Заклад вищої освіти «Подільський державний університет»
Факультет енергетики та інформаційних технологій
Кафедра енергозберігаючих технологій та енергетичного менеджменту

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
## (ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ)

на тему:

**Проект реконструкції районної трансформаторної підстанції 110/10 кВ «Сокиринці» акціонерного товариства «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»**

**Виконав**:
здобувач вищої освіти денної форми навчання освітнього ступеня «Бакалавр», освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

_____ **Назарій БАРАБАШ**

**Керівник:** кандидат технічних наук, доцент

_____**Віктор ДУБІК**

**Оцінка захисту:**
Національна шкала_____
Кількість балів _____Шкала ECTS_____

**Допускається до захисту:**
«____» _____2026 р.
Керівник проектної групи
(гарант освітньої програми)
«Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
кандидат технічних наук, доцент _____**Ігор ГАРАСИМЧУК**

м. Кам'янець-Подільський, 2026

## Реферат

**БАРАБАШ Назарій Володимирович: «**Проект реконструкції районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Сокиринці» акціонерного товариства ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»

Дипломний проект виконаний на 64 сторінках машинописного тексту, містить 5 розділів 28 таблиць,7 рисунків, додатки. Графічна частина виконана на 6 листах формату А1. Список літературних джерел нараховує 25 найменуваня.

У дипломному проекті обґрунтовано доцільність та розроблено проект реконструкції районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Сокиринці», спрямованої на підвищення якості та надійності електропостачання споживачів Чемеровецького району. Робота включає комплексний аналіз технічного стану об’єкта, визначення перспективних електричних навантажень та розрахунок струмів короткого замикання для різних режимів роботи мережі.

На підставі отриманих даних обрано електротехнічне обладнання (силові трансформатори, комутаційні апарати, пристрої захисту від перенапруг) та спроектовано систему релейного захисту і автоматики на основі мікропроцесорних терміналів серії MiCOM. Розраховано диференційний та максимально-струмовий захист. У роботі також наведено заходи з охорони праці, зокрема розрахунок контуру захисного заземлення, та виконано техніко-економічне обґрунтування інвестицій, що підтверджує ефективність та швидку окупність проекту

**Ключові слова**: *РТП 35/10 кВ, силовий трансформатор, коротке замикання, релейний захист, MiCOM P141, мікропроцесорний захист, електропостачання, вимикач, заземлення, реконструкція підстанції.*

ЗМІСТ

**ВСТУП..... 5**

**РОЗДІЛ 1 ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РТП..... 6**

1.1 Загальна характеристика..... 6

1.2 Опис елементів підстанції ..... 8

**РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ РТП 35/10 кВ „Сокиринці” ..... 12**

2.1 Розрахункові навантаження мережі напругою 10 кВ. ..... 12

2.2 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів РТП 35/10 кВ.17

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання РТП 35/10 кВ. ..... 19

2.4 Вибір обладнання сторони 35 кВ. ..... 27

2.4.1 Вибір вимикача сторони 35 кВ. ..... 28

2.4.2 Вибір трансформаторів струму сторони 35 кВ. ..... 29

2.4.3 Вибір ОПН на стороні 35кВ..... 31

2.5 Вибір обладнання сторони 10 кВ. ..... 33

2.5.1 Вибір вимикачів сторони 10 кВ. ..... 33

2.5.2 Вибір трансформаторів струму вводу 10 кВ ..... 34

2.5.3 Вибір ОПН на стороні 10кВ. ..... 35

**РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ..... 38**

3.2 Розрахунок диференційного захисту..... 41

3.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ ..... 44

3.5 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ ..... 46

3.6 Річний графік ПЗР і ТО електроустаткування..... 49

4.1. Кошторис реконструкції ..... 50

**РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ..... 55**

5.1. Основні небезпечні та шкідливі фактори на РТП 35/10 кВ ..... 55

5.2. Організаційні заходи безпеки праці ..... 55

5.3. Технічні заходи безпеки..... 56

5.4. Пожежна безпека на РТП..... 57
5.5. Розрахунок заземлюючого пристрою..... 57
5.5. Розрахунок блискавкозахисту. ..... 59
**ВИСНОВКИ ..... 61**
**СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ..... 62**
**ДОДАТКИ..... 64**

# ВСТУП

Енергетична стратегія України до 2035 року ставить за мету досягнення сталого економічного зростання (близько 3,5% щорічно) та подвоєння ВВП. Проте реалізація цих планів вимагає докорінної трансформації економіки: відходу від застарілих енергоємних виробництв на користь інноваційних технологій. Модернізація промислового сектору шляхом впровадження енергоощадних систем та раціоналізації споживання ресурсів є ключовою умовою підвищення конкурентоспроможності держави. Такий перехід не лише мінімізує зовнішню енергетичну залежність, а й сприяє екологізації виробництва та зміцненню національної енергетичної безпеки.

Особливої ваги питання реконструкції набуває з огляду на специфіку Чемеровецького району, де енергетична інфраструктура відіграє ключову роль у підтримці агропромислового комплексу та стабільному забезпеченні електроенергією житлового сектору. РТП 35/10 кВ «Сокиринці» є стратегічно важливим вузлом, що обслуговує значну кількість споживачів, включаючи підприємства переробної промисловості та об'єкти соціальної інфраструктури.

З огляду на високу інтенсивність навантажень, зумовлену сезонними роботами в агросекторі, надійність електропостачання стає критичним чинником регіонального розвитку. Впровадження сучасної мікропроцесорної техніки на даному об'єкті дозволить не лише мінімізувати аварійність, а й адаптувати енергомережу до вимог сучасних технологій автоматизації та диспетчеризації, що є невід’ємною частиною стратегічного розвитку енергетики област

# РОЗДІЛ 1 ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РТП

## 1.1 Загальна характеристика

Об'єктом реконструкції є розподільча трансформаторна підстанція (РТП) 35/10 кВ «Сокиринці», розташована в Чемеровецькому районі Хмельницької області. ПС «Сокиринці» виконана за двотрансформаторною схемою із встановленням силових трансформаторів Т1 та Т2 типу ТМН-2500/35. Електропостачання підстанції здійснюється по повітряних лініях 35 кВ від двох джерел: РТП 110/35/10 кВ «Чемерівці» (протяжність ЛЕП — 18,45 км) та РТП 110/35/10 кВ «Північна» (довжина лінії становить 39,24 км). До основних споживачів, що живляться від розподільної мережі 10 кВ, належать населенні пункти Збриж, Сокиринці, Чагарівка, Жабинці та Андріївка (рис. 1.1).

Таблиця 1.1- Параметри силових трансформаторів [6]

| тип | Sном, МВ А | Напруга обмотки кВ. | | Втрати кВт | | Uк, % | Iх, % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | ВН | НН | Рх | Рк | | |
| Т1 – ТМН -2500/35 | 2,5 | 35 | 10,5 | 5,1 | 26 | 6,5 | 1,1 |
| Т2 - ТМН -2500/35 | 2,5 | 35 | 10,5 | 5,1 | 26 | 6,5 | 1,1 |

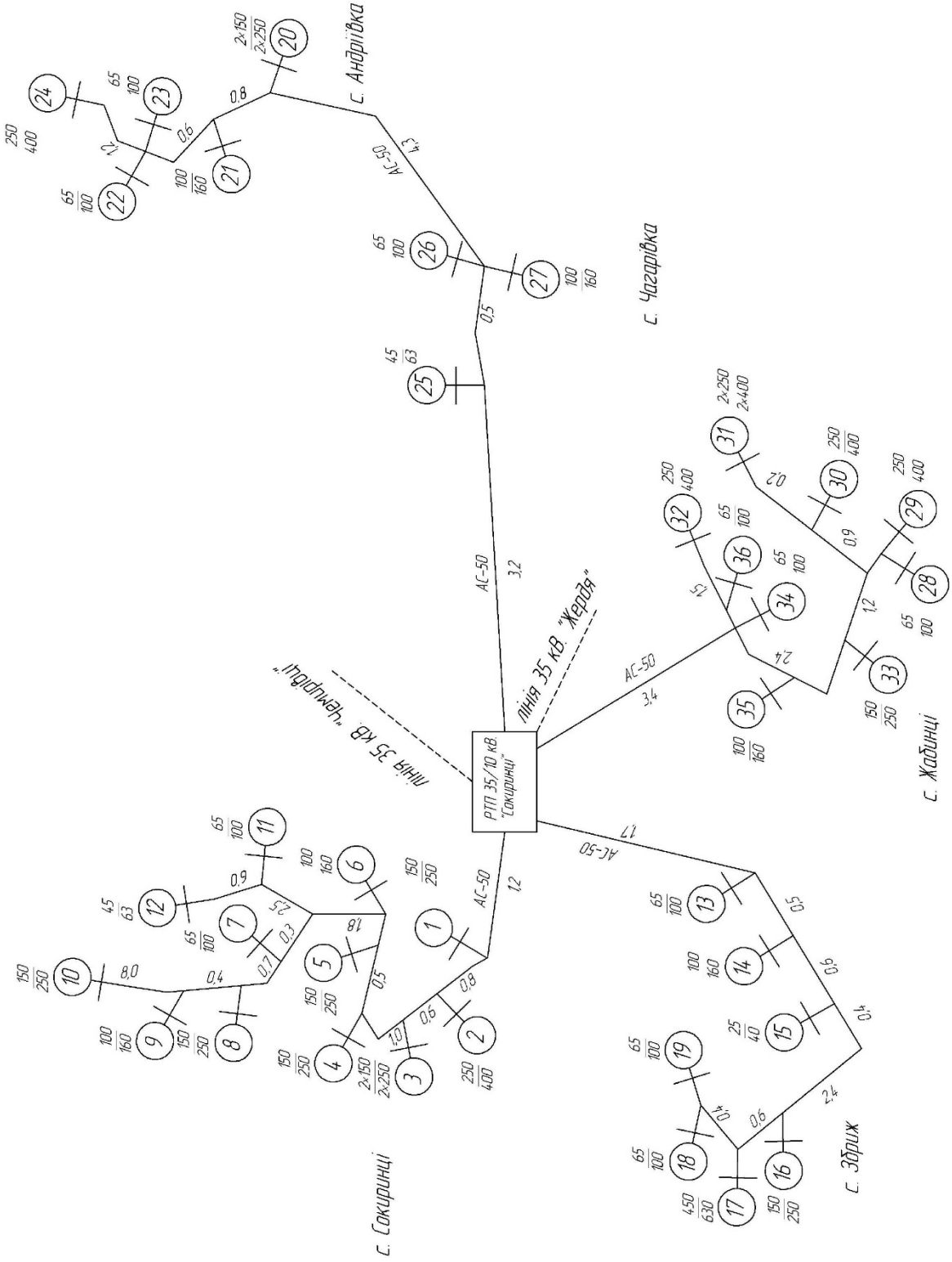



Рис. 1.1- Схема електропостачання населених пунктів ліній 10 кВ. від РТП 35/10 кВ „Сокиринці”

За кліматичними умовами територія розташування РТП відноситься до I району за максимальною температурою зовнішнього повітря, при цьому розрахункове значення становить 36 °С. За мінімальною температурою район належить до VII кліматичної зони з розрахунковою температурою мінус 36 °С. Середньомісячна температура повітря в даному районі складає близько 8 °С. За ожеледними навантаженнями місцевість віднесена до III району, де нормативне механічне навантаження від ожеледі становить 15 Н/м, а розрахункова товщина стінки ожеледі дорівнює 19 мм. [1].

У теплий період року переважають вітри південно-східного та північно-західного напрямків, тоді як восени і взимку домінують східні та південно-східні повітряні потоки. За швидкісним напором вітру район експлуатації належить до III категорії. Річна кількість атмосферних опадів у зоні розташування об’єкта в середньому становить 500–510 мм, а можливі коливання знаходяться в межах від 350 до 550 мм. Максимальна кількість опадів спостерігається у червні та сягає приблизно 70 мм, тоді як мінімальна припадає на лютий і становить близько 20 мм. [1]

## 1.2 Опис елементів підстанції

На стороні високої напруги 35 кВ районна трансформаторна підстанція «Сокиринці» оснащена роз’єднувачем типу РТ-35, який обладнаний заземлювальними ножами, а також комплектом комутаційних апаратів, до складу якого входять відокремлювач ОД-35 та короткозамикач КЗ-35. Для вимірювання струмів і роботи систем релейного захисту використовуються трансформатори струму типу ТВ-35, які змонтовані безпосередньо у вводах силового трансформатора. За необхідності між трансформатором і відокремлювачем можуть додатково встановлюватися зовнішні трансформатори струму [9.11].

Принцип дії схеми аварійного вимкнення із застосуванням системи ОД-КЗ полягає у створенні штучного короткого замикання під час виникнення аварійної ситуації. У разі пошкодження спочатку спрацьовує короткозамикач КЗ-35, який формує однофазне або двофазне коротке замикання в мережі. Унаслідок цього релейний захист, встановлений на початку лінії електропередачі, реагує на аварійний режим і вимикає лінійний вимикач живильної підстанції.

Після відключення вимикача виникає безструмова пауза, упродовж якої відокремлювач ОД-35 виконує від'єднання силового трансформатора від мережі 35 кВ. Такий режим роботи дозволяє надійно ізолювати пошкоджену ділянку електричної мережі. Після усунення аварії система автоматичного повторного вмикання через визначений проміжок часу повторно подає напругу на лінію. Часова затримка АПВ необхідна для забезпечення повного розмикання відокремлювача та безпечного відключення аварійної ділянки від мережі електропостачання [9,11].

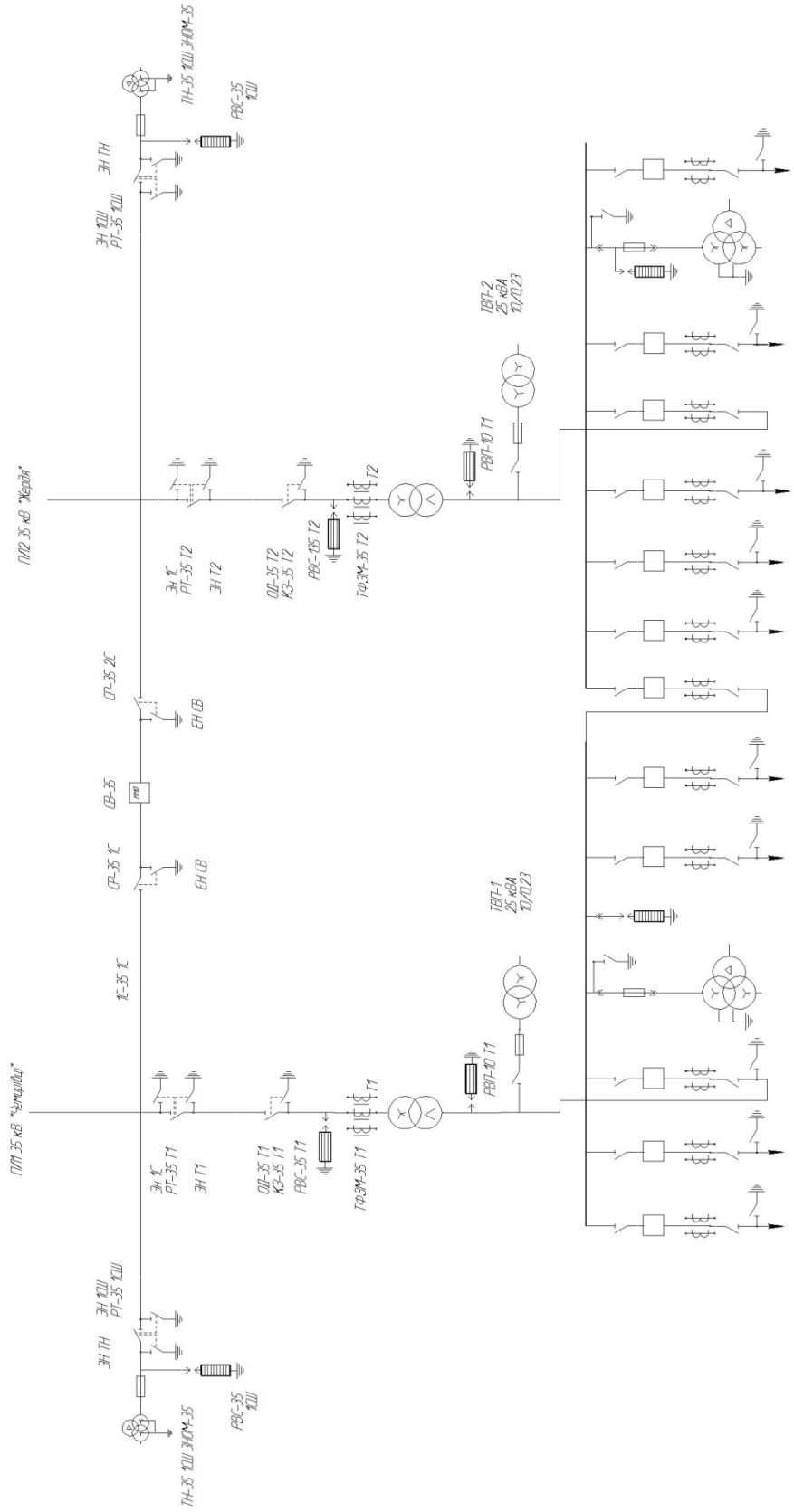


Рис. 1.2 – Схема головних з’єднань РТП 35/10 кВ. „Сокиринці”

З боку напруги 10 кВ силового трансформатора встановлюється ввідний вимикач типу МВ-10, через який здійснюється живлення секції шин 10 кВ. До даної секції підключені вимикачі одинадцяти відхідних ліній напругою 10 кВ, що забезпечують розподіл електроенергії до споживачів.

До шин 10 кВ через запобіжники типу ПКТН-10 приєднані вимірювальні трансформатори напруги НТМИ-10 та НОМ-10, які призначені для контролю параметрів мережі, живлення схем релейного захисту, автоматики та вимірювальних приладів.

До шинного моста 10 кВ через запобіжниковий захист підключений трансформатор власних потреб типу ТМ-25/10 кВ, який забезпечує електроживлення допоміжного обладнання підстанції.

Трансформатори струму сторони 10 кВ силового трансформатора розташовані у ввідній комірці 10 кВ зі сторони силового трансформатора. Трансформатори струму відхідних ліній встановлені у відповідних комірках 10 кВ у напрямку відхідних ліній для забезпечення роботи засобів вимірювання, релейного захисту та обліку електроенергії.

Вимикачі напругою 10 кВ змонтовані стаціонарно, а для можливості їх безпечного виведення в ремонт або відокремлення окремих ділянок схеми застосовуються роз’єднувачі типу РВЗ-10/400. [11]

# РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ РТП 35/10 кВ „Сокиринці”

Equation Chapter 1 Section 2

## 2.1 Розрахункові навантаження мережі напругою 10 кВ.

Дані щодо навантажень існуючих трансформаторних підстанцій ТП-10/0,4 кВ, які отримують живлення від РТП 35/10 кВ «Сокиринці», наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1- Навантаження підстанцій 10/0,4 кВ РТП

| Номер підстанції | Місце знаходження т-рів ТР-10/0,4 кВ | Встановленна потужність т-рів ТП, кВА. | Характеристика навантаження | Максимальне навантаження | Лінія |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | с. Сокиринці | 250,00 | Виробниче | 175 | 1 |
| 2 | с. Сокиринці | 400,00 | Побутове | 280 | 1 |
| 3 | с. Сокиринці | 250,00 | Побутове | 175 | 1 |
| 4 | с. Сокиринці | 250,00 | Виробниче | 175 | 1 |
| 5 | с. Сокиринці | 250,00 | Виробниче | 175 | 1 |
| 6 | с. Сокиринці | 160,00 | Побутове | 112 | 1 |
| 7 | с. Сокиринці | 100,00 | Побутове | 70 | 1 |
| 8 | с. Сокиринці | 250,00 | Виробниче | 175 | 1 |
| 9 | с. Сокиринці | 160,00 | Побутове | 112 | 1 |
| 10 | с. Сокиринці | 250,00 | Виробниче | 175 | 2 |
| 11 | с. Сокиринці | 100,00 | Побутове | 70 | 2 |
| 12 | с. Сокиринці | 63,00 | Виробниче | 44 | 2 |
| 13 | с. Збриж | 100,00 | Побутове | 70 | 2 |
| 14 | с. Збриж | 160,00 | Змішане | 112 | 2 |
| 15 | с. Збриж | 63,00 | Побутове | 44 | 2 |
| 16 | с. Збриж | 250,00 | Виробниче | 175 | 2 |
| 17 | с. Збриж | 630,00 | Побутове | 441 | 2 |
| 18 | с. Збриж | 100,00 | Змішане | 70 | 2 |
| 19 | с. Збриж | 100,00 | Побутове | 70 | 2 |
| 20 | с.Андріївка | 250,00 | Побутове | 175 | 2 |
| 21 | с.Андріївка | 160,00 | Побутове | 112 | 2 |

| Номер підстанції | Місце знаходження т-рів ТР-10/0,4 кВ | Встановленна потужність т-рів ТП, кВА. | Характеристика навантаження | Максимальне навантаження | Лінія |
|---|---|---|---|---|---|
| 22 | с.Андріївка | 100,00 | Побутове | 70 | 2 |
| 23 | с.Андріївка | 100,00 | Побутове | 70 | 2 |
| 24 | с.Андріївка | 400,00 | Змішане | 280 | 3 |
| 25 | с. Чагарівка | 63,00 | Побутове | 44 | 3 |
| 26 | с. Чагарівка | 100,00 | Побутове | 70 | 3 |
| 27 | с. Чагарівка | 160,00 | Побутове | 112 | 3 |
| 28 | с. Жабинці | 100,00 | Виробниче | 70 | 3 |
| 29 | с. Жабинці | 400,00 | Побутове | 280 | 3 |
| 30 | с. Жабинці | 400,00 | Змішане | 280 | 3 |
| 31 | с. Жабинці | 400,00 | Побутове | 280 | 3 |
| 32 | с. Жабинці | 400,00 | Побутове | 280 | 4 |
| 33 | с. Жабинці | 250,00 | Побутове | 175 | 4 |
| 34 | с. Жабинці | 100,00 | Побутове | 70 | 4 |
| 35 | с. Жабинці | 160,00 | Побутове | 112 | 4 |
| 36 | с. Жабинці | 100,00 | Змішане | 70 | 4 |

Розрахункове навантаження визначаємо по формулах [11]:

$$P_д = P_м \times K_р \times K_д \qquad (2.1)$$

$$P_в = P_м \times K_р \times K_в \qquad (2.2)$$

де $P_м$ — максимальне навантаження, кВт (табл. 2.1);

$K_р$ — коефіцієнт росту навантаження;

$K_д, K_в$ — коефіцієнт участі відповідно в денному і вечірньому максимумах, які дорівнюють:

а) для виробничих споживачів — $K_д = 1,0;\ K_в = 0,6$.

б) для змішаного навантаження — $K_д = K_в = 1.0$.

в) для комунально-побутових споживачів — $Kд = 0.4,\ Kв = 1.0$.

Коефіцієнт росту навантаження $K_р$ на сьомий розрахунковий рік, відповідно до виду споживача :

1. Комунально – побутові - $K_р = 1,3$;
2. Виробничі - $K_р = 1,4$;
3. Змішані - $K_р = 1,4$.

Для ТП №1. Навантаження виробниче . $K_д = 1,\ K_в = 0,6$

$$P_д = 175 \times 1,3 \times 1 = 227,5 кВт.$$

$$P_в = 175 \times 0,6 \times 1,3 = 136,5 кВт.$$

Аналогічно визначаємо розрахункові навантаження ТП результати заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 - Розрахункові значення денних та вечірніх електричних навантажень трансформаторних підстанцій ТП-10/0,4 кВ

| № п/п | Коефіцієнт росту навантаження *Кр* | Коефіцієнт денного max *Кд* | Розрахунок денного max *Рд*, кВт. | Коефіцієнт вечірнього max *Кв* | Розрахунок вечірнього max *Рв*, кВт. |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1,3 | 1 | 227,5 | 0,6 | 136,5 |
| 2 | 1,2 | 0,4 | 134,4 | 1 | 336 |
| 3 | 1,2 | 0,4 | 84 | 1 | 210 |
| 4 | 1,3 | 1 | 227,5 | 0,6 | 136,5 |
| 5 | 1,3 | 1 | 227,5 | 0,6 | 136,5 |
| 6 | 1,2 | 0,4 | 53,76 | 1 | 134,4 |

| № п/п | Коефіцієнт росту навантаження *Кр* | Коефіцієнт денного max *Кд* | Розрахунок денного max *Рд*, кВт. | Коефіцієнт вечірнього max *Кв* | Розрахунок вечірнього max *Рв*, кВт. |
|---|---|---|---|---|---|
| 7 | 1,2 | 0,4 | 33,6 | 1 | 84 |
| 8 | 1,3 | 1 | 227,5 | 0,6 | 136,5 |
| 9 | 1,2 | 0,4 | 53,76 | 1 | 134,4 |
| 10 | 1,3 | 1 | 227,5 | 0,6 | 136,5 |
| 11 | 1,2 | 0,4 | 33,6 | 1 | 84 |
| 12 | 1,3 | 1 | 57,33 | 0,6 | 34,398 |
| 13 | 1,2 | 0,4 | 33,6 | 1 | 84 |
| 14 | 1,3 | 1 | 145,6 | 1 | 145,6 |
| 15 | 1,2 | 0,4 | 21,168 | 1 | 52,92 |
| 16 | 1,3 | 1 | 227,5 | 0,6 | 136,5 |
| 17 | 1,2 | 0,4 | 211,68 | 1 | 529,2 |
| 18 | 1,3 | 1 | 91 | 1 | 91 |
| 19 | 1,2 | 0,4 | 33,6 | 1 | 84 |
| 20 | 1,2 | 0,4 | 84 | 1 | 210 |
| 21 | 1,2 | 0,4 | 53,76 | 1 | 134,4 |
| 22 | 1,2 | 0,4 | 33,6 | 1 | 84 |
| 23 | 1,2 | 0,4 | 33,6 | 1 | 84 |
| 24 | 1,3 | 1 | 364 | 1 | 364 |
| 25 | 1,2 | 0,4 | 21,168 | 1 | 52,92 |
| 26 | 1,2 | 0,4 | 33,6 | 1 | 84 |
| 27 | 1,2 | 0,4 | 53,76 | 1 | 134,4 |
| 28 | 1,3 | 1 | 91 | 0,6 | 54,6 |
| 29 | 1,2 | 0,4 | 134,4 | 1 | 336 |
| 30 | 1,3 | 1 | 364 | 1 | 364 |

| № п/п | Коефіцієнт росту навантаження *Кр* | Коефіцієнт денного max *Кд* | Розрахунок денного max *Рд*, кВт. | Коефіцієнт вечірнього max *Кв* | Розрахунок вечірнього max *Рв*, кВт. |
|---|---|---|---|---|---|
| 31 | 1,2 | 0,4 | 134,4 | 1 | 336 |
| 32 | 1,2 | 0,4 | 134,4 | 1 | 336 |
| 33 | 1,2 | 0,4 | 84 | 1 | 210 |
| 34 | 1,2 | 0,4 | 33,6 | 1 | 84 |
| 35 | 1,2 | 0,4 | 53,76 | 1 | 134,4 |
| 36 | 1,3 | 1 | 91 | 1 | 91 |

Для визначення загальної потужності на окремих ділянках із великою кількістю споживачів виконуємо об'єднання трансформаторних підстанцій у групи таким чином, щоб величини їх навантажень відрізнялися не більше ніж у чотири рази. Навантаження кожної групи розраховується з урахуванням коефіцієнта одночасності. При цьому до більшого значення навантаження додається приведене значення меншого навантаження. На основі даних таблиці 2.2 визначаємо розрахункові значення денного та вечірнього навантаження [10,11].

$$P_{д(0-1)} = \sum P_д \times k_o$$
$$P_{в(0-1)} = \sum P_в \times k_o \qquad (2.3)$$

де $k_o$ - коефіцієнт одночасності.

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 - Розрахункові денні та вечірні навантаження на ділянках лінії 10 кВ

| Номер лінії | Навантаження ,кВт | |
|---|---|---|
| | денне | вечірнє |
| 1 | 952,14 | 1083,6 |
| 2 | 965,6535 | 1417,8885 |
| 3 | 897,246 | 1294,44 |
| 4 | 297,57 | 641,55 |
| Всього | 3112,6095 | 4437,4785 |

## 2.2 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів РТП 35/10 кВ.

Визначення сумарного навантаження РТП виконується шляхом підсумовування денних та вечірніх навантажень найбільш навантажених ділянок відхідних ліній 10 кВ з урахуванням коефіцієнта одночасності роботи електроспоживачів [11,12]. Якщо значення навантажень окремих ділянок відрізняються між собою більш ніж у чотири рази, для більш точного визначення загальної потужності використовується метод добавок. Повна потужність на шинах РТП 10 кВ.:

$$S_{\partial РТП} = P_{\partial РТП} / cos\varphi_{\partial};\ S_{вРТП} = P_{вРТП} / cos\varphi_{в} \qquad (2.4)$$

де $\cos\varphi_{\partial} = 0,8;\ \cos\varphi_{в} = 0,83$ - коефіцієнти потужності Тп -10/0,4 кВ:

$$S_{\partial РТП} = 3112,6095 / 0,8 = 3890\ кВА$$

$$S_{вРТП} = 4437,4785 / 0,83 = 5345 кВА$$

Вибираємо трансформатор за потужністю $S_{оРТП} = 5345 кВА$

Для двотрансформаторних РТП доцільно застосовувати силові трансформатори однакової номінальної потужності. При цьому потужність кожного трансформатора повинна становити приблизно 65–70 % від загальної потужності підстанції, визначеної на кінець розрахункового періоду [11].

$$S_{рРТП} = 0,65 \times 5345 = 3474 \ кВА$$

у нашому випадку на діючій підстанції вже стоїть 2 трансформатора потужністю $S_{тр} = 2,5 \ МВт \ А$.

Таблиця 2.4 - Параметри силових трансформаторів.

| тип | Sном, МВ А | Напруга обмотки кВ. | | Втрати кВт | | Uк, % | Iх, % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | ВН | НН | Рх | Рк | | |
| Т1 – ТМН -2500/35 | 2,5 | 35,0 | 10,50 | 5,10 | 23,50 | 6,50 | 1,10 |
| Т2 - ТМН -2500/35 | 2,5 | 35,0 | 10,50 | 5,10 | 23,50 | 6,50 | 1,10 |

## 2.3 Розрахунок струмів короткого замикання РТП 35/10 кВ.

Виконаємо розрахунок струмів короткого замикання для РТП 35/10 кВ «Сокиринці». Для елементів мережі визначаємо активні та реактивні опори проводів. Значення активного опору в омах приймаємо за довідковими даними, відповідно до типу та перерізу провідника, воно становить [16,17]:

Таблиця 2.5 - Опори проводів

| Марка провода | Опір Ом/км |
|---|---|
| АС -120 | 0,270 |
| АС -95 | 0,330 |
| АС -70 | 0,420 |
| АС -50 | 0,650 |
| А-50 | 0,640 |

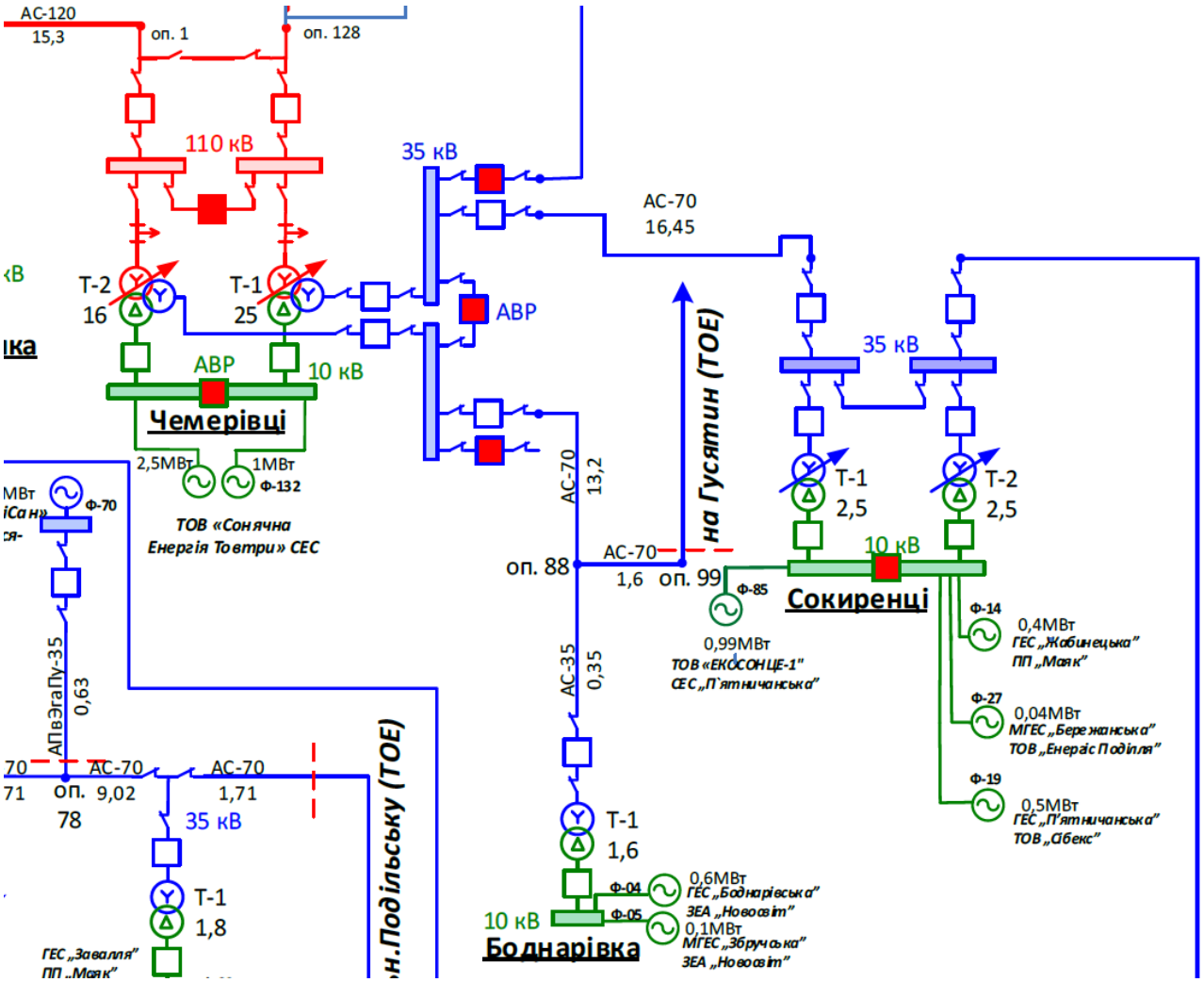



Рис. 2.1- Схема постачання РТП 35/10 Сокиринці по лініях 35 кВ.

Зведений активний опір лінії зводиться до базисної напруги. Базисна напруга $U_б$ вибирається з шкали середньої номінальної напруги мереж: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515 кВ. Перерахунок параметрів проводиться по формулах [16,18]:

$$R_b = R_l \times (\frac{U_b}{U_{ср}})^2 \quad (2.5)$$

де:

$U_b = 37,0 кВ$

$U_{ср} = 35,0 кВ$

Індуктивні опори повітряних ліній беремо за їхнім середнім значенням для повітряних ліній 6-220 кВ становить 0.4 Ом/км. [16,18]

Індуктивний опір лінії зведений до базисної напруги становить:

$$X_b = X_l \times (\frac{U_b}{U_{ср}})^2 \quad (2.6)$$

Повний результуючий опір становить:

$$Z_p = \sqrt{R_p^{\,2} + X_p^{\,2}} \quad (2.7)$$

Результати опорів лінії 35 кВ заносимо в таблицю 2.6

Таблиця 2.6 - Опори ліній електропередач з РТП 110/35/10 кВ. Чемерівці зведені до базисних напруг.

| Пункт | Марка провода | Переріз *S* | Довжина *l (км)* | Активний опір r | Індуктивний опір x | Повний опір z |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Чемерівці | | | | | | |
| Сокириеці | АС | 70 | 16,45 | 0,505 | 0,481 | 0,697 |

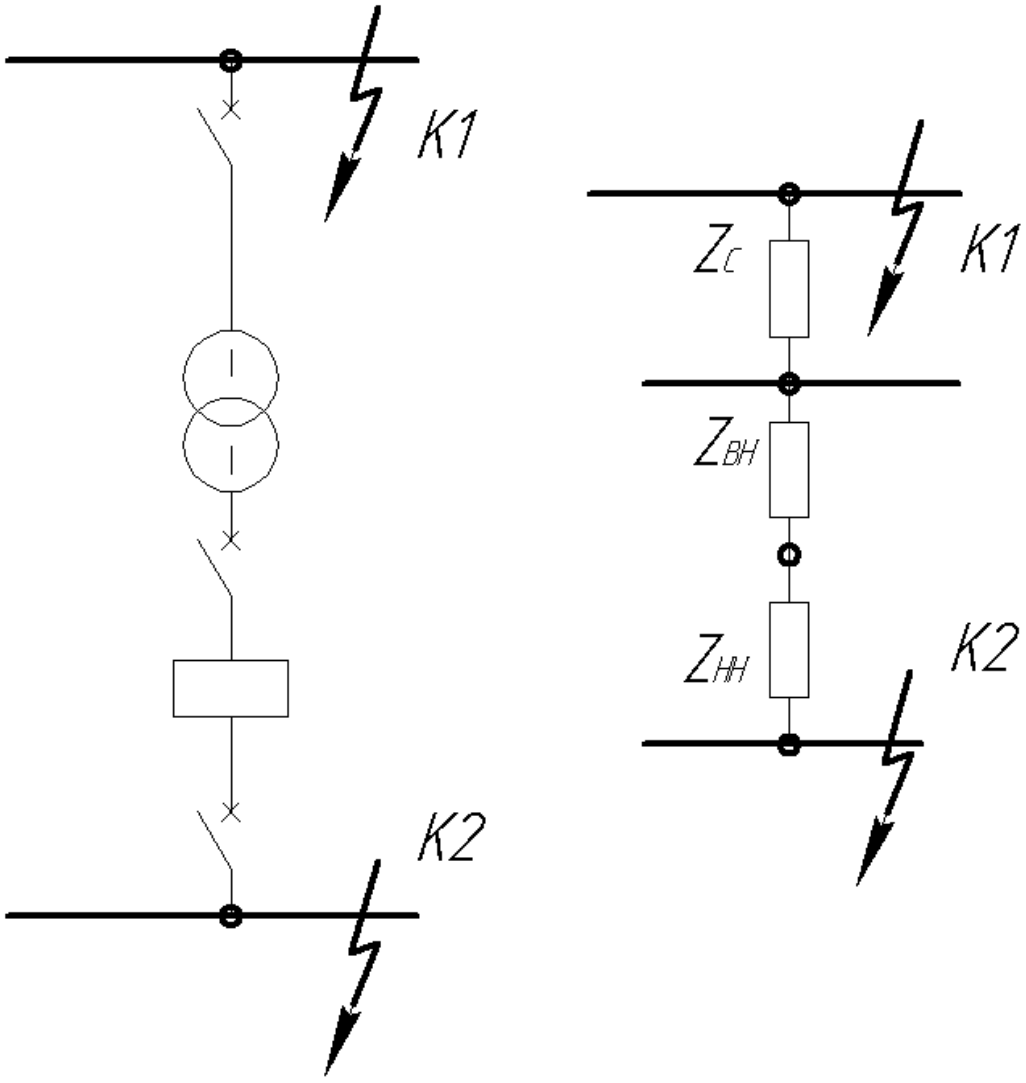
Таблиця 2.7 - Опори ліній електропередач з РТП 110/35/10 кВ. Північна зведені до базисних напруг.

| Пункт | Марка провода | Переріз *S* | Довжина *l (км)* | Активний опір r | Індуктивний опір x | Повний опір z |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Північна | | | | | | |
| Залісся | АС | 70 | 13,8 | 0,423 | 0,363 | 0,558 |
| Жердя | АС | 95 | 9,4 | 0,227 | 0,295 | 0,372 |
| Сокиринці | АС | 95 | 16 | 0,386 | 0,458 | 0,599 |

Таблиця 2.8 - Опори ліній електропередач ліній 10 кВ.
зведені до базисних напруг.

| Пункт | Марка провода | Переріз *S* | Довжина *l (км)* | Активний опір r | Індуктивний опір x | Повний опір z |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Л1 | АС | 50 | 7,7 | 4,53 | 2,74 | 5,30 |
| Л2 | АС | 50 | 6,6 | 3,89 | 2,35 | 4,54 |
| Л3 | АС | 50 | 9,6 | 5,65 | 3,41 | 6,60 |
| Л4 | АС | 50 | 11,2 | 6,60 | 3,98 | 7,71 |

Розрахуємо опори на шинах силових трансформаторів підстанції “Сокиринці”. Для цього використаємо схему заміщення, що зображена на рисунку 2.1,б.




а) б)

Рис.2.2 – Схема електричних з'єднань силового трансформатора (а) та її схема заміщення (б).

Розрахуємо опір трансформатора при нормальному режимі роботи $U_б = 37\ кВ$.

Оскільки активний опір силового трансформатора є значно меншим за реактивний і становить приблизно 3,0–4,5 % його величини, вплив активної складової на загальний опір трансформатора є незначним. Тому для подальших

розрахунків активний опір приймаємо рівним 3,5 % від значення реактивного опору.Опори трансформатора розраховуються за формулами [16,18]:

$$X_{ТР.ВН} = \frac{U_К \cdot U_б^2}{100 \cdot S_{ТР.ном}} = \frac{6,50 \cdot 37,0^2}{100 \cdot 2,50} = 3,51\ Ом \quad (2.8)$$

$$X_{ТР.НН} = \frac{U_К \cdot U_б^2}{100 \cdot S_{ТР.ном}} = \frac{6,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 2,5} = 2,87\ Ом \quad (2.9)$$

$$R_{ТР.ВН} = 0,035 \cdot X_{ТР.ВН} = 1,25\ \ Ом; \quad (2.10)$$

$$R_{ТР.НН} = 0,035 \cdot X_{ТР.ВН} = 0,1 Ом; \quad (2.11)$$

Знайдемо тепер опори плеч ВН-НН трансформатора:

$$\begin{cases} R_{ТР.ВН-НН} = R_{ТР.ВН} + R_{ТР.НН} = 1,25 + 0,1 = 1,35\ \ Ом; \\ X_{ТР.ВН-НН} = X_{ТР.ВН} + X_{ТР.НН} = 35,5 + 2,87 = 38,37\ \ Ом; \end{cases}$$

Опори трансформатора Т2 які розраховуються аналогічно.

Усі розраховані величини зводяться в табл.2.9.

Таблиця 2.9 – Опори силових трансформаторів підстанції “Сокиринці” при $U_{КЗ}$( %)=6,5

| $S_б$ | Sтр.ном | Uk% | $x_{ТР} = \frac{U_К \cdot S_б}{100 \cdot S_{ТР.ном}}$ | $x_{ТР.\max.} = 1.35 x_{ТР.}$ | $x_{ТР.\min.} = 0.57 x_{ТР.}$ | $x_{ТР.\max.} = 0.035 x_{ТР.\max.}$ | $r_{ТР.\min.} = 0.035 x_{ТР.\min.}$ | $Z_{ТР.\max.}$ | $Z_{ТР.\min.}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **100** | **2,5** | **6,5** | **2,60** | **3,51** | **1,48** | **0,12** | **0,05** | **3,51** | **1,48** |
| **100** | **2,5** | **6,5** | **2,60** | **3,51** | **1,48** | **0,12** | **0,05** | **3,51** | **1,48** |

Тепер, маючи усі необхідні величини, можемо розрахувати струми КЗ трансформатора Т1. Приймемо для розрахунків мінімальному та максимальному режим роботи підстанції (таблиця 2.10).

Таблиця 2.10 - Струми КЗ РТП 35/10 „Сокиринці” при мінімальному та максимальному режимах роботи

| Розрахункова формула | Розрахункові значення струмів *кз* при різних режимах роботи мережі *кА* | | | |
|---|---|---|---|---|
| | максимальний | | мінімальний | |
| | К1 | К2 | К1 | К2 |
| Опір до точки кз Z | 0,479 | 1,220 | 1,529 | 5,041 |
| $I^{(3)}_{кі}=I_{бі}/Z$, *kA* | 3,264 | 4,512 | 1,022 | 1,092 |
| $S^{(3)}_{кі}=S_{бі}/Z$, *MBA* | 208,902 | 81,957 | 65,416 | 19,838 |
| *Шина 35 кВ,* $i^{(3)}_{уі}=2,1\ I^{(3)}_{кі}$ | 6,854 | - | 2,146 | - |
| *Шина 10 кВ,* $i^{(3)}_{уі}=1,41\ I^{(3)}_{кі}$ | - | 6,362 | - | 1,540 |
| *Шина 35 кВ,* $I^{(3)}_{уі}=1,21\ I^{(3)}_{кі}$ | 3,949 | - | 1,237 | - |
| *Шина 10 кВ,* $I^{(3)}_{уі}= I^{(3)}_{кі}$ | - | 4,512 | - | 1,092 |
| $I^{(2)}_{кі}=0,87\ I^{(3)}_{кі}$ | 2,839 | 3,925 | 0,889 | 0,950 |
| $i^{(2)}_{уі}=0,87\ i^{(3)}_{уі}$ | 5,963 | 5,535 | 1,867 | 1,340 |
| $I^{(2)}_{уі}=0,87\ I^{(3)}_{уі}$ | 3,436 | 3,925 | 1,076 | 0,950 |

Таблиця 2.11 - Струми КЗ РТП 35/10 „Сокиринці” при мінімальному та максимальному режимах роботи на лініях 10 кВ.

| Розрахункова формула | Розрахункові значення струмів *кз* при різних режимах роботи мережі *кА* | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Максимальний режим | | | |
| | L1 | L2 | L3 | L4 |
| Опір до точки кз Z | 6,516 | 5,759 | 7,822 | 8,931 |
| $I^{(3)}_{кі}=I_{бі}/Z$, *kA* | 0,845 | 0,956 | 0,704 | 0,616 |
| $S^{(3)}_{кі}=S_{бі}/Z$, *MBA* | 15,348 | 17,364 | 12,784 | 11,197 |
| *Шина 10 кВ,* $i^{(3)}_{уі}=1{,}41\ I^{(3)}_{кі}$ | 1,191 | 1,348 | 0,992 | 0,869 |
| *Шина 10 кВ,* $I^{(3)}_{уі}= I^{(3)}_{кі}$ | 0,845 | 0,956 | 0,704 | 0,616 |
| $I^{(2)}_{кі}=0{,}87\ I^{(3)}_{кі}$ | 0,735 | 0,832 | 0,612 | 0,536 |
| $i^{(2)}_{уі}=0{,}87\ i^{(3)}_{уі}$ | 1,036 | 1,173 | 0,863 | 0,756 |
| $I^{(2)}_{уі}=0{,}87\ I^{(3)}_{уі}$ | 0,735 | 0,832 | 0,612 | 0,536 |

Таблиця 2.12 - Струми КЗ РТП 35/10 „Сокиринці” при мінімальному та мінімальному режимі роботи на лініях 10 кВ.

| Розрахункова формула | Розрахункові значення струмів *кз* при різних режимах роботи мережі *кА* | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Мінімальний режим | | | |
| | L1 | L2 | L3 | L4 |
| Опір до точки кз Z | 10,336 | 9,580 | 11,643 | 12,752 |
| $I^{(3)}_{кі}=I_{бі}/Z$, *kA* | 0,533 | 0,575 | 0,473 | 0,432 |
| $S^{(3)}_{кі}=S_{бі}/Z$, *MBA* | 9,675 | 10,439 | 8,589 | 7,842 |
| *Шина 10 кВ,* $i^{(3)}_{уі}=1{,}41\ I^{(3)}_{кі}$ | 0,751 | 0,810 | 0,667 | 0,609 |
| *Шина 10 кВ,* $I^{(3)}_{уі}= I^{(3)}_{кі}$ | 0,533 | 0,575 | 0,473 | 0,432 |
| $I^{(2)}_{кі}=0{,}87\ I^{(3)}_{кі}$ | 0,463 | 0,500 | 0,411 | 0,376 |
| $i^{(2)}_{уі}=0{,}87\ i^{(3)}_{уі}$ | 0,653 | 0,705 | 0,580 | 0,530 |
| $I^{(2)}_{уі}=0{,}87\ I^{(3)}_{уі}$ | 0,463 | 0,500 | 0,411 | 0,376 |

## 2.4 Вибір обладнання сторони 35 кВ.

Вибір обладнання сторони 35 кВ РТП 35/10 кВ «Сокиринці» виконуємо за умовами нормального режиму роботи та перевірки на термічну і динамічну стійкість при коротких замиканнях. Згідно з даними таблиці 2.10 максимальний струм трифазного короткого замикання на шинах 35 кВ у максимальному режимі становить 6,854 кА, а ударний струм — 3,949 кА.

Для сторони 35 кВ приймаємо комутаційне обладнання з номінальною напругою 35 кВ та струмом відключення, більшим за розрахунковий струм КЗ. Виходячи з отриманих результатів, доцільно встановити вакуумний вимикач типу ВР35 або аналогічний, з такими основними параметрами:

- номінальна напруга — 35 кВ;
- номінальний струм — 1000 А;
- номінальний струм відключення — не менше 20 кА;
- електродинамічна стійкість — не менше 51 кА;
- термічна стійкість — не менше 20 кА протягом 3 с.

Обраний вимикач забезпечує надійну роботу РТП як у нормальному режимі, так і при виникненні аварійних режимів, оскільки його параметри перевищують максимальні розрахункові значення струмів короткого замикання.

Для вимірювання струмів та захисту на стороні 35 кВ встановлюємо трансформатори струму типу ТФЗМ-35 з коефіцієнтом трансформації 600/5 А, а для контролю напруги — трансформатори напруги НТМИ-35.

Роз’єднувачі сторони 35 кВ вибираємо типу РДЗ-35/1000, номінальний струм яких становить 1000 А, що відповідає умовам тривалої роботи та допустимим струмовим навантаженням підстанції [20,21].

### 2.4.1 Вибір вимикача сторони 35 кВ.

Вибір вимикача сторони 35 кВ здійснюємо за номінальною напругою, робочим струмом, а також за умовами термічної та електродинамічної стійкості при коротких замиканнях. Вихідними даними для вибору є результати розрахунку струмів КЗ, наведені в таблиці 2.10. [20,21]

Максимальний струм трифазного короткого замикання на шинах 35 кВ становить:

$$\left(I_к^{(3)} = 6,854 \text{ кА}\right)$$

Ударний струм короткого замикання:

$$\left(i_{уд} = 3,949 \text{ кА}\right)$$

Для встановлення на стороні 35 кВ приймаємо вакуумний вимикач типу ВР35-1000-20У1.

Таблиця 2.13 - Основні технічні характеристики вимикача ВР35-1000-20У1.

| **Параметр** | **Значення** |
|---|---|
| Номінальна напруга | 35 кВ |
| Номінальний струм | 1000 А |
| Номінальний струм вимкнення | 20 кА |
| Струм термічної стійкості | 20 кА |
| Час термічної стійкості | 3 с |
| Струм електродинамічної стійкості | 51 кА |

Перевіряємо умови вибору.

За напругою:

$$U_{ном.вим} \geq U_{мережі}$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}\}$$

Умова виконується.

За струмом відключення:

$$I_{відк} \geq I_к^{(3)}$$

$$20 \text{ кА} > 6{,}854 \text{ кА}\}$$

Умова виконується.

За електродинамічною стійкістю:

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$51 \text{ кА} > 3{,}949 \text{ кА}\}$$

Умова виконується.

За термічною стійкістю:

$$I_{терм} \geq I_к^{(3)}$$

$$20 \text{ кА} > 6{,}854 \text{ кА}\}$$

Умова виконується.

Отже, вакуумний вимикач 35 кВ типу ВР35-1000-20У1 відповідає умовам роботи РТП 35/10 кВ «Сокиринці» та забезпечує надійне вимикання струмів короткого замикання у максимальному та мінімальному режимах роботи мережі.

### 2.4.2 Вибір трансформаторів струму сторони 35 кВ.

Трансформатори струму на стороні 35 кВ вибираємо за такими умовами:

за номінальною напругою;

за номінальним первинним струмом;

за термічною стійкістю;

за електродинамічною стійкістю;

за класом точності та вторинним навантаженням.

Вихідними даними для вибору є результати розрахунку струмів короткого замикання, наведені у таблиці 2.10.

Максимальний струм трифазного короткого замикання на шинах 35 кВ:

$I_к^{(3)} = 6{,}854$ кА Ударний струм короткого замикання:

$i_{уд} = 3{,}949$ кА Номінальний струм сторони 35 кВ визначаємо за потужністю трансформатора:

$I_{ном} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$ Для трансформатора потужністю 10 МВА:

$$I_{ном} = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3}$$

$I_{ном} = 165$ А Для встановлення приймаємо трансформатор струму типу ТФЗМ-35. [21]

Таблиця 2.14 - Основні технічні характеристики ТФЗМ-35

| **Параметр** | **Значення** |
|---|---|
| Номінальна напруга | 35 кВ |
| Номінальний первинний струм | 200 А |
| Номінальний вторинний струм | 5 А |
| Клас точності | 0,5; 10Р |
| Струм термічної стійкості | 20 кА |
| Струм електродинамічної стійкості | 51 кА |

Перевіряємо умови вибору.

**Перевірка за напругою**

$U_{ном.ТС} \geq U_{мережі}$ 35 кВ = 35 кВ} Умова виконується.

**Перевірка за первинним струмом**

$I_{1ном.ТС} \geq I_{роб}$ 200 А > 165 А} Умова виконується.

**Перевірка на термічну стійкість**

$I_{терм} \geq I_к^{(3)}$ 20 кА > 6,854 кА} Умова виконується.

**Перевірка на електродинамічну стійкість**

$I_{дин} \geq i_{уд}$ 51 кА > 3,949 кА} Умова виконується.

Отже, трансформатор струму типу ТФЗМ-35 з коефіцієнтом трансформації 200/5 А повністю відповідає умовам роботи РТП 35/10 кВ «Сокиринці» та забезпечує надійну роботу вимірювальних приладів, релейного захисту й автоматики.

### 2.4.3 Вибір ОПН на стороні 35кВ

Для захисту обладнання РТП 35/10 кВ «Сокиринці» від атмосферних та комутаційних перенапруг на стороні 35 кВ встановлюємо обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН). Вибір ОПН здійснюємо за такими параметрами:

- номінальною напругою мережі;
- найбільшою робочою напругою;
- пропускною здатністю;
- струмом грозового імпульсу;
- рівнем захисної напруги.

Для мережі 35 кВ найбільша робоча напруга становить:

$$U_{нб} = 40,5 \text{ кВ}$$

Відповідно до умов роботи мережі приймаємо обмежувач перенапруг типу ОПН-35 У1.

Таблиця 2.15 Основні технічні характеристики ОПН-35[21]:

| **Параметр** | **Значення** |
|---|---|
| Номінальна напруга | 35 кВ |
| Найбільша робоча напруга | 40,5 кВ |
| Номінальний розрядний струм | 10 кА |
| Струм пропускної здатності | 65 кА |
| Захисний рівень напруги | 95 кВ |
| Кліматичне виконання | У1 |

Перевіряємо умови вибору.

**Перевірка за напругою мережі**

$U_{ном.ОПН} \geq U_{мережі}$ 35 кВ = 35 кВ} Умова виконується.

**Перевірка за найбільшою робочою напругою**

$U_{нб.ОПН} \geq U_{нб.мережі}$ 40,5 кВ = 40,5 кВ} Умова виконується.

**Перевірка за пропускною здатністю**

ОПН-35 має номінальний імпульсний струм 10 кА та струм пропускної здатності 65 кА, що забезпечує надійний захист обладнання підстанції від грозових та комутаційних перенапруг.

## 2.5 Вибір обладнання сторони 10 кВ.

### 2.5.1 Вибір вимикачів сторони 10 кВ.

Вибір вимикачів відхідних ліній 10 кВ здійснюємо за такими умовами:

- за номінальною напругою;
- за номінальним струмом;
- за струмом відключення короткого замикання;
- за термічною та електродинамічною стійкістю.

Відповідно до таблиць 2.11 та 2.12 максимальні струми трифазного короткого замикання на лініях 10 кВ становлять:

Найбільший струм КЗ спостерігається на лінії L2:

$$I_{к.max}^{(3)} = 1,348 \text{ кА}$$

Для встановлення на відхідних лініях 10 кВ приймаємо вакуумний вимикач типу BB/TEL-10-1000-20 [21].

Основні технічні характеристики вимикача:

| **Параметр** | **Значення** |
|---|---|
| Номінальна напруга | 10 кВ |
| Номінальний струм | 1000 А |
| Номінальний струм вимкнення | 20 кА |
| Струм термічної стійкості | 20 кА |
| Час термічної стійкості | 4 с |
| Струм електродинамічної стійкості | 51 кА |

Перевірка умов вибору.

**Перевірка за напругою**

$U_{ном.вим} \geq U_{мережі}$ 10 кВ = 10 кВ} Умова виконується.

**Перевірка за струмом відключення**

$I_{відк} \geq I_{к.max}^{(3)}$ 20 кА > 1,348 кА} Умова виконується.

**Перевірка за термічною стійкістю**

$I_{терм} \geq I_{к.max}^{(3)}$ 20 кА $> 1,348$ кА$\}$ Умова виконується.

Максимальний ударний струм короткого замикання для лінії L2:

$i_{уд} = 1,173$ кА Перевірка:

$I_{дин} \geq i_{уд}$ 51 кА $> 1,173$ кА$\}$ Умова виконується.

Отже, вакуумний вимикач типу BB/TEL-10-1000-20 відповідає умовам роботи.

### 2.5.2 Вибір трансформаторів струму вводу 10 кВ

Трансформатори струму на вводі 10 кВ вибираємо за такими умовами:

- за номінальною напругою;
- за номінальним первинним струмом;
- за термічною стійкістю;
- за електродинамічною стійкістю;
- за класом точності.

Вихідними даними для вибору є результати розрахунку струмів короткого замикання на шинах 10 кВ.

Максимальний струм трифазного короткого замикання на шинах 10 кВ:

$$I_{к}^{(3)} = 6,362 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання:

$i_{уд} = 5,535$ кА Номінальний струм вводу 10 кВ визначаємо за потужністю силового трансформатора 10 МВА:

$$I_{ном} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

$$I_{ном} = \frac{10 \cdot 10^{6}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^{3}} = 577 A$$

Для встановлення на вводі 10 кВ приймаємо трансформатор струму типу ТОЛ-10 [19,21].

Таблиця 2.16 - Основні технічні характеристики ТОЛ-10:

| Параметр | Значення |
|---|---|
| Номінальна напруга | 10 кВ |
| Номінальний первинний струм | 600 А |
| Номінальний вторинний струм | 5 А |
| Клас точності | 0,5; 10Р |
| Струм термічної стійкості | 20 кА |
| Струм електродинамічної стійкості | 51 кА |

Перевіряємо умови вибору.

**Перевірка за напругою**

$U_{ном.ТС} \geq U_{мережі}$ 10 кВ = 10 кВ} Умова виконується.

**Перевірка за первинним струмом**

$$I_{1ном.ТС} \geq I_{роб}$$

600 А > 577 А} Умова виконується.

**Перевірка на термічну стійкість**

$I_{терм} \geq I_{к}^{(3)}$ 20 кА > 6,362 кА} Умова виконується.

**Перевірка на електродинамічну стійкість**

$I_{дин} \geq i_{уд}$ 51 кА > 5,535 кА} Умова виконується.

Отже, трансформатор струму типу ТОЛ-10 з коефіцієнтом трансформації 600/5 А відповідає умовам роботи вводу 10 кВ.

### 2.5.3 Вибір ОПН на стороні 10кВ.

Для захисту обладнання сторони 10 кВ від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН). Вибір ОПН виконуємо за такими параметрами:

- номінальною напругою мережі;
- найбільшою допустимою робочою напругою;
- пропускною здатністю;
- рівнем залишкової напруги;

- імпульсним струмом.

Для мережі 10 кВ найбільша робоча напруга становить:

$U_{нб} = 12$ кВ Для встановлення приймаємо обмежувач перенапруг типу ОПН-10 У1.

Таблиця 2.17 Основні технічні характеристики ОПН-10:

| **Параметр** | **Значення** |
|---|---|
| Номінальна напруга | 10 кВ |
| Найбільша робоча напруга | 12 кВ |
| Номінальний розрядний струм | 10 кА |
| Струм пропускної здатності | 65 кА |
| Захисний рівень напруги | 28 кВ |
| Кліматичне виконання | У1 |

Перевірка умов вибору.

**Перевірка за номінальною напругою**

$U_{ном.ОПН} \geq U_{мережі}$ 10 кВ = 10 кВ} Умова виконується.

**Перевірка за найбільшою робочою напругою**

$U_{нб.ОПН} \geq U_{нб.мережі}$ 12 кВ = 12 кВ} Умова виконується.

ОПН-10 має номінальний імпульсний струм 10 кА та струм пропускної здатності 65 кА, що забезпечує ефективний захист обладнання підстанції від грозових і комутаційних перенапруг.

# РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ

## 3.1 Вибір засобів релейного захисту.

Мікропроцесорні реле типу Р140, Р141 та MiCOM широко застосовуються на підстанціях 35/10 кВ завдяки високій точності вимірювань, можливості гнучкого налаштування та наявності цифрових інтерфейсів для інтеграції в автоматизовані системи керування.

Особливості мікропроцесорних реле Р140 та Р141

Мікропроцесорні реле Р140 і Р141 призначені для захисту, автоматики та керування електричними мережами середньої напруги. Вони виконують функції кількох електромеханічних реле одночасно та забезпечують високу точність спрацювання.

До основних переваг реле Р140 та Р141 належать:

- висока швидкодія;
- багатофункціональність;
- цифрове налаштування параметрів;
- можливість запису аварійних подій;
- самодіагностика;
- компактність;
- підвищена надійність.
- Реле дозволяють реалізувати:
- максимальний струмовий захист;
- захист від замикань на землю;
- струмову відсічку;
- тепловий захист;
- логічні функції автоматики;
- резервний захист трансформаторів та ліній.

Реле Р141 є вдосконаленою модифікацією Р140 та має розширені функції комунікації і більшу кількість налаштувань [14,15].

Релейний захист ліній 35 кВ

Лінії 35 кВ є важливими елементами систем електропостачання, тому до їх захисту висуваються підвищені вимоги щодо селективності та надійності.

Для ліній 35 кВ на базі реле Р140 та Р141 застосовуються:

- триступеневий максимальний струмовий захист;
- струмова відсічка без витримки часу;
- захист від однофазних замикань на землю;
- АПВ;
- резервний захист суміжних елементів мережі.

Мікропроцесорні реле дозволяють точно встановлювати уставки струму та часу, що забезпечує надійний захист обладнання і мінімізує зону відключення при аварії.

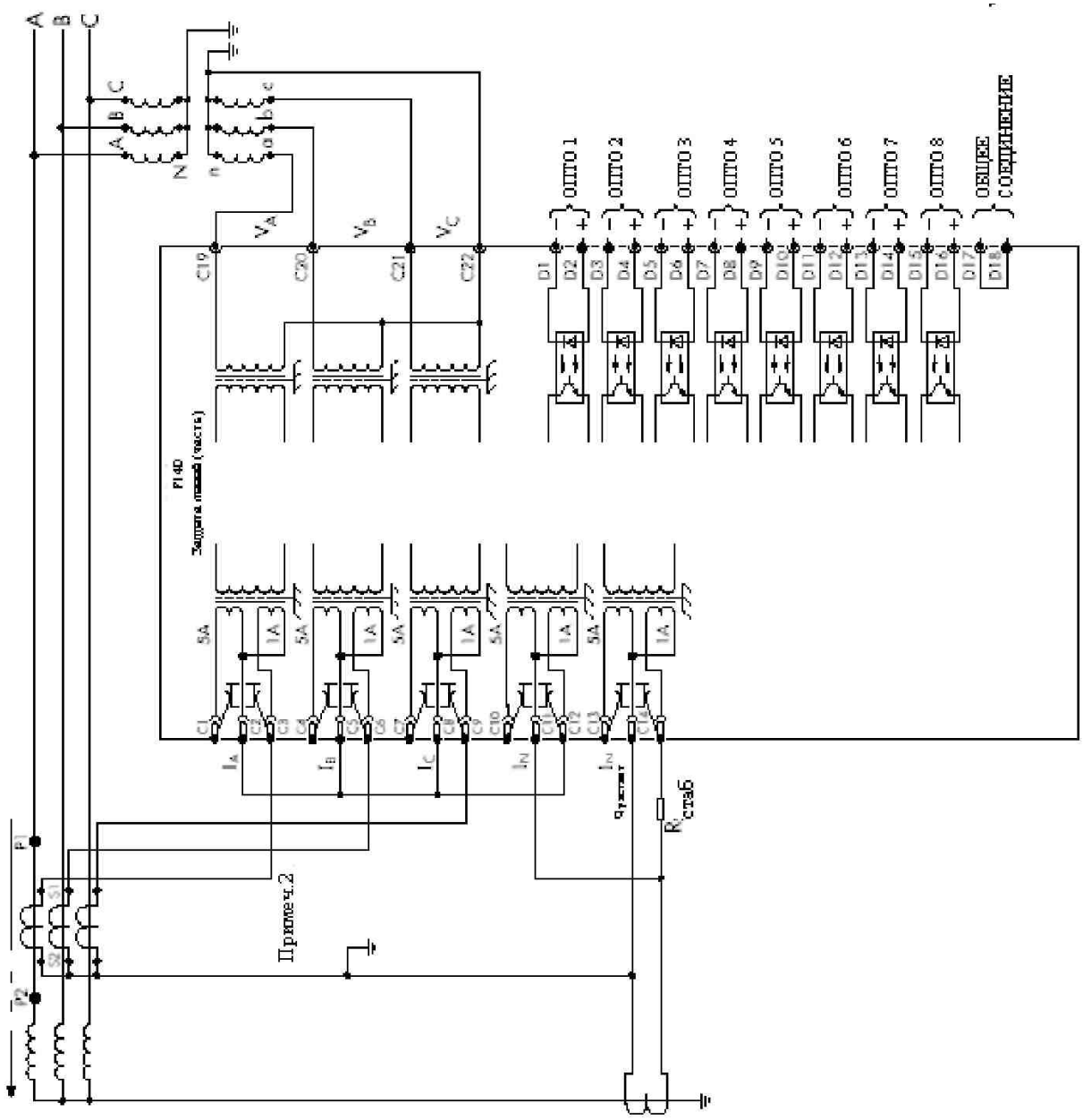



Рис. 3.1 - Схема підключення Р140, 141 [14].

Equation Chapter 1 Section 3

## 3.2 Розрахунок диференційного захисту

Розрахунок диференційного захисту силових трансформаторів Т1, Т2 типу ТМН-2500/35 на базі мікропроцесорного реле Р140 (Р141)

Для захисту силових трансформаторів Т1 і Т2 РТП 35/10 кВ «Сокиринці» застосовується диференційний струмовий захист, виконаний на базі мікропроцесорного реле Р140 (Р141). Захист призначений для швидкого відключення трансформатора при внутрішніх коротких замиканнях та пошкодженнях обмоток.

Номінальний струм сторони 35 кВ [23,24]:

$$I_{ВН} = \frac{2.5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 41,2 A$$

Номінальний струм сторони 10 кВ:

$$I_{НН} = \frac{2.5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 144,3 A$$

Для забезпечення правильного функціонування диференційного захисту підбираємо трансформатори струму з близькими вторинними струмами.

Сторона 35 кВ

Вибрано трансформатори струму ТФЗМ-35 50/5 А з коефіцієнтом трансформації:

Сторона 10 кВ

$$K_{ТС.ВН} = \frac{50}{5} = 10$$

Вибрано трансформатори струму ТОЛ-10 150/5 А з коефіцієнтом трансформації:

$$K_{ТС.НН} = \frac{150}{5} = 30$$

Вторинний струм сторони 35 кВ:

$$I_{2.ВН} = \frac{41,2}{10} = 4,12A$$

Вторинний струм сторони 10 кВ:

$$I_{2.НН} = \frac{144,3}{30}\ I_{2.НН} = 4,81\text{ А}$$

Струм небалансу визначаємо за виразом:

$I_{неб} = k_н \cdot I_{2.max}$ де:

$$\left(k_н = 0,1\right)$$

$$\left(I_{2.max} = 4,81\text{ А}\right)$$

$$I_{неб} = 0.1 \cdot 4.81$$

$I_{неб} = 0,48$ А Струм спрацювання диференційного захисту визначаємо:

$I_{спр} = 1,5 \cdot I_{неб}\ I_{спр} = 1.5 \cdot 0.48$

$I_{спр} = 0,72$ А Для практичного налаштування приймаємо:

$I_{спр} = 0,75$ А Мінімальний струм короткого замикання на стороні 10 кВ:

$I_{к.min} = 1,092$ кА Вторинний струм:

$I^{(2)}_{к.min} = \frac{1092}{30}\ I^{(2)}_{к.min} = 36,4$ А Коефіцієнт чутливості:

$K_ч = \frac{I^{(2)}_{к.min}}{I_{спр}}\ K_ч = \frac{36.4}{0.75}$

$K_ч = 48,5$ Необхідна умова:

$K_ч \geq 2\ 48,5 > 2$ Умова виконується.

Для силових трансформаторів Т1 і Т2 типу ТМН-2500/35 прийнято диференційний захист на базі мікропроцесорного реле Р140 (Р141). У

Всі розраховані дані заносяться в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку диференційного захисту силових трансформаторів підстанції 35/10кВ. “Сокиринці”

| № | Найменування параметра | Позначення | Формула / умова | Значення |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Номінальна потужність трансформатора | $(S_{\text{ном}})$ | — | 2,5 МВА |
| 2 | Номінальна напруга ВН | $(U_{\text{ВН}})$ | — | 35 кВ |
| 3 | Номінальна напруга НН | $(U_{\text{НН}})$ | — | 10 кВ |
| 4 | Номінальний струм сторони 35 кВ | $(I_{\text{ВН}})$ | $\left(\frac{S}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ВН}}}\right)$ | 41,2 А |
| 5 | Номінальний струм сторони 10 кВ | $(I_{\text{НН}})$ | $\left(\frac{S}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НН}}}\right)$ | 144,3 А |
| 6 | Трансформатор струму сторони 35 кВ | — | — | 50/5 А |
| 7 | Коефіцієнт трансформації ТС ВН | $(K_{\text{ТС.ВН}})$ | $\left(\frac{50}{5}\right)$ | 10 |
| 8 | Трансформатор струму сторони 10 кВ | — | — | 150/5 А |
| 9 | Коефіцієнт трансформації ТС НН | $(K_{\text{ТС.НН}})$ | $\left(\frac{150}{5}\right)$ | 30 |
| 10 | Вторинний струм сторони 35 кВ | $(I_{2.\text{ВН}})$ | $\left(\frac{41,2}{10}\right)$ | 4,12 А |
| 11 | Вторинний струм сторони 10 кВ | $(I_{2.\text{НН}})$ | $\left(\frac{144,3}{30}\right)$ | 4,81 А |
| 12 | Коефіцієнт небалансу | $(k_{\text{н}})$ | — | 0,1 |
| 13 | Струм небалансу | $(I_{\text{неб}})$ | $(0,1\cdot 4,81)$ | 0,48 А |
| 14 | Коефіцієнт запасу | $(k_{\text{з}})$ | — | 1,5 |
| 15 | Струм спрацювання захисту | $(I_{\text{спр}})$ | $(1,5\cdot 0,48)$ | 0,72 А |

| № | Найменування параметра | Позначення | Формула / умова | Значення |
|---|---|---|---|---|
| 16 | Прийнятий струм спрацювання | $\left(I_{\text{спр.пр}}\right)$ | — | 0,75 А |
| 17 | Мінімальний струм КЗ на стороні 10 кВ | $\left(I_{\text{к.}min}\right)$ | — | 1,092 кА |
| 18 | Вторинний струм КЗ | $\left(I^{(2)}_{\text{к.}min}\right)$ | $\left(\frac{1092}{30}\right)$ | 36,4 А |
| 19 | Коефіцієнт чутливості | $\left(K_{\text{ч}}\right)$ | $\left(\frac{36,4}{0,75}\right)$ | 48,5 |
| 20 | Допустимий коефіцієнт чутливості | $\left(K_{\text{ч.доп}}\right)$ | — | $\geq 2$ |

### 3.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ

Для силових трансформаторів Т1, Т2 типу ТМН-2500/35 передбачається максимальний струмовий захист (МСЗ), який використовується як резервний захист від міжфазних коротких замикань та перевантажень [23,24].

Вихідні дані:

| Параметр | Значення |
|---|---|
| Тип трансформатора | ТМН-2500/35 |
| Номінальна потужність | 2,5 МВА |
| Напруга сторони ВН | 35 кВ |
| Номінальний струм трансформатора | 41,2 А |
| Коефіцієнт перевантаження | 1,3 |
| Коефіцієнт повернення реле | 0,95 |
| Тип реле | Р140 (Р141) |

Струм спрацювання МСЗ визначаємо за умовою неспрацювання при допустимих перевантаженнях:

$I_{спр} \geq \frac{k_{пер} \cdot I_{ном}}{k_{пов}}$ де:

$\left(k_{\text{пер}} = 1,3\right)$ — коефіцієнт допустимого перевантаження;

$\left(k_{\text{пов}} = 0,95\right)$ — коефіцієнт повернення реле;

$\left(I_{\text{ном}} = 41,2 \text{ А}\right).$

$$I_{спр} = \frac{1.3 \cdot 41.2}{0.95}$$

$I_{спр} = 56,4$ А Приймаємо:

$$I_{спр} = 60 \text{ А}$$

На стороні 35 кВ встановлені трансформатори струму 50/5 А. з коефіцієнтом трансформації:

$$K_{ТС} = \frac{50}{5} = 10$$

Знаходимо вторинний струм спрацювання:

$I_{спр}^{(2)} = \frac{60}{10}$ $I_{спр}^{(2)} = 6$ А

Мінімальний струм короткого замикання на стороні 35 кВ:

$I_{к.min} = 6,854$ кА

Вторинний струм КЗ:

$I_{к.min}^{(2)} = \frac{6854}{10}$ $I_{к.min}^{(2)} = 685,4$ А

Коефіцієнт чутливості:

$K_{ч} = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{спр}^{(2)}}$ $K_{ч} = \frac{685.4}{6}$

$K_{ч} = 114,2$

Необхідна умова:

$K_{ч} \geq 1,5$ $114,2 > 1,5$ Умова виконується.

Для забезпечення селективності захисту приймаємо ступінь селективності:

$\Delta t = 0,5$ с Час спрацювання захисту вводу 10 кВ:

$t_{10} = 1,0$ с Тоді час спрацювання МСЗ сторони 35 кВ:

$t_{35} = t_{10} + \Delta t \; t_{35} = 1.0 + 0.5$

$$t_{35} = 1,5 \text{ с}$$

Таблиця 3.2 - Результати розрахунку МСЗ сторони 35 кВ

| № | Найменування параметра | Позначення | Значення |
|---|---|---|---|
| 1 | Номінальна потужність трансформатора | $(S_{\text{ном}})$ | 2,5 МВА |
| 2 | Номінальний струм трансформатора | $(I_{\text{ном}})$ | 41,2 А |
| 3 | Коефіцієнт перевантаження | $(k_{\text{пер}})$ | 1,3 |
| 4 | Коефіцієнт повернення реле | $(k_{\text{пов}})$ | 0,95 |
| 5 | Струм спрацювання захисту | $(I_{\text{спр}})$ | 60 А |
| 6 | Коефіцієнт трансформації ТС | $(K_{\text{ТС}})$ | 10 |
| 7 | Вторинний струм спрацювання | $(I^{(2)}_{\text{спр}})$ | 6 А |
| 8 | Мінімальний струм КЗ | $(I_{\text{к.}min})$ | 6,854 кА |
| 9 | Вторинний струм КЗ | $(I^{(2)}_{\text{к.}min})$ | 685,4 А |
| 10 | Коефіцієнт чутливості | $(K_{\text{ч}})$ | 114,2 |
| 11 | Допустимий коефіцієнт чутливості | $(K_{\text{ч.доп}})$ | ≥ 1,5 |
| 12 | Час спрацювання захисту | $(t_{35})$ | 1,5 с |

## 3.5 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ

Струм спрацювання захисту визначаємо з умови відбудови від допустимого струму перевантаження [23,24]:

$I_{спр} \geq \frac{k_{пер} \cdot I_{ном}}{k_{пов}} \; I_{спр} = \frac{1.3 \cdot 144.3}{0.95}$

$I_{спр} = 197,5$ А Приймаємо:

$I_{спр} = 200$ А На стороні 10 кВ встановлені трансформатори струму 150/5 А. з коефіцієнтом трансформації:

$K_{ТС} = \frac{150}{5} = 30$ Вторинний струм спрацювання:

$I_{спр}^{(2)} = \frac{200}{30}\ I_{спр}^{(2)} = 6,67$ А

Мінімальний струм короткого замикання на шинах 10 кВ:

$I_{к.min} = 1,092$ кА Вторинний струм короткого замикання:

$I_{к.min}^{(2)} = \frac{1092}{30}\ I_{к.min}^{(2)} = 36,4$ А Коефіцієнт чутливості:

$K_{ч} = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{спр}^{(2)}}\ K_{ч} = \frac{36.4}{6.67}$

$K_{ч} = 5,46$ Необхідна умова:

$K_{ч} \geq 1,5\ 5,46 > 1,5$ Умова виконується.

Для забезпечення селективності з захистами відхідних ліній 10 кВ приймаємо ступінь селективності:

$\Delta t = 0,5$ с Час спрацювання захисту відхідних ліній:

$t_{л} = 0,5$ с Тоді час спрацювання МСЗ трансформатора:

$t_{тр} = t_{л} + \Delta t\ t_{тр} = 0.5 + 0.5$

$$t_{тр} = 1,0 \text{ с}$$

Таблиця 3.3 - Результати розрахунку МСЗ сторони 10 кВ

| № | Найменування параметра | Позначення | Значення |
|---|---|---|---|
| 1 | Номінальна потужність трансформатора | $(S_{ном})$ | 2,5 МВА |
| 2 | Номінальний струм сторони 10 кВ | $(I_{ном})$ | 144,3 А |
| 3 | Коефіцієнт перевантаження | $(k_{пер})$ | 1,3 |
| 4 | Коефіцієнт повернення реле | $(k_{пов})$ | 0,95 |
| 5 | Струм спрацювання захисту | $(I_{спр})$ | 200 А |
| 6 | Коефіцієнт трансформації ТС | $(K_{ТС})$ | 30 |

| № | Найменування параметра | Позначення | Значення |
|---|---|---|---|
| 7 | Вторинний струм спрацювання | $\left(I_{\text{спр}}^{(2)}\right)$ | 6,67 А |
| 8 | Мінімальний струм КЗ | $\left(I_{\text{к.}min}\right)$ | 1,092 кА |
| 9 | Вторинний струм КЗ | $\left(I_{\text{к.}min}^{(2)}\right)$ | 36,4 А |
| 10 | Коефіцієнт чутливості | $\left(K_{\text{ч}}\right)$ | 5,46 |
| 11 | Допустимий коефіцієнт чутливості | $\left(K_{\text{ч.доп}}\right)$ | ≥ 1,5 |
| 12 | Час спрацювання захисту | $\left(t_{\text{тр}}\right)$ | 1,0 с |

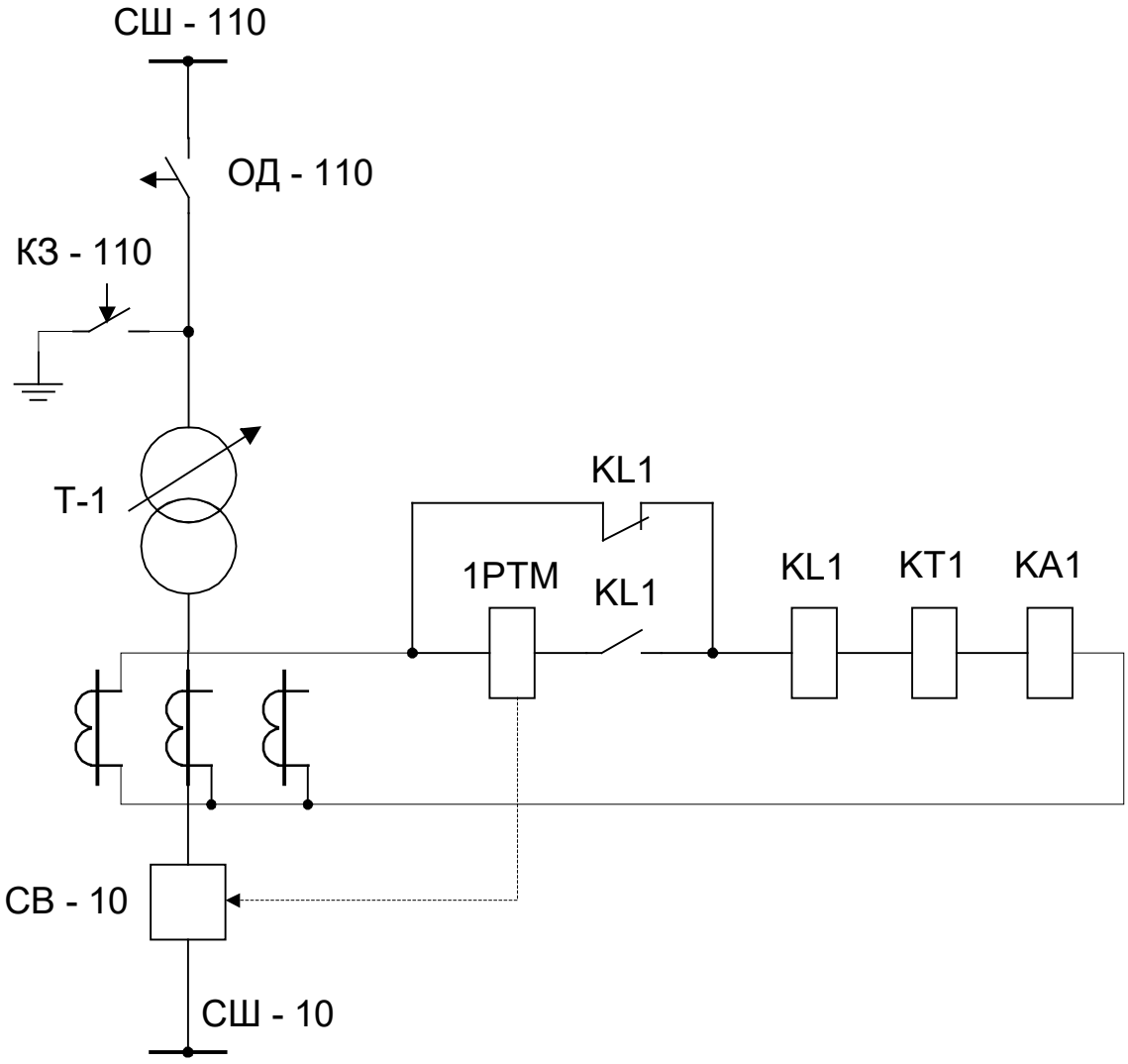



Рис.3.2 - Струмова та виконавча схеми МСЗ сторони 10 кВ трансформатора [23].

### 3.6 Річний графік ПЗР і ТО електроустаткування

Для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання в електричних мережах здійснюється великий комплекс організаційних заходів та впроваджуються новітня техніка і технології: комутаційне обладнання нового покоління – вакуумні і елегазові вимикачі, мікропроцесорні засоби захисту і автоматики, інформаційні системи. На підвищення надійності роботи електроустаткування впливає якісне ведення і виконання вимог системи планово – запобіжних ремонтів електроустаткування ( ПЗРЕ).

Система ПЗРЕ – це сукупність організаційних і технічних заходів з догляду, обслуговування і ремонту електроустаткування, що проводяться профілактично заздалегідь складеним графіком, з метою продовження його безвідмовної роботи.

Система ПЗРЕ включає виконання таких видів робіт:

- технічне обслуговування (ТО);
- поточний ремонт (ПР);
- капітальний ремонт (КР);

Для складання графіка ТО і ПР використовуємо специфікацію на електроустаткування. Складаємо річний графік з інтервалом часу один місяць і розрахунки ведемо в табличній формі. Для нашого випадку до специфікації входять: районна трансформаторна підстанція; розподільні лінії напругою 10кВ; споживчі трансформаторні підстанції ТП – 10/0,4кВ.

Для кожної із цих частин електричних мереж визначаємо норму умовних одиниць згідно [19] показано в таблиці 3.4:

# РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

## 4.1. Кошторис реконструкції

Для модернізації РТП 35/10 кВ «Судилків» обрано високовольтне обладнання 35 кВ та КРП 10 кВ із вбудованими мікропроцесорними системами захисту. Інвестиційна оцінка вартості технічного переоснащення об'єкта базується на моніторингу цін ринку енергетичного обладнання. [13].

Таблиця 4.1 - Кошторис реконструкції двотрансформаторної РТП 35/10 кВ «Судилків»

| № | Найменування робіт та обладнання | Од. вим. | Кількість | Ціна за одиницю, грн | Загальна вартість, грн |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Вакуумний вимикач 35 кВ ВР35-1000-20 | шт | 2 | 420 000 | 840 000 |
| 2 | Вакуумний вимикач 10 кВ ВВ/TEL-10 | шт | 12 | 145 000 | 1 740 000 |
| 3 | Трансформатор струму ТФЗМ-35 | шт | 6 | 48 000 | 288 000 |
| 4 | Трансформатор струму ТОЛ-10 | шт | 18 | 14 000 | 252 000 |
| 5 | Трансформатор напруги НТМИ-35 | шт | 2 | 85 000 | 170 000 |
| 6 | Обмежувач перенапруг ОПН-35 | шт | 6 | 18 000 | 108 000 |
| 7 | Обмежувач перенапруг ОПН-10 | шт | 12 | 8 000 | 96 000 |
| 8 | Мікропроцесорне реле Р141 | шт | 8 | 95 000 | 760 000 |
| 9 | Мікропроцесорне реле МiCOM | шт | 6 | 130 000 | 780 000 |
| 10 | Шафи релейного захисту та автоматики | шт | 6 | 120 000 | 720 000 |

| № | Найменування робіт та обладнання | Од. вим. | Кількість | Ціна за одиницю, грн | Загальна вартість, грн |
|---|---|---|---|---|---|
| 11 | Кабель силовий та контрольний | м | 2500 | 320 | 800 000 |
| 12 | Монтаж шин 10 кВ | компл. | 1 | 350 000 | 350 000 |
| 13 | Монтаж шин 35 кВ | компл. | 1 | 420 000 | 420 000 |
| 14 | Інші витрати та резерв | % | — | — | 450 000 |
| | Всього | | | | 7774000 |

Виходячи із приведених розрахунків, кошторисна вартість реконструкції районної трансформаторної підстанції „Судилків” становить 7 774 тис. грн.,

### 4.2. Основні показники інвестиційного проекту

Таблиця 4.2 - Базові показники інвестиційного проекту

| Показники | Роки | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Інвестиції, тис. грн | **7774000,00** | **0,00** | **0,00** | **0,00** | **0,00** | **0,00** |
| Відсоткова ставка, % | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Обсяг реалізованої електроенергії, кВ/год | - | **27200000000** | **27200000000** | **27200000000** | **27200000000** | **27200000000** |
| Вартість реалізації електроенергії, грн/кВт. | - | **0,25** | **0,25** | **0,25** | **0,25** | **0,25** |
| Надходження від реалізації (виручка), тис. грн. | - | 6800000 | 6800000 | 6800000 | 6800000 | 6800000 |
| Податок з реалізації (ПДВ), % | - | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Податок від реалізації, тис. грн. | - | 1360000 | 1360000 | 1360000 | 1360000 | 1360000 |

| Показники | Роки | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Змінні витрати, тис. грн. | - | **2235,025** | **2235,025** | **2235,025** | **2235,025** | **2235,025** |
| Змінні витрати (з вархуванням ризиків), тис.грн. | - | 2235,025 | 2235,025 | 2235,025 | 2235 | 2235 |
| Постійні витрати | - | **996** | **930** | **850** | **770** | **690** |
| в т. ч. амортизац. відрахув, тис. грн. | - | **320** | **320** | **320** | **320** | **320** |
| Всього витрат, тис. грн. | - | 3231 | 3165 | 3085 | 3005 | 2925 |
| Прибуток до оподаткування, тис. грн | - | 5436769 | 5436835 | 5436915 | 5436995 | 5437075 |
| Податок на прибуток, % | - | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Чистий прибуток, тис. грн. | - | 3805738 | 3805784 | 3805840 | 3805896 | 3805952 |
| Чистий грошовий потік, тис. грн. | - | 3806058 | 3806104 | 3806160 | 3806216 | 3806272 |

Equation Chapter 1 Section 4

### 4.3. Оцінка ефективності проекту

Визначаємо величину, обернену коефіцієнту дисконтування для кожного із років:

$$"K_t = (1+z)^t" \qquad (4.1)$$

де z – ставка дисконтування, %.

Таблиця 4.3 - Коефіцієнти дисконтування при ставці дисконту 20%

| Рік | t | $(1+z)^t$ | дисконтний множник |
|---|---|---|---|
| 1-й рік К1 | 1 | 1,200 | 0,83 |
| 2-й рік К2 | 2 | 1,440 | 0,69 |
| 3-й рік К3 | 3 | 1,728 | 0,58 |
| 4-й рік К4 | 4 | 2,074 | 0,48 |
| 5-й рік К5 | 5 | 2,488 | 0,40 |

Розраховуємо NPV:

$$"NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{Ч_{гр.п.}}{K_t} - \left( I + \frac{I_t}{1+z} \right)" \quad (4.2)$$

$$NPV = \left( \frac{3806058}{1,2} + \frac{3806104}{1,440} + \frac{3806160}{1,728} + \frac{3806216}{2,074} + \frac{3806272}{2,488} \right) -$$

$$-\left(7774000\right) = 3608698$$

Таблиця 4.4 - NPV при ставці дисконту 20%.

| роки | чистий грошовий потік | $(1+z)^t$ | Диск. грошовий потік |
|---|---|---|---|
| 1 | 3806058 | 1,20 | 3171715 |
| 2 | 3806104 | 1,44 | 2643128 |
| 3 | 3806160 | 1,73 | 2202639 |
| 4 | 3806216 | 2,07 | 1835560 |
| 5 | 3806272 | 2,49 | 1529656 |
| Сума диск. грош. потоку | | | 11382698 |

Розраховуємо індекс прибутковості (рентабельності) - PI:

$$"PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{NPV_t}{I + I_t}" = \frac{11382697,59}{7774000} = 1,46 \quad (4.3)$$

### 4.4. Розрахунок періоду окупності – PBP

Таблиця 4.5 - Показники економічної ефективності проекту

| РОКИ | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Інвестиції, грн | 7774000,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Чистий грошовий потік, грн | 0,00 | 3806058,14 | 3806104,48 | 3806160,48 | 3806216,48 | 3806272,48 |
| Коефіцієнт дисконтування | 0,00 | 1,20 | 1,44 | 1,73 | 2,07 | 2,49 |
| Строк окупності | 0,00 | -4602284,88 | -1959156,77 | 243482,40 | 2079042,04 | 3608697,59 |

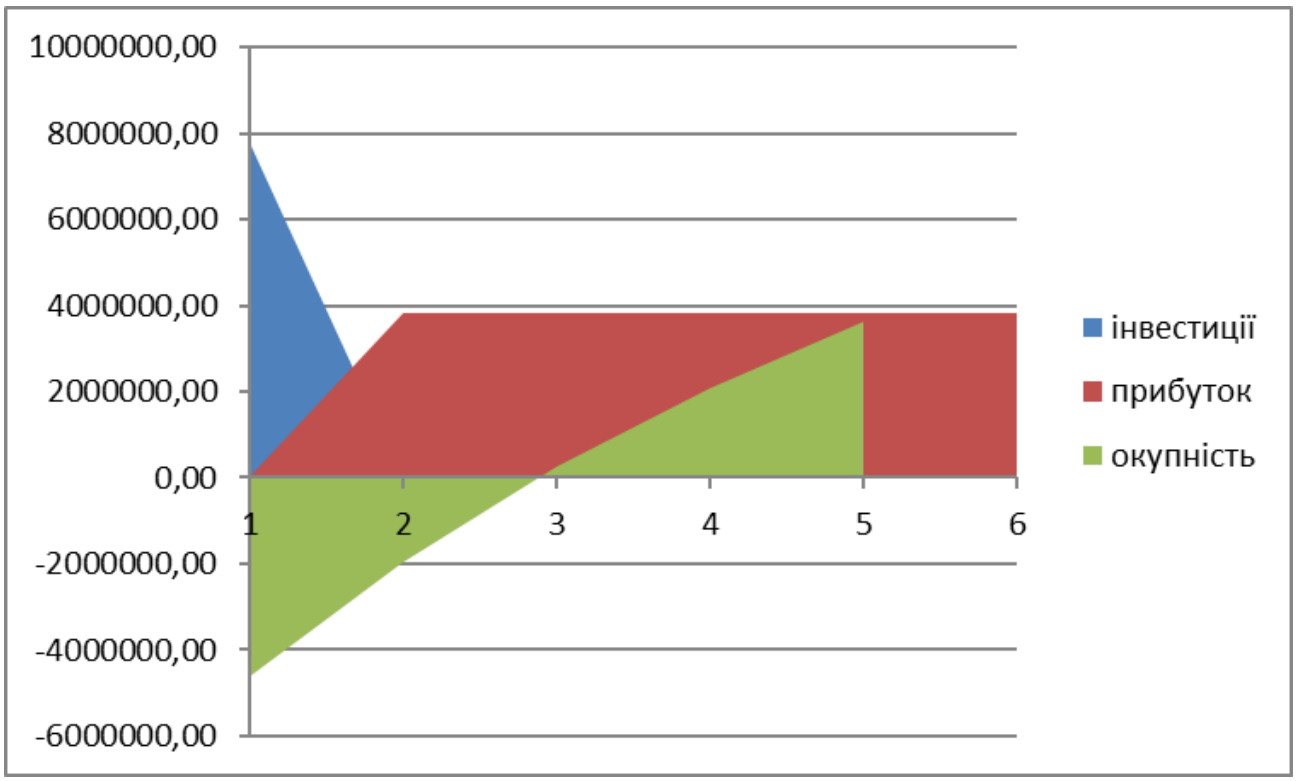



Рис.4.1 - Графік окупності проекту

Аналіз економічної ефективності проекту реконструкції РТП 35/10 кВ «Судилків» проведено при нормативній ставці дисконту 20 %. Початкові інвестиційні витрати на реалізацію проекту становлять 7 774 000 грн. Очікуваний щорічний чистий грошовий потік від впровадження заходів реконструкції складає в середньому 3,8 млн грн на рік.

Дисконтований строк окупності становить приблизно 2,4 року, що є позитивним показником для енергетичних об’єктів такого типу. Сумарний дисконтований дохід за п’ятирічний період значно перевищує початкові інвестиції, що свідчить про економічну доцільність реконструкції.

# РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ

Організація безпечних умов праці на РТП є важливою складовою надійної роботи підстанції та збереження життя і здоров'я працівників. Для цього на підстанції впроваджується комплекс організаційних і технічних заходів, спрямованих на запобігання виробничому травматизму, аваріям та професійним захворюванням.

## 5.1. Основні небезпечні та шкідливі фактори на РТП 35/10 кВ

Під час експлуатації обладнання РТП 35/10 кВ персонал може піддаватися впливу небезпечних та шкідливих виробничих факторів, до яких належать [1-7]:

- ураження електричним струмом;
- дія електричної дуги;
- крокова та дотикова напруга;
- підвищений рівень електромагнітного поля;
- шум від роботи силових трансформаторів;
- можливість виникнення пожежі;
- робота на висоті;
- несприятливі кліматичні умови.

Особливу небезпеку становлять роботи в електроустановках напругою понад 1000 В, оскільки навіть короткочасний контакт зі струмоведучими частинами може призвести до тяжких наслідків.

## 5.2. Організаційні заходи безпеки праці

Організаційні заходи є основою безпечного виконання робіт в електроустановках. Вони передбачають правильну організацію робочого процесу та контроль за дотриманням вимог охорони праці [1-7].

До основних організаційних заходів належать:

- оформлення робіт нарядом-допуском;
- призначення відповідальних осіб;
- проведення інструктажів;
- допуск працівників до роботи;
- контроль за виконанням робіт;
- оформлення перерв та закінчення робіт.
- Всі роботи на РТП виконуються відповідно до вимог:
- Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів;
- Правил технічної експлуатації електроустановок;
- Правил охорони праці під час експлуатації електроустановок.

Працівники повинні проходити:

- вступний інструктаж;
- первинний інструктаж на робочому місці;
- повторний інструктаж;
- позаплановий інструктаж;
- цільовий інструктаж.

До роботи в електроустановках допускаються лише особи, які мають відповідну групу з електробезпеки та пройшли медичний огляд.

### 5.3. Технічні заходи безпеки

Для безпечного виконання робіт на РТП 35/10 кВ застосовуються технічні заходи, що забезпечують захист персоналу від ураження електричним струмом [2].

Основними технічними заходами є :

- відключення обладнання;
- запобігання помилковому ввімкненню;
- перевірка відсутності напруги;
- встановлення переносних заземлень;
- огородження робочого місця;

- вивішування попереджувальних плакатів.

Перед початком робіт оперативний персонал виконує необхідні перемикання, відключає обладнання та перевіряє відсутність напруги за допомогою покажчиків напруги.

Особлива увага приділяється заземленню обладнання, для забезпечення зниження дотикової та крокової напруг до безпечних значень.

### 5.4. Пожежна безпека на РТП

На підстанціях існує небезпека виникнення пожеж через короткі замикання, перегрів обладнання або пошкодження ізоляції.

Для забезпечення пожежної безпеки на РТП передбачаються:

- встановлення вогнегасників;
- наявність пожежного інвентарю;
- блискавкозахист підстанції;
- контроль стану ізоляції;
- використання негорючих кабелів;
- автоматичне відключення пошкодженого обладнання.

Силові трансформатори обладнуються системами захисту від внутрішніх пошкоджень та перегріву.

### 5.5. Розрахунок заземлюючого пристрою

Вихідні дані

$$\textit{Питомий опір ґрунту}: \rho = 96\,\textit{Ом·м.}$$

$$\textit{Допустимий опір ЗП}: R_н = \textit{Ом}$$

$$\textit{Тип вертикального заземлювача}: \textit{кутова сталь}\ 50\times50\times5\ \textit{мм}, \textit{довжина}\ L = 2.5\ \textit{м.}$$

$$\textit{Глибина закладення верху електрода}: t_0 = \textit{м}$$

$$\textit{Глибина закладення середини електрода}:$$

$$t = t_0 + 0.5 \cdot L = 0.5 + 1.25 = \textit{м}$$

$$\textit{Еквівалентний діаметр кутика}: d = 0.95 \cdot b = 0.95 \cdot 0.05 = 0.0475\ \textit{м.}$$

Розрахунок опору одного вертикального електрода проводимо згідно виразу [7]:

$$R_{в}=\frac{\rho}{2\cdot\pi\cdot L}\cdot\left(\ln\left(\frac{2\cdot L}{d}\right)+0.5\cdot\ln\left(\frac{4\cdot t+L}{4\cdot t-L}\right)\right)$$

$$R_{в}=\frac{96}{2\cdot 3.14\cdot 2.5}\cdot\left(4.656+0.5\cdot 0.747\right)=6.11\cdot\left(4.656+0.3735\right)=6.11\cdot 5.0295\approx 30.73\,\text{Ом}$$

При розташуванні електродів у контур (по периметру) із кроком $a=2\cdot L=5$ м, коефіцієнт використання $\eta_{в}\approx 0.75$ .

$$n=\frac{R_{в}}{R_{н}\cdot\eta_{в}}=\frac{30.73}{4\cdot 0.75}=\frac{30.73}{3}\approx 10.24$$

Приймаємо $n=11$ вертикальних електродів.

Дані розрахунків заносимо в таблицю 5.1.

**Таблиця 5.1 - Технічні параметри заземлювального пристрою**

| Параметр | Позначення | Значення | Одиниці вимірювання |
|---|---|---|---|
| Питомий опір ґрунту | $\rho$ | 96 | Ом·м |
| Нормативний опір ЗП | $R_{норм}$ | $\leq 4.0$ | Ом |
| Тип вертикальних електродів | – | Кутик50х50х5 | мм |
| Довжина одного електрода | $L$ | 2.5 | м |
| Кількість вертикальних електродів | $n$ | 11 | шт. |
| Глибина закладення верху електродів | $t_0$ | 0.5 | м |
| Коефіцієнт використання вертикальних електродів | $\eta_{в}$ | 0.75 | - |
| Тип горизонтального з'єднувача | – | Смуга40х4 | мм |
| Орієнтовний опір отриманого контуру | $R_{зп}$ | 3.6 – 3.8 | Ом |
| Розрахункова довжина горизонтального контуру | $L_{г}$ | $\sim 55$ | м |

Розрахований заземлювальний контур складається з 11 вертикальних сталевих електродів (кутик 50×50×5 мм, довжиною 2.5 м) та з'єднувальної горизонтальної смуги (40×4 мм), забезпечує опір розтіканню струму в межах

$3.6 – 3.8$ Ом. Це значення повністю відповідає вимогам нормативно-технічної документації (ПУЕ), згідно з якими опір заземлення для підстанцій напругою 10 кВ не повинен перевищувати 4 Ом.

### 5.5. Розрахунок блискавкозахисту.

Відповідно до вимог **ДСТУ EN 62305** (або РД 34.21.122-87), розподільчі трансформаторні підстанції напругою 35/10 кВ належать до об'єктів, що потребують обов'язкового блискавкозахисту від прямих ударів блискавки (ПУБ). Для забезпечення надійності системи на рівні III класу обрано метод стрижневих блискавковідводів, встановлених на порталах ліній 35 кВ.

Вихідні дані

- Висота порталів підстанції (найвища точка обладнання): $h_x = 8$ м.
- Обрана висота блискавковідводів: $h = 15$ м.

Розрахунок зони захисту стрижневого блискавковідводу визначається за формулами:

1. Радіус захисту на рівні землі:

$$r_0 = 1.5 \cdot h = 1.5 \cdot 15 = 22.5 \text{ м}$$

2. Радіус захисту на висоті об'єкта, що підлягає захисту :

$$r_x = 1.5 \cdot (h - h_x) = 1.5 \cdot (15 - 8) = 1.5 \cdot 7 = 10.5 \text{ м}$$

Отримані значення підтверджують, що при розміщенні двох блискавковідводів на порталах, зона захисту $r_x = 10.5$ м повністю охоплює технологічне обладнання підстанції.

Таблиця 5.2 - Параметри блискавкозахисту

| Параметр | Значення | Одиниця виміру |
|---|---|---|
| Висота блискавковідводу $h$ | 15 | м |
| Розрахункова висота об'єкта $h_x$ | 8 | м |
| Радіус захисту на рівні землі $r_0$ | 22.5 | м |
| Радіус захисту на рівні обладнання $r_x$ | 10.5 | м |
| Рівень надійності захисту | 0.98 | - |
| Кількість блискавковідводів | 2 | шт. |

Згідно з нормативними документами, блискавковідводи підключаються до загального заземлювального пристрою РТП. Струмовід від блискавковідводу до контуру заземлення виконується сталевим круглим прутком діаметром не менше 10 мм. Приєднання до основного контуру здійснюється болтовими з'єднаннями або зварюванням. Опір заземлення блискавковідводу не повинен перевищувати 10 Ом, що за умови об'єднання з контуром РТП (який має $R \approx 3.8$ Ом) повністю виконується.

# ВИСНОВКИ

У даному дипломному проєкті розглянуто питання реконструкції РТП 35/10 кВ «Сокиринці» з метою підвищення надійності та ефективності електропостачання споживачів Чемеровецького району. Основна увага приділена модернізації силового обладнання підстанції, удосконаленню схеми електропостачання та впровадженню сучасних мікропроцесорних засобів релейного захисту й автоматики.

У процесі виконання роботи проведено аналіз технічного стану підстанції, визначено прогнозовані рівні електричних навантажень, виконано розрахунок струмів короткого замикання та здійснено вибір нового високовольтного обладнання. Для забезпечення надійної роботи силових трансформаторів і відхідних ліній 10 кВ система релейного захисту реалізована на базі сучасних мікропроцесорних терміналів MiCOM P141.

У проєкті також розроблено комплекс заходів з охорони праці та електробезпеки, а також виконано техніко-економічне обґрунтування запропонованих технічних рішень. Проведені економічні розрахунки показали, що повне відшкодування вкладених коштів очікується протягом третього року експлуатації модернізованого об’єкта, що є високим показником ефективності для енергетичної галузі, де типовий термін окупності подібних проєктів становить близько 5–7 років.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ


1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Харків : Форт, 2017. – 760 с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – Київ : Міненерговугілля України, 2020. – 308 с.
3. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : НПАОП 40.1-1.21-98. – Київ : Основа, 2021. – 412 с.
4. ДСТУ EN 61140:2015. Захист від ураження електричним струмом. Загальні положення безпеки установок і обладнання. – Чинний від 2018-01-01. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2018. – 76 с.
5. ДСТУ EN 50110-1:2014. Експлуатація електроустановок. – Чинний від 2019-07-01. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019. – 98 с.
6. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6–750 кВ. – Київ : Міненерго України, 2019. – 154 с.
7. СОУ-Н ЕЕ 20.179:2008. Розрахунок заземлювальних пристроїв електроустановок. – Київ : Міненерго України, 2018. – 52 с.
8. Бондар К. М. Електропостачання промислових підприємств : підручник. Київ : Каравела, 2021. 312 с.
9. Бунько В. О., Денисюк С. П. Основи проектування систем електропостачання : навч. посіб. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. 245 с.
10. Волошко А. В. Моделювання та розрахунок режимів систем електропостачання : навч. посіб. Київ : НТУУ «КПІ», 2017. 180 с.
11. Гай О. В., Козирський В. В. Системи електропостачання та електроспоживання : підручник. Київ : Аграрні науки, 2018. 456 с.

12. Гіршин С. С., Ликов Ю. В. Електричні мережі та системи : теоретичні основи та розрахунки. Одеса : ОНПУ, 2020. 288 с.
13. Денисюк С. П., Базило К. В. Енергоефективність в системах електропостачання. Черкаси : ЧДТУ, 2021. 210 с.
14. Калінчик В. П. Проектування систем електропостачання : навч. посіб. Київ : Кондор, 2018. 340 с.
15. Козирський В. В., Гай О. В. Електропостачання сільського господарства : підручник. Київ : Видавничий дім «Вініченко», 2019. 512 с.
16. Малиновський А. А., Холявка П. П. Проектування електротехнічних систем : навч. посіб. Львів : Львівська політехніка, 2017. 320 с.
17. Методи розрахунку режимів електроенергетичних систем : навч. посіб. / В. В. Кулик та ін. Вінниця : ВНТУ, 2019. 156 с.
18. Назаренко О. С. Розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2020. 118 с.
19. Пристер В. С. Проектування та експлуатація систем електропостачання міст. Запоріжжя : ЗНТУ, 2021. 264 с.
20. Розрахунок та аналіз режимів електричних мереж : навч. посіб. / Ю. П. Попов та ін. Житомир : ЖДТУ, 2017. 210 с.
21. Сабадаш І. О. Електричні апарати в системах електропостачання : навч. посіб. Суми : СумДУ, 2020. 195 с.
22. Системи електропостачання : конспект лекцій / уклад. О. М. Шелест. Кременчук : КрНУ, 2021. 142 с.
23. Федорів М. П. Релейний захист систем електропостачання : навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. 290 с.
24. Черкаський О. А. Регулювання напруги в системах електропостачання. Миколаїв : НУК, 2020. 144 с.
25. Шестеренко С. В. Моделювання перехідних процесів в системах електропостачання. Полтава : ПНТУ, 2021. 176 с.

# ДОДАТКИ