

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 35/10 кВ.
«Рихта» 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»

_____ **ПОЛУПАН Олександр**

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

Полупан В. В. Проект реконструкції районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ. «Рихта» акціонерного товариства "ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО"

Дипломний проект виконаний на 71 сторінках машинописного тексту, містить 6 розділів 26 таблиць, 7 рисунків, додатки. Графічна частина виконана на 6 листах формату А4. Список літературних джерел нараховує 24 найменування.

У роботі здійснено глибокий аналіз природно-кліматичних умов району розташування об'єкта та структури електричних навантажень підключених споживачів агропромислового комплексу і комунально-побутового сектора. На основі розрахунку добових графіків навантаження обґрунтовано вибір кількості та оптимальної потужності силових трансформаторів типу ТМН-2500/35.

Запропоновано повну реконструкцію комутаційного парку підстанції: здійснено перехід від застарілої схеми «відокремлювач – короткозамикач» (ОД-КЗ) на стороні 35 кВ до схеми з використанням високонадійних вакуумних вимикачів. Проведено розрахунок струмів короткого замикання та виконано перевірку обраного електричного обладнання і струмовідних частин (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги) на термічну та електродинамічну стійкість.

Розроблено схеми релейного захисту та автоматики елементів РТП на базі сучасних цифрових мікропроцесорних терміналів серій БЕМП та УЗА, розраховано уставки поздовжнього диференційного захисту силового трансформатора. Спроектовано заходи з охорони праці, екологічної безпеки та розраховано контур захисного заземлення об'єкта. У техніко-економічному розділі доведено високу інвестиційну привабливість проєкту

Ключові слова: *трансформаторна підстанція, вакуумний вимикач, струм короткого замикання, мікропроцесорний релейний захист, диференційний захист, захисне заземлення, економічна ефективність, термін окупності.*

- ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТУ ПРОЕКТУВАННЯ	7
1.1 Характеристика споживачів електроенергії	7
1.2 Загальна характеристика енергосистеми	8
1.3 Схема головних з’єднань РТП.....	11
РОЗДІЛ 2 ПІДРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА	
ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ РТП	14
2.1 Підрахунок електричних навантажень.....	14
2.2 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів	21
2.3 Проектна схема головних з’єднань РТП.....	24
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ РТП.....	27
3.1 Схема для розрахунку струмів КЗ	27
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання	30
3.3 Вибір обладнання сторони 35 кВ.....	36
3.3.1 Вибір трансформаторів струму сторони 35 кВ.....	36
3.3.2 Вибір роз’єднувачів сторони 35 кВ.....	36
3.3.3 Вибір вимикачів сторони 35 кВ.....	37
3.3.4 Вибір ОПН на стороні 35кВ.....	38
3.4 Вибір обладнання сторони 10 кВ.....	39
3.4.1 Вибір трансформаторів струму вводу 10 кВ	39
3.4.2 Вибір вимикачів сторони 10 кВ.....	40
3.4.3 Вибір ОПН на стороні 10кВ.....	40

РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЇ..	42
4.1 Вибір релейного захисту РТП	42
4.1.1 Релейний захист силового трансформатора	42
4.1.2 Релейний захист ліній 10	45
4.2 Розрахунок релейного захисту	47
4.2.1 Розрахунок диференційного захисту	47
4.2.2 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ.....	54
4.2.3 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ.....	55
4.3 Річний графік ПЗР і ТО електроустаткування.....	57
РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	59
5.2. Основні показники інвестиційного проекту	60
4.3. Оцінка ефективності проекту	61
5.5. Розрахунок періоду окупності – РВР	62
РОЗДІЛ 6 БЕЗПЕКА ПРАЦІ.....	65
6.1 Система організації безпечної роботи.....	65
6.4 Розрахунок захисного заземлення	66
6.4. Грозозахист	67
ВИСНОВКИ	69
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	71
ДОДАТКИ.....	74

ВСТУП

Електроенергетика є однією з основних галузей економіки України, від надійності та ефективності роботи якої залежить стабільне функціонування промислових підприємств, комунального господарства, сільськогосподарського виробництва та побутових споживачів. В умовах постійного зростання електричних навантажень, підвищення вимог до якості електроенергії та необхідності забезпечення безперебійного електропостачання особливого значення набуває модернізація та реконструкція трансформаторних підстанцій.

Районна трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Рихта» акціонерного товариства «Хмельницькобленерго» є важливим елементом системи електропостачання Хмельницької області та забезпечує електроенергією побутових, комунальних, сільськогосподарських і промислових споживачів. Значна частина обладнання підстанції експлуатується тривалий час, що призводить до зниження надійності роботи, збільшення втрат електроенергії та підвищення ймовірності виникнення аварійних ситуацій. У зв'язку з цим виникає необхідність проведення реконструкції підстанції із застосуванням сучасного електротехнічного обладнання, мікропроцесорних систем релейного захисту та автоматики, а також сучасних засобів контролю і керування.

Метою дипломного проекту є розробка проекту реконструкції районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Рихта» АТ «Хмельницькобленерго» з підвищенням надійності, економічності та безпеки її роботи. Для досягнення поставленої мети у роботі виконано аналіз існуючого стану підстанції, розрахунок електричних навантажень, вибір силового та комутаційного обладнання, розрахунок струмів короткого замикання, вибір засобів релейного захисту та автоматики, а також розрахунок системи захисного заземлення.

У проекті також розглянуто питання охорони праці та електробезпеки під час експлуатації підстанції, проведено аналіз економічної ефективності реконструкції та визначено термін окупності проекту. Запропоновані технічні рішення спрямовані на підвищення надійності електропостачання споживачів, зменшення експлуатаційних витрат і забезпечення відповідності підстанції сучасним вимогам нормативних документів.

Практичне значення дипломного проекту полягає у можливості використання отриманих результатів при реконструкції та модернізації районних трансформаторних підстанцій енергетичних підприємств України.

РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ПРОЕКТУВАННЯ

1.1 Характеристика споживачів електроенергії

РТП 35/10 кВ «Рихта» розташована на території сільської ради в Кам'янець-Подільському районі Хмельницької області. Підстанція знаходиться на правому березі річки Жванчик, яка є притокою Дністра, на відстані близько 26 км від районного центру. Вона забезпечує електропостачання групи населених пунктів, зокрема сіл Слобідка-Рихтівська, Вільне, Кізя-Кудринська та Мілівці.

Загальна площа території району становить 3662 га, з яких 1538 га належать до земель державної власності, а 2124 га — до земель приватної власності. Із загальної площі приватних земель присадибні ділянки займають 255,54 га, а земельні частки (паї) — 1558,16 га. Кількість власників земельних паїв становить 976 осіб. На території району також розташовано дві гідротехнічні споруди.

Основними споживачами електричної енергії, що отримують живлення від РТП 35/10 кВ «Рихта», є споживачі II та III категорії надійності електропостачання. До них належать переважно сільськогосподарські підприємства, комунально-побутові об'єкти та населення району.

Таблиця 1.1 - Основні господарства Рихтівської сільської ради

ТзОВ «Фірма Династія»	ТзОВ	Рослинництво тваринництво
.Слобідка-Рихтівська: Одноосібники - 488 чол	фермерське господарство	садівництво
с.Мілівці одноосібники - 49 чол.	фермерське господарство	садівництво
Сільськогосподарське товариство з обмеженою відповідальністю	товариство з обмеженою відповідальністю	змішане сільське господарство

1.2 Загальна характеристика енергосистеми

Об'єктом реконструкції являється РТП 35/10 кВ „Рихта” Кам’янець-Подільського району Хмельницької області. Підстанція є двотрансформаторною з силовими трансформаторами Т1, Т2- ТМН -2500/35, параметри яких показано в (таблиці 1.2). Живлення РТП 35/10 кВ. „Рихта” проводиться від РТП 110/35/10 кВ „Кам’янець-Подільський” по повітряній ЛЕП 35 кВ. довжиною 10 км. Основними споживачами лінії 10 кВ. є с. Рихта, с.СлобідкаРихтівська, с.Вільне с,Кізя-Кудриницька, с.Мілівці, с. Нагоряни, с. Суржа. Генплан району з нанесеними лініями 10 кВ та підстанціями показано на (рис.1.1).

Таблиця 1.2- Параметри силових трансформаторів

тип	S _{ном} , МВ А	Напруга обмотки кВ.		Втрати кВт		U _к , %	I _х , %
		ВН	НН	P _х	P _к		
T1 – ТМН -2500/35	2,5	35	11	4,1	23,5	6,5	1
T1 – ТМН -2500/35	2,5	35	11	4,1	23,5	6,5	1

Оскільки підстанція РТП 35/10 кВ «Рихта» територіально пов'язана з Хмельницькою областю (зокрема, село Рихта розташоване у Кам'янець-Подільському районі), я заповнив ці пропуски реальними нормативними даними для III району за вітровими та ожеледними навантаженнями згідно з ПУЕ (Правилами улаштування електроустановок) для цього регіону України.

Територія розташування розподільного трансформаторного пункту підпадає під дію помірно-континентального клімату. Для нього властиві виражена сезонна циклічність температурних режимів та достатній рівень зволоження. При проєктуванні й подальшому обслуговуванні відкритих розподільчих пристроїв (ВРП) та повітряних ліній (ПЛ) ключовим чинником є врахування переважаючого північно-західного вітрового потоку.

Річний обсяг опадів: у середньому коливається в межах 500–510 мм (із граничними показниками від 350 до 550 мм).

Пікові періоди: максимальне зволоження фіксується у червні (близько 70 мм), тоді як лютий є найбільш посушливим місяцем (до 20 мм).

Інтенсивні літні зливи та висока вологість повітря вимагають підвищеної уваги до стану гідроізоляції корпусів, надійності лінійної ізоляції та ефективності систем захисту від атмосферних перенапруг (обмежувачів перенапруги).

Для забезпечення безперебійної роботи комутаційного та трансформаторного обладнання параметри апаратури підбиралися з урахуванням таких температурних екстремумів:

Максимальна температура повітря досягає $+38^{\circ}\text{C}$ (влітку враховується додатковий перегрів обладнання від сонячної радіації);

Мінімальна температура повітря: опускається до -33°C (вимагає стійкості металоконструкцій до холодної ламкості та відповідної в'язкості масел у трансформаторах і вимикачах);

Середньорічний показник: становить близько $+8.3^{\circ}\text{C}$.

Такі амплітудні коливання зобов'язують використовувати електрообладнання кліматичного виконання У1 (для помірного клімату на відкритому повітрі), що гарантує стабільну роботу в широкому термічному діапазоні.

Механічна міцність опорних конструкцій, ошиновки ВРП та опор повітряних ліній розрахована відповідно до нормативних засад для даної географічної зони:

Територія віднесена до III категорії за ожеледю.

Товщина стінки ожеледі: становить 20 мм.

Нормативний вітровий тиск під час ожеледі: складає 200 Па.

Ці параметри зумовлюють появу суттєвих додаткових вагових та аеродинамічних навантажень на проводи та ізолюючі підвіски, що враховувалося під час розрахунку ліній на обрив та схльостування.

Динаміка повітряних мас має чітку сезонну диференціацію: у весняно-літній період домінують північно-західні та південно-східні вітри, а в осінньо-зимовий — східні та південно-східні напрямки. За критерієм швидкісного напору вітру локація належить до III вітрового району (нормативний тиск чистого вітру без ожеледі — 500 Па, що відповідає швидкості до 29 м/с). Даний показник є визначальним при виборі конфігурації опор ЛЕП та жорсткості поминовки підстанції.



Рис. 1.1- Генплан району з лініями 10 кВ та підстанціями

1.3 Схема головних з'єднань РТП

На стороні високої напруги (35 кВ) розподільного трансформаторного пункту «Рихта» встановлено комутаційний апарат типу РТ-35, оснащений заземлювальними ножами. Захист силового агрегату забезпечує класичний комплекс, що складається з відокремлювача ОД-35 та короткозамикача КЗ-35. Для вимірювання та захисту використовуються вбудовані у вводи трансформатора вимірювальні трансформатори струму типу ТВ-35. Окрім них,

у просторі між відокремлювачем та силовим трансформатором додатково змонтовані виносні аналоги.

Після успішного відключення дефектної ділянки, автоматика повторного ввімкнення (АПВ) головного вимикача лінії знову подає напругу на решту мережі через чітко заданий інтервал часу.

З боку нижчої напруги (10 кВ) силове обладнання підключене до збірних шин через масляний (або ввідний) вимикач МВ-10. Дана секція шин забезпечує розподіл електроенергії на 14 відхідних ліній, кожна з яких обладнана власним вимикачем.

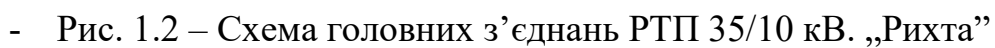
Для потреб комерційного обліку, вимірювань та контролю до шин 10 кВ через захисні запобіжники ПКТН-10 приєднано трансформатори напруги серій НТМИ-10 та НОМ-10. Забезпечення власних потреб підстанції реалізовано через трансформатор ТМ-25/10 кВ, який підключений до шинного моста і також захищений запобіжниками.

Конструктивне розташування вимірювальних елементів та комутації виконано за такою схемою:

Ввідні трансформатори струму змонтовані безпосередньо у ввідній комірці 10 кВ з боку силового трансформатора.

Лінійні трансформатори струму: розміщуються у відповідних комірках безпосередньо на відхідних приєднаннях.

Самі вимикачі 10 кВ мають стаціонарне виконання. Для створення видимого розриву та проведення ремонтних робіт їх можна вивести з робочої схеми за допомогою лінійних і шинних роз'єднувачів типу РВЗ-10/400.



РОЗДІЛ 2 ПІДРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ РТП

2.1 Підрахунок електричних навантажень

Відомості про навантаження по діючих ТП-10/0.4 кВ, що живляться від РТП 35/10 кВ. „Рихта” заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1- Навантаження підстанцій 10/0,4 кВ

Номер підстанції	Місце знаходження т-рів ТР-10/0,4 кВ	Встановлена потужність т-рів ТП, кВА.	Характеристика навантаження	Максимальне навантаження	Лінія
1	с.Рихта	2х250	Виробниче	200	1
2	с.Рихта	60	Побутове	48	1
3	с.Вільне	160	Змішане	100	1
4	с. Сл. Рихтнівська	160	Побутове	100	2
5	с. Сл. Рихтнівська	160	Виробниче	100	2
6	с. Сл. Рихтнівська	160	Побутове	100	2
7	с. Сл. Рихтнівська	63	Виробниче	45	2
8	с. Сл. Рихтнівська	100	Виробниче	65	2
9	с. Сл. Рихтнівська	100	Побутове	65	2
10	с. Кізя Кудринецька	400	Виробниче	250	2
11	с. Кізя Кудринецька	2х160	Змішане	200	2
12	с.Рихта	160	Виробниче	100	2
13	с.Рихта	60	Побутове	45	2
14	с.Нагоряни	160	Виробниче	100	3
15	с.Нагоряни	100	Побутове	65	3
16	с.Нагоряни	63	Побутове	45	3

17	с.Нагоряни	250	Виробниче	150	3
18	с.Нагоряни	100	Виробниче	65	3
19	с.Нагоряни	63	Побутове	45	3
20	с.Нагоряни	100	Виробниче	65	3
21	с.Нагоряни	250	Побутове	150	3
22	с.Нагоряни	100	Побутове	65	3
23	с.Нагоряни	63	Виробниче	45	3
24	с. Суржа	160	Виробниче	100	4
25	с. Суржа	100	Побутове	65	4
26	с. Суржа	160	Виробниче	100	4
27	с. Суржа	63	Побутове	45	4
28	с. Суржа	63	Виробниче	45	4
29	с. Суржа	250	Побутове	150	4
30	с.Лісківці	100	Побутове	65	5
31	с.Лісківці	400	Виробниче	250	5
32	с.Лісківці	250	Виробниче	150	5

Розрахункове навантаження визначаємо по формулах:

$$P_{\partial} = P_{\text{м}} \times K_p \times K_{\partial} \quad (2.1)$$

$$P_{\text{в}} = P_{\text{м}} \times K_p \times K_{\text{в}} \quad (2.2)$$

де $P_{\text{м}}$ — максимальне навантаження, кВт (табл. 2.1);

K_p — коефіцієнт росту навантаження;

$K_{\partial}, K_{\text{в}}$ — коефіцієнт участі відповідно в денному і вечірньому максимумах,

які дорівнюють:

а) для виробничих споживачів — $K_{\partial} = 1,0$; $K_{\text{в}} = 0,6$.

б) для змішаного навантаження — $K_{\partial} = K_{\epsilon} = 1.0$.

в) для комунально-побутових споживачів — $K_{\partial} = 0.4$, $K_{\epsilon} = 1.0$.

Коефіцієнт росту навантаження K_p на сьомий розрахунковий рік, відповідно до виду споживача 6,120:

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

Для ТП №1. Навантаження виробниче . $K_{\partial} = 1$, $K_{\epsilon} = 0,6$

$$P_{\partial} = 300 \times 1,3 \times 0,4 = 420 \text{ кВт.}$$

$$P_{\epsilon} = 300 \times 1 \times 1,3 = 252 \text{ кВт.}$$

Аналогічно визначаємо розрахункові навантаження ТП результати заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2- Розрахункові денні та вечірні навантаження на ТП-10/0,4кВ

№ п.п	Коефіцієнт росту навантаження K_p	Коефіцієнт денного тах K_{∂}	Розрахунок денного тах P_{∂} , кВт.	Коефіцієнт вечірнього тах K_{ϵ}	Розрахунок вечірнього тах P_{ϵ} , кВт.	№ Лінії
1.	1,4	1	420	0,6	252	1
2.	1,3	0,4	24,96	1	62,4	1
3.	1,4	1	140	1	140	1
4.	1,3	0,4	52	1	130	2
5.	1,4	1	140	0,6	84	2
6.	1,3	0,4	52	1	130	2

№ п.п	Коефіцієнт росту навантаження K_p	Коефіцієнт денного тах K_d	Розрахунок денного тах P_d , кВт.	Коефіцієнт вечірнього тах K_v	Розрахунок вечірнього тах P_v , кВт.	№ Лінії
7.	1,4	1	63	0,6	37,8	2
8.	1,4	1	91	0,6	54,6	2
9.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	2
10.	1,4	1	350	0,6	210	2
11.	1,4	1	420	0,6	252	2
12.	1,3	0,4	24,96	1	62,4	2
13.	1,4	1	280	1	280	2
14.	1,4	1	140	0,6	84	3
15.	1,3	0,4	23,4	1	58,5	3
16.	1,4	1	140	0,6	84	3
17.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	3
18.	1,3	0,4	23,4	1	58,5	3
19.	1,4	1	210	0,6	126	3
20.	1,4	1	91	0,6	54,6	3
21.	1,3	0,4	23,4	1	58,5	3
22.	1,4	1	91	0,6	54,6	3
23.	1,3	0,4	78	1	195	3
24.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	4
25.	1,4	1	63	0,6	37,8	4
26.	1,4	1	140	0,6	84	4
27.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	4
28.	1,4	1	140	0,6	84	4
29.	1,3	0,4	23,4	1	58,5	4
30.	1,4	1	63	0,6	37,8	5
31.	1,3	0,4	78	1	195	5
32.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	5

Для визначення інтегральної потужності на магістральних ділянках мережі з великою кількістю споживачів виконується попереднє групування

трансформаторних підстанцій. Основним критерієм типізації є обмеження діапазону потужностей: індивідуальні навантаження підстанцій в межах однієї технологічної групи не повинні відрізнятися між собою більш ніж у 4 рази ($P_{max} / P_{min} \leq 4$ рази).

Розрахункова потужність сформованої групи визначається з урахуванням нормативного коефіцієнта одночасності k_o . При цьому результуюче сумарне навантаження обчислюється шляхом додавання до базового (найбільшого за величиною) навантаження відповідної частки потужності від менших споживачів групи (з використанням понижуючих коефіцієнтів або надбавок за методикою впорядкованих діаграм).

Спираючись на нормативні коефіцієнти та вихідні дані, наведені в таблиці 2.2, виконаємо розрахунок очікуваного денного та вечірнього розрахункового навантаження.

$$\begin{aligned} P_{o(0-1)} &= \sum P_o \times k_o \\ P_{e(0-1)} &= \sum P_e \times k_o \end{aligned} \quad (2.3)$$

де k_o - коефіцієнт одночасності.

Розрахуємо навантаження для лінії 1:

Для денного максимуму:

$$P_{o(0-1)}^{(1)} = (420 + 140) \times 0,85 = 476 \text{ кВт}.$$

$$P_{o(0-1)}^{(2)} = 24,96 \times 0,72 = 17,9 \text{ кВт}.$$

Сумарне денне навантаження лінії 1 дорівнює:

$$P_{\partial(0-1)} = P_{\partial(0-1)}^{(1)} + P_{\partial(0-1)}^{(2)} = 476 + 17,9 = 493,9 \text{ кВт.}$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{\epsilon(0-1)}^{(1)} = (252 + 62,4 + 140) \times 0,72 = 327,16 \text{ кВт.}$$

Розрахунок навантаження для лінії 2:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (140 + 350 + 420 + 280) \times 0,85 = 1011,5 \text{ кВт.}$$

$$P_{\partial(0-1)}^{(2)} = (52 + 52 + 63 + 91 + 33,8 + 24,96) \times 0,72 = 228 \text{ кВт.}$$

Сумарне денне навантаження лінії 2 дорівнює:

$$P_{\partial(0-1)} = P_{\partial(0-1)}^{(1)} + P_{\partial(0-1)}^{(2)} = 1011,5 + 228 = 1239,56 \text{ кВт.}$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{\epsilon(0-1)}^{(1)} = (130 + 130 + 210 + 252 + 280) \times 0,75 = 751,5 \text{ кВт.}$$

$$P_{\epsilon(0-1)}^{(2)} = (84 + 37,8 + 54,6 + 84,5 + 62,4) \times 0,75 = 242,5 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє навантаження лінії 2 дорівнює:

$$P_{\epsilon(0-1)} = 751,5 + 242,5 = 993,9 \text{ кВт.}$$

Розрахунок навантаження для лінії 3:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (140 + 140 + 210 + 91 + 91) \times 0,85 = 571,2 \text{ кВт}$$

$$P_{\partial(0-1)}^{(2)} = (23,4 + 33,8 + 23,4 + 23,4 + 78) \times 0,85 = 154,7 \text{ кВт}$$

Сумарне денне навантаження лінії 3 дорівнює:

$$P_{\partial(0-1)} = P_{\partial(0-1)}^{(1)} + P_{\partial(0-1)}^{(2)} = 571,2 + 154,7 = 725,9 \text{ кВт}.$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (84 + 58,5 + 84 + 84,5 + 58,5 + 126 + 54,6 + \\ + 58,5 + 54,6 + 195) \times 0,75 = 643,65 \text{ кВт}.$$

Розрахунок навантаження для лінії 4:

Сумарне денне навантаження лінії 4 дорівнює:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (33,8 + 63 + 140 + 33,8 + 140 + 23,4) \times 0,85 = 368,9 \text{ кВт}.$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (84,5 + 37,8 + 84 + 84 + 84,5 + 84 + 58,5) \times 0,75 = 387,97 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо навантаження для лінії 5:

Сумарне денне навантаження лінії 5 дорівнює:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (63 + 78 + 33,8) \times 0,85 = 148,58 \text{ кВт}.$$

Для вечірнього максимуму:

Сумарне вечірнє навантаження лінії 5 дорівнює:

$$P_{e(0-1)}^{(1)} = (37,8 + 195 + 84,5) \times 0,72 = 228,456 \text{ кВт}.$$

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
Лінія 1	493,9	327,16
Лінія 2	1239,56	993,9
Лінія 3	721,9	643,65
Лінія 4	368,9	387,97
Лінія 5	148,48	228,456

2.2 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів

Результуюча сумарна потужність розподільного трансформаторного пункту (РТП) визначається шляхом інтегрування денних та вечірніх навантажень на найбільш завантажених ділянках відхідних ліній 10 кВ. При цьому підсумовування потужностей окремих приєднань обов'язково здійснюється з урахуванням нормативного коефіцієнта одночасності для відповідної групи споживачів.

$$P_{\text{РТП}} = (P_{\text{дл1}} + P_{\text{дл2}} + P_{\text{дл3}} + P_{\text{дл4}} + P_{\text{дл5}}) \times k_0 \quad (2.4)$$

$$P_{\text{дРТП}}^1 = (493,9 + 1239,56 + 721,9 + 368,9 + 148,48) \times 0,75 = 2140,373 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{вРТП}}^1 = (327,16 + 993,9 + 643,65 + 387,97 + 228,456) \times 0,75 = 1935,852 \text{ кВт.}$$

Повна потужність на шинах РТП 10 кВ.:

$$S_{\text{дРТП}} = P_{\text{дРТП}} / \cos \varphi_{\text{д}}; S_{\text{вРТП}} = P_{\text{вРТП}} / \cos \varphi_{\text{в}} \quad (2.5)$$

де $\cos \varphi_{\text{д}} = 0,8$; $\cos \varphi_{\text{в}} = 0,83$ - коефіцієнти потужності Тп -10/0,4 кВ, по табл. 336,119.

$$S_{\text{дРТП}} = 2140,373 / 0,8 = 2675,466 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{вРТП}} = 1935,852 / 0,83 = 2360,795 \text{ кВА}$$

Вибираємо трансформатор по більшій потужності в даному випадку
це $S_{\text{дРТП}} = 2675,46 \text{ кВА}$

При визначенні числа силових агрегатів на знижувальних підстанціях ключовим критерієм є категорійність підключених споживачів та вимоги до безперебійності їхнього живлення. На об'єктах розподільних мереж сільськогосподарського призначення, відповідно до нормативної практики, зазвичай передбачають встановлення не більше двох трансформаторів.

Вибір номінальної потужності для одно- та двотрансформаторних підстанцій у межах нормального режиму роботи здійснюється на основі економічних інтервалів навантаження. Головною вимогою при цьому є дотримання умови, за якої розрахункове навантаження об'єкта перебуває в межах оптимальної економічної зони роботи обраного трансформатора:

$$S_{ек. min} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{ек. max} \quad (2.6)$$

де $S_{ек. min}$, $S_{ек. max}$ - відповідно мінімальна та максимальна межі економічного інтервалу навантаження трансформатора, прийнятої номінальної потужності .

S_p - розрахункове навантаження підстанції, кВА;

n – кількість трансформаторів проектованої підстанції

$$S_{ек. min} = 2301 \text{ кВА}$$

$$S_{ек. max} = 2960 \text{ кВА}$$

Відповідно економічним інтервалам у нас стоять трансформатори, параметри яких відповідають згідно таблиці 2.4.

Таблиця 2.4- Параметри силових трансформаторів

тип	S _{ном} , МВ А	Напруга обмотки кВ.		Втрати кВт		U _к , %	I _х , %
		ВН	НН	P _х	P _к		
T1 – ТМН -2500/35	2,5	35	11	4,1	23,5	6,5	1
T1 – ТМН -2500/35	2,5	35	11	4,1	23,5	6,5	1

2.3 Проектна схема головних з'єднань РТП

У проектному рішенні з модернізації РТП «Рихта» передбачено повну заміну морально застарілої системи захисту, що складалася з відокремлювача та короткозамикача (схема «ОД-КЗ»). Замість неї на стороні 35 кВ встановлюється сучасний вакуумний вимикач. Для безпечного проведення регламентних робіт та створення видимого розриву електричного кола послідовно з ним монтується роз'єднувач типу РТ-35 (рис. 2.1).

Конфігурація вимірювальних елементів має такий вигляд:

Вбудовані трансформатори струму: апарати типу ТВ-35 інтегровані безпосередньо у високовольтні вводи силового трансформатора.

Виносні трансформатори струму: додатково розміщуються на ділянці між вакуумним вимикачем та силовим трансформатором.

Встановлений вакуумний вимикач розрахований на надійну комутацію розподільної мережі в усіх можливих експлуатаційних режимах:

Номінальний режим роботи та тривалі перевантаження;

Вимкнення струмів короткого замикання (КЗ), що є найбільш критичним та важким режимом для дугогасної системи апарата;

Комутація трансформаторів у режимі холостого ходу;

Вимкнення ємнісних струмів довгих повітряних/кабельних ліній та батарей статичних конденсаторів.

Модернізація розподільчого пристрою 10 кВ (ВРП-10 / ЗРУ-10)

На стороні нижчої напруги (10 кВ) також проводиться повна реконструкція комутаційного парку із переходом на вакуумні технології:

Ввідний вимикач: старий масляний вимикач МВ-10, через який подається живлення від силового трансформатора на секцію збірних шин 10 кВ, замінюється на високонадійний вакуумний аналог.

Лінійні вимикачі: всі 14 вимикачів відхідних ліній 10 кВ, що підключені до збірних шин, аналогічно замінюються на вакуумні.

Комутаційні апарати 10 кВ мають стаціонарне виконання. Для їхнього безпечного відключення, виведення в ремонт або технічного обслуговування передбачено встановлення лінійних і шинних роз'єднувачів серії РВЗ-10/400.

Схема вимірювань, захисту та власних потреб на стороні 10 кВ

Організація обліку, допоміжних кіл та живлення підстанції реалізована за такою схемою:

Трансформатори напруги: вимірювальні блоки НТМИ-10 та НОМ-10 підключені до збірних шин 10 кВ через захисні запобіжники серії ПКТН-10.

Трансформатор власних потреб (ТВП): ТМ-25/10 кВ під'єднана до шинного моста 10 кВ і захищена високовольтними запобіжниками.

Трансформатори струму вводу 10 кВ: змонтовані всередині ввідної комірки і орієнтовані у бік силового трансформатора.

Лінійні трансформатори струму: встановлені у відповідних комірках відхідних фідерів 10 кВ і спрямовані в бік ліній споживачів.

Проектна схема головних з'єднань показана на рис.2.1.



РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ РТП

3.1 Схема для розрахунку струмів КЗ

На підставі схем розвитку мереж 35 та 10 кВ (рис. 1.1) та схеми первинної комутації РТП-35/10 кВ (рис. 2.1) складаємо розрахункову схему для визначення струмів короткого замикання, яка приведена на рис. 3.1 (а). Вихідні дані (систем S1 і S2, довжина ділянок, марки і переріз проводів, контрольні точки к. з. та інше) вказані на розрахунковій схемі.

Розрахунок струмів к. з. в точці К1 проводиться для вибору апаратури на стороні вищої напруги (максимальний режим), в точці К2 - для вибору апаратури на стороні низької напруги 10 кВ підстанції і перевірки чутливості схем релейного захисту, що встановлені із стороні вищої напруги (максимальний та мінімальний режими), в точці КЗ- для перевірки захисту відхідних ліній 10 кВ (мінімальний режим).

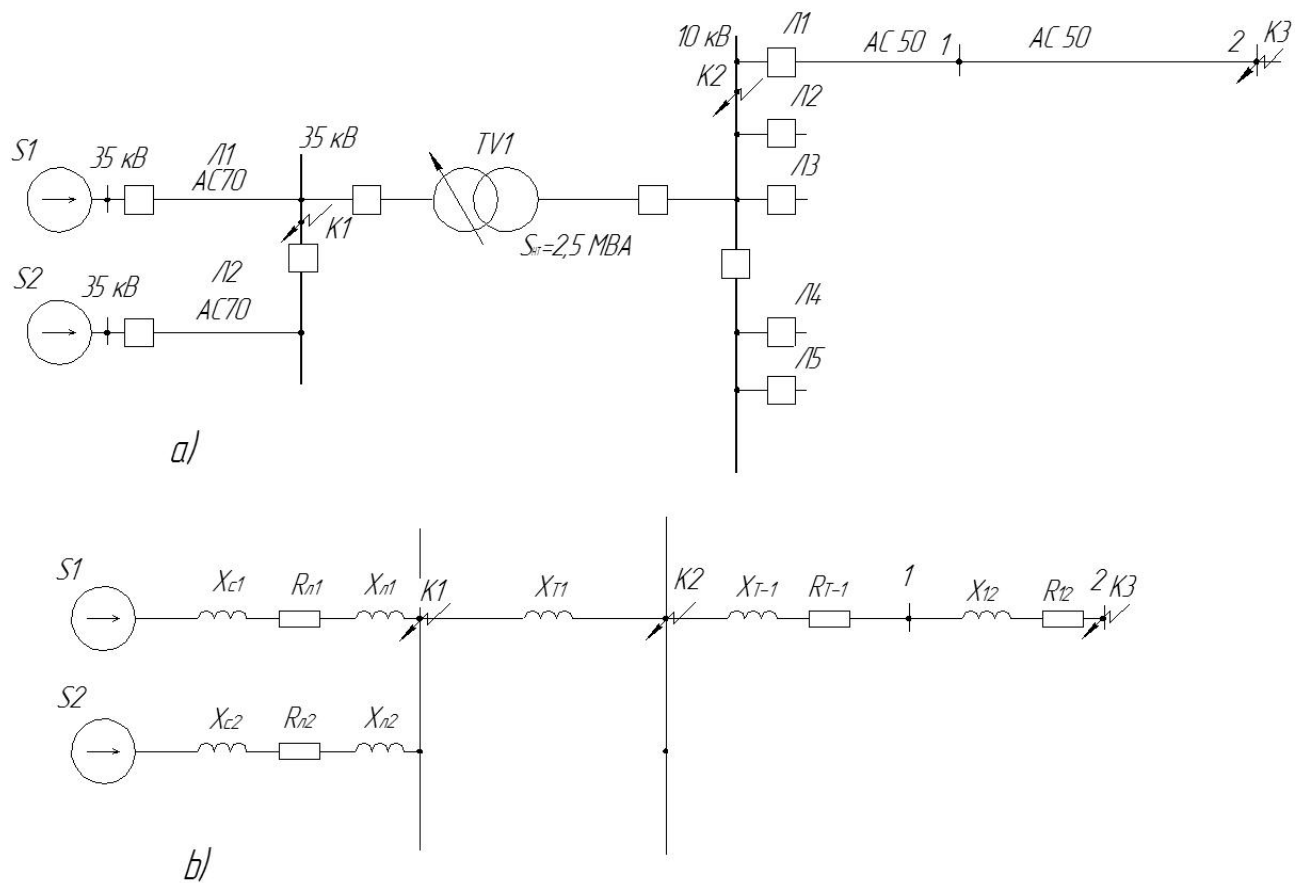
Відповідно рекомендацій 2,5 визначені наступні основи умови розрахунку:

1) вважаємо, що розрахункова мережа живиться від джерела необмеженої потужності. Тому припускаємо, що періодична складова струмів к.з. не змінюється.

2) так як розрахункові дані потрібні для вибору силових електричних апаратів і перевірки чутливості схем релейного захисту, то необхідно визначити струм к.з. як для максимального, так і мінімального режимів;

3) приймаємо розрахункову напругу кожного ступеню на 5% більше за номінальну,

4) в якості розрахункової схеми приймаємо схему нормального тривалого режиму.



- Рис. 3.1- Розрахункова схема (а) та схема заміщення (б)

- На підставі розрахункової схеми складено схему заміщення (рис. 3.1 б).
Схеми заміщення для різних режимів роботи та струмів к.з. в різних точках показано на (рис. 3.2).

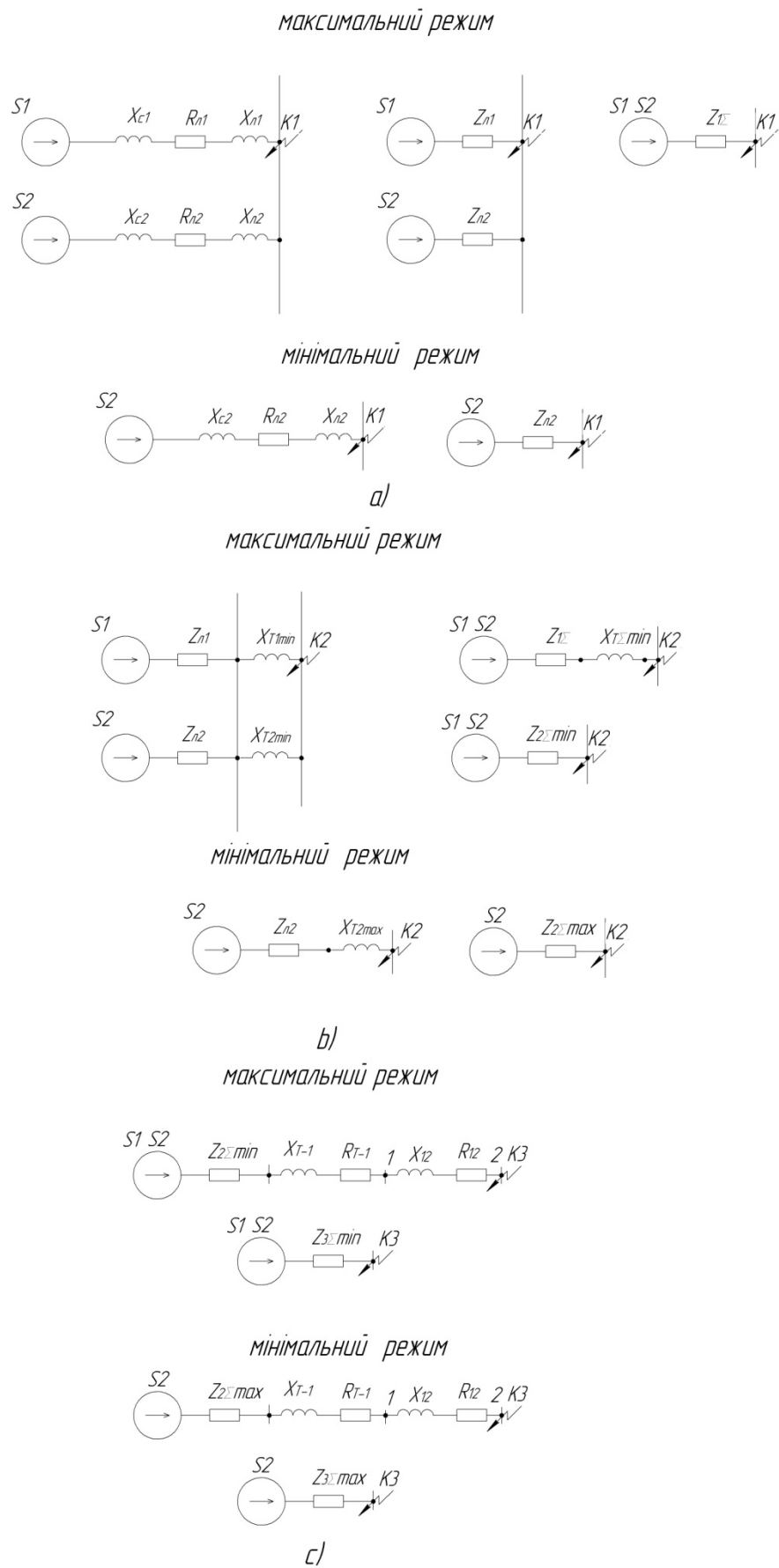


Рис. 3.2- Еквівалентні схеми заміщення для різних точок та режимів к.з.

а) для к.з. в точці K1. б) для к.з. в точці K2. с) для к.з. в точці K3.

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання

-

Проведемо розрахунок струмів КЗ РТП 35/10 кВ „Рихта”.

Розрахунок проводимо у відносних одиницях. Зведений активний опір лінії зводиться до базисних величин. Базисна напруга U_{δ} 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. Базисна потужність має значення $S_{\delta} = 100 \text{ МВА}$.

- Тоді:

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta i}} \quad (3.1)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{1.76 \times 37} = 1.56 \text{ кА}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{1.76 \times 10.5} = 5.5 \text{ кА}$$

Визначаємо опори елементів схеми заміщення зведені до базисних у відносних одиницях:

$$x_{\delta i} = x_{0i} l_i \frac{S_{\delta}}{U_{\delta i}^2} \quad (3.2)$$

$$r_{\delta i} = r_{0i} l_i \frac{S_{\delta}}{U_{\delta i}^2}$$

де :

x_0, r_0 - питомі індуктивний та активний опори $\text{Ом} / \text{км}$.

Повний результуючий опір становить:

$$Z_p = \sqrt{R_p^2 + X_p^2} \quad (3.3)$$

Результати опорів лінії 35 та 10 кВ заносимо в таблицю 3.1, 3.2.

Таблиця 3.1 - Опори ліній електропередач 35кВ

Пункт	Марка провода	Переріз S	Довжина l (км)	Питомий активний опір r (Ом/км)	Питомий індуктивн ий опір x (Ом/км)	Актив ний опір r	Індукт ивний опір x	Повний опір z
Південна Кам.-Под.								
Рихта	АС	70	10	0,42	0,392	0,307	0,286	0,42
Ніверка	АС	70	12,1	0,42	0,392	0,371	0,346	0,508
Мельниця- Подільська	АС	70	17	0,42	0,392	0,522	0,487	0,713

Таблиця 3.2 - Опори ліній електропередач 10кВ

Пункт	Марка провода	Переріз S	Довжина l (км)	Питомий активний опір r (Ом/км)	Питомий індуктивн ий опір x (Ом/км)	Актив ний опір r	Індукт ивний опір x	Повний опір z
Л1	АС	50	5,7	0,65	0,392	0,271	0,163	0,316
Л2	АС	50	4	0,65	0,392	0,19	0,115	0,222
Л3	АС	50	4,2	0,65	0,392	0,199	0,12	0,233
Л4	АС	50	4,1	0,65	0,392	0,195	0,117	0,227
Л5	АС	50	5,2	0,65	0,392	0,247	0,149	0,288

- Опори трансформатора розраховуються за формулами:

$$x_{TP} = \frac{U_K \cdot S_{\phi}}{100 \cdot S_{TP.ном}} = \frac{6,5 \cdot 100}{100 \cdot 2,5} = 2,6 \text{ Ом} \quad (3.4)$$

- Так як трансформатори мають РПН то необхідно визначати два значення індуктивного опору трансформатора:

$$x_{TP.max} = 1.35x_{TP} = 1,35 \times 2,6 = 3,56 \quad (3.5)$$

-

$$x_{TP.min} = 0.57x_{TP} = 0.57 \times 2,6 = 1.48 \quad (3.6)$$

- Визначаємо струми К.З. на шинах 35 кВ (точка К1). Схема заміщення позначена на рис.3.2 (а) для максимального та мінімального режимів.

- 1) Максимальний режим точка (К1):

- Повний опір ділянок складає:

- $z_{л1} = 0,42, z_{л2} = 1.22$

- Струм трифазного короткого замикання відповідних ділянок рівний:

$$I_{kc11}^{(3)} = \frac{I_{\phi 1}}{z_{л1}}; I_{kc21}^{(3)} = \frac{I_{\phi 1}}{z_{л2}} \quad (3.7)$$

$$I_{kc11}^{(3)} = \frac{1,56}{0,42} = 3,72 \text{ кА};$$

$$I_{kc21}^{(3)} = \frac{1,56}{1,22} = 1,28 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(3)} = I_{kc11}^{(3)} + I_{kc21}^{(3)} \quad (3.8)$$

$$I_{K1}^{(3)} = 3,71 + 1,28 = 4,99 \text{ кА}$$

- Ударний струм трифазного к.з:

-

$$i_{y1}^{(3)} = 2,1I_{K1}^{(3)} \quad (3.9)$$

$$i_{y1}^{(3)} = 2,1 \times 4,99 = 9,99 \text{ кА}$$

- Діюче значення повного струму трифазного к.з:

-

$$I_{y1}^{(3)} = 1,21I_{K1}^{(3)} \quad (3.10)$$

$$I_{y1}^{(3)} = 1,21 \times 4,99 = 6,03 \text{ кА}$$

- Потужність короткого замикання:

$$S_{K1}^{(3)} = \frac{S_{\sigma}}{z_{1\Sigma}} \quad (3.11)$$

$$z_{1\Sigma} = \frac{z_{\pi 1} \times z_{\pi 2}}{z_{\pi 1} + z_{\pi 2}}$$

$$z_{1\Sigma} = \frac{0,42 \times 1,22}{0,42 + 1,22} = 0,312 \text{ Ом.}$$

$$S_{K1}^{(3)} = \frac{100}{0,312} = 320 \text{ МВА}$$

- Струми двофазного к.з в точці K1:

-

$$\begin{aligned} I_{K1}^{(2)} &= 0,87 I_{K1}^{(3)} \\ i_{y1}^{(2)} &= 0,87 i_{y1}^{(3)} \end{aligned} \quad (3.12)$$

$$I_{y1}^{(2)} = 0,87 I_{y1}^{(3)} = 0,87 I_{y1}^{(3)}$$

$$I_{K1}^{(2)} = 0,87 \times 4,99 = 4,34 \text{ кА}$$

$$i_{y1}^{(2)} = 0,87 \times 9,99 = 8,96 \text{ кА}$$

$$I_{y1}^{(2)} = 0,87 \times 6,03 = 5,24 \text{ кА}$$

-

- 2) Мінімальний режим.

- Для схеми рис. 3.2 (а) мінімальний режим роботи буде при живленні тільки від системи S2, так як він має найбільшу віддаленість від точки:

- Струми трифазного к.з. (точка K1):

$$I_{K1}^{(3)} = I_{кс21}^{(3)} = 1,185 \text{ кА}$$

$$i_{y1}^{(3)} = 2,1 \times 1,185 = 2,49 \text{ кА}$$

$$I_{y1}^{(3)} = 1,21 \times 1,185 = 1,43 \text{ кА}$$

$$S_{k1}^{(3)} = \frac{100}{z_2} = \frac{100}{1,317} = 75,9 \text{ МВА}$$

- Струми двофазного к.з. (точка К1):

$$I_{K1}^{(2)} = 0,87 \times 1,28 = 1,11 \text{ кА}$$

$$i_{y1}^2 = 0,87 \times 4,41 = 3,8 \text{ кА}$$

$$I_{y1}^{(2)} = 0,87 \times 2,54 = 2,2 \text{ кА}$$

- Аналогічно розраховуємо струми к.з. на шинах та лініях 10 кВ. При розрахунку максимального режиму вибираємо $x_{T\min}$, мінімального $x_{T\max}$

- Усі розраховані величини зводимо в таблицю 3.3.

- Таблиця 3.3 - Розрахункові значення струмів к.з. ліній 35 кВ

Розрахункова формула	Розрахункові значення струмів кз при різних режимах роботи мережі кА			
	максимальний		мінімальний	
	К1	К2	К1	К2
Опір до точки кз $z_{i\Sigma}$	0,312	1,052	1,221	3,001
$I_{ki}^{(3)} = I_{\phi i} / z_{i\Sigma}$	5,002	5,231	1,279	1,834
$S_{ki}^{(3)} = S_{\phi} / z_{i\Sigma} \text{ МВА}$	320,176	95,027	81,886	33,320
при кз на шинах 35 кВ $i_{yi}^{(3)} = 2,1I_{ki}^{(3)}$	10,504	10,986	2,686	3,852
при кз на шинах 10 кВ $i_{yi}^{(3)} = 1,41I_{ki}^{(3)}$	-	-	-	-
при кз на шинах 35 кВ $I_{yi}^{(3)} = 1,21I_{ki}^{(3)}$	6,052	6,330	1,548	2,219
при кз на шинах 10 кВ $I_{yi}^{(3)} = I_{ki}^{(3)}$	-	-	-	-
$I_{ki}^{(2)} = 0,87I_{ki}^{(3)}$	4,352	4,551	1,113	1,596
$i_{yi}^{(2)} = 0,87i_{yi}^{(3)}$	9,139	9,558	2,337	3,351
$I_{yi}^{(2)} = 0,87I_{yi}^{(3)}$	5,266	5,507	1,347	1,931

Таблиця 3.4 - Розрахункові значення струмів к.з. ліній 10 кВ при
максимальному режимі (точка КЗ)

Розрахункова формула	Розрахункові значення струмів кз при різних режимах роботи мережі кА				
	максимальний				
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5
Опір до точки кз $z_{i\Sigma}$	0,628	0,534	0,545	0,600	0,312
$I_{ki}^{(3)} = I_{\phi i} / z_{i\Sigma}$	8,765	10,313	10,103	9,170	17,64
$S_{ki}^{(3)} = S_{\phi} / z_{i\Sigma} MVA$	159,225	187,342	183,529	166,578	320,5
при кз на шинах 35 кВ $i_{yi}^{(3)} = 1,41I_{ki}^{(3)}$	-	-	-	-	-
при кз на шинах 10 кВ $i_{yi}^{(3)} = 2,1I_{ki}^{(3)}$	18,408	21,658	21,217	19,258	37,05
при кз на шинах 35 кВ $I_{yi}^{(3)} = 1,21I_{ki}^{(3)}$	-	-	-	-	-
при кз на шинах 10 кВ $I_{yi}^{(3)} = I_{ki}^{(3)}$	8,765	10,313	10,103	9,170	17,64
$I_{ki}^{(2)} = 0,87I_{ki}^{(3)}$	7,626	8,973	8,790	7,978	15,35
$i_{yi}^{(2)} = 0,87i_{yi}^{(3)}$	16,015	18,842	18,459	16,754	32,24
$I_{yi}^{(2)} = 0,87I_{yi}^{(3)}$	7,626	8,973	8,790	7,978	15,35

Таблиця 3.5 - Розрахункові значення струмів к.з. ліній 10 кВ при
мінімальному режимі (точка КЗ)

Розрахункова формула	Розрахункові значення струмів кз при різних режимах роботи мережі кА				
	мінімальний				
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5
Опір до точки кз $z_{i\Sigma}$	1,536	1,442	1,453	1,508	1,22
$I_{ki}^{(3)} = I_{\phi i} / z_{i\Sigma}$	3,584	3,818	3,789	3,650	4,512
$S_{ki}^{(3)} = S_{\phi} / z_{i\Sigma} MVA$	65,102	69,359	68,829	66,299	81,97
при кз на шинах 35 кВ $i_{yi}^{(3)} = 1,41I_{ki}^{(3)}$	-	-	-	-	-
при кз на шинах 10 кВ $i_{yi}^{(3)} = 2,1I_{ki}^{(3)}$	7,526	8,018	7,957	7,665	9,476
при кз на шинах 35 кВ $I_{yi}^{(3)} = 1,21I_{ki}^{(3)}$	-	-	-	-	-
при кз на шинах 10 кВ $I_{yi}^{(3)} = I_{ki}^{(3)}$	3,584	3,818	3,789	3,650	4,512
$I_{ki}^{(2)} = 0,87I_{ki}^{(3)}$	3,118	3,322	3,297	3,175	3,926
$i_{yi}^{(2)} = 0,87i_{yi}^{(3)}$	6,548	6,976	6,923	6,668	8,244
$I_{yi}^{(2)} = 0,87I_{yi}^{(3)}$	3,118	3,322	3,297	3,175	3,926

3.3 Вибір обладнання сторони 35 кВ

3.3.1 Вибір трансформаторів струму сторони 35 кВ.

Приймаємо до установки трансформатор струму типу ТФЗМ–35А–0,5/Р-75У1 призначений для зовнішньої установки в порцеляновому покритті, масляним наповненням. Порівняльні характеристики показано в таблиці 3.8.

Таблиця 3.6 - Дані трансформатора струму

Тип трансформатора	Величини	Розрахункові дані	Каталожні дані
ТФЗМ – 35А – 0,5/Р-75У1	$U_n, \text{кВ}$	35	35
	$I_{mp.max}, \text{А}$	57,803	75
	$i_y^3, \text{кА}$	9,99	15,9
	$S_{2p}, \text{ВА}$	10,5	50
	$I_u^2, \text{кАс}$	17,3	31,6

3.3.2 Вибір роз'єднувачів сторони 35 кВ

Роз'єднувачі сторони 35 кВ вибираємо по номінальному струму і напрузі, та перевіряють на термічну стійкість струму короткого замикання. По розрахунковим параметрам вибираємо роз'єднувач РДЗ.2-35/1000УХЛ1 з приводом ПР.3.2 УХЛ1 Порівняльні характеристики розрахункових і каталожних даних показано в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 - Параметри роз'єднувачів

Тип Роз'єднувача	Величини	Розрахункові дані	Каталожні дані
РДЗ.2-35/1000УХЛ1	$U_n, \text{кВ}$	35,0	35,0
	$I_{mp.max}, \text{А}$	57,803	1000,0
	$i_{y}^3, \text{кА}$	9,990	63,0
	$I_{кз}^3, \text{кА}$	4,990	-
	$I_{ш}^2, \text{кАс}$	17,30	1875,0

3.3.3 Вибір вимикачів сторони 35 кВ

Високовольтні вимикачі вибираємо по номінальному струму і напрузі, струму або потужності відключення та перевіряють на термічну стійкість струму короткого замикання. По розрахунковим параметрам вибираємо вакуумний вимикач ВБЗЕ-35-20/1000У1 з вбудованим електромагнітним приводом. Порівняльні характеристики розрахункових і каталожних даних показано в таблиці 3.6.

Таблиця 3.8 - Параметри вимикачів

Тип вимикача	Величини	Розрахункові дані	Каталожні дані
ВБЗЕ-35-20/1000У1	$U_n, \text{кВ}$	35,0	35,0
	$I_{mp.max}, \text{А}$	57,803	1000,0
	$i_{y}^3, \text{кА}$	9,990	20,0
	$I_{кз}^3, \text{кА}$	4,990	52,0
	$I_{ш}^2, \text{кАс}$	17,30	60,0

3.3.4 Вибір ОПН на стороні 35кВ

Вибір основних характеристик ОПН на стороні 35кВ проводиться як для типових випадків спрощеним методом [17, 38].

1. Вибір найбільшої робочої напруги ОПН:

$$(U_{HPO} \geq U_{HPM} / \sqrt{3}).$$

2. Вибір енергоємності ОПН (W_{num}) і струму пропускної здатності.

Найбільшу робочу напругу ОПН U_{HPO} вибираємо приймаючи до уваги найбільшу робочу напругу мережі (таб. 3.9) в місці встановлення ОПН відповідно до класу напруги електрообладнання згідно ДСТУ.

Таблиця 3.9 - Визначення найбільшої робочої напруги мережі

Клас напруги, кВ	35,0
U_{HPM} , кВ (для мережі)	37,0
$U_{HPM} / \sqrt{3}$ (для мережі, фазне значення)	21,30

Враховуючи можливі випадки перевищення фазною напругою рівня $U_{HPC} / \sqrt{3}$ приймаємо найбільшу робочу напругу ОПН U_{HPO} більшу на 5% від зафіксованої фазної напруги мережі, отже $U_{HPO} = 22,4 \text{ кВ}$.

Рекомендована енергоємність ОПН (одного імпульсу струму пропускної здатності) для класу напруг 35кВ:

$$W_{num} = 2,75 \text{ кДж/кВ}$$

Для підстанцій 35кВ приймається амплітуда імпульсів струмів $I_i = 5 \text{ кА}$, амплітуда комутаційного струму через ОПН $I_k = 500 \text{ А}$. Ці величини мають бути менші за номінальний розрядний струм ОПН ($I_{H.POЗP}$).

За каталогами продукції РК Тавріда Електрик вибираємо ОПН/П1-35/40,5/10/2/ УХЛ1, технічні характеристики якого частково представлені в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 - Технічні характеристики ОПН/П1- 35/40,5/10/2/ УХЛ1

Технічні параметри	Чисельне значення	Виконання умови вибору
Клас напруги мережі, кВ	35,0	35,0
Найбільша допустима тривала напруга $U_{нд}$, кВ	50,60	$U_{нд} > U_{нрм} / \sqrt{3}$ $78,0 > 50,60$
Питома енергія ОПН $W_{пит}$, кДж/кВ	2,750	
Номинальний розрядний струм ОПН ($I_{н.розр}$), кА	10,0	$I_{н.розр} > I_i$; $I_{н.розр} > 2,48$

3.4 Вибір обладнання сторони 10 кВ

3.4.1 Вибір трансформаторів струму вводу 10 кВ

Таблиця 3.11 - Дані трансформаторів струму

Розрахункові дані трансформатора струму	Параметри трансформатора струму ТПЛ-10-0,5/ Р-100/5
$U_n = 10,0 \text{ кВ}$ $I_{yd(3)} = 5,0 \text{ кА}$ $I_{yer}^2 t_{np} = 1,3^2 \cdot 2,8 = 4,70 \text{ Ка}^2 \cdot \text{с}$	$U_n = 10,0 \text{ Кв}$ $I_n = 100,0 \text{ А}$ $I_{max} = 9,30 \text{ Ка}$ $(Ki_v)^2 t = 16^2 \cdot 4 = 729,0 \text{ Ка}^2 \text{с}$

Трансформатор струму задовольняє умови вибору і може бути прийнятий до установки.

3.4.2 Вибір вимикачів сторони 10 кВ

Для ввідних ліній 10кВ вибираємо вакуумний вимикач типу ВВЕ-10У-20/630УЗ із вмонтованим електромагнітним приводом.

Електромагнітний привод забезпечує дистанційне включення і відключення вимикачів і роботу різних схем автоматичної дії : АПВ, АВР і інших. Для живлення електромагнітних приводів необхідний постійний струм. Все живлення мереж управління здійснюється на змінному оперативному струмі, а живлення електромагнітних проводів здійснюється від мережі змінного струму через випрямляючі пристрої.

Таблиця 3.12 - Дані ввідних вимикачів

Тип вимикача	Величини	Розрахункові дані	Каталожні дані
ВВЕ-10У-20/630УЗ		10,0	10,0
		202.310	63 0,0
	$i^*_{кЛ}$	10,50	52,0
		5,0	20,0
	$I^{\wedge}, кАс$	17,3,0	60,0

3.4.3 Вибір ОПН на стороні 10кВ

Найбільша робоча тривало допустима напруга ОПН ($U_{нро}$) вибирається більша або рівна найбільшій робочій напрузі електрообладнання для даного класу напруги (10кВ) або найбільшій робочій напрузі мережі. ($U_{нро} > U_{нр.мер}$), $U_{нр.мер}=12кВ$. $U_{нр.мер}$ корегується на тривалість існування однофазного замикання на землю, яке в кабельних мережах 6-35кВ приймається рівне 2год. При цьому поправочний коефіцієнт $K_t=1,22$. $U_{нр.мер}=12/1,22=9,83кВ$.

Номінальний розрядний струм $I_{НОМ.РОЗР.}$ приймамо 10кА , так як бачимо тенденцію до зміни клімату на території району в бік посилення грозової діяльності і загальне погіршення екологічної ситуації в країні. Значення залишкової перенапруги при грозовому імпульсі обмежувача для класу напруги 10кВ приймають 45кВ . За розрахованими і прийнятими величинами вибираємо ОПН-КР/TEL-10/12,0УХЛ2, технічні характеристики якого приведені в таблиці 3.12

Таблиця 3.13 - Технічні характеристики ОПН-КР/TEL 10/12,0 УХЛ2

Технічні параметри	Чисельне значення	Виконання умови вибору
Клас напруги мережі, кВ	10,0	10,0
Найбільша допустима тривала напруга $U_{нд}$, кВ	12,0	$U_{нд0} > U_{нрм}$ $12,0 > 10,50$
Залишкова напруга $U_{ост}$, кВ	36,90	$U_{ост} < U_{ост.н.}$ $36,9 < 45,0$
Номінальний розрядний струм ОПН ($I_{н.розр}$), кА	10,0	$I_{н.розр} > I_i$; $I_{н.розр} > I_{к.}$
Вибухобезпечний струм $I_{вб}$ при к.з., кА	16,0	$I_{вб} > I_{к.3.10}$ $16 > 4,0$

РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЇ

-

4.1 Вибір релейного захисту РТП

4.1.1 Релейний захист силового трансформатора

Багатофункціональний мікропроцесорний термінал типу БЕМП 1-01 розроблений для реалізації комплексного релейного захисту, автоматики, дистанційного керування та сигналізації відхідних ліній електропередачі, а також інших типів приєднань у розподільних мережах напругою **6–35 кВ**.

Конструктивне виконання пристрою дозволяє монтувати його в таких елементах енергооб'єктів:

Релейні відсіки камер збірних одностороннього обслуговування (КСО);

Комплектні розподільні пристрої внутрішнього (КРУ) та зовнішнього (КРУН) встановлення електричних станцій і підстанцій;

Панелі та шафи керування, розміщені в релейних залах або на загальних пультах керування.

Повний перелік технічних характеристик, а також нормативні вимоги щодо монтажу та експлуатації апарата викладені у спеціалізованому керівництві з експлуатації **БКЖІ.656316.001 РЕ1**.

Функціональні можливості термінала

Пристрій БЕМП 1-01 забезпечує паралельне виконання таких інтегрованих функцій:

Релейний захист: локалізація пошкоджень приєднань у разі виникнення аварійних режимів;

Протиаварійна автоматика: реалізація алгоритмів АПВ, АВР, АЧР тощо;

Керування комутаційними апаратами: оперативне ввімкнення та вимкнення вимикача, безперервний моніторинг його поточного положення, а також контроль цілісності та справності кіл керування;

Сигналізація: світлодіодна та дискретна індикація стану пристрою, аварійних і попереджувальних подій;

Телевимірювання: постійне вимірювання поточних електричних параметрів мережі;

Реєстрація подій та осцилографування: запис і збереження параметрів аварійних процесів, дискретних сигналів та аналогових величин для подальшого аналізу;

Інформаційний обмін: цифровий зв'язок через послідовний інтерфейс (порт) з персональним комп'ютером (ПК) або для інтеграції підстанції в автоматизовану систему керування технологічними процесами (АСУ ТП) верхнього рівня.

Детальний опис алгоритмів вимірювання, параметризації осцилографа та конфігурування каналів зв'язку наведено в розділах 5.3.2 – 5.3.5 керівництва з експлуатації БКЖІ.656316.001 PE1.

Особливості логічного програмування пристрою

Гнучкість налаштування внутрішньої архітектури пристрою під конкретні вимоги об'єкта забезпечується можливістю вільного проектування його функціонально-логічної схеми. Для цього застосовується спеціалізоване програмне забезпечення — візуальне середовище розробки (конструктор технологічних програм ТП).

Формування індивідуальних логічних схем захисту й автоматики здійснюється шляхом компонування базових функціональних блоків (логічних елементів, таймерів, тригерів тощо), вичерпний перелік та опис яких наведено в Додатку Д інструкції з експлуатації БКЖІ.656316.001 PE1.

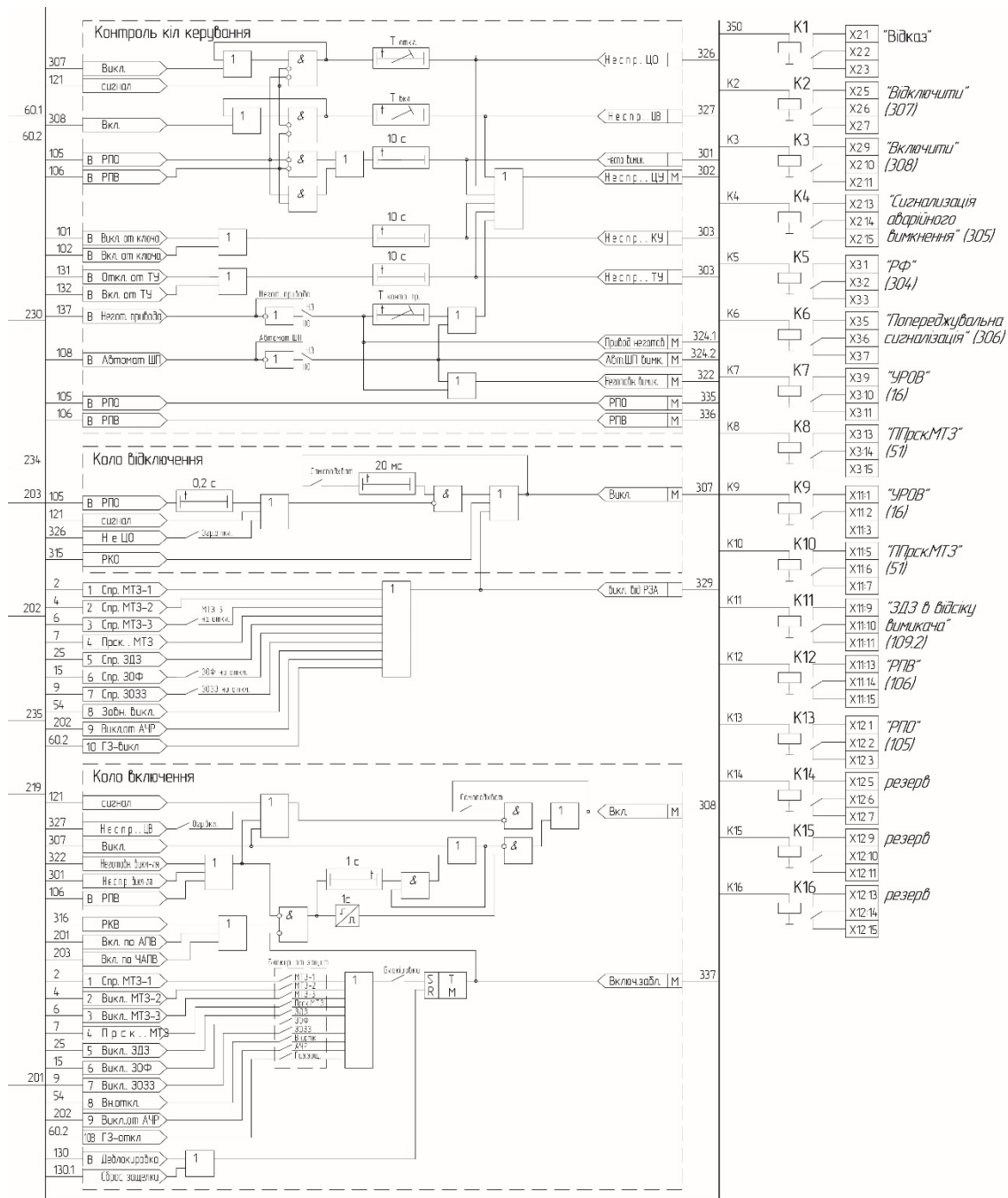


Рис. 4.1 – Схема вихідних кіл захисту реле БЕМП1-01

4.1.2 Релейний захист ліній 10

Мікропроцесорні блоки типу УЗА-10А.2 розроблені для інтеграції в комплекси релейного захисту й протиаварійної автоматики. Вони забезпечують надійну ліквідацію аварійних режимів (коротких замикань та системних перевантажень) силових трансформаторів, електричних машин і ліній електропередачі, а також виконують функції оперативного керування та телемеханіки комутаційних апаратів.

Апарати серії УЗА-10 розраховані на монтаж у розподільних мережах напругою **10/35 кВ** під час будівництва нових енергооб'єктів, а також у межах технічного переозброєння та реконструкції підстанцій для заміни застарілих електромеханічних чи аналогових пристроїв РЗА й телемеханіки.

Підключення первинних кіл та інформаційних каналів реалізовано за допомогою інтерфейсних роз'ємів на тильній панелі пристрою, де розташовані аналогові входи фазних струмів та струму нульової послідовності.

Для підвищення класу точності вимірювань внутрішні вимірювальні трансформатори струму термінала мають два робочі діапазони:

до 60 А (із кратністю 2–4 $I_{н\$}$);

до 120 А (із кратністю 4–8 $I_{н\$}$).

У цих же межах блок забезпечує точну фіксацію і реєстрацію амплітудних значень струмів КЗ. Для відображення вимірюваних величин у первинних значеннях (амперах чи кілоамперах) у програмному меню термінала необхідно задати відповідні коефіцієнти трансформації вимірювальних трансформаторів струму (ТТ) конкретного приєднання.

Оперативна взаємодія з пристроєм здійснюється через рідкокристалічний дисплей та клавіатуру на лицьовій панелі. Користувач має можливість навігації по меню для моніторингу поточних параметрів, зчитування вимірювань та коригування параметрів захисту.

Реєстрація аварій: енергонезалежна пам'ять пристрою фіксує та зберігає параметри **8 останніх аварійних подій** із відображенням значень струмів КЗ та точного часу спрацьовування вимикача на відключення. Запис організовано за принципом циклічного буфера: поява дев'ятого аварійного повідомлення автоматично видаляє з пам'яті найстаріше (перше).

Контроль доступу: перегляд поточних параметрів, журналу аварій та вимірювань є вільним і не потребує авторизації. Водночас будь-яка зміна уставок захисту чи конфігурації логіки заблокована й можлива лише після введення адміністративного пароля.

Інтеграція термінала в загальнопідстанційну мережу здійснюється через послідовний цифровий інтерфейс **RS-485** (доступний у відповідних варіантах комплектації). Через цей порт дані передаються на пульт диспетчера, в системи верхнього рівня (АСУ ТП) або на пристрої спряження з об'єктом (RTU). Обробити інформацію та змінити конфігурацію можна як локально, так і дистанційно.

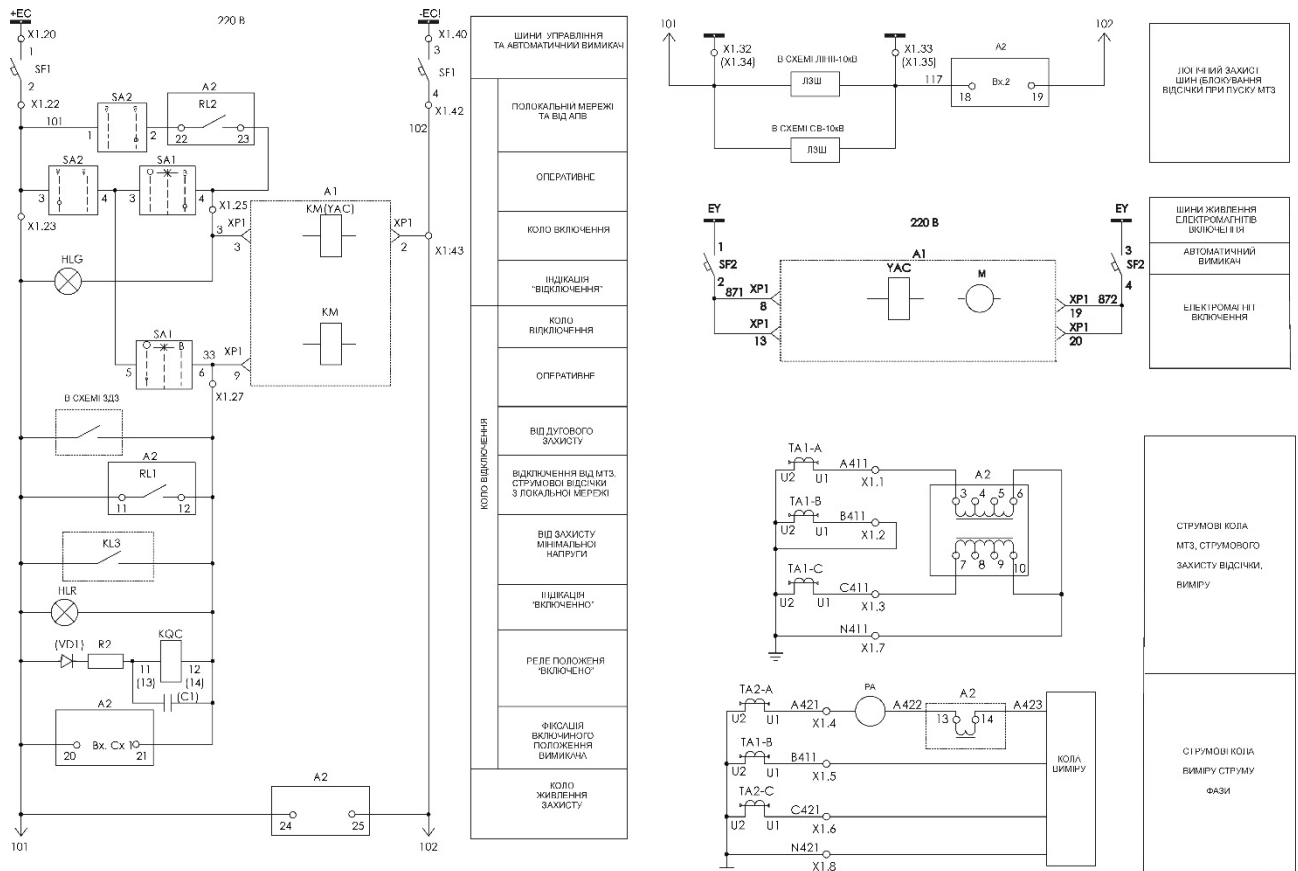


Рис.4.2 - Схема захисту на базі УЗА-10

4.2 Розрахунок релейного захисту

4.2.1 Розрахунок диференційного захисту

Диференційний захист трансформатора функціонує за принципом безперервного порівняння величин та фаз електричних струмів на його вводах (сторонах високої, середньої та низької напруги). Цей захист є основним (швидкодійним) захистом силових трансформаторів та автотрансформаторів від внутрішніх пошкоджень. Йому притаманна абсолютна селективність, оскільки зона його дії чітко обмежена місцем встановлення вимірювальних трансформаторів струму (ТС). При виникненні внутрішніх КЗ пристрій миттєво, без штучної витримки часу, подає імпульс на відключення вимикачів трансформатора з усіх його боків.

Сучасні цифрові (мікропроцесорні) термінали диференційного захисту виконують компенсацію фазового зсуву та нерівності струмів плечей математичним (програмним) шляхом. Завдяки цьому відпадає необхідність у класичному аналоговому вирівнюванні струмів за допомогою проміжних автотрансформаторів або специфічного з'єднання вторинних обмоток ТС.

При використанні мікропроцесорних пристроїв вторинні обмотки трансформаторів струму з усіх боків силового трансформатора з'єднуються за спрощеною схемою — у «зірку» з виведеним нулем. Всі необхідні корективи, зокрема фактична група з'єднання обмоток силового трансформатора, коефіцієнти трансформації ТС та їхня полярність (напрямок орієнтації зірки), задаються безпосередньо в програмному забезпеченні реле у вигляді відповідних конфігураційних уставок.

Розрахуємо номінальний струм обмотки ВН силового трансформатора:

$$I_{1ВН} = \frac{S_{\text{ТР.н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{2500,0}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 41,30 \text{ А}; \quad (4.1)$$

Розрахуємо номінальний струм обмотки НН силового трансформатора:

$$I_{1HH} = \frac{S_{TP.H}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{2500,0}{\sqrt{3} \cdot 10,0} = 144,51 A; \quad (4.2)$$

Визначаємо номінальний струм трансформатора для високої сторони при крайньому негативному положенні РПН.

$$I'_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \times U_H \times (1 - \Delta U_{РПН}^*)} = \frac{2500,0}{1,730 \times 35,0 \times (1 - 0,090)} = 45,43 A \quad (4.3)$$

Встановлені на силовому трансформаторі трансформатори струму мають такі коефіцієнти трансформації:

на стороні 35 кВ – 300/5;

на стороні 10 кВ – 300/5;

Розраховуємо струми в обмотках реле, увімкнених у вторинні кола трансформаторів струму:

$$I_{2BH} = \frac{K_{cx.BH}}{n_{T.BH}} \cdot I_{1BH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 41,33}{300 / 5} = 1,21 A; \quad (4.4)$$

$$I_{2HH} = \frac{K_{cx.HH}}{n_{T.HH}} \cdot I_{1HH} = \frac{1 \cdot 144,52}{300 / 5} = 2,44 A; \quad (4.5)$$

де: K_{cx} – коефіцієнт схеми (у разі з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму в зірку - $K_{cx} = 1$, а у випадку з'єднання в трикутник - $K_{cx} = 1,73$);

n_T - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з} = k_H \times I'_H = 1.50 \times 45.40 = 68.10 A \quad (4.6)$$

Диференційний захит будуємо від струму небалансу:

$$I_{cз} > \kappa_n \times I_{нб}, \quad (4.7)$$

— де: κ_n — коефіцієнт надійності. Вибирається в межах $1,1 \div 1,5$, в залежності від режиму роботи лінії (навантаження).

$I_{нб}$ — струм незбалансу (А).

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} \quad (4.8)$$

$I'_{нб}$ - струм небалансу визваний похибкою трансформатора струму (А),

$I''_{нб}$ - струм небалансу визваний , різним опором (А),

$$I'_{нб} = \varepsilon \cdot I_{k1}^{(3)} \quad (4.9)$$

ε - відносна похибка трансформатора струму рівна 0,1:

$$I'_{нб} = 0,10 \cdot 2.40 = 0.240 \text{ кА}$$

Струм спрацювання з умови відстройки від розрахункового струму небалансу при звнішньому к.з:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot I'_{нб} = 1,50 \cdot 0.240 = 0.360 \text{ кА},$$

де: $K_{отс}$ - коефіцієнт відстройки:

Первинний струм спрацювання захисту від кидків струму намагнічення:

$$I_{c.з} = 1.3 \cdot I_n = 1,30 \cdot 41.30 = 53.690 \text{ А}$$

За початкове значення $I_{c.з}$ приймаємо більше значення з двох умов:

$$I_{c.3} \geq I_{c.3} \Rightarrow I_{c.3} = 0.36 \text{ кА}$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{cx}}{n_T} \cdot I_{C.3} = \frac{\sqrt{3}}{300/5} \cdot 360,0 = 10,380 \text{ А.} \quad (4.10)$$

Розраховуємо число витків робочої обмотки W_p (сторона 35 кВ):

$$W_{p.розр} = \frac{100,0}{I_{C.P}} = \frac{100,0}{10,380} = 9,60 \text{ вит;} \quad (4.11)$$

приймаємо $W_p = 10$ вит.

Розраховуємо число витків обмотки $W_{yp.2}$ (сторона 10 кВ):

$$W_{розр.2} = \frac{I_{2.BH}}{I_{2.HH}} \cdot W_p = \frac{1.2}{2.4} \cdot 10 = 5 \text{ вит;} \quad (4.12)$$

приймаємо $W_{yp.2} = 5$ вит.

Тоді :

$$I_{C.P} = \frac{100}{W_p} = \frac{100}{5} = 20 \text{ А;} \quad (4.13)$$

$$I_{C.3.(10кВ)} = \frac{n_T \cdot I_{C.P}}{K_{cx}} = \frac{20 \cdot 300/5}{1} = 1200 \text{ А.} \quad (4.14)$$

$$I_{C.3.(35кВ)} = \frac{n_T \cdot I_{C.P}}{K_{cx}} = \frac{10,38 \cdot 300/5}{\sqrt{3}} = 360 \text{ А.} \quad (4.15)$$

Зробимо перевірку:

$$W_p \cdot I_{2.BH} \approx W_{yp.2} \cdot I_{2.HH};$$

$$1,2 \times 10 \approx 2,4 \times 5;$$

Зробимо перевірку захисту на чутливість на сторонах 10 кВ. Струми КЗ в формулах – це трифазні струми КЗ сторін, приведені до ВН в аварійному режимі (взяті з табл.3.3).

$$k_{ч.НН} = \frac{I_{к.мах}}{I_{C.3}} = \frac{K_{отс} \cdot I_{КЗ.мин}^{(2)}}{I_{C.3}} = \frac{3,5 \times 1111}{1200} = 3,23 > 1,5; \quad (4.16)$$

$$k_{ч.ВН} = \frac{I_{к.мах}}{I_{C.3}} = \frac{K_{отс} \cdot I_{КЗ.мин}^{(2)}}{I_{C.3}} = \frac{1,73 \times 1111}{360} = 5,3 > 1,5;$$

Умови виконуються. Захист придатний для використання.

Знаходимо третю складову струмів небалансу. Струми КЗ в формулах – це трифазні струми КЗ сторін, приведені до ВН в нормальному режимі (взяті з табл.3.3).

$$I_{нб.НН}^{///} = \frac{W_{ур.2} - W_{розр.2}}{W_{розр.2}} \cdot I_{КЗ.НН}^{(3)} = \frac{5 - 5}{5} \cdot 5000 = 0 \text{ А}; \quad (4.17)$$

Знаходимо загальні струми небалансу:

$$I_{нб\Sigma.НН} = I_{нб.НН} + I_{нб.НН}^{///} = 240 + 0 = 240 \text{ А};$$

Розраховуємо гальмівну обмотку диференційного реле:

$$W_{розр.т.НН} = \frac{1,5 \cdot I_{нб\Sigma.СН} \cdot W_{розр.2}}{0,87 \cdot I_{КЗ.НН}^{(3)}} = \frac{1,5 \cdot 240 \cdot 5}{0,87 \cdot 5000} = 0,4 \text{ вит}; \quad (4.18)$$

приймаємо $W_T = 1$ вит.

$W_{yp.1}$ – обмотка, яка під'єднується до трансформатора струму сторони 35 кВ;

$W_{yp.2}$ – обмотка, яка під'єднується до трансформатора струму сторони 10 кВ і знаходиться в протифазі обмотці $W_{yp.1}$;

обмотка W_T (гальмівна обмотка) вмикається в струмове коло обмоток $W_{yp.1}$ і $W_{yp.2}$ і компенсує магнітні потоки, що викликані струмами небалансу всіх трьох складових ($I'''_{нб}$ – струм небалансу, зумовлений підбором кількості витків у диференційного реле).

Всі розраховані дані заносяться в таблицю 4.1.

- Таблиця 4.1 – Результати розрахунку диференційного захисту силових трансформаторів підстанції 35/10 кВ “Рихта”

Розраховані дані	T1	T2
номінальні струми обмоток, А ВН НН	41,30 144,50	41,30 144,50
вторинні струми в обмотках реле, А ВН НН	1,20 2,40	1,20 2,40
струми небалансу (без складової $I_{\text{нб}}^{///}$), А НН	240,0	240,0
розрахункові числа витків обмоток W_{yp1} W_{yp2}	9,50 9,970	9,50 9,970
прийняті числа витків обмоток W_{yp1} W_{yp2}	9,60 5,0	9,6 5,0
дійснийі струми спрацювання, А захисту реле	360 10,380	360 10,380
коефіцієнти чутливості захисту сторін НН	4,50	4,50
третя складова струмів небалансу, А НН	0	0
сумарні струми небалансу, А НН	240,0	240,0
числа витків гальмівної обмотки НН прийняте	0,40 1,0	0,40 1,0

4.2.2 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{C.3} \geq \frac{k_n \cdot k_c}{k_b} \cdot I_{1BH} = \frac{1,20 \cdot 1,50}{0,950} \cdot 41,30 = 78,250 \text{ A}, \quad (4.19)$$

де: k_n – коефіцієнт надійності ($k_n = 1,1 \dots 1,4$);

k_c – коефіцієнт самозапуску лінії ($k_c = 1,5 \dots 2$);

k_b – коефіцієнт повернення реле (залежить від типу реле) ($k_b = 0,92 \dots 0,95$).

За умовою захисту шин 35 кВ (двофазні струми КЗ взяті в мінімальному режимі із табл.2.11):

$$I_{C.3} \leq \frac{K_{cx} \cdot I_{K3.min}^{(2)}}{k_q} = \frac{1 \cdot 1111,0}{2} = 555,50 \text{ A}, \quad (4.20)$$

де: k_q – коефіцієнт чутливості захисту, який для основної зони захисту має значення $k_q \geq 1,5$.

Отже, відповідно (3.25), (3.26) і (3.27) вибираємо струм спрацювання захисту:

$$I_{C.3} = 500 \text{ A}.$$

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{cx}}{n_T} \cdot I_{C.3} = \frac{\sqrt{3}}{300/5} \cdot 500 = 14,4 \text{ A}. \quad (4.21)$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості для данного струму спрацювання захисту:

$$k_{\text{ч.НН}} = \frac{I_{\text{к.мах}}}{I_{\text{С.З}}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ.НН}}^{(3)}}{I_{\text{С.З}}} = \frac{1,5 \cdot 1548}{500} = 4,6 > 2; \quad (4.22)$$

Дотримуючись умов селективності захистів, вибираємо вставку часу $t_{\text{С.З}} = 1,5$ сек.

4.2.3 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{С.З}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{с}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ІНН}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 144,5 = 273,78 \text{ А.} \quad (4.23)$$

За умовою захисту шин 10 кВ (двофазний струм КЗ взятий в мінімальному режимі із табл.2,11):

$$I_{\text{С.З}} \leq \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{КЗ.НН}}^{(2)}}{k_{\text{ч}}} = \frac{1 \cdot 1111}{1,5} = 740 \text{ А.} \quad (4.24)$$

При коефіцієнті трансформації $K_{\text{ТТ}} = 300/5$ та відповідно (3.35) і (3.36) вибираємо вставку спрацювання захисту:

$$I_{\text{С.З}} = 500 \text{ А;}$$

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{\text{С.Р}} = \frac{K_{\text{сх}}}{n_{\text{Т}}} \cdot I_{\text{С.З}} = \frac{1}{300/5} \cdot 500 = 8,3 \text{ А;} \quad (4.25)$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості при цьому струмі спрацювання захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. max}}}{I_{\text{С.З}}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ.НН}}^{(3)}}{n_{\text{Т}} \cdot I_{\text{С.Р}}} = \frac{1,5 \cdot 1280}{300 / 5 \cdot 8,3} = 3,85 > 2; \quad (4.26)$$

Дотримуючись селективності захистів, вибираємо вставку часу $t_{\text{С.З}} = 1,0$ сек.

Всі розраховані величини зводяться в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунку максимально-струмового захисту силових трансформаторів підстанції 35/10 кВ. «Рихта»

Розраховані дані	T1	T2
Шини 35 кВ		
мінімальний струм спрацювання захисту, А	78,20	78,20
максимальний струм спрацювання захисту, А	555,0	555,0
прийнятий струм спрацювання захисту, А	500,0	500,0
струм спрацювання реле, А	14,40	14,40
коефіцієнт чутливості захисту	4,60	4,60
Шини 10 кВ		
мінімальний струм спрацювання захисту, А	273,780	273,780
максимальний струм спрацювання захисту, А	740,0	740,0
прийнятий струм спрацювання захисту, А	500,0	500,0
струм спрацювання реле, А	8,30	8,30
коефіцієнт чутливості захисту	3,850	3,850

4.3 Річний графік ПЗР і ТО електроустаткування

Для складання річного графіка планово-запобіжних ремонтів (ПЗР) та технічного обслуговування (ТО) електрообладнання підстанції (зокрема для об'єктів типу РТП 35/10 кВ) використовується планово-нормативна система. Періодичність ремонтів регламентується ГКД 34.20.563-97 (або чинними відомчими інструкціями «Технічне обслуговування та ремонт обладнання електричних мереж»).

Нижче наведено технічно обґрунтовану структуру, методологію та типову табличну форму річного графіка, яку можна безпосередньо інтегрувати в дипломний проєкт або організаційно-технічну документацію.

Річний план-графік складається з метою недопущення прогресуючого зносу обладнання, зниження аварійності та підтримання номінальних експлуатаційних характеристик. Система містить два ключові види діяльності:

Технічне обслуговування (ТО): міжремонтний догляд, огляди, чищення, тепловізійний контроль, перевірка з'єднань. Виконується без виведення в тривалий ремонт.

Поточний ремонт (ПР): мінімальний за обсягом вид ремонту, під час якого відновлюється працездатність апарата (заміна зношених деталей, регулювання, відбір проб масел).

Капітальний ремонт (КР): повне розбирання, дефектація, відновлення або заміна вузлів, проведення комплексу приймально-здавальних випробувань.

Нормативна періодичність для основних елементів РТП 35/10 кВ

Силові трансформатори (ТМН, ТМ): ТО — 1 раз на рік; ПР — 1 раз на 1–2 роки; КР — за результатами діагностики (зазвичай 1 раз на 8–12 років або не пізніше ніж через 5 років після введення в експлуатацію для першого КР).

Вакуумні вимикачі 10–35 кВ: ПР — 1 раз на 4–5 років; КР — зазвичай 1 раз на 10–15 років (або за комутаційним ресурсом уколів КЗ).

Роз'єднувачі (РТ-35, РВЗ-10): ПР — 1 раз на 2–3 роки; КР — 1 раз на 6–8 років.

Пристрої РЗА (БЕМП, УЗА): Профілактичний контроль (К) — 1 раз на 3 роки; Профілактичне відновлення (В) — 1 раз на 6 років.

Графік традиційно оформлюється у вигляді матриці, де місяці виведення в ремонт позначаються літерами видів ремонтів (К — капітальний, П — поточний, О — обслуговування/контроль), а обсяг робіт визначається в людино-годинах.

РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Для модернізації РТП 35/10 кВ «Рихта» обрано сучасне 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.

Таблиця 5.1 - Кошторис реконструкції двотрансформаторної РТП 35/10 кВ «Рихта»

№	Найменування обладнання	Тип, марка	Кількість	Вартість обладнання, грн	Вартість монтажу, грн	Загальна вартість, грн
1	Вимикач 35 кВ	ВВЗЕ-35-20/1000У	2	960 000	144 000	1 104 000
2	Трансформатор струму 35 кВ	ТФЗМ-35А-У1-0,5/10Р	6	252 000	37 800	289 800
3	Вимикач 10 кВ	ВВЕ-10	12	1 140 000	171 000	1 311 000
4	Трансформатор струму 10 кВ	ТПЛ-10-0,5/Р-100/5	24	180 000	27 000	207 000
5	Пристрій релейного захисту	БМРЗ-18	2	250 000	37 500	287 500
6	Пристрій релейного захисту	УЗА-10	12	456 000	68 400	524 400
7	Обмежувач перенапруг 35 кВ	ОПН-35-П	6	108 000	16 200	124 200
8	Обмежувач перенапруг 10 кВ	ОПН-10-П	18	117 000	17 550	134 550
9	Комірки КРУ 10 кВ	КСО-393	12	1 920 000	288 000	2 208 000
10	Шафи власних потреб	ШВП	2	170 000	25 500	195 500
	Всього					53545,72

Виходячи із приведених розрахунків, кошторисна вартість реконструкції районної трансформаторної підстанції „Рихта” становить 53545,72 тис. грн.,

5.2. Основні показники інвестиційного проекту

Таблиця 5.2 - Базові показники інвестиційного проекту

Показники	Роки					
	0	1	2	3	4	5
Інвестиції, тис. грн	<i>53545,72</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
Відсоткова ставка, %	15	15	15	15	15	15
Обсяг реалізованої електроенергії, кВ/год	-	<i>54400000</i>	<i>54400000</i>	<i>54400000</i>	<i>54400000</i>	<i>54400000</i>
Вартість реалізації електроенергії, грн/кВт.	-	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>
Надходження від реалізації (виручка), тис. грн.	-	81600	81600	81600	81600	81600
Податок з реалізації (ПДВ), %	-	20	20	20	20	20
Податок від реалізації, тис. грн.	-	16320	16320	16320	16320	16320
Змінні витрати, тис. грн.	-	<i>15394,39306</i>	<i>15394,39306</i>	<i>15394,39306</i>	<i>15394,39306</i>	<i>15394,39306</i>
Змінні витрати (з вархуванням ризиків), тис.грн.	-	15394,39306	15394,39306	15394,39306	15394	15394
Постійні витрати	-	<i>6626</i>	<i>930</i>	<i>850</i>	<i>770</i>	<i>690</i>
в т. ч. амортизац. відрахув, тис. грн.	-	<i>320</i>	<i>320</i>	<i>320</i>	<i>320</i>	<i>320</i>
Всього витрат, тис. грн.	-	22021	16324	16244	16164	16084

Показники	Роки					
	0	1	2	3	4	5
Прибуток до оподаткування, тис. грн	-	43259	48956	49036	49116	49196
Податок на прибуток, %	-	30	30	30	30	30
Чистий прибуток, тис. грн.	-	30282	34269	34325	34381	34437
Чистий грошовий потік, тис. грн.	-	30602	34589	34645	34701	34757

4.3. Оцінка ефективності проекту

Визначаємо величину, обернену коефіцієнту дисконтування для кожного із років:

$$K_t = (1 + z)^t \quad (5.1)$$

де z – ставка дисконтування, %.

Таблиця 5.3 - Коефіцієнти дисконтування при ставці дисконту 17%

Рік	t	$(1+z)^t$	дисконтний множник
1-й рік K1	1	1,170	0,85
2-й рік K2	2	1,369	0,73
3-й рік K3	3	1,602	0,62
4-й рік K4	4	1,874	0,53
5-й рік K5	5	2,192	0,46

Розраховуємо NPV:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_{zp. n.}}{K_t} - \left(I + \frac{I_t}{1+z} \right) \quad (5.2)$$

$$NPV = \left(\frac{30602}{1,170} + \frac{34589}{1,369} + \frac{34645}{1,602} + \frac{34701}{1,874} + \frac{34757}{2,192} \right) - 53545,715 = 53880$$

Таблиця 5.4 - NPV при ставці дисконту 17%.

роки	чистий грошовий потік	$(1+z)^t$	Диск. грошовий потік
1	30602	1,17	26155
2	34589	1,37	25268
3	34645	1,60	21631
4	34701	1,87	18518
5	34757	2,19	15853
Сума диск. грош. потоку			107425

Розраховуємо індекс прибутковості (рентабельності) - PI:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{NPV_t}{I + I_t} = \frac{107425,3674}{53545,715} = 2,01 \quad (5.3)$$

5.5. Розрахунок періоду окупності – РВР

Таблиця 5.5 - Показники економічної ефективності проекту

РОКИ	0	1	2	3	4	5
Інвестиції, тис. грн	53545,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Чистий грошовий потік, тис. грн	0,00	30601,64	34588,92	34644,92	34700,92	34756,92
Коефіцієнт дисконтування	0,00	1,17	1,37	1,60	1,87	2,19
Строк окупності	0,00	-27390,47	-2122,79	19508,48	38026,63	53879,65

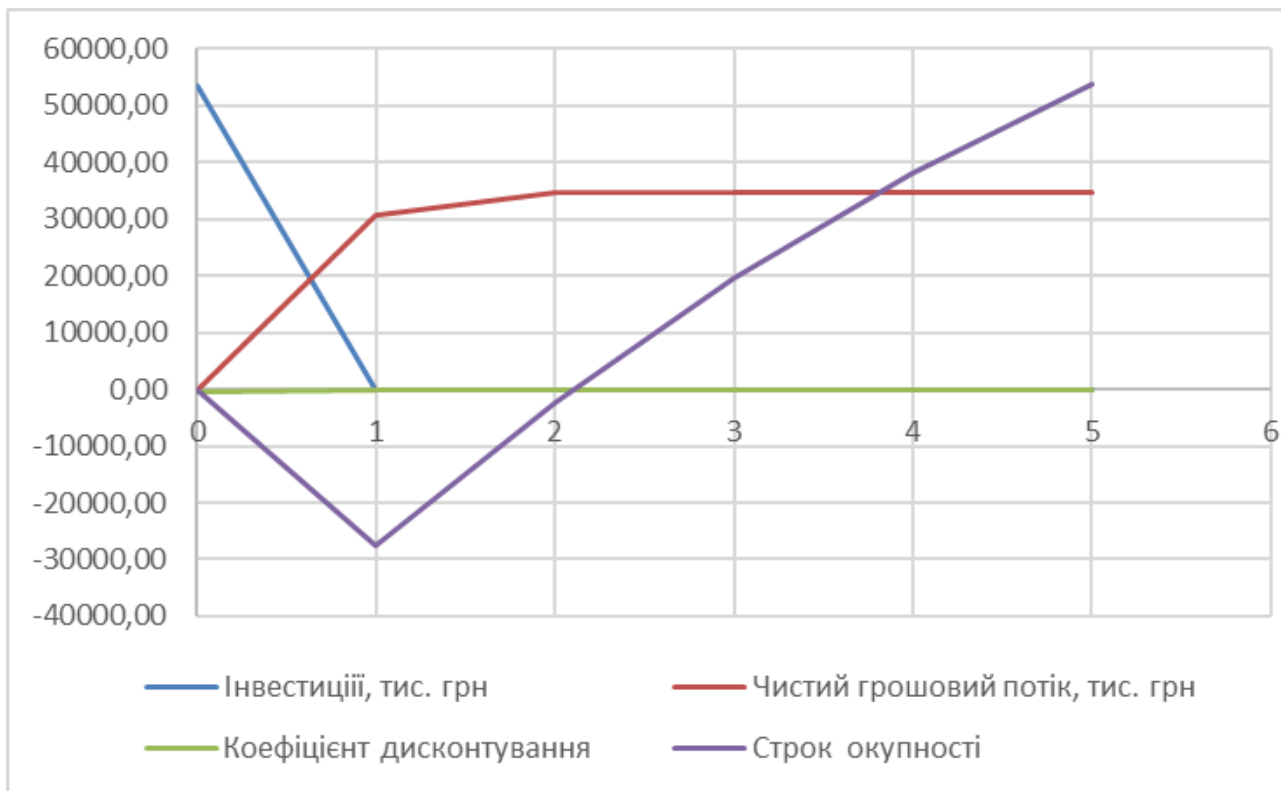


Рис.5.1 - Графік окупності проекту

Для оцінки економічної доцільності реконструкції РТП 35/10 кВ «Рихта» проведено аналіз дисконтованих грошових потоків протягом п'яти років експлуатації. Початкові інвестиції у проект становлять 53 545,72 тис. грн. У наступні роки передбачається отримання стабільного чистого грошового потоку за рахунок зменшення втрат електроенергії, підвищення надійності електропостачання та скорочення витрат на експлуатацію обладнання.

У перший рік реалізації проекту чистий грошовий потік становить 30 601,64 тис. грн, у другий – 34 588,92 тис. грн, у третій – 34 644,92 тис. грн, у четвертий – 34 700,92 тис. грн, а у п'ятий рік – 34 756,92 тис. грн. Для врахування впливу інфляційних процесів та вартості капіталу застосовано коефіцієнти дисконтування від 1,17 до 2,19.

Результати розрахунків показують, що у перші два роки накопичений дисконтований ефект має від'ємне значення і становить відповідно -27 390,47 тис. грн та -2 122,79 тис. грн. Це свідчить про неповне повернення вкладених

інвестицій на початковому етапі реалізації проекту. Проте вже на третьому році експлуатації дисконтований грошовий потік набуває додатного значення – 19 508,48 тис. грн, що вказує на досягнення точки окупності.

У четвертому та п'ятому роках величина накопиченого економічного ефекту зростає до 38 026,63 тис. грн та 53 879,65 тис. грн відповідно. Це свідчить про високу економічну ефективність реконструкції та стабільне отримання прибутку після повернення початкових капіталовкладень.

Отже, проект реконструкції РТП 35/10 кВ «Рихта» є економічно доцільним, оскільки термін його окупності становить близько трьох років, а подальша експлуатація забезпечує суттєвий позитивний економічний ефект.

РОЗДІЛ 6 БЕЗПЕКА ПРАЦІ

6.1 Система організації безпечної роботи

Система безпечної роботи на РТП 35/10 кВ «Рихта» передбачає комплекс організаційних та технічних заходів, спрямованих на забезпечення безпечної експлуатації електрообладнання, попередження аварійних ситуацій та захист обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом. Експлуатація підстанції здійснюється відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС) та Правил безпечної експлуатації електроустановок.

До організаційних заходів належать проведення спеціального навчання та інструктажу персоналу, перевірка знань з охорони праці та електробезпеки, оформлення нарядів-допусків на виконання робіт, призначення відповідальних осіб та постійний контроль за дотриманням вимог безпеки. Працівники, які обслуговують РТП, повинні мати відповідну групу з електробезпеки та проходити періодичний медичний огляд.

Технічні заходи безпеки включають виконання захисного заземлення всіх металевих неструмоведучих частин обладнання, застосування пристроїв релейного захисту та автоматики, встановлення обмежувачів перенапруг, блокувань і попереджувальної сигналізації. На підстанції використовуються сучасні засоби захисту, зокрема діелектричні рукавиці, боти, ізолювальні штанги, переносні заземлення та покажчики напруги.

Під час виконання ремонтних або оперативних робіт обов'язково проводиться відключення обладнання, перевірка відсутності напруги,

встановлення переносних заземлень та вивішування заборонних і попереджувальних плакатів. Особлива увага приділяється безпечній експлуатації комутаційних апаратів 35 кВ та 10 кВ, силових трансформаторів, а також систем власних потреб.

Для захисту від блискавки та комутаційних перенапруг на РТП 35/10 кВ «Рихта» встановлюються обмежувачі перенапруг типу ОПН-35 та ОПН-10, а також виконується контур заземлення з нормованим опором розтікання струму. Усі металеві конструкції та корпуси електрообладнання приєднуються до загальної системи заземлення.

Таким чином, система безпечної роботи на РТП 35/10 кВ «Рихта» забезпечує надійну та безаварійну експлуатацію підстанції, мінімізує ризик виникнення нещасних випадків та сприяє підтриманню необхідного рівня електробезпеки для обслуговуючого персоналу.

6.4 Розрахунок захисного заземлення

Для забезпечення безпечної експлуатації РТП 35/10 кВ «Рихта» необхідно виконати розрахунок захисного заземлення відповідно до вимог ПУЕ. Вихідні дані для розрахунку:

питомий опір ґрунту

$$\rho = 91,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

допустимий опір заземлювального пристрою для підстанцій 35/10 кВ:

$$R_{\text{доп}} \leq 4 \text{ Ом}$$

Приймаємо конструкцію заземлювача у вигляді вертикальних сталевих електродів, з'єднаних горизонтальною смугою.

Вихідні параметри заземлювача

довжина вертикального електрода:

$$l = 3 \text{ м діаметр електрода:}$$

$$d = 0,016 \text{ м глибина закладання:}$$

$$t = 0,8 \text{ м}$$

Розрахунок опору одного вертикального електрода

Опір вертикального заземлювача визначається за формулою:

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + 0.5 \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right)$$

Підставляємо значення:

$R_1 \approx 28,5 \, \Omega$ **Визначення кількості вертикальних електродів**

Необхідна кількість електродів:

$$n = \frac{R_1}{R_{\text{дон}} \eta}$$

де:

$(\eta = 0,6)$ — коефіцієнт використання електродів.

Тоді:

$$n = \frac{28,5}{4 \cdot 0,6} \approx 11,9 \text{ Приймаємо:}$$

$n = 12 \, \Omega$ електродів **Опір групового заземлювача**

$$R = \frac{R_1}{n\eta}$$

$$R = \frac{28,5}{12 \cdot 0,6} \approx 3,96 \, \Omega \text{ У результаті розрахунку встановлено, що для РТП}$$

35/10 кВ «Рихта» при питомому опорі ґрунту ($91,5 \, \Omega \cdot \text{м}$) необхідно встановити 12 вертикальних сталевих електродів довжиною 3 м, з'єднаних горизонтальною сталевією смугою. Розрахунковий опір заземлювального пристрою становить:

$R = 3,96 \, \Omega$ що відповідає вимогам ПУЕ для підстанцій напругою 35/10 кВ, оскільки не перевищує допустиме значення 4 Ом.

6.4. Грозозахист

Для захисту підстанції від прямих ударів блискавки приймаємо стержневі блискавковідводи. Лінія 35 кВ від прямих попадань блискавки захищається тросом (1,5 - 2 км від підстанції). Для захисту обладнання підстанції встановлюють розрядники РВС - 35 , РУ - 10 кВ захищається розрядниками РВО

- 10. На відходячих лініях 10 кВ на першій опорі встановлюємо також розрядники РВО — 10. Для захисту підстанції від прямих попадань блискавки необхідно розрахувати стержневий блискавковідвід. Для підстанції 35 / 10 кВ приймаємо чотири стержневих блискавковідводи, які встановлені на порталах.

Знаходимо радіус захисту

$$R_x = 1.6h \frac{h - h_x}{h + h_x}, \quad (5.4)$$

де h - висота блискавковідводу;

$h = 15,85$ м h_x дорівнює висоті заземленого об'єкту.

Радіус захисту на висоті 8 метрів.

$$R_x = 1.6 \times 15.85 \frac{15.85 - 8}{15.85 + 8} = 8.3 \text{ м}$$

Радіус захисту на висоті 6 м.

$$R_x = 1.6 \times 15.85 \frac{15.85 - 6}{15.85 + 6} = 11.4 \text{ м}$$

Блискавкознімальники приєднані до контуру заземлення.

ВИСНОВКИ

У дипломному проєкті вирішено актуальне науково-практичне завдання щодо модернізації та підвищення надійності системи розподілу електричної енергії шляхом розробки проєкту реконструкції районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ «Рихта» АТ «Хмельницькобленерго».

За результатами проведених досліджень, аналізу вихідних даних та виконання інженерних розрахунків сформульовано такі основні висновки:

На основі інтегрування добових графіків денних і вечірніх електричних навантажень підключених споживачів з урахуванням нормативних коефіцієнтів одночасності обґрунтовано збереження двотрансформаторної структури підстанції. Фактичні економічні інтервали навантаження підтвердили доцільність експлуатації двох силових трансформаторів типу ТМН-2500/35 потужністю по 2,5 МВА кожен.

На стороні високої напруги (ВРП-35 кВ) запропоновано встановлення сучасних вакуумних вимикачів типу ВВЗЕ-35-20/1000У , а на стороні низької напруги в ЗРУ-10 кВ (для вводу та 14 відхідних ліній) — високонадійних вакуумних апаратів ВВЕ-10 у нових комірках КСО-393.

Для комплексного захисту силових трансформаторів Т1 і Т2 (включаючи розрахунок параметрів поздовжнього диференційного захисту та МСЗ з комбінованим пуском напруги) обрано мікропроцесорні термінали типу БЕМП 1-01 (БМРЗ-18). Для захисту відхідних ліній 10 кВ інтегровано цифрові блоки типу УЗА-10А.2. Це забезпечує абсолютну селективність, миттєве відключення внутрішніх пошкоджень підстанції та можливість інтеграції об'єкта в загальну систему АСУ ТП РЕМ.

Для захисту підстанційного обладнання від атмосферних (грозових) та комутаційних перенапруг на шинах 35 кВ та 10 кВ передбачено встановлення нелінійних обмежувачів перенапруги серій ОПН-35-П та ОПН-КР/TEL-10/12,0, що суттєво підвищує загальну грозостійкість ізоляції в умовах посилення грозової діяльності в регіоні.

Загальний кошторисний обсяг капіталовкладень на повну реконструкцію двотрансформаторної підстанції становить 53545,72 тис. грн. Розрахунок дисконтованого грошового потоку з урахуванням коефіцієнтів дисконтування показав, що економічний ефект набуває позитивного значення вже на 3-му році експлуатації. Термін окупності проєкту становить близько 3 років, що підтверджує його високу інвестиційну привабливість та техніко-економічну доцільність.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Харків : Форт, 2017. 760 с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів : наказ Міністерства палива та енергетики України від 25.07.2006 № 258.
3. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : НПАОП 40.1-1.21-98.
4. ДСТУ EN 61140:2015. Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти щодо установок та обладнання (EN 61140:2002, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015.
5. ДСТУ EN 50110-1:2014. Експлуатація електроустановок. Частина 1. Загальні вимоги (EN 50110-1:2013, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2014.
6. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6–750 кВ. Київ : Міненерговугілля України, 2012.
7. СОУ-Н ЕЕ 20.179:2008. Розрахунок ДСТУ EN 50522:2015. Заземлення електроустановок змінного струму понад 1 кВ. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015.
8. ДСТУ EN 61936-1:2017. Силові електроустановки змінного струму понад 1 кВ. Частина 1. Загальні вимоги. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2017.
9. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підручник. Київ : Компринт, 2021. 527 с. URL: <https://dglb.nubip.edu.ua/handle/123456789/9202>
10. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Основи електропостачання : навчальний посібник. Одеса : Олді+, 2025. 237 с. URL: <http://elar.tsatu.edu.ua/handle/123456789/17968>

11. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2012. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/11784>
12. Афанасьєв О. І., Жорняк Л. Б., Немикіна О. В. та ін. Електроапаратне обладнання систем електропостачання енергоємних виробництв : навчальний посібник. Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2023. URL: <https://eir.zp.edu.ua/items/ca0767e6-86ec-4853-b738-f2d271d37ab0>
13. Сокол Є. І., Сендерович Г. А., Гриб О. Г. та ін. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. Харків, 2020. URL: https://www.researchgate.net/publication/344830336_Relejniy_zahist_elektroenergetichnih_sistem
14. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем : навчальний посібник. Київ : НТУУ «КПІ», 2016. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/16600>
15. Пугач С. В. Дослідження особливостей мікропроцесорного захисту та автоматики цифрових ВРП електричних станцій. Вінниця : ВНТУ, 2020. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/32375>
16. Дмитренко О. О., Заколяжний В. В. Релейний захист та автоматизація електричних систем : методичні вказівки. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2016. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/18267>
17. Рубаненко О. О., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2024. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/49403>
18. Рубаненко О. Є., Хитрук П. В. Релейний захист підстанції 150 кВ. Вінниця : ВНТУ, 2024. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/42174>

19. Кідиба В. П. *Релейний захист електроенергетичних систем : навчальний посібник*. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с. ISBN 978-617-607-827-2. URL: https://vlp.com.ua/node/15730?utm_source=chatgpt.com
20. Панченко С. В., Блиндюк В. С., Баженов В. М., Одегов М. М. *Релейний захист і автоматика. Частина 1 : навчальний посібник*. Харків : Український державний університет залізничного транспорту, 2020. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/48598>
21. Собчук В. С., Собчук Н. В., Бурикін О. Б. *Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник*. Вінниця : ВНТУ, 2011. 141 с. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/19528>
22. IEC 61850 Communication Networks and Systems for Power Utility Automation. URL: <https://webstore.iec.ch>
23. ABB. Relion Protection and Control Product Guide. URL: <https://new.abb.com/medium-voltage/digital-substations>
24. Siemens. SIPROTEC 5 Protection Relays. URL: <https://www.siemens-energy.com>

ДОДАТКИ