

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.
«Охримівці» 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»

_____ **Денис ТКАЧУК**

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

Ткачук Д. Проєкт реконструкції районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Охримівці» акціонерного товариства «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО». – Кваліфікаційна робота (дипломний проєкт) на здобуття освітнього ступеня «Бакалавр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Подільський державний університет, Кам'янець-Подільський, 2026.

У кваліфікаційній роботі проведено комплексний аналіз технічного стану ПС 35/10 кВ «Охримівці», що перебуває на балансі АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО». Виявлено фізичну та моральну зношеність існуючого обладнання, зокрема застарілої системи комутації типу «відокремлювач – короткозамикач».

За результатами аналізу обґрунтовано проєктні рішення щодо повної реконструкції підстанції. Зокрема, передбачено заміну масляних вимикачів на сучасні вакуумні аналоги, впровадження мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики, модернізацію системи вимірювання та захисту від перенапруг. У роботі виконано розрахунки струмів короткого замикання, вибрано нове комутаційне обладнання, розраховано параметри контуру заземлення та розроблено схему блискавкозахисту території об'єкта.

Економічна оцінка проєкту підтвердила його високу ефективність: термін окупності капітальних інвестицій становить 2,71 року, що є показником доцільності впровадження запропонованих заходів для підвищення надійності енергопостачання споживачів.

Ключові слова: підстанція 35/10 кВ, реконструкція, вакуумний вимикач, релейний захист, блискавкозахист, заземлення, техніко-економічна ефективність, АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО».

ЗМІСТ

ЗМІСТ.....	3
ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1 ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА	7
1.1 Загальна характеристика господарства	7
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ РТП 35/10 кВ „Охримівці”	12
2.1 Розрахункові навантаження мережі напругою 10 кВ.	12
2.2 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів РТП 35/10 кВ.	19
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання РТП 35/10 кВ.	21
2.4 Вибір обладнання	27
2.4.1 Вибір вимикача сторони 35 кВ	27
2.4.2 Вибір вимикачів сторони 10 кВ.	28
2.4.3 Вибір трансформаторів струму сторони 35 кВ.	28
2.4.4 Вибір ОПН на стороні 35кВ.	29
2.4.5 Вибір ОПН на стороні 10кВ.	30
РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЙ.....	32
3.1 Схема захисту та управління.....	32
3.2 Розрахунок диференційного захисту.....	35
3.3 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ	41
3.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ	42
3.4 Організація експлуатації трансформаторних підстанцій та розподільчого устаткування	45
РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	48
4.2. Основні показники інвестиційного проекту	49
4.3. Оцінка ефективності проекту	50
4.5. Розрахунок періоду окупності – РВР	51

РОЗДІЛ 5 БЕЗПЕКА ПРАЦІ.....	54
5.1 Заходи з Правил безпеки на РТП	54
5.2. Аварійні ситуації та системи захисту РТП	55
5.3 Розрахунок захисного заземлення	56
5.4 Грозозахист	58
ВИСНОВКИ	60
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	61

ВСТУП

Стабільне та якісне забезпечення споживачів електричною енергією є одним із визначальних чинників соціально-економічного розвитку регіону, що безпосередньо впливає на функціонування промислових підприємств, об'єктів інфраструктури та комфортні умови проживання населення. Важливе місце в системі розподілу електроенергії займають районні трансформаторні підстанції напругою 35/10 кВ, які виконують функції приймання, трансформації та подальшого розподілу електричної енергії між споживачами.

Значна частина електротехнічного обладнання, що експлуатується на підстанціях, була введена в роботу багато років тому та на сьогодні не повною мірою відповідає сучасним вимогам щодо надійності, безпеки й енергоефективності. Підстанція 35/10 кВ «Охримівці» АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО» не є винятком, оскільки наявне обладнання характеризується високим ступенем фізичного зносу та морального старіння. Це негативно впливає на безперебійність електропостачання, збільшує витрати на технічне обслуговування і ремонт, а також обмежує можливості подальшого розвитку електричних мереж та приєднання нових споживачів. У зв'язку з цим актуальним є впровадження сучасних технічних рішень, зокрема заміна застарілих комутаційних апаратів на вакуумні або елегазові вимикачі, а також модернізація систем релейного захисту, автоматики та телемеханіки.

Основною метою роботи є розроблення технічно та економічно обґрунтованого проєкту реконструкції трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Охримівці», спрямованого на підвищення експлуатаційної надійності, покращення показників якості електроенергії та створення умов для подальшого розвитку розподільчої мережі.

Для досягнення поставленої мети передбачено виконання таких завдань: дослідження існуючої схеми електропостачання та оцінка технічного стану обладнання підстанції; визначення розрахункових електричних навантажень і вибір необхідної потужності силових трансформаторів; підбір сучасного

високовольтного обладнання відповідно до вимог чинних нормативних документів; розроблення систем релейного захисту та автоматики на базі мікропроцесорних пристроїв; розрахунок струмів короткого замикання з метою перевірки електродинамічної та термічної стійкості обладнання; аналіз заходів з охорони праці та безпеки під час експлуатації модернізованої підстанції; а також оцінка техніко-економічних показників запропонованих рішень.

Практична цінність роботи полягає у формуванні комплексу технічних рішень, які можуть бути використані АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО» під час реалізації заходів з технічного переоснащення підстанції. Запропонована реконструкція сприятиме підвищенню рівня надійності електропостачання, скороченню часу ліквідації аварійних режимів, збільшенню ступеня автоматизації технологічних процесів та зменшенню експлуатаційних витрат.

РОЗДІЛ 1 ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА

1.1 Загальна характеристика господарства

Об'єктом реконструкції являється РТП 35/10 кВ „Охримівці” Віньковецького району Хмельницької області. Підстанція являється одностансформаторною з силовим трансформатором ТМ -1800/35 . Живлення РТП 35/10 кВ „Охримівці” проводиться від РТП 110/35/10 кВ „Вінківці” по повітряній ЛЕП 35/10 кВ довжиною 9 км та РТП 110/35/10 кВ „Деражня” довжиною 20.5 км. Основними споживачами лінії 10 кВ. є с. Охримівці , с.Сл. Охримовецька, с. Виселок, с. Нетечинці, с. Женишківці.(рис.1.1).

За максимальною температурою повітря РТП знаходиться у першому районі $t_{\max} = 36^{\circ}\text{C}$., за мінімальною температурою у 7 районі $t_{\min} = -36^{\circ}\text{C}$. Середньомісячна температура повітря складає $t_c = 8^{\circ}\text{C}$. Район за ожеледю третій $m_{\text{ож}} = 15 \text{ Н / м.}$, стінка ожеледі $l = 19 \text{ мм}$. [1]. Основний напрямок вітру весною і літом - південно-східний та північно-західний осінню та зимою. Із жовтня до квітня переважають вітри із сходу та південного сходу. Район по швидкості напору вітру – III. Середньорічна кількість опадів в зоні розташування господарства складає 500 - 510 мм з коливаннями 35- - 550 мм. Найбільша кількість опадів випадає в червні (70 мм), найменша в лютому (20 мм). [1].

Таблиця 1.1: Параметри силового трансформатора.

тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ А}$	Напруга обмотки кВ.		Втрати кВт		$U_k, \%$	$I_x, \%$
		ВН	НН	P_x	P_k		
T1 – ТМН -1800/35	1,8	35	10,5	8,3	24	6,5	5

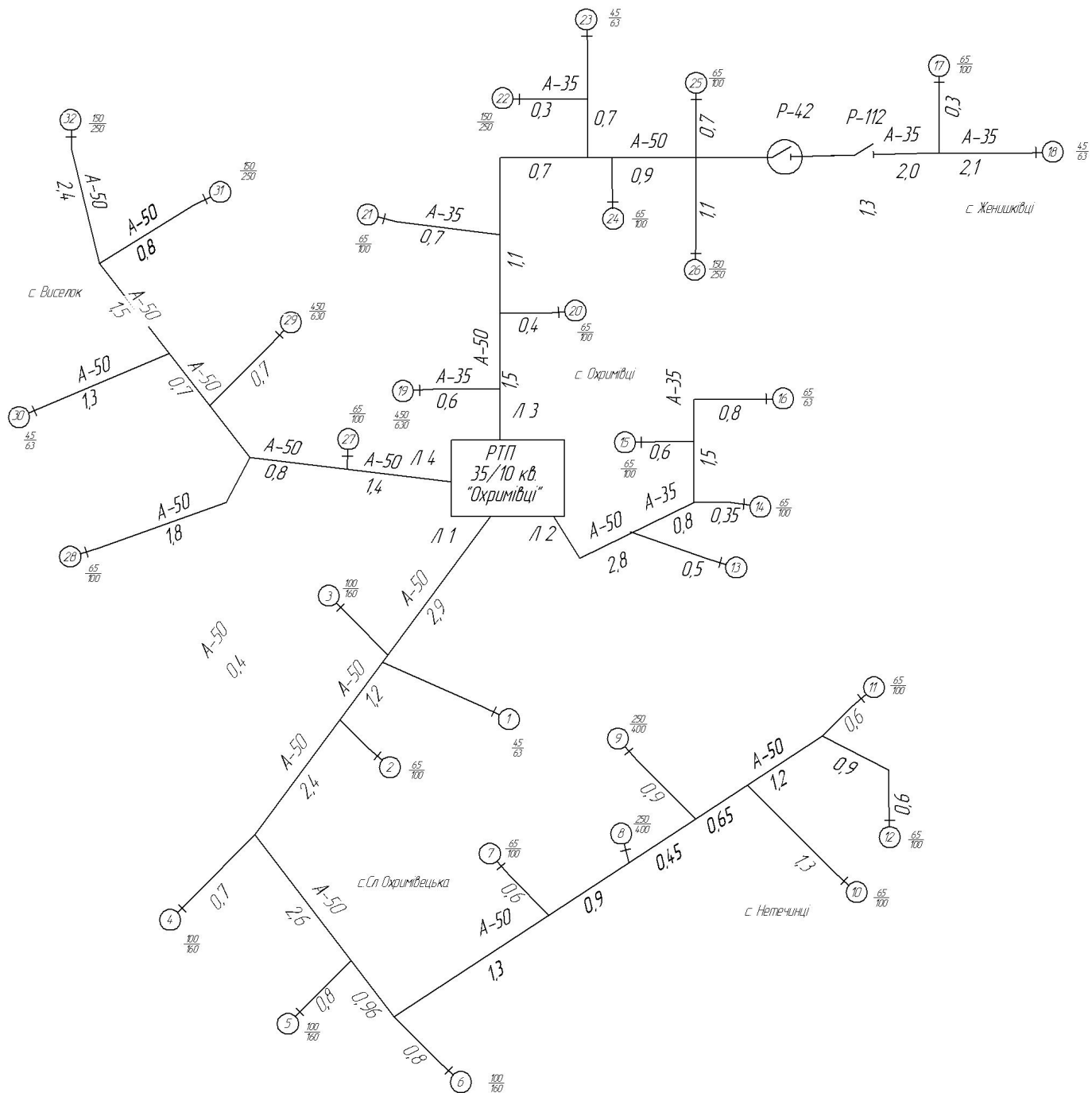


Рис. 1.1- Схема нормального режиму ліній 10 кВ. РТП 35/10 кВ.
„Охримівці”

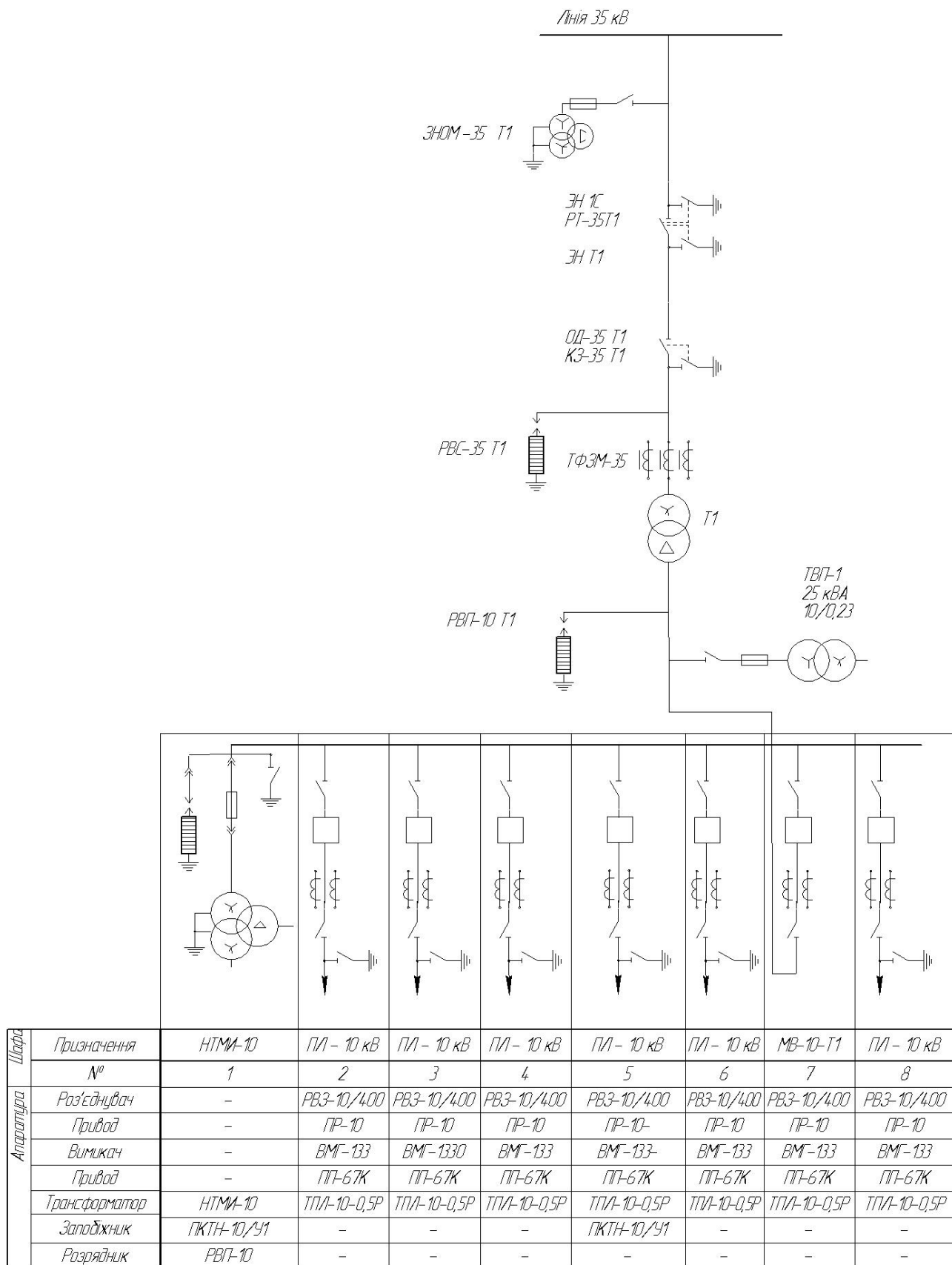


Рисунок 1.2 – Схема головних з'єднань РТП 35/10 кВ. „Охримівці”.

На сьогоднішній день трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Охримівці» АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО» функціонує з використанням обладнання, що за технічними характеристиками та принципами побудови схем комутації морально та фізично застаріло.

Комутаційне обладнання підстанції з боку 35 кВ представлене роз'єднувачем типу РТ-35 із заземлювачами, а також системою, що складається з відокремлювача ОД-35 та короткозамикача КЗ-35. Вимірювання струмів здійснюється за допомогою трансформаторів струму типу ТВ-35, які вмонтовані безпосередньо у вводи силового трансформатора. Додатково передбачено встановлення виносних трансформаторів струму між силовим трансформатором та відокремлювачем.

Алгоритм аварійного вимкнення при використанні схеми ОД-КЗ реалізований наступним чином:

При виникненні пошкодження в силовому трансформаторі вмикається короткозамикач (КЗ-35), створюючи штучне однофазне або двофазне коротке замикання;

Струм короткого замикання спричиняє спрацювання релейного захисту на живильній лінії (головній підстанції), що призводить до знеструмлення мережі;

У безструмову паузу, забезпечену релейним захистом, відокремлювач (ОД-35) розмикає коло, від'єднуючи пошкоджений трансформатор від мережі;

Після завершення операції автоматика повторного увімкнення (АПВ) головної лінії здійснює подачу напруги на споживачів.

Така схема комутації є вкрай небажаною для сучасних мереж, оскільки передбачає створення штучного аварійного режиму, що негативно впливає на стабільність енергосистеми.

Розподільчий пристрій 10 кВ включає ввідний вимикач (МВ-10), який забезпечує живлення секції шин 10 кВ. До секції підключено шість відходячих ліній 10 кВ, оснащених відповідними вимикачами. Вимірювання напруги здійснюється за допомогою трансформатора НТМИ-10 кВ, підключеного до шин

через запобіжники типу ПКТН-10. Захист ізоляції обладнання від грозових та комутаційних перенапруг забезпечується вентильними розрядниками застарілого типу РВП-10.

Висновок: Аналіз існуючого стану свідчить, що технічні рішення, застосовані на ПС 35/10 кВ «Охримівці», не відповідають сучасним вимогам до надійності, швидкодії та безпеки електропостачання. Зокрема, використання схеми ОД-КЗ та застарілих вентильних розрядників вимагає проведення повної реконструкції з впровадженням вакуумної комутаційної техніки, сучасних систем мікропроцесорного РЗА та обмежувачів перенапруг (ОПН).

РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ РТП 35/10 кВ „Охримівці”

Equation Chapter 1 Section 2

2.1 Розрахункові навантаження мережі напругою 10 кВ.

Відомості про навантаження по діючих ТП-10/0.4 кВ, що живляться від РТП 35/10 кВ. „Охримівці” 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	Встановлен на потужність т-рів ТП, кВА.	Характеристика навантаження	Максимальне навантаження	Лінія
	с. Охримівці	100	Побутове	65	1
	с. Охримівці	100	Виробниче	65	1
	с.Виселок	630	Побутове	450	1
	с.Виселок	63	Побутове	45	1
	с.Виселок	250	Побутове	150	1
	с.Виселок	250	Змішане	150	1
	с. Охримівці	63	Побутове	45	2
	с. Охримівці	100	Побутове	65	2
	с.Сл. Охримовецька	160	Виробниче	100	2
	с.Сл. Охримовецька	160	Виробниче	100	2
	с.Сл. Охримовецька	100	Змішане	65	2
	с.Сл. Охримовецька	160	Побутове	100	2
	с.Нетечинці	100	Виробниче	65	2
	с.Нетечинці	400	Виробниче	250	2
	с.Нетечинці	400	Побутове	250	2
	с.Нетечинці	100	Виробниче	65	2
	с.Нетечинці	100	Побутове	65	2
	с.Нетечинці	100	Виробниче	65	2
	с. Охримівці	63	Виробниче	45	3
	с. Охримівці	100	Побутове	65	3
	с. Охримівці	100	Побутове	65	3

Таблиця 2.1-Продовження.

Номер підстанції	Місце знаходження т-рів ТР-10/0,4 кВ	Встановлена потужність т-рів ТП, кВА.	Характеристика навантаження	Максимальне навантаження	Лінія
	с. Охримівці	63	Побутове	45	3
	с. Охримівці	100	Побутове	65	3
	с. Охримівці	63	Виробниче	45	3
	с. Охримівці	630	Виробниче	450	4
	с. Охримівці	100	Виробниче	65	4
	с. Охримівці	100	Побутове	65	4
	с. Женишківці	250	Побутове	150	4
	с. Женишківці	63	Виробниче	45	4
	с. Женишківці	100	Виробниче	65	4
	с. Женишківці	100	Побутове	65	4
	с. Женишківці	250	Побутове	150	4

Розрахункове навантаження визначаємо по формулах:

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

$$P_{\epsilon} = P_m \times K_p \times K_{\epsilon} \quad (2.2)$$

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

K_p — коефіцієнт росту навантаження;

$K_{\partial}, K_{\epsilon}$ — коефіцієнт участі відповідно в денному і вечірньому максимумах, які дорівнюють:

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

б) для змішаного навантаження — $K_{\partial} = K_{\epsilon} = 1,0$.

в) для комунально-побутових споживачів — $K_{\partial} = 0,4$, $K_{\epsilon} = 1,0$. [6,11]

Коефіцієнт росту навантаження K_p на сьомий розрахунковий рік, відповідно до виду споживача [6,11]:

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

Для ТП №1. Навантаження виробниче . $K_o = 1$, $K_e = 0,6$

$$P_o = 250,0 \times 1 \times 1,40 = 350,0 \text{ кВт.}$$

$$P_e = 250,0 \times 0,6 \times 1,4 = 210,0 \text{ кВт.}$$

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 K_o	Розрахунок денного P_o , кВт.	Коефіцієнт Вечірнього K_e	Розрахунок вечірнього P_e , кВт.	№ Лінії
1.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	1
2.	1,4	1	91	0,6	54,6	1
3.	1,3	0,4	234	1	585	1
4.	1,3	0,4	23,4	1	58,5	1
5.	1,3	0,4	78	1	195	1
6.	1,4	1	210	1	210	1
7.	1,3	0,4	23,4	1	58,5	2
8.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	2
9.	1,4	1	140	0,6	84	2
10.	1,4	1	140	0,6	84	2

№ п.п	Коефіцієнт росту навантаження K_p	Коефіцієнт денного та K_d	Розрахунок денного та P_d , кВт.	Коефіцієнт Вечірнього та K_v	Розрахунок вечірнього та P_v , кВт.	№ Лінії
11.	1,4	1	91	1	91	2
12.	1,3	0,4	52	1	130	2
13.	1,4	1	91	0,6	54,6	2
14.	1,4	1	350	0,6	210	2
15.	1,3	0,4	130	1	325	2
16.	1,4	1	91	0,6	54,6	2
17.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	2
18.	1,4	1	91	0,6	54,6	2
19.	1,4	1	63	0,6	37,8	3
20.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	3
21.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	3
22.	1,3	0,4	23,4	1	58,5	3
23.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	3
24.	1,4	1	63	0,6	37,8	3
25.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	4
26.	1,4	1	91	0,6	54,6	4
27.	1,3	0,4	234	1	585	4
28.	1,3	0,4	23,4	1	58,5	4
29.	1,3	0,4	78	1	195	4
30.	1,4	1	210	1	210	4
31.	1,3	0,4	33,8	1	84,5	4
32.	1,4	1	91	0,6	54,6	4

Для розрахунку сумарного навантаження на окремих ділянках мережі трансформаторні підстанції об'єднуються в групи таким чином, щоб співвідношення між найбільшим і найменшим навантаженням у групі не перевищувало чотирьох. Розрахунок навантаження кожної групи виконується з урахуванням коефіцієнта одночасності відповідно до рекомендацій [6, 11]. При цьому до більшого навантаження додається розрахункова складова, отримана від

меншого навантаження з урахуванням його участі в сумарному максимумі. На підставі даних, наведених у таблиці 2.2, визначаються розрахункові значення денного та вечірнього навантаження:

$$\begin{aligned} P_{\partial(0-1)} &= \sum P_{\partial} \times k_o \\ P_{\varepsilon(0-1)} &= \sum P_{\varepsilon} \times k_o \end{aligned} \quad (2.3)$$

де k_o - коефіцієнт одночасності.

Розрахунок навантаження для лінії 1:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (33,80 + 91 + 23,40 + 78) \times 0,780 = 176,340 \text{ кВт}.$$

$$P_{\partial(0-1)}^{(2)} = (234,0 + 210) \times 0,870 = 355,20 \text{ кВт}.$$

Сумарне денне навантаження лінії 1 дорівнює:

$$P_{\partial(0-1)} = P_{\partial(0-1)}^{(1)} + P_{\partial(0-1)}^{(2)} = 176,340 + 355,20 = 531,54 \text{ кВт}.$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{\varepsilon(0-1)}^{(1)} = (84,5 + 54,6 + 58,5) \times 0,78 = 158,8 \text{ кВт}.$$

$$P_{\varepsilon(0-1)}^{(2)} = (585 + 195 + 210) \times 0,75 = 693 \text{ кВт}.$$

Сумарне вечірнє навантаження лінії 1 дорівнює:

$$P_{\varepsilon(0-1)} = P_{\varepsilon(0-1)}^{(1)} + P_{\varepsilon(0-1)}^{(2)} = 158,8 + 693 = 851,8 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо навантаження для лінії 2:

Для денного максимуму:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (23,4 + 33,8 + 91 + 52 + 91 + 91 + 33,8 + 91) \times 0,8 = 405,6 \text{ кВт.}$$

$$P_{\partial(0-1)}^{(2)} = (140 + 140 + 350 + 130) \times 0,72 = 547,2 \text{ кВт.}$$

Сумарне денне навантаження лінії 2 дорівнює:

$$P_{\partial(0-1)} = P_{\partial(0-1)}^{(1)} + P_{\partial(0-1)}^{(2)} = 405,6 + 547,2 = 952,8 \text{ кВт.}$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (58,5 + 84,5 + 84 + 84 + 91 + 54,6 + 54,6 + 84,5) \times 0,8 = 476,6 \text{ кВт.}$$

$$P_{\partial(0-1)}^{(2)} = (130 + 210 + 325) \times 0,8 = 532 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє навантаження лінії 2 дорівнює:

$$P_{\partial(0-1)} = P_{\partial(0-1)}^{(1)} + P_{\partial(0-1)}^{(2)} = 476,6 + 532 = 1008,56 \text{ кВт.}$$

Розрахунок навантаження для лінії 3:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (63 + 33,8 + 33,8 + 23,4 + 33,8 + 63) \times 0,85 = 213,8 \text{ кВт.}$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (37,8 + 84,5 + 84,5 + 58,5 + 84,5 + 37,8) \times 0,7 = 271,2 \text{ кВт.}$$

Розрахунок навантаження для лінії 4:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (630 + 91 + 33,8 + 78 + 63 + 91 + 33,8 + 78) \times 0,8 = 878,8 \text{ кВт}.$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (378 + 195 + 195) \times 0,75 = 614 \text{ кВт}.$$

$$P_{\partial(0-1)}^{(2)} = (54,6 + 84,5 + 37,8 + 54,6 + 84,5) \times 0,8 = 252,8 \text{ кВт}.$$

Сумарне вечірнє навантаження лінії 4 дорівнює:

$$P_{\partial(0-1)} = P_{\partial(0-1)}^{(1)} + P_{\partial(0-1)}^{(2)} = 614,4 + 252,8 = 867,2 \text{ кВт}.$$

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

Номер лінії	Навантаження ,кВт	
	денне	вечірнє
Лінія 1	531,6	851
Лінія 2	952,8	1008,56
Лінія 3	213,2	271,3
Лінія 4	878,8	867,2

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

Сумарне навантаження районної трансформаторної підстанції визначається шляхом підсумовування денних та вечірніх навантажень найбільш завантажених ділянок відхідних ліній напругою 10 кВ із врахуванням коефіцієнта одночасності їх роботи. У випадках, коли співвідношення між окремими навантаженнями перевищує 4:1, для визначення розрахункового навантаження застосовується метод добавок відповідно до рекомендацій [6, 11], який дозволяє більш точно врахувати вплив менш завантажених споживачів на загальний максимум навантаження підстанції.

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

$$P_{\text{дРТП}}^1 = (952,8 + 213,2 + 878,8 + 531,6) \times 0,8 = 2061,1 \text{ кВт}.$$

$$P_{\text{вРТП}}^1 = (21008,56 + 271,3 + 867,2 + 851) \times 0,8 = 2398,4 \text{ кВт}.$$

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. 33[6,119].

$$S_{\text{дРТП}} = 2061 / 0,8 = 2576,4 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{вРТП}} = 2398,4 / 0,83 = 3197,9 \text{ кВА}$$

Вибираємо трансформатор по більшій потужності в даному випадку

це $S_{\partial PTP} = 3197,9 \text{ кВА}$

У нашому випадку на діючій підстанції стоїть трансформатор потужністю $S_{mp} = 1,8 \text{ МВт А.}$, що менше розрахованого максимального навантаження. Отже необхідно зробити заміну силового трансформатора.

Згідно інтервалів навантаження для вибору потужності трансформаторів підстанцій 35/10 кВ, вибираємо трансформатори ТМ потужністю:

$$S_{\min} < S_{PTP} < S_{\max} \quad (2.6)$$

$$2213 < 3197.9 < 3314$$

$$S_{TP} = 2500 \text{ кВА}$$

Таблиця 2.4: Параметри силового трансформатора.

тип	S _{ном} , МВ А	Напруга обмотки кВ.		Втрати кВт		U _к , %	I _х , %
		ВН	НН	P _х	P _к		
T1 – ТМ -2500/35	2,5	35	10,5	5,1	26	6,5	1,1

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання РТП 35/10 кВ.

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

Для проводів підраховуємо активні та реактивні опори. В омах активний опір визначаємо за довідником та становить:

Таблиця 2.5: Опори проводів

Марка провода	Опір Ом/км
АС -120	0,27
АС -95	0,33
АС -50	0,65
А-50	0,64

Зведений активний опір лінії зводиться до базисної напруги. Перерахунок параметрів проводиться по формулах:

$$R_b = R_l \times \left(\frac{U_b}{U_{cp}}\right)^2 \quad (2.7)$$

де:

$$U_b = 37 \text{ кВ}$$

$$U_{cp} = 35 \text{ кВ}$$

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

Індуктивний опір лінії зведений до базисної напруги становить:

$$X_b = X_l \times \left(\frac{U_b}{U_{cp}}\right)^2 \quad (2.8)$$

Повний результуючий опір становить:

$$Z_p = \sqrt{R_p^2 + X_p^2} \quad (2.9)$$

Результати опорів лінії 35 кВ заносимо в таблицю 2.6

Таблиця 2.6 : Опори ліній електропередач

Пункт	Марка провода	Пелеріз S ²	Довжина км	Опір R (Ом)	Опір X (Ом)
Вінківці					
Охримівці	АС	120	9	3,753	5,56

Зведені активний та реактивний опори до базисних напруг заносимо в таблицю 2.7

Таблиця 2.7: Зведені опори ліній електропередач.

Пункт	$U_b=37 \text{ кВ}$		
	R_b	X_b	Z
Віньківці			
Охримівці	4,19	6,21	7,5

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

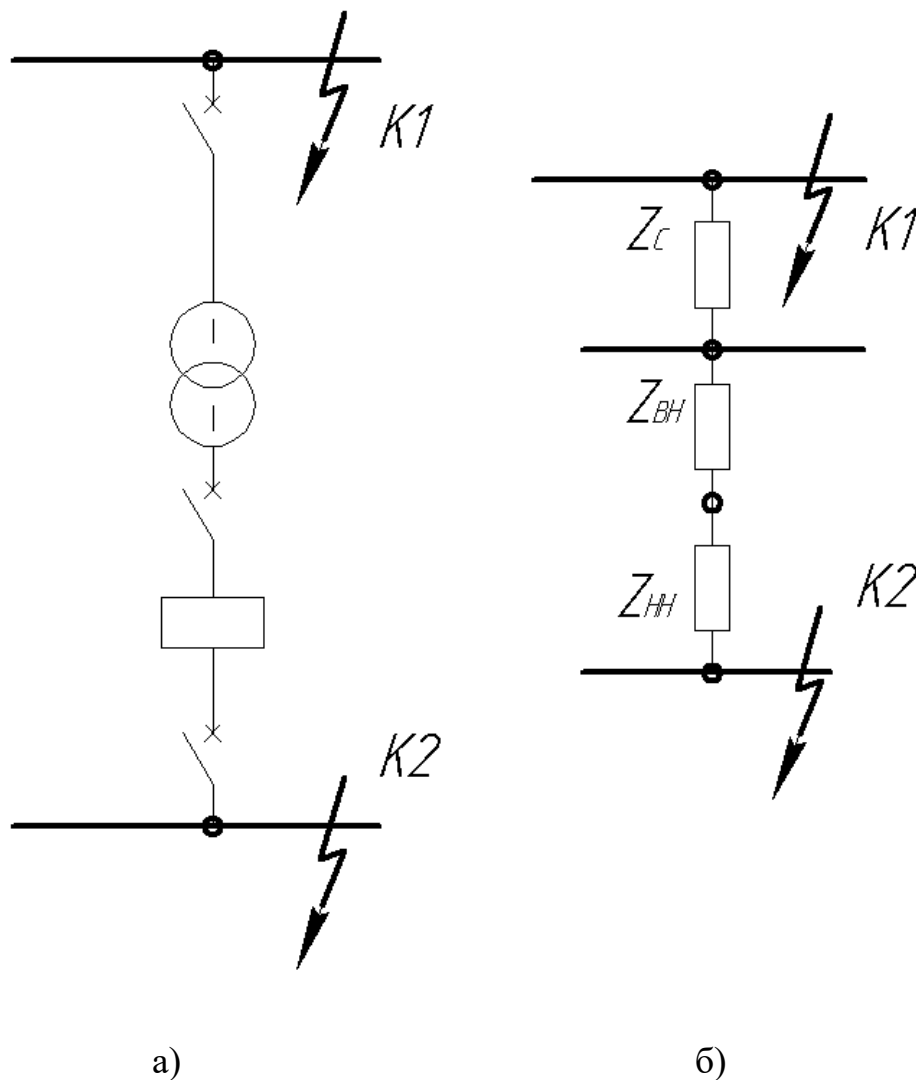


Рисунок 2.1 – Схема електричних з'єднань силового трансформатора (а) та її схема заміщення (б).

Розрахуємо опір трансформатора при нормальному режимі роботи $U_{\phi} = 37 \text{ кВ}$

Так як активний опір трансформатора порівняно з реактивним дуже малий і рівний 3,0-4,5% від реактивного, і майже не впливає на величину загального опору, то приймаємо його рівним 3,5% від реактивного [6,11].

Опори трансформатора розраховуються за формулами:

$$X_{TP.BH} = \frac{U_K \cdot U_{\phi}^2}{100 \cdot S_{TP.ном}} = \frac{6,5 \cdot 37^2}{100 \cdot 2,5} = 35,5 \text{ Ом} \quad (2.10)$$

$$X_{TP.HH} = \frac{U_K \cdot U_{\phi}^2}{100 \cdot S_{TP.ном}} = \frac{6,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 2,5} = 2,87 \text{ Ом} \quad (2.11)$$

$$R_{TP.BH} = 0,035 \cdot X_{TP.BH} = 1,25 \text{ Ом}; \quad (2.12)$$

$$R_{TP.HH} = 0,035 \cdot X_{TP.BH} = 0,1 \text{ Ом}; \quad (2.13)$$

Знайдемо тепер опори плеч ВН-НН трансформатора:

$$\begin{cases} R_{TP.BH-HH} = R_{TP.BH} + R_{TP.HH} = 1,25 + 0,1 = 1,35 \text{ Ом}; \\ X_{TP.BH-HH} = X_{TP.BH} + X_{TP.HH} = 35,5 + 2,87 = 38,37 \text{ Ом}; \end{cases}$$

Усі розраховані величини зводяться в табл.2.8.

Таблиця 2.8 – Опори силових трансформаторів підстанції “Охримівці” при $U_{K3}(\%)=6,5$

Тр-р	Шина	$X_{TP}, \text{Ом}$	$R_{TP}, \text{Ом}$
Т1	ВН	35,50	1,250
	НН	2,870	0,10

Трансформатор Т1 повний опір системи на шинах ВН в нормальному режимі:

$$Z_C = \sqrt{R_C^2 + X_C^2} = \sqrt{4,19^2 + 6,21^2} = 7,50 \text{ Ом}; \quad (2.14)$$

Повний опір системи на шинах НН в нормальному режимі:

$$\begin{aligned} Z_{HH} &= \sqrt{(R_C + R_{TP.BH-HH})^2 + (X_C + X_{TP.BH-HH})^2} = \\ &= \sqrt{(4,19 + 1,35)^2 + (4,3 + 6,25)^2} = 12,26 \text{ Ом}; \end{aligned} \quad (2.15)$$

Визначимо перехідні коефіцієнти:

$$K_{HH} = \frac{U_{\phi.BH}^2}{U_{\phi.HH}^2} = \frac{37^2}{35^2} = 1,1; \quad (2.16)$$

Тепер, маючи усі необхідні величини, можемо розрахувати струми КЗ трансформатора Т1. Прийmemo для розрахунків нормальний режим живлення підстанції. [6,11].

Струми КЗ на шинах 35 кВ ($U_{\phi} = 37 \text{ кВ}$):

$$\begin{cases} I_{K3.BH}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_C} = \frac{37000}{\sqrt{3} \cdot 7,5} = 1825,8 \text{ A}; \\ I_{K3.BH}^{(2)} = I_{K3.BH}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1825,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1581,2 \text{ A}; \end{cases} \quad (2.17)$$

Струми КЗ на шинах 10 кВ ($U_{\phi} = 37$ кВ):

$$\begin{cases} I_{K3.HH}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{HH}} = \frac{37000}{\sqrt{3} \cdot 12,26} = 481,6 \text{ A}; \\ I_{K3.HH}^{(2)} = I_{K3.HH}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 481,6 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 417 \text{ A}; \end{cases} \quad (2.18)$$

Струми КЗ на шинах 10 кВ ($U_{\phi} = 10,5$ кВ):

$$\begin{cases} I_{K3.HH}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{HH}} \cdot K_{HH} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 12,26} \cdot 1,1 = 150,3 \text{ A}; \\ I_{K3.HH}^{(2)} = I_{K3.HH}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 150,3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 130,1 \text{ A}; \end{cases} \quad (2.19)$$

Дані розрахунків заносимо в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9: Струми КЗ РТП 35/10 „Охримівці”

Тр-р	Шина	Струм	$U_{\phi.BH}$	$U_{\phi.HH}$
Т1	ВН	$I_{K3}^{(3)}, \text{ A}$	1825,8	-
		$I_{K3}^{(2)}, \text{ A}$	1581,2	-
	НН	$I_{K3}^{(3)}, \text{ A}$	481,6	150,3
		$I_{K3}^{(2)}, \text{ A}$	417	130,1

Для визначення ударного струму скористаємось рівнянням:

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{K3}^3 \quad (2.20)$$

де $k_y = 1,8$ ударний коефіцієнт.

Визначимо ударний струм сторони ВН:

$$i_y = 1,8 \times \sqrt{2} \times 1825,8 = 4647,7 \text{ A}$$

Визначимо ударний струм сторони НН:

$$i_y = 1,8 \times \sqrt{2} \times 481,2 = 1225,8 \text{ A}$$

2.4 Вибір обладнання

2.4.1 Вибір вимикача сторони 35 кВ

Вибір високовольтних вимикачів здійснюється за основними технічними параметрами, до яких належать номінальна напруга, номінальний струм, а також вимикальна здатність за струмом або потужністю короткого замикання. Після вибору обладнання проводиться його перевірка на відповідність умовам експлуатації, зокрема на електродинамічну та термічну стійкість до дії струмів короткого замикання, що можуть виникати в мережі під час аварійних режимів роботи.

Таблиця 2.12 - Параметри вимикачів.

Тип вимикача	Величини	Розрахункові дані	Каталожні дані
ВБЭС-35Ш-25(31,5)/630-1600УХЛ	$U_n, \text{кВ}$	35	35
	$I_{p.\text{max.}}, \text{А}$	41,2	630
	$I_y, \text{кА}$	3,4	127,5
	$I_{кз}^3, \text{кА}$	1,3	50
	$I_u^2, \text{кАс}$	1,312	50/3

2.4.2 Вибір вимикачів сторони 10 кВ.

Для установки приймаємо вакуумні вимикачі.

Таблиця 2.17. Дані вимикачів.

Розрахункові дані вимикачів	Параметри вимикачів ВВЕ - 10
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 219 \text{ А}$ $I_{\text{уд}(3)} = 3,85 \text{ кА}$ $I_{\text{вер}}^2 t_{\text{пр}} = 1,3^2 \cdot 2,8 = 4,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 400 \text{ А}$ $I_{\text{уд}(3)} = 20 \text{ кА}$ $I_v I = 16^2 \cdot 4 = 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{\text{от}} = 20 \text{ кА}$

Приймаємо до установки вакуумний вимикач типу ВВЕ - 10 із вмонтованим електричним 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.

2.4.3 Вибір трансформаторів струму сторони 35 кВ.

Приймаємо до установки трансформатор струму типу ТФЗМ – 35Б - 50 /5

Таблиця 2.14: Дані трансформатора струму

Розрахункові дані трансформатора струму	Параметри трансформатора струму ТФЗМ-35М-50/5
$U_H = 35\text{кВ}$ $I_H = 62,4\text{ А}$ $i_{\text{вД(з)}} = 3,4\text{ кА}$ $I_{\text{ул}} = 7,3\text{кА}$ $[I_{\text{уст}}^{(2)}]t_{\text{пр}} = 74,5^2 \times 2,8 = 56\text{кА}^2\text{с}$	$U_H = 35\text{ кВ}$ $I_H = 50\text{ А}$ $K\partial\sqrt{2}I_H = 150\sqrt{2} = 10,5\text{кА}$ $(KiI_H)^2 = (32,5 \times 50)^2 \times 10^6 \times 1 = 84,1\text{кА}^2\text{с}$

2.4.4 Вибір ОПН на стороні 35кВ

Вибір основних параметрів обмежувача перенапруг (ОПН) на стороні 35 кВ для типових схем електричних мереж виконується за спрощеною методикою відповідно до рекомендацій нормативної літератури [17, 18].

На першому етапі визначається найбільша допустима робоча напруга ОПН, яка повинна задовольняти умову відповідності максимальній робочій напрузі мережі:

$$U_{\text{про}} \geq U_{\text{нрм}} / \sqrt{3}.$$

Наступним кроком є вибір енергоємності обмежувача ($W_{\text{пит}}$) та його пропускної здатності за імпульсним струмом, які мають забезпечувати надійний захист електрообладнання від атмосферних і комутаційних перенапруг.

Значення найбільшої робочої напруги ОПН $U_{\text{про}}$ визначається з урахуванням максимальної робочої напруги мережі в точці встановлення обмежувача. При цьому вибір здійснюється відповідно до номінального класу напруги електрообладнання та вимог чинних державних стандартів. Для подальших розрахунків використовуються параметри, наведені в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17: Технічні характеристики ОПН/П1- 35/40,5/10/2/ УХЛ1

Технічні параметри	Чисельне значення	Виконання умови вибору
Клас напруги мережі, кВ	35	-
Найбільша допустима тривала напруга $U_{нд}$, кВ	50,6	$U_{нд} > U_{нрм} / \sqrt{3}$ $78,0 > 73,0$
Питома енергія ОПН $W_{пит}$, кДж/кВ	2,75	
Номінальний розрядний струм ОПН ($I_{н.розр}$), кА	10	$I_{н.розр} > I_i$; $I_{н.розр} > I_k$

2.4.5 Вибір ОПН на стороні 10кВ.

Найбільша тривало допустима робоча напруга обмежувача перенапруг ($U_{нро}$) повинна бути не меншою за найбільшу робочу напругу електрообладнання відповідного класу напруги або за максимальну робочу напругу мережі в місці його встановлення. Для мережі напругою 10 кВ найбільша робоча напруга становить $U_{нр.мер} = 12$ кВ, тому обирається ОПН, для якого виконується умова:

$$U_{нро} \geq U_{нр.мер}.$$

На підставі виконаних розрахунків та прийнятих технічних параметрів для захисту обладнання від атмосферних і комутаційних перенапруг обрано обмежувач перенапруг типу ОПН-КР/TEL-10/12,0УХЛ2. Основні технічні характеристики вибраного пристрою наведені в таблиці 2.20 [6, 11].

Таблиця 2.20. Технічні характеристики ОПН-КР/TEL 10/12,0 УХЛ2.

Технічні параметри	Чисельне значення	Виконання умови вибору
Клас напруги мережі, кВ	10	-
Найбільша допустима тривала напруга $U_{нд}$, кВ	12,0	$U_{нд0} > U_{нрм}$ $12,0 > 9,83$
Залишкова напруга $U_{ост}$, кВ	36,9	$U_{ост} < U_{ост.н.}$ $36,9 < 45$
Номінальний розрядний струм ОПН ($I_{н.розр}$), кА	10	$I_{н.розр} > I_i$; $I_{н.розр} > I_k$
Вибухобезпечний струм $I_{вб}$ при К.З., кА	16	$I_{вб} > I_{к.з.10}$ $16 > 2,56$

РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ

Equation Chapter 1 Section 3

3.1 Схема захисту та управління

Основний релейний захист приєднань напругою 10(35) кВ реалізується на базі мікропроцесорного пристрою SPAC 810, який може працювати від джерел оперативного постійного, змінного або випрямленого змінного струму з номінальною напругою 220 (110) В [17, 19].

Електронні кола пристрою мають гальванічну розв'язку від джерела оперативного живлення, що забезпечує підвищену надійність та електробезпеку його роботи. Пристрій зберігає працездатність і задані характеристики спрацювання за наявності пульсацій напруги оперативного живлення до 12 % від середнього значення, а також при короткочасних перервах живлення тривалістю до 0,5 с.

Пристрій SPAC 810 стійкий до впливу комутаційних процесів у колах оперативного струму та не допускає помилкових спрацювань під час увімкнення або вимкнення живлення. Його функціонування не порушується після відновлення живлення незалежно від тривалості перерви, при подачі напруги зворотної полярності, а також у разі виникнення однофазних замикань на землю в мережі оперативного постійного або випрямленого змінного струму.

Функціональні можливості пристрою SPAC 810 забезпечують:

- місцеве керування вимикачем за допомогою органів управління на передній панелі пристрою або ключів керування, встановлених на дверцятах релейної шафи, а також дистанційне керування від автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУ ТП);
- блокування багаторазових циклів увімкнення вимикача;

- контроль справності кіл керування та сигналізації, включаючи кола релейного захисту, повторного вмикання, стан автоматичних вимикачів і контроль тиску елегазу;
- функцію самопідхоплення шини відключення;
- блокування ввімкнення вимикача при відключеному автоматичному вимикачі низької напруги;
- можливість подачі команди на другу катушку відключення вимикача для підвищення надійності його вимкнення.

Застосування пристрою SPAC 810 дозволяє підвищити надійність функціонування системи релейного захисту та автоматики, скоротити час ліквідації аварійних режимів і забезпечити ефективний контроль стану електрообладнання підстанції.

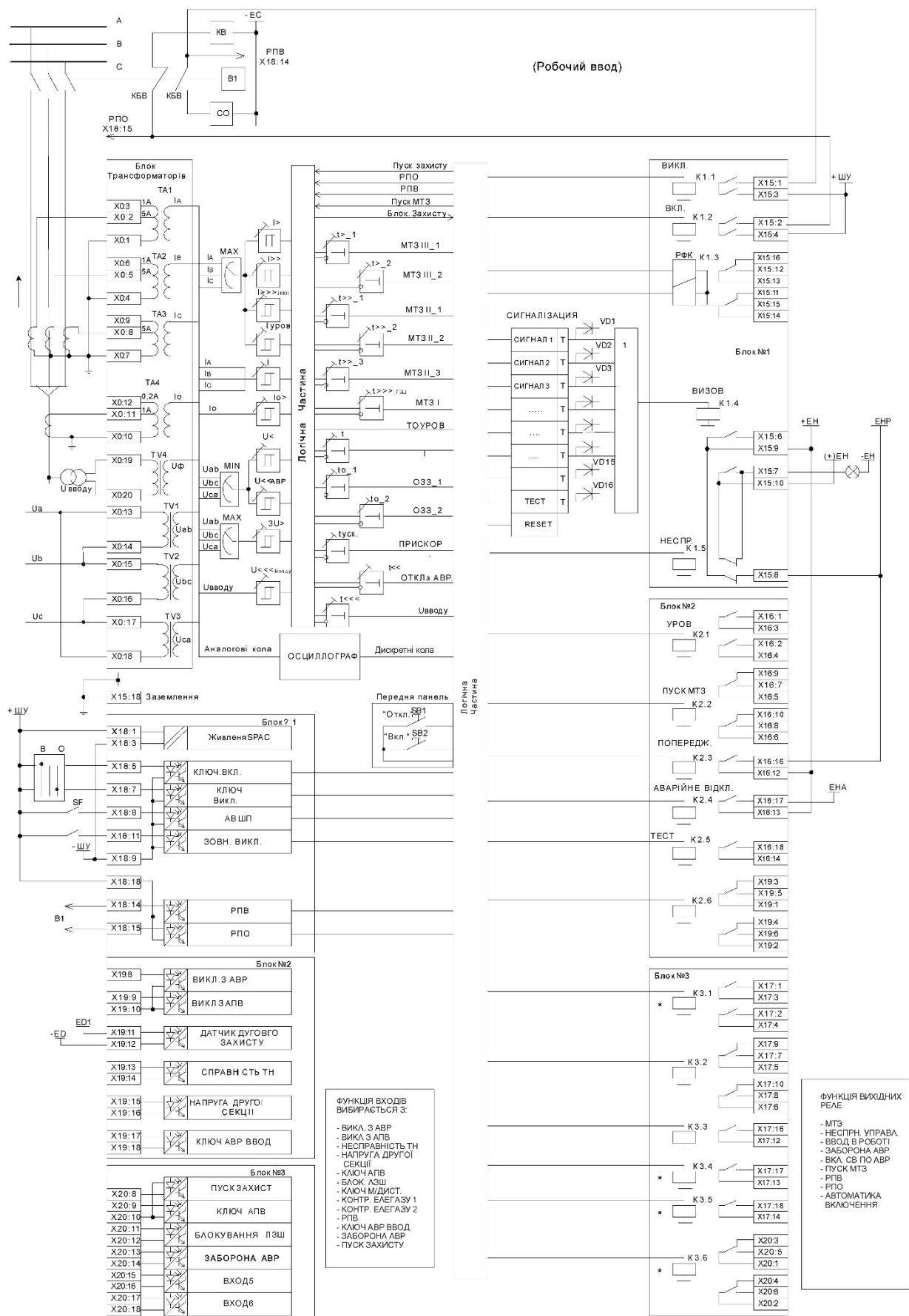


Рис. 3.1-Мікропроцесорний захист на базі SPAS 810

3.2 Розрахунок диференційного захисту

Розрахунок диференційного захисту силового трансформатора на основі диференційного реле проведемо згідно [6,11], який полягає в підборі витків гальмівної, робочої та двох урівноважувальних обмоток реле.

Розрахуємо номінальний струм обмотки ВН силового трансформатора:

$$I_{1ВН} = \frac{S_{ТР.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 39,0 \text{ A}; \quad (3.1)$$

Розрахуємо номінальний струм обмотки НН силового трансформатора:

$$I_{1НН} = \frac{S_{ТР.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,50 \text{ A}; \quad (3.2)$$

На силовому трансформаторі встановлені трансформатори струму з такими коефіцієнтами трансформації:

- на стороні 35 кВ – 50/5;
- на стороні 10 кВ – 100/5.

Отримані значення використовуються для визначення струмів в обмотках реле, підключених до вторинних кіл трансформаторів струму, та подальшого вибору уставок релейного захисту.

$$I_{2ВН} = \frac{K_{сх.ВН}}{n_{Т.ВН}} \cdot I_{1ВН} = \frac{\sqrt{3} \cdot 39}{50 / 5} = 6,75 \text{ A}; \quad (3.3)$$

$$I_{2НН} = \frac{K_{сх.НН}}{n_{Т.НН}} \cdot I_{1НН} = \frac{1 \cdot 137,5}{100 / 5} = 6,8 \text{ A}; \quad (3.4)$$

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 - $K_{cx} = 1,73$); [6,11].

n_T - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Розраховуємо мінімальний первинний струм спрацювання захисту,

$U_{BH} = 35$ кВ;

$$I_{l.min} = \frac{S_{TP.H}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,2 \text{ A}; \quad (3.5)$$

$$I_{C.3} \geq K_{отс} \cdot I_{l.min} = 1,5 \cdot 41,2 = 61,8 \text{ A},$$

де: $K_{отс}$ – коефіцієнт відсічки. Вибирається в межах $1,1 \div 1,5$, в залежності від режиму роботи лінії (навантаження).

Струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{cx}}{n_T} \cdot I_{C.3} = \frac{\sqrt{3}}{50/5} \cdot 61,80 = 10,50 \text{ A}. \quad (3.6)$$

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

$$W_{p.розр} = \frac{100}{I_{C.P}} = \frac{100}{10,5} = 9,5 \text{ вит}; \quad (3.7)$$

приймаємо $W_p = 10$ вит.

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

$$W_{розр.2} = \frac{I_{2.BH}}{I_{2.HH}} \cdot W_p = \frac{6,78}{6,8} \cdot 10 = 9,96 \text{ вит}; \quad (3.8)$$

приймаємо $W_{yp.2} = 10$ вит.

Тоді :

$$I_{C.P.} = \frac{100}{W_p} = \frac{100}{10} = 10 \text{ A}; \quad (3.9)$$

$$I_{C.3.} = \frac{n_t \cdot I_{C.P.}}{K_{cx}} = \frac{10 \cdot 100/5}{\sqrt{3}} = 115,4 \text{ A}. \quad (3.10)$$

$$I_{C.3.} = \frac{n_t \cdot I_{C.P.}}{K_{cx}} = \frac{10 \cdot 100/5}{\sqrt{3}} = 115,4 \text{ A}.$$

Зробимо перевірку:

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

$$6,750 \times 10 \approx 6,80 \times 10,0;$$

Зробимо перевірку захисту на чутливість на сторонах 10 кВ. Струми КЗ в формулах – це трифазні струми КЗ сторін, приведених до ВН в аварійному режимі (взяті з табл.3.3). [6,11].

$$k_{ч.НН} = \frac{I_{к.мах}}{I_{C.3}} = \frac{K_{отс} \cdot I^{(3)}_{КЗ.НН}}{n_{тр} \cdot I_{C.3}} = \frac{1,5 \cdot 481,6}{100/5 \cdot 10} = 3,6 > 1,5; \quad (3.11)$$

Умови виконуються. Захист придатний для використання.

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

$$I_{нб.НН}^{///} = \frac{W_{yp.2} - W_{розр.2}}{W_{розр.2}} \cdot I^{(3)}_{КЗ.НН} = \frac{9,97 - 9,8}{9,8} \cdot 481 = 7,9 \text{ A}; \quad (3.12)$$

Знаходимо загальні струми небалансу:

$$I_{нб\Sigma.HH} = I_{нб.HH} + I_{нб.HH}^{///} = 1,160 + 8,80 = 9,960 \text{ A};$$

Розраховуємо гальмівну обмотку диференційного реле:

$$W_{розр.т.HH} = \frac{1,5 \cdot I_{нб\Sigma.CH} \cdot W_{розр.2}}{0,87 \cdot I_{кз.HH}^{(3)}} = \frac{1,5 \cdot 9,690 \cdot 10}{0,870 \cdot 481,6} = 0,70 \text{ вит}; \quad (3.13)$$

приймаємо $W_T = 1$ вит.

Обмотка Wур.1 підключається до вторинних кіл трансформаторів струму, встановлених на стороні 35 кВ силового трансформатора. Обмотка Wур.2 приєднується до трансформаторів струму сторони 10 кВ та вмикається у протифазі відносно обмотки Wур.1, що забезпечує правильне формування диференційного струму в колі захисту.

Гальмівна обмотка WT включається до струмового кола робочих обмоток Wур.1 і Wур.2 та призначена для підвищення стійкості диференційного захисту. Її дія полягає у компенсації магнітних потоків, які виникають під впливом струмів небалансу. Це дозволяє запобігти помилковому спрацюванню захисту при зовнішніх коротких замиканнях, похибках трансформаторів струму та інших режимах, що супроводжуються появою небалансних струмів. Однією зі складових струму небалансу є струм ($I_{нб}$), який виникає внаслідок неточного підбору кількості витків робочих обмоток диференційного реле.

Всі розраховані дані заносяться в таблицю 3.1.

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

Розраховані дані	T1
номінальні струми обмоток, А ВН НН	39 137,5
вторинні струми в обмотках реле, А ВН НН	6,75 6,8
струми небалансу (без складової $I_{\text{нб}}^{///}$), А НН	2,1
початково прийняті струми спрацювання, А захисту реле	41,2 10,5
розрахункові числа витків обмоток W_{yp1} W_{yp2}	9,5 9,97
прийняті числа витків обмоток W_{yp1} W_{yp2}	10 10
дійснийі струми спрацювання, А захисту реле	115,4 10
коефіцієнти чутливості захисту сторін НН	5,3
третя складова струмів небалансу, А НН	3,6
сумарні струми небалансу, А НН	10,06
числа витків гальмівної обмотки НН прийняте	0,7 1

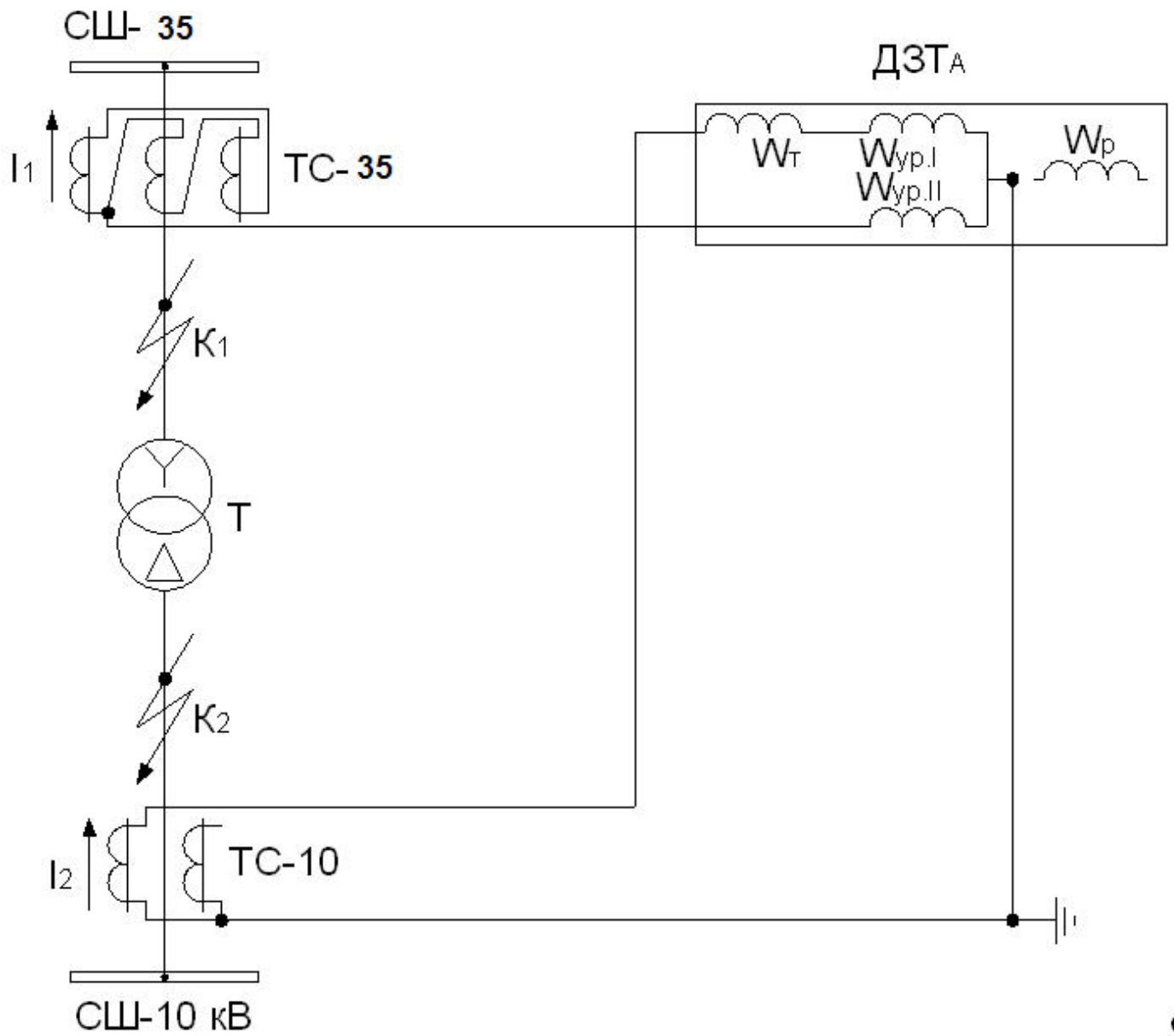


Рисунок 3.2 – Однофазна схема під'єднання диференційного реле ДЗТ-11 захисту двохобмоткового силового трансформатора

3.3 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{C.3} \geq \frac{k_n \cdot k_c}{k_b} \cdot I_{1BH} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 39 = 70,2 \text{ A}, \quad (3.14)$$

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

k_c – коефіцієнт самозапуску лінії ($k_c = 1,2 \dots 1,3$);

k_b – коефіцієнт повернення реле (залежить від типу реле) ($k_b = 0,6 \dots 0,85$).

[6,11].

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

$$I_{C.3} \leq \frac{K_{cx} \cdot I_{КЗ.НН}^{(2)}}{k_q} = \frac{1 \cdot 417}{1,5} = 278 \text{ A}, \quad (3.15)$$

де: k_q – коефіцієнт чутливості захисту, який для основної зони захисту має значення $k_q \geq 1,5$. [6,11].

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

$$I_{C.3} = 100 \text{ A}.$$

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{cx}}{n_T} \cdot I_{C.3} = \frac{\sqrt{3}}{100/5} \cdot 100 = 8,66 \text{ A}. \quad (3.16)$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості для данного струму спрацювання захисту:

$$k_{ч.НН} = \frac{I_{к.мах}}{I_{C.3}} = \frac{K_{отс} \cdot I_{КЗ.НН}^{(3)}}{I_{C.3}} = \frac{1,5 \cdot 481}{100} = 7,2 > 2; \quad (3.17)$$

Дотримуючись умов селективності захистів, вибираємо вставку часу $t_{C.3} = 1,5$ сек.

3.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{C.3} \geq \frac{k_n \cdot k_c}{k_b} \cdot I_{нн} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 137,5 = 147,5 \text{ А.} \quad (3.18)$$

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

$$I_{C.3} \leq \frac{K_{сх} \cdot I_{КЗ.НН}^{(2)}}{k_{ч}} = \frac{1 \cdot 417}{1,5} = 295,7 \text{ А.} \quad (3.19)$$

При коефіцієнті трансформації $K_{ТТ} = 100/5$ та відповідно (3.35) і (3.36) вибираємо вставку спрацювання захисту:

$$I_{C.3} = 200 \text{ А;}$$

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{сх}}{n_T} \cdot I_{C.3} = \frac{1}{100/5} \cdot 295,7 = 14,7 \text{ А;} \quad (3.20)$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості при цьому струмі спрацювання захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. max}}}{I_{\text{С.З}}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ.НН}}^{(3)}}{n_{\text{т}} \cdot I_{\text{С.Р}}} = \frac{1,5 \cdot 481,6}{100 / 5 \cdot 14,8} = 2,4 > 2; \quad (3.21)$$

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

Всі розраховані величини зводяться в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку максимально-струмового захисту силових трансформаторів підстанції 35/10 “Охримівці”

Розраховані дані	T1
Шини 35 кВ	
мінімальний струм спрацювання захисту, А	70,2
максимальний струм спрацювання захисту, А	278
прийнятий струм спрацювання захисту, А	100
струм спрацювання реле, А	8,66
коефіцієнт чутливості захисту	7,2
Шини 10 кВ	
мінімальний струм спрацювання захисту, А	147,5
максимальний струм спрацювання захисту, А	295,7
прийнятий струм спрацювання захисту, А	200
струм спрацювання реле, А	14,8
коефіцієнт чутливості захисту	2,4

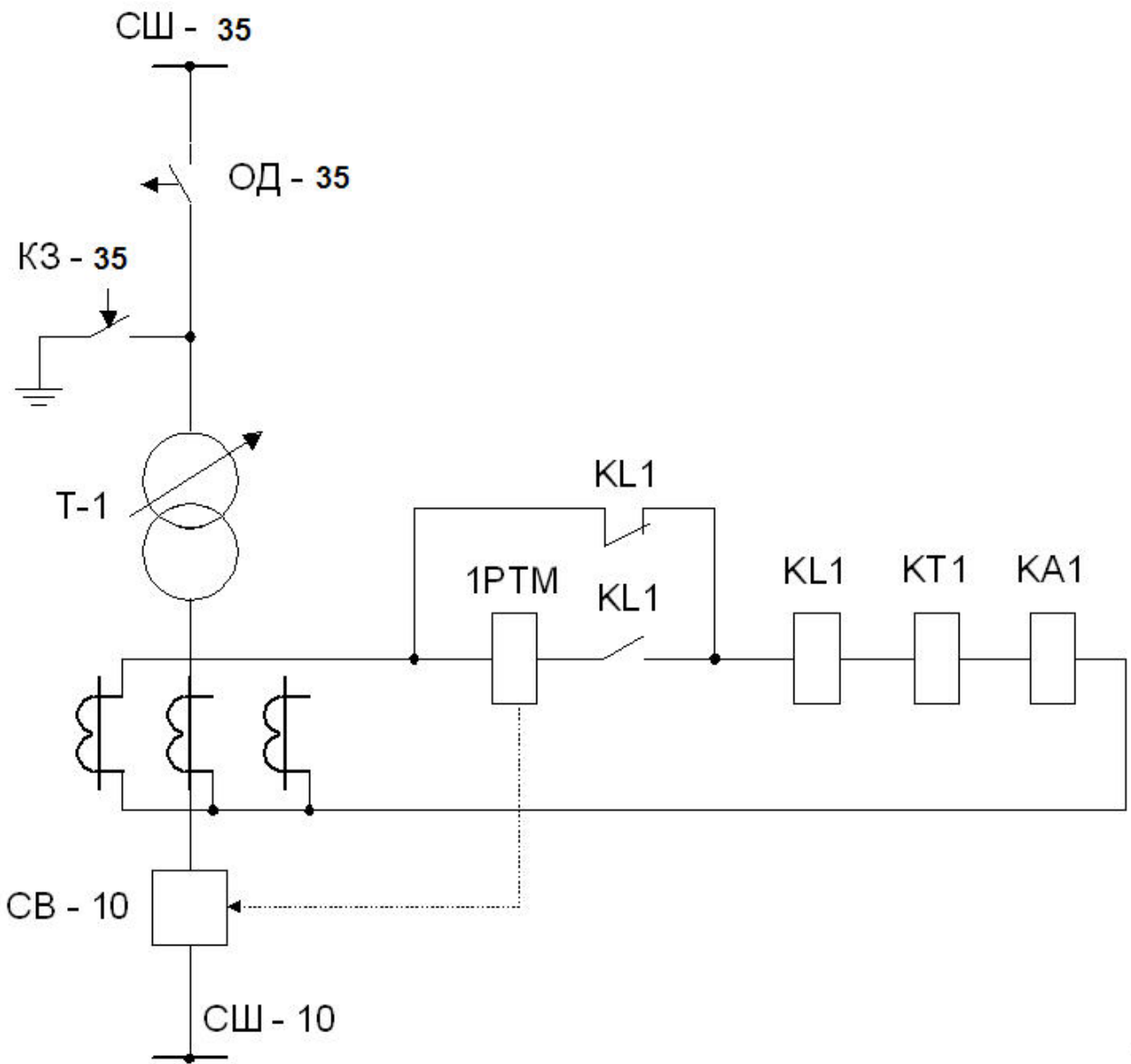


Рисунок 3.1 - Струмова та виконавча схеми МСЗ сторони 10 кВ трансформатора

3.4 Організація експлуатації трансформаторних підстанцій та розподільчого устаткування

На енергетичних об'єктах має бути організована система обліку, нормування та аналізу техніко-економічних показників (ТЕП), яка дозволяє оцінювати рівень використання обладнання, ефективність його експлуатації та економічні результати діяльності підприємства.

До основних техніко-економічних показників, що характеризують ефективність роботи електроенергетичних об'єктів, належать:

- обсяг виробленої та відпущеної електричної енергії;
- коефіцієнт використання встановленої потужності електрообладнання;
- питомі витрати електричної енергії на власні потреби;
- питомі втрати електроенергії під час її передачі електричними мережами;
- питома чисельність виробничого персоналу;
- питомі витрати на технічне обслуговування та ремонт обладнання.

Для забезпечення надійної, безпечної та економічно доцільної експлуатації обладнання, будівель, споруд, систем керування та контролю на кожній районній трансформаторній підстанції повинні бути організовані планове технічне обслуговування та ремонтні роботи відповідно до вимог чинних нормативних документів [1–3].

Обсяги та періодичність ремонтів визначаються необхідністю підтримання або відновлення технічного ресурсу обладнання з урахуванням його фактичного стану, нормативних вимог і рекомендацій заводів-виробників. Періодичність проведення оглядів та технічного обслуговування встановлюється залежно від типу підстанції:

- для споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ – не рідше одного разу на шість місяців;
- для районних трансформаторних підстанцій без постійного чергування персоналу – не рідше одного разу на місяць;

– для підстанцій із постійним чергуванням оперативного персоналу – не рідше одного разу на три доби.

Власник підстанції зобов’язаний планувати та своєчасно виконувати ремонтно-відновлювальні заходи, спрямовані на підтримання працездатності та продовження терміну служби обладнання. Тривалість і періодичність усіх видів ремонтів визначаються на підставі затверджених планів ремонтних робіт та результатів оцінки технічного стану обладнання.

На підстанціях із постійним чергуванням оперативного персоналу повинна вестися оперативна документація в обсязі, затвердженому технічним керівником підприємства. До основних оперативних документів належать:

- оперативна схема або мнемосхема підстанції;
- оперативний журнал;
- журнал заявок на виведення обладнання в ремонт;
- журнал релейного захисту та автоматики;
- карти уставок пристроїв релейного захисту та автоматики;
- карти положень накладок і випробувальних блоків;
- журнал обліку робіт, виконаних за нарядами та розпорядженнями;
- журнал обліку дефектів і несправностей обладнання;
- журнал оперативних розпоряджень.

Належне ведення оперативної документації забезпечує ефективний контроль технічного стану обладнання, підвищує рівень експлуатаційної надійності підстанції та сприяє своєчасному виявленню і усуненню можливих відхилень у її роботі.

РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Для модернізації РТП 35/10 кВ «Охримівці» обрано інноваційне 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 «Охримівці»

№	Найменування робіт та обладнання	Од. вим.	Кількість	Ціна за одиницю,	Загальна вартість, тис. грн
1	Назва обладнання	Тип	Шт	тис. грн	, тис. грн
2	Трансформатор силовий	ТМ 2500/35	1	1200	1200
3	Стійка з вимикачем 35 кВ	ВБЭС-35	1	350	350
4	Трансформатор струму 35 кВ	ТФЗМ-35А	1	85	85
5	Трансформатор напруги 35 кВ	ЗНОМ-35	1	95	95
6	Стійка з вимикачем 10 кВ	ВВЕ-10	7	840	5880
7	Пристрій РЗА (для вводу)	SPAC-810	1	45	45
8	Пристрій РЗА (для ліній)	УЗА-10	7	175	1225
9	Обмежувач перенапруг 35 кВ	ОПН-35-П	3	24	72
10	Обмежувач перенапруг 10 кВ	ОПН-10-П	6	21	126
	Монтажні роботи		1	441	441
	Всього				9519

Виходячи із приведених розрахунків, кошторисна вартість реконструкції районної трансформаторної підстанції „Охримівці” становить 9519 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	9519,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Відсоткова ставка, %	15	15	15	15	15	15
Обсяг реалізованої електроенергії, кВ/год	-	7820000	7820000	7820000	7820000	7820000
Вартість реалізації електроенергії, грн/кВт.	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Надходження від реалізації (виручка), тис. грн.	-	8602	8602	8602	8602	8602
Податок з реалізації (ПДВ), %	-	20	20	20	20	20
Податок від реалізації, тис. грн.	-	1720	1720	1720	1720	1720
Змінні витрати, тис. грн.	-	2,7367125	2,7367125	2,7367125	2,7367125	2,7367125
Змінні витрати (з вархуванням ризиків), тис.грн.	-	2,7367125	2,7367125	2,7367125	3	3
Постійні витрати	-	41	930	850	770	690
в т. ч. амортизац. відрахув, тис. грн.	-	320	320	320	320	320
Всього витрат, тис. грн.	-	44	933	853	773	693
Прибуток до оподаткування, тис. грн	-	6838	5949	6029	6109	6189

Показники	Роки					
	0	1	2	3	4	5
Податок на прибуток, %	-	30	30	30	30	30
Чистий прибуток, тис. грн.	-	4786	4164	4220	4276	4332
Чистий грошовий потік, тис. грн.	-	5106	4484	4540	4596	4652

Equation Chapter 1 Section 4

4.3. Оцінка ефективності проекту

Визначаємо величину, обернену коефіцієнту дисконтування для кожного із років:

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

де z – ставка дисконтування, %.

Таблиця 4.3 - Коефіцієнти дисконтування при ставці дисконту 18%

Рік	t	$(1+z)^t$	дисконтний множник
1-й рік K1	1	1,180	0,85
2-й рік K2	2	1,392	0,72
3-й рік K3	3	1,643	0,61
4-й рік K4	4	1,939	0,52
5-й рік K5	5	2,288	0,44

Розраховуємо NPV:

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

$$NPV = \left(\frac{5106}{1,180} + \frac{4484}{1,392} + \frac{4540}{1,643} + \frac{4596}{1,939} + \frac{4652}{2,288} \right) - (9519) = 9519$$

Таблиця 4.4 - NPV при ставці дисконту 18%.

роки	чистий грошовий потік, тис.грн	$(1+z)^t$	Диск. грошовий потік тис.грн
1	5106	1,18	4327
2	4484	1,39	3220
3	4540	1,64	2763
4	4596	1,94	2371
5	4652	2,29	2034
Сума диск. грош. потоку			14715

Розраховуємо індекс прибутковості (рентабельності) - PI:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{NPV_t}{I + I_t} = \frac{14715,43131}{9519} = 1,55 \quad (4.3)$$

4.5. Розрахунок періоду окупності – РВР

Таблиця 4.5 - Показники економічної ефективності проекту

РОКИ	0	1	2	3	4	5
Інвестиції, тис. грн	9519,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Чистий грошовий потік, тис. грн	0,00	5106,38	4484,20	4540,20	4596,20	4652,20
Коефіцієнт дисконтування	0,00	1,18	1,39	1,64	1,94	2,29
Строк окупності	0,00	-5191,56	-1971,07	792,24	3162,91	5196,43

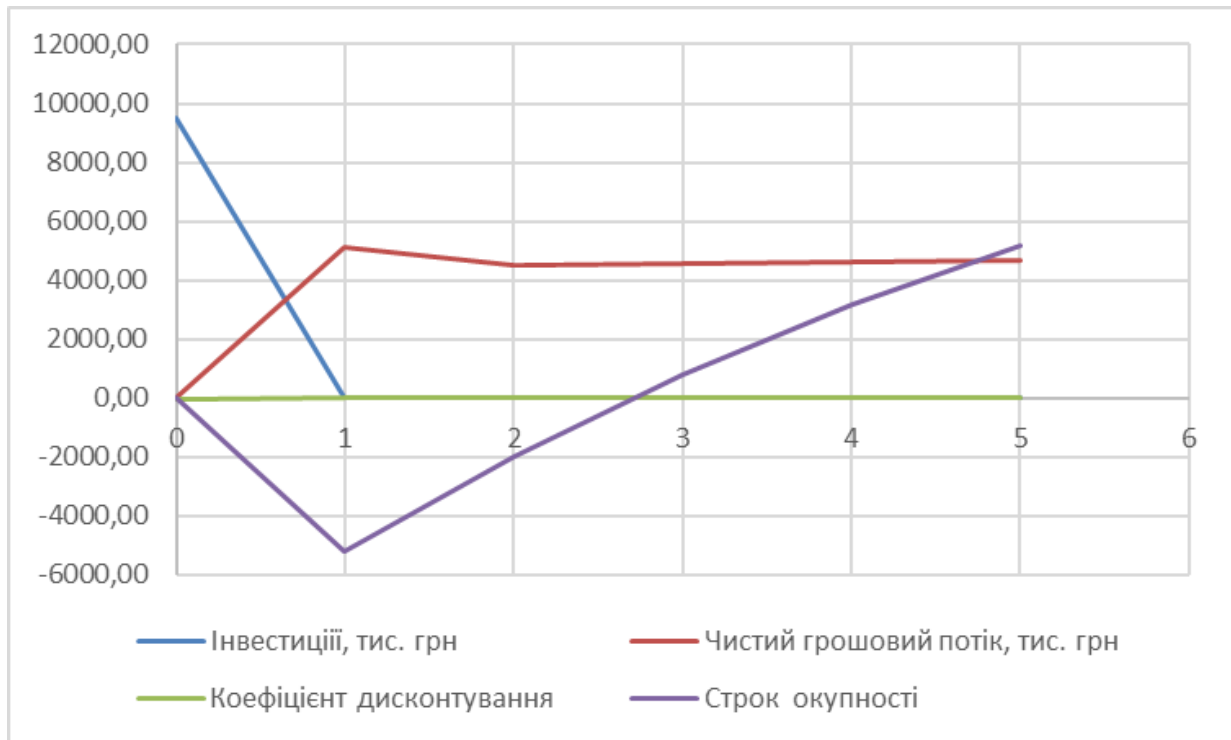


Рис.4.1 - Графік окупності проекту

Загальний обсяг капіталовкладень у реконструкцію підстанції становить 9519,0 тис. грн. Після введення об'єкта в експлуатацію очікується отримання щорічного чистого грошового потоку в межах від 4484,2 до 5106,38 тис. грн, що забезпечується за рахунок зменшення експлуатаційних витрат, підвищення надійності електропостачання, скорочення аварійних відключень та зниження втрат електроенергії.

Результати розрахунку дисконтованого грошового потоку свідчать, що протягом перших двох років експлуатації накопичений ефект залишається від'ємним і становить відповідно:

- на кінець першого року –5191,56 тис. грн;
- на кінець другого року –1971,07 тис. грн.

На третій рік реалізації проекту накопичений дисконтований дохід набуває додатного значення і становить 792,24 тис. грн. Це свідчить про повне відшкодування вкладених інвестицій та досягнення точки беззбитковості між другим і третім роками експлуатації.

У наступні роки економічний ефект продовжує зростати:

- на кінець четвертого року накопичений дохід становить 3162,91 тис. грн;
- на кінець п'ятого року – 5196,43 тис. грн.

Дисконтований строк окупності проєкту 2,71 року.

За наведеними даними чистий дисконтований дохід (NPV) за 5 років становить 5196,43 тис. грн. Реконструкція РТП 35/10 кВ «Охримівці» окупається приблизно за 2,7 року, що є достатньо високим показником інвестиційної привабливості для об'єктів електроенергетики

РОЗДІЛ 5 БЕЗПЕКА ПРАЦІ

5.1 Заходи з Правил безпеки на РТП

Електробезпека являє собою комплекс організаційних, технічних та профілактичних заходів, спрямованих на запобігання негативному впливу електричного струму на людину та забезпечення безпечних умов праці в електроустановках. Основною метою системи електробезпеки є захист персоналу від ураження електричним струмом, дії електричної дуги, електричних і магнітних полів, а також статичної електрики. Разом із цим під час експлуатації електроустановок на працівників можуть впливати й інші небезпечні та шкідливі виробничі фактори, зокрема підвищені рівні шуму та вібрації, електромагнітне випромінювання, недостатня освітленість робочих місць, несприятливі температурні умови, а також забруднення повітряного середовища шкідливими речовинами [1, 2, 8].

Вибір засобів та способів захисту від ураження електричним струмом здійснюється відповідно до вимог чинних нормативних документів, зокрема Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів та Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів. При цьому враховуються клас напруги електроустановки, величина робочого струму, режим заземлення нейтралі джерела живлення, умови навколишнього середовища, функціональне призначення обладнання та ймовірність потрапляння людини під небезпечну напругу.

Технічні та організаційні заходи захисту спрямовані на обмеження доступу до струмовідних частин, виключення можливості випадкового дотику до них, забезпечення надійного захисту при пошкодженні ізоляції та виникненні замикань на корпус або землю. Важливим завданням також є попередження

помилкових дій оперативного та ремонтного персоналу під час виконання робіт в електроустановках.

Для підтримання належного рівня безпеки працівники, які обслуговують електроустановки, проходять регулярне навчання, інструктажі та перевірку знань нормативних документів з охорони праці й електробезпеки. Крім того, проводяться періодичні тренування щодо дій у разі виникнення аварійних ситуацій, що сприяє підвищенню професійної підготовки персоналу та зниженню ризику виробничого травматизму.

5.2. Аварійні ситуації та системи захисту РТП

Для забезпечення надійної роботи після реконструкції підстанції «Охримівці» необхідно передбачити систему захистів, що відповідають сучасним вимогам селективності та швидкодії.

Нижче наведено таблицю можливих аварійних ситуацій та відповідних типів мікропроцесорного захисту, які слід передбачити у проекті.

Таблиця 5.1 - Аварійні ситуації та системи захисту РТП 35/10 кВ «Охримівці»

Аварійна ситуація	Місце виникнення	Тип захисту (функція)
Багатофазні короткі замикання (КЗ)	Шини 35 кВ, вводи	Диференційний захист шин (ДЗШ) або МСЗ з пуском по напрузі
Міжфазні КЗ у силовому трансформаторі	Силовий трансформатор	Диференційний захист трансформатора (ДЗТ)
Замикання на землю	Мережа 10 кВ	Захист від замикань на землю (ЗЗ) — направлений або за струмом нульової послідовності
Перевантаження трансформатора	Силовий трансформатор	Захист від перевантаження (ЗП) з дією на сигнал або відключення
Газове виділення, зниження рівня масла	Бак трансформатора	Газовий захист (ГЗ)
КЗ на лініях 10 кВ (відходячі)	ЛЕП 10 кВ	Максимально-струмовий захист (МСЗ) та струмова відсічка (СВ)

Аварійна ситуація	Місце виникнення	Тип захисту (функція)
Грозові та комутаційні перенапруги	Вводи 35/10 кВ	Захист від перенапруг (ОПН)
Зникнення напруги на секції шин	Секції шин 10 кВ	Автоматичне введення резерву (АВР)

5.3 Розрахунок захисного заземлення

Захисне заземлення - це спеціальне електричне з'єднання із землею, або її еквівалентом металевих не струмоведучих частин, і можуть бути під напругою внаслідок замикання на корпус і по інших причинах.

Для забезпечення безпечної роботи персоналу та надійної роботи пристроїв релейного захисту необхідно, щоб опір заземлювального пристрою (ЗП) ПС 35/10 кВ не перевищував нормативного значення $R_H = 4,0$ Ом.

Оскільки питомий опір ґрунту $\rho = 124$ Ом·м, ми виконаємо розрахунок контуру заземлення, що складається з вертикальних електродів (заземлювачів), з'єднаних горизонтальним смуговим провідником.

Вихідні дані для розрахунку

Нормативний опір: $R_H \leq 4,0$ Ом.

Питомий опір ґрунту: $\rho = 124$ Ом·м.

Тип заземлювачів: Сталеві кутники (електроди) довжиною $L = 3$ м, шириною полиці $b = 0,05$ м.

Глибина закладення верху електродів: $t_0 = 0,7$ м. Відстань від поверхні до середини електрода $h = t_0 + L/2 = 0,7 + 1,5 = 2,2$ м.

Опір одного вертикального електрода R_B розраховується за формулою:

$$R_B = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot L}{d} \right)$$

Для кутника еквівалентний діаметр $d = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475$ м.

Підставляємо значення:

$$R_B = \frac{124}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 3}{0,0475}\right) \approx 6,58 \cdot \ln(252,6) \approx 6,58 \cdot 5,53 \approx 36,4 \text{ Ом}$$

Приймаємо коефіцієнт використання вертикальних електродів $\eta_B \approx 0,7$ (залежить від розміщення в контурі).

Орієнтовна кількість електродів (n):

$$n = \frac{R_B}{R_H \cdot \eta_B} = \frac{36,4}{4,0 \cdot 0,7} \approx 13 \text{ шт.}$$

Смуга довжиною $L_{\text{смуги}}$ (периметр підстанції) з'єднує електроди.

Припустимо, підстанція має розміри

$10 \times \text{м}$, тоді $L_{\text{смуги}} \approx 5 \text{ м}$.

Опір смуги (R_{Γ}):

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho}{\pi \cdot L_{\text{смуги}}} \cdot \ln\left(\frac{L_{\text{смуги}}^2}{b \cdot t_0}\right) \approx \frac{124}{3,14 \cdot 50} \cdot \ln\left(\frac{50^2}{0,04 \cdot 0,7}\right) \approx 0,79 \cdot 9,8 \approx 7,74 \text{ Ом}$$

Загальний опір заземлювального пристрою R_3 :

$$\frac{1}{R_3} = \frac{1}{R_{\Gamma}} + \frac{n \cdot \eta_B}{R_B}$$

$$\frac{1}{R_3} = \frac{1}{7,74} + \frac{13 \cdot 0,7}{36,4} \approx 0,129 + 0,25 = 0,379$$

$$R_3 \approx \frac{1}{0,379} \approx 2,64 \text{ Ом}$$

Оскільки $2,64 \text{ Ом} < 4,0 \text{ Ом}$, прийнята кількість електродів (**13 штук**) є достатньою для забезпечення вимог безпеки.

5.4 Грозозахист

Для розрахунку системи грозозахисту використовуємо систему для стержневих блискавковідводів методом захисних зон.

Для об'єктів енергетики (підстанції) застосовується **зона захисту типу А** (підвищена надійність).

Висота блискавковідводу (h): Приймаємо $h = 30$ м.

Висота об'єкта, що захищається (h_x): Приймаємо $h_x = 8$ м

Радіус захисту на рівні землі (r_0):

Для зони типу А: $r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 30 = 45$ м.

Радіус зони захисту на висоті h_x визначається за формулою:

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right)$$

Підставляємо значення:

$$r_x = 1,5 \cdot \left(30 - \frac{8}{0,85} \right) = 1,5 \cdot (30 - 9,41) = 1,5 \cdot 20,59 \approx 30,88 \text{ м}$$

Це означає, що один блискавковідвід висотою 30 м захищає об'єкти висотою до 8 м в радіусі приблизно **30,9 м**.

Оскільки територія має розмір 300×300 м, вам потрібно розмістити групу блискавковідводів так, щоб зони їх захисту перекривалися, не залишаючи незахищених ділянок.

Для надійного перекриття відстань між блискавковідводами (D) повинна бути:

$$D \leq 2 \cdot r_x = 2 \cdot 30,88 \approx 61,7 \text{ м}$$

Для покриття квадрата 300×300 м з кроком 60 м, нам потрібно розмістити щогли у вигляді сітки:

$$300 / 60 = 5 \text{ прольотів (6 рядів по 6 щогл.)}$$

$$\text{Загальна кількість щогл: } 6 \times 6 = 36 \text{ штук.}$$

Для захисту від прямих ударів блискавки території РТП 300×300 м обрано систему з 36 окремо стержневих блискавковідводів висотою 30 м.

Використання стрижневих блискавковідводів забезпечує зону захисту типу А з радіусом 30,88 м на висоті обладнання 8 м, що гарантує надійність захисту $P > 0,999$.

Така розстановка мінімізує кількість "мертвих зон" і дозволяє уникнути встановлення громіздких тросових конструкцій, які вимагали б складнішої системи кріплень та фундаментів.

ВИСНОВКИ

У дипломному проєкті виконано комплексне дослідження технічного стану РТП 35/10 кВ «Охримівці» АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО» та розроблено технічно й економічно обґрунтовані розрахунки щодо її реконструкції.

Проведений аналіз показав, що існуюча схема підстанції не відповідає сучасним вимогам щодо надійності, швидкодії та безперервності електропостачання. У межах проєкту запропоновано модернізацію комутаційного обладнання шляхом встановлення сучасних вакуумних вимикачів на стороні 35 кВ і 10 кВ. Для забезпечення надійного функціонування підстанції впроваджено мікропроцесорні пристрої релейного захисту SPAC 810, які характеризуються високою точністю, селективністю та швидкодією.

Особливу увагу приділено питанням захисту обладнання від перенапруг і блискавкових впливів. Передбачено встановлення сучасних обмежувачів перенапруг на сторонах 35 кВ і 10 кВ, а також системи заземлення. Розрахований опір заземлювального пристрою становить близько 2,64 Ом, що відповідає вимогам нормативних документів і забезпечує безпечну експлуатацію електрообладнання.

Для захисту території підстанції виконані розрахунки для забезпечення високого рівня надійності захисту від прямих ударів блискавки.

Економічна оцінка проєкту підтвердила його ефективність та інвестиційну привабливість. Чистий дисконтований дохід за п'ятирічний період експлуатації становить 5196,43 тис. грн, а дисконтований термін окупності капіталовкладень дорівнює 2,71 року. Отримані результати свідчать про доцільність реалізації запропонованих заходів та забезпечують швидке повернення вкладених коштів.

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.

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

ДОДАТКИ