки необхідно визначати у відносних одиницях. Для забивання уставок в термінал релейного захисту, отримані значення необхідно помножити на 100%.

3.6.2 Визначення уставок струмового диференційного захисту з функцією гальмування

Для створення гальмування при протіканні КЗ, струми які можуть призвести до насичення вимірювальних трансформаторів струму, у яких область гальмівної характеристики $I_{\text{гальм}} > I_{\text{блок}}$ визначаються за показниками: вхідний та/або вихідний струми менші за задану уставку[6].

Згідно з нормативними документами для органу з функцією гальмування повинні задаватися наступні величини:

- Блокування за 2-ою гармонікою;
- Величина струму запуску блокування за 2-ою гармонікою у разі виникнення зовнішнього короткого замикання.

Уставки задаються за наступними формулами:

$$I_{\text{нб.розр}^*} = I'_{\text{нб.розр}^*} + I''_{\text{нб.розр}^*} + I'''_{\text{нб.розр}^*}; \quad (3.18)$$

$$I'_{\text{нб.розр}^*} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{розр}^*}; \quad (3.19)$$

$$I''_{\text{нб.розр}^*} = \Delta U_{\text{рег}} \cdot I_{\text{розр}^*}; \quad (3.20)$$

$$I'''_{\text{нб.розр}^*} = f_{\text{вир}} \cdot I_{\text{розр}^*}, \quad (3.21)$$

де $I'_{\text{нб.розр}^*}$

$$I''_{\text{нб.розр}^*} -$$

значення струму небалансу, що характеризується регулюванням напруги понижувального трансформатора; $\Delta U_{\text{рег}}$ - похибка, яка з'являється при регулюванні величини напруги під навантаженням; $I'''_{\text{нб.розр}^*}$ - значення струму небалансу, яка характеризує похибку вирівнювання струмів плечей в цифровому терміналі; $f_{\text{вим}}$ - показник вирівнювання струмів плечей в цифровому терміналі.

$$\begin{aligned} I'_{\text{нб.розр}^*} &= 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{розр}^*} = 0,1 \cdot I_{\text{розр}^*}; \\ I''_{\text{нб.розр}^*} &= 0; \\ I'''_{\text{нб.розр}^*} &= 0,03 \cdot I_{\text{розр}^*}; \\ I_{\text{нб.розр}^*} &= 0,1 \cdot I_{\text{розр}^*} + 0 + 0,03 \cdot I_{\text{розр}^*} = 0,13 I_{\text{розр}^*}. \end{aligned}$$

Початкове значення диференціального струму спрацювання захисту визначається як величина, яку необхідно відлаштувати від струмів небалансу в нормальному режимі роботи трансформатора:

$$I_{\text{диф.поч}} \geq k_{\text{від}} \geq I_{\text{нб.розрах}^*}, \quad (3.22)$$

де $k_{\text{від}}$ приймаю рівним 1,2, і даний показник відлаштування враховує помилки розрахунків та необхідний запас.

$$I_{\text{диф.поч}} = 1,2 \cdot 0,13 = 0,16.$$

Уставка в терміналі буде задаватися у відсотковому співвідношенні від величини струму найбільш потужної обмотки понижувального трансформатора. Для цього розрахункове значення уставки необхідно буде помножити на 100%.

Значення початкового гальмівного струму буду визначати, як:

$$I_{\text{гальм}} = 0,6 \dots 1.$$

Приймаємо до подальших розрахунків значення рівним 1.

Величину струму блокування необхідно відлаштувати від величини максимального струму електричного навантаження. Дану уставку, згідно з нормативними документами, необхідно вибрати з наступного діапазону:

$$I_{\text{блок}} = 1 \dots 2.$$

Приймаємо до подальших розрахунків значення рівним 1,5.

Показник гальмування необхідно розрахувати, як [6]:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{I_{\text{диф.розр}} - I_{\text{диф.поч.}}}{I_{\text{гальм.розр.}} - I_{\text{гальм.}}}, \quad (3.23)$$

де $I_{\text{диф.розр}}$ - відносна величина розрахункового струму при зовнішньому короткому замиканні;

$$I_{\text{диф.розр}} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{\text{нб.розр}^*},$$

де $k_{\text{від}}$ приймаю рівним 1,2, і даний показник відлаштування враховує помилки розрахунків та необхідний запас; $I_{\text{нб.розр}^*}$ - величина струму, що визначається при зовнішньому КЗ. Показники перехідних режимів – $k_{\text{пер}}$; значення $I_{\text{розр}^*}$, згідно з нормативними документами, необхідно прийняти рівними максимальному струму при зовнішньому короткому замиканні.

$$I_{\text{розр}^*} = \frac{I_{\text{КЗмак}}}{I_{\text{номВН}}} = \frac{1510}{168,07} = 8,98;$$

$$I_{\text{нб.розр}^*} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{розр}^*} = 0,2 I_{\text{розр}^*};$$

$$I_{\text{нб.розр}^*} = 0,2 I_{\text{розр}^*} + 0 + 0,03 + I_{\text{розр}^*} = 0,23 I_{\text{розр}^*} = 2,07;$$

$$I_{\text{диф.розр.}} = 1,2 \cdot 2,07 = 2,484.$$

де $I_{\text{гальм.розр.}}$ – величина гальмівного струму в режимі КЗ.

$$I_{\text{гальм.розр.}} = 9;$$

Приймаємо в розрахунках уставку, що дорівнює 0,3.

Уставку $I_{\text{акт2}}$, згідно з інструкцією, необхідно вибрати з умови відстройки показника від наскрізного струму в режимі навантаження:

$$I_{\text{нав.мак}^*} = \frac{I_{\text{нав}}}{I_{\text{номВН}}} = \frac{168,7}{168,7} = 1, \quad (3.24)$$

де де ш приймаю, рівним 1,2, і даний показник відстройки враховує помилки розрахунків та необхідний запас; $I_{\text{нав.макс}^*}$ - відносна величина струму навантаження, для розрахунків приймаємо, що навантаження в лінії 35 кВ дорівнює номінальному струму по високій стороні;

де $I_{нав}$ – максимальний струм навантаження, приведений до сторони ВН трансформатора, що захищається; $I_{ном.ВН}$ – номінальний струм трансформатора, що захищається, з боку ВН.

Уставка ($I_{актг2}$) в терміналі буде задаватися у відсотковому співвідношенні від величини струму найбільш потужної обмотки понижувального трансформатора.

Для цього розрахункове значення уставки необхідно буде помножити на 100%.

Висновки по третьому розділу

У розділі були обгрунтовано вибір вакуумних вимикачів, обрані захисти та розраховано уставки силових трансформаторів.

ВИСНОВКИ

Цілі модернізації електричних підстанцій багатогранні та спрямовані на підвищення ефективності, надійності, безпеки та відповідності сучасним вимогам мережі. Основна з них це підвищення надійності та зниження аварійності шляхом:

- Заміни застарілого обладнання: Старе обладнання (трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, релейний захист та автоматика) піддається зносу і частіше виходить з ладу. Модернізація передбачає заміну більш сучасне і надійне устаткування.
- Покращенням діагностики та моніторингу: Впровадження сучасних систем моніторингу дозволяє оперативно виявляти потенційні проблеми та запобігати аваріям.
- Резервуванням обладнання: Введення резервних елементів підвищує стійкість підстанції до відмов.
- Автоматизацією процесів: Автоматизація перемикань, регулювання напруги та інших операцій знижує ймовірність помилок людського фактора та підвищує швидкодію у разі виникнення нештатних ситуацій.

У роботі проведено значний обсяг робіт в рамках аналізу понижувальної підстанції «Романів-2», а також виконано роботу з вибору електротехнічного обладнання, яке буде використано на заміну старого.

Згідно з представленою інформацією, було вирішено не замінювати силові понижувальні трансформатори, встановлені на підстанції «Романів-2 35/6 кВ». При виборі електротехнічного обладнання в роботі було розглянуто різноманітні типи обладнання, і до застосування було обрано таке, яке здатне задовольнити всі вимоги як у номінальних, так і в аварійних режимах.

У розділі РЗА було обрано захисти та розраховано уставки силових трансформаторів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ 2790-94 Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.
2. ДСТУ 2791-94 Системи електропостачальні номінальною напругою до 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.
3. ДСТУ 1.0-93. Державна система стандартизації України. Загальні положення.
4. ДСТУ Б А.2.4-4-99 (ГОСТ 21.101-97). Основні вимоги до проектної та робочої документації.
5. ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанцій та електричної мережі. Терміни та визначення.
6. Проектування електричних мереж напругою 0,4- 110 кВ: ГІД 34.20.178.2005: затв. М-вом Полива та енергетики України 08.04.05: Надано чинності 479 з 01.06.2005-К.: ОЕП „ГРІФТЕ”, 2005-43 с
7. ДСТУ 3466-96 Якість електроенергії. Терміни та визначення.
8. Електричні мережі та системи: підручн. [Текст] /В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. — К.: НТУУ «КПІ», 2008. —456 с.
9. Кідиба В.П., Шелепєть Т.М. Захист трансформаторів авторансформаторів: Навч. посібник. — Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2004. — 180 с. ISBN 966-553-425-4/
10. Керівні вказівки з улаштування повітряних ліній електропередачі 10 (6) кВ: ГKD 32.20.505-2003. — Київ: ОЕП «ГРІФЕ», 2003. — 53 с.
11. Волох П.В., Цоколенко М.П., Ревенко Л.В. Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник. Київ: Аграрна освіта, 2014. 506 с.
13. Козирський В.В. Основи електропостачання: підруч. / Козирський В.В., Волошин С.М., — К.: Компринт, 2021. — 497с.

14. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електропостачання Навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2005. 324 с. ISBN: 966-553-498-X

15. С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлєв, В.О. Мунтян, В.В. Козирський, І. П. Радько, Ю.М. Куценко Проектування систем електропостачання в АПК/Навч. посібни., Мелітополь Люкс 2009 р. -240с.

16. <http://afc.net.ua/vyklyuchateli-elegazovye/>

17. <https://energyservisvp.kr.ua/ua/p1428915169-vakuumnij-vimikach-vvtel.html>

18. <http://energosfera.org.ua/vyklyuchateli/vakuumnyevyklyuchateli/vakuumnye-vyklyuchateli-6-35kv/vyklyuchatel-bb-tel-10-20-630-u2-46.html>