

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.
«Великий Жванчик» 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»

_____ **Дмитро МАРУНЯК**

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

МАРУНЯК Дмитро Олександрович: «Проект реконструкції районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ. «Великий Жванчик» акціонерного товариства «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»»

Дипломний проект виконаний на 59 сторінках машинописного тексту, містить 5 розділів 24 таблиці, 6 рисунків, додатки. Графічна частина виконана на 6 листах формату А4. Список літературних джерел нараховує 24 найменування.

У дипломному проекті виконано проект реконструкції РТП 35/10 кВ із заміною застарілого обладнання та встановленням сучасного силового трансформатора ТМН-4000/35. Проведено аналіз існуючого стану підстанції, та обґрунтовано необхідність модернізації.

У роботі виконано розрахунок струмів короткого замикання для максимального та мінімального режимів роботи мережі, на основі яких проведено вибір основного електрообладнання РТП: вакуумних вимикачів, трансформаторів струму та напруги, обмежувачів перенапруг, комплектних розподільчих пристроїв і систем релейного захисту та автоматики. Розраховано диференційний захист трансформатора, максимальний струмовий захист сторін 35 кВ і 10 кВ на базі мікропроцесорних пристроїв УЗА-10 та MiCOM P922. Розроблено заходи з охорони праці та електробезпеки для оперативного персоналу підстанції. Проведено техніко-економічний аналіз проекту реконструкції.

Ключові слова: *РТП 35/10 кВ, силовий трансформатор, струми короткого замикання, релейний захист, мікропроцесорний захист, заземлення, грозозахист, електробезпека, реконструкція підстанції, економічна ефективність.*

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА	7
1.1 Загальна технічна характеристика	7
2 ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ РТП 35/10 кВ. „В. Жванчик”	12
2.1 Розрахункові навантаження мережі напругою 10 кВ.	12
2.2 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів РТП 35/10 кВ.	16
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання РТП 35/10 кВ.....	19
2.4 Вибір обладнання РТП 35/10 кВ	23
2.4.1 Вибір вимикачів сторони 10 кВ.....	23
2.4.2 Вибір вимикача сторони 35 кВ.	23
2.4.3 Вибір трансформаторів струму сторони 35 кВ.	24
2.4.4 Вибір трансформатора напруги сторони 35 кВ.	25
РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ	27
3.1 Засоби мікропроцесорного захисту сторони 10 кВ.....	27
3.2 Засоби мікропроцесорного захисту сторони 35 кВ.....	29
3.3 Розрахунок диференційного захисту	31
3.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ	35
3.5 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ	37
3.6. Річний графік ТО та ПР	40
РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	42
4.1. Кошторис реконструкції РТП 35/10 кВ «В. Жванчик»	42
4.2. Основні показники інвестиційного проекту	43
4.3. Оцінка ефективності проекту	44
4.5. Розрахунок періоду окупності – РВР	45

5 БЕЗПЕКА ПРАЦІ.....	48
5.1. Заходи з правил безпеки на РТП.....	48
5.2 Заходи по забезпеченню належних умов праці.....	51
5.3 Розрахунок захисного заземлення	53
5.4 Блискавкозахист.....	55
ВИСНОВКИ.....	58
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	59
ДОДАТКИ.....	62

ВСТУП

Аналіз вихідних даних для реконструкції розподільного трансформаторного пункту 35/10 кВ Великий Жванчик, що розташований у Дунаєвецькому районі Хмельницької області, показує кілька критичних технічних моментів, які необхідно враховувати при проектуванні. Сама підстанція є однострансформаторною та обладнана силовим трансформатором типу ТМ-1800/35, а її живлення здійснюється від опорного об'єкта вищого класу напруги, а саме від РТП 110/35/10 кВ Дунаївці через повітряну лінію електропередачі довжиною 16,9 км. Така радіальна схема живлення та наявність лише одного трансформатора суттєво знижують загальну надійність всієї системи, оскільки будь-яке пошкодження на довгій живильній лінії або внутрішня аварія на трансформаторі Т1 неминуче призведуть до повного знееструмлення всіх підключених споживачів мережі 10 кіловольт, серед яких села Трибухівка, Липини, Яцьківці, Великий Жванчик, Лучки та Малий Жванчик. З погляду навантаження, номінальна потужність існуючого масляного трансформатора становить 1800 кВА, що за умови стандартного коефіцієнта потужності дає приблизно 1550–1600 кВ активної потужності на всі шість населених пунктів. Це означає, що на кожне село в середньому припадає трохи більше 250 кВ, а такий обсяг в умовах сучасної інтенсивної електрифікації побуту та можливої роботи місцевих фермерських господарств може викликати серйозний дефіцит потужності в періоди зимових чи вечірніх піків. Крім того, значна протяжність повітряної лінії 35 кіловольт створює передумови для великих втрат та суттєвого падіння напруги на шинах 10 кіловольт, через що у найвіддаленіших споживачів, наприклад у селах Липини чи Яцьківці, параметри якості електроенергії можуть виходити за межі допустимих норм.

Для вирішення цих проблем під час реконструкції необхідно виконати детальний розрахунок перспективного зростання навантаження на найближчі п'ятнадцять років і розглянути доцільність заміни існуючого обладнання на більш потужний та енергоефективний герметичний трансформатор типу ТМГ потужністю 2500 кВА, обов'язково оснащений системою регулювання під навантаженням для автоматичної стабілізації рівнів напруги. Також в межах модернізації розподільчих пристроїв 35 та 10 кВ слід передбачити повний демонтаж старих масляних вимикачів, заміну їх на сучасні вакуумні або елегазові апарати з високим комутаційним ресурсом, а застарілі релейні захисти перевести на мікропроцесорну базу з інтеграцією в загальну систему диспетчеризації Хмельницькобленерго.

1 ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА

1.1 Загальна технічна характеристика

Об'єктом реконструкції є районна трансформаторна підстанція 35/10 кВ «В. Жванчик», що розташована на території Дунаєвецького району Хмельницької області. Підстанція експлуатується як одностанційна та оснащена силовим трансформатором типу ТМ-1800/35 (Т1). Електропостачання РТП здійснюється від РТП 110/35/10 кВ «Дунаївці» через повітряну лінію електропередачі напругою 35 кВ протяжністю 16,9 км. До основних споживачів, що отримують живлення від мережі 10 кВ даної підстанції, належать населені пункти Трибухівка, Липини, Яцьківці, Великий Жванчик, Лучки та Малий Жванчик, схема електропостачання яких наведена на рисунку 1.1.

Відповідно до вимог Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) район розташування РТП 35/10 кВ «В. Жванчик» характеризується такими кліматичними умовами. За максимальною температурою навколишнього повітря підстанція відноситься до І району з розрахунковою температурою ($t_{max} = 36^{\circ}C$), а за мінімальною температурою — до VII району, для якого мінімальна температура становить ($t_{min} = -36^{\circ}C$). Середньорічна температура повітря в даному районі приймається рівною ($t_c = 8^{\circ}C$), [1].

Згідно з картою районування ПУЕ за ожеледними навантаженнями, територія належить до III району по ожеледі, для якого нормативне механічне навантаження становить ($m_{ож} = 15, H / м$), а розрахункова товщина стінки ожеледі дорівнює ($l = 19, мм$). За швидкісним напором вітру район також відноситься до III категорії, [1].

Для даної місцевості характерне переважання південно-східних та північно-західних вітрів у весняно-літній період, тоді як у холодну пору року домінують східні та південно-східні напрямки вітру. Середньорічна кількість атмосферних опадів у зоні розташування підстанції складає близько 500–510 мм. Найбільша кількість опадів спостерігається у червні та досягає приблизно 70 мм, а мінімальна — у лютому, близько 20 мм. [1,9]

Таблиця 1.1- Параметри силового трансформатора РТП

тип	S _{ном} , МВ А	Напруга обмотки кВ.		Втрати кВт		U _к , %	I _х , %
		ВН	НН	P _х	P _к		
T1 – ТМН -1800/35	2,5	35	10,5	8,3	24	6,5	5

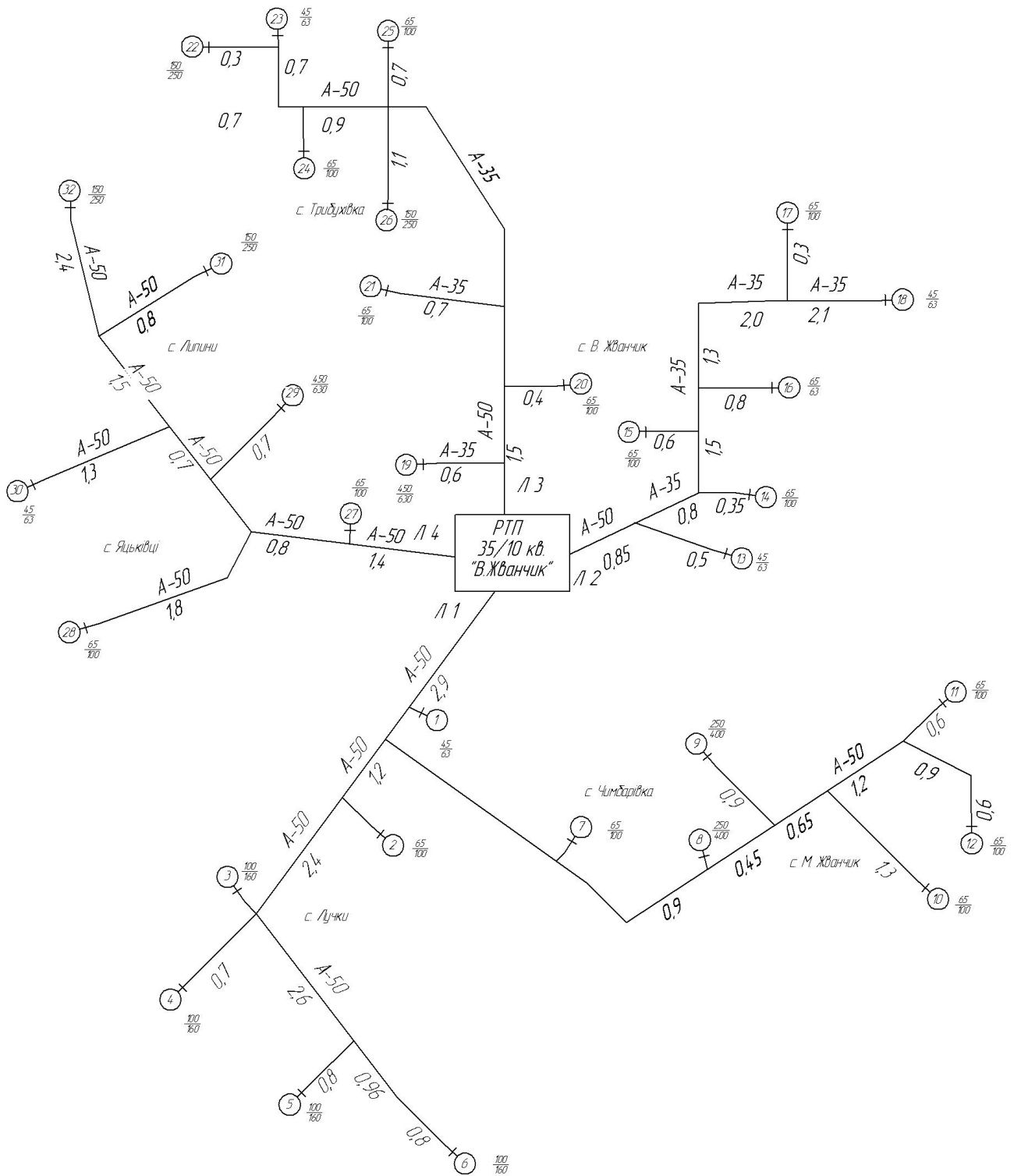


Рис. 1.1- Схема нормального режиму ліній 10 кВ. РТП 35/10 кВ.
„В. Жванчик”

Первинна схема електричних з'єднань на боці вищої напруги (ВН) виконана за спрощеною схемою типу «короткозамикач–відокремлювач» з використанням апаратів ОД-35 та КЗ-35, а також вхідного роз'єднувача РТ-35. Захист функціонує за принципом створення штучного замикання на землю (одно- або двофазного) за допомогою КЗ-35 при внутрішніх пошкодженнях трансформатора Т1. Це ініціює спрацювання релейного захисту відгалуження на РТП 110/35/10 кВ «Дунаївці» та відключення головного вимикача лінії. У безструмову паузу автоматичного повторного увімкнення (АПВ) привід ОД-35 здійснює вимкнення відокремлювача без струму, ізолюючи пошкоджений Т1, після чого цикл АПВ подає напругу в лінію транзитним споживачам. Вимірювальні трансформатори струму ВН типу ТВ-35 інтегровані безпосередньо у вводи силового трансформатора, а виносні ТС встановлені в розсічку між Т1 та ОД-35, що обмежує зону захисту диференціального реле, [9-11].

На стороні нижчої напруги (НН) 10 кВ застосовано односекційну схему з масляним ввідним вимикачем типу МВ-10 та п'ятьма відхідними фідерними лініями 10 кВ. Комутаційні апарати встановлені стаціонарно і виділяються для ремонту за допомогою шинних та лінійних роз'єднувачів серії РВЗ-10/400, що збільшує габарити розподільчого пристрою та знижує безпеку оперативного персоналу через відсутність механічних блокувань проти помилкових дій. Вимірювальні кола напруги та системи контролю ізоляції підключені до секції шин 10 кВ через трифазний п'ятистрижневий масляний трансформатор напруги типу НТМИ-10, захищений високовольтними запобіжниками серії ПКТН-10. Даний тип ТН має високу чутливість до явищ ферорезонансу в мережах із ізолюваною нейтраллю. Трансформатори струму ввідної комірки зорієнтовані в бік силового трансформатора, а лінійні ТС відхідних фідерів — в бік ліній, що забезпечує стандартну топологію зон дії максимального струмового захисту (МСЗ) та струмової відсічки (СВ), [9-11].

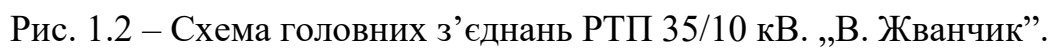


Рис. 1.2 – Схема головних з'єднань РТП 35/10 кВ. „В. Жванчик”.

2 ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ РТП 35/10 кВ. „В. Жванчик”

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. „В. Жванчик” 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. Яцьківці	100	Побутове	70	1
2	с. Яцьківці	100	Виробниче	70	1
3	с. Яцьківці	630	Побутове	441	1
4	с.Липини	63	Побутове	44	1
5	с.Липини	250	Побутове	175	1
6	с.Липини	250	Змішане	175	1
7	с.В.Жванчик	63	Виробниче	44	2
8	с.В.Жванчик	100	Побутове	70	2
9	с.В.Жванчик	100	Побутове	70	2
10	с.В.Жванчик	63	Побутове	44	2
11	с.В.Жванчик	100	Побутове	70	2
12	с.В.Жванчик	63	Виробниче	44	2
13	с. В. Жванчик	630	Виробниче	441	3
14	с. В. Жванчик	100	Виробниче	70	3
15	с. В. Жванчик	100	Побутове	70	3
16	с. В. Жванчик	250	Побутове	175	3
17	с. Трибухівка	63	Виробниче	44	3
18	с. Трибухівка	100	Виробниче	70	3

Номер підстанції	Місце знаходження т-рів ТР-10/0,4 кВ	Встановлена потужність т-рів ТП, кВА.	Характеристика навантаження	Максимальне навантаження	Лінія
19	с. Трибухівка	100	Побутове	70	3
20	с. Трибухівка	250	Побутове	175	3
21	с.Лучки	63	Побутове	44	4
22	с.Лучки	100	Побутове	70	4
23	с.Лучки	160	Виробниче	112	4
24	с.Лучки	160	Виробниче	112	4
25	с.Лучки	100	Змішане	70	4
26	с.Чимбарівка	160	Побутове	112	4
27	с.Чимбарівка	100	Виробниче	70	4
28	с.М.Жванчик	400	Виробниче	280	4
29	с.М.Жванчик	400	Побутове	280	4
30	с.М.Жванчик	100	Виробниче	70	4
31	с.М.Жванчик	100	Побутове	70	4
32	с.М.Жванчик	100	Виробниче	70	4

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 [9-11] :

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

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

в) для комунально-побутових споживачів — $K_{\partial} = 0,4$, $K_{\text{в}} = 1,0$. [8,11]

Коефіцієнт росту навантаження K_p на сьомий розрахунковий рік, відповідно до виду споживача [9]:

Комунально – побутові - $K_p = 1,3$;

Виробничі - $K_p = 1,4$;

Змішані - $K_p = 1,4$.

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

$$P_o = 250 \times 1 \times 1,4 = 350 \text{ кВт.}$$

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

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 навантаже ння K_p	Коефіцієнт денного тах K_o	Розрахунок денного тах P_o , кВт.	Коефіцієнт вечірнього тах K_e	Розрахунок вечірнього тах P_e , кВт.
1	1,3	1	227,5	1	84
2	1,2	0,4	134,4	0,6	54,6
3	1,2	0,4	84	1	529,2
4	1,3	1	227,5	1	52,92
5	1,3	1	227,5	1	210
6	1,2	0,4	53,76	1	227,5
7	1,2	0,4	33,6	0,6	34,398
8	1,3	1	227,5	1	84
9	1,2	0,4	53,76	1	84
10	1,3	1	227,5	1	52,92
11	1,2	0,4	33,6	1	84
12	1,3	1	57,33	0,6	34,398

№ п/п	Коефіцієнт росту навантаже ння K_p	Коефіцієнт денного тах K_d	Розрахунок денного тах P_d , кВт.	Коефіцієнт вечірнього тах K_v	Розрахунок вечірнього тах P_v , кВт.
13	1,2	0,4	33,6	0,6	343,98
14	1,3	1	145,6	0,6	54,6
15	1,2	0,4	21,168	1	84
16	1,3	1	227,5	1	210
17	1,2	0,4	211,68	0,6	34,398
18	1,3	1	91	0,6	54,6
19	1,2	0,4	33,6	1	84
20	1,2	0,4	84	1	210
21	1,2	0,4	53,76	1	52,92
22	1,2	0,4	33,6	1	84
23	1,2	0,4	33,6	0,6	87,36
24	1,3	1	364	0,6	87,36
25	1,2	0,4	21,168	1	91
26	1,2	0,4	33,6	1	134,4
27	1,2	0,4	53,76	0,6	54,6
28	1,3	1	91	0,6	218,4
29	1,2	0,4	134,4	1	336
30	1,3	1	364	0,6	54,6
31	1,2	0,4	134,4	1	84
32	1,2	0,4	134,4	0,6	54,6

Для визначення сумарної потужності на ділянках з багатьма навантаженнями групуємо трансформаторні підстанції так, щоб їх навантаження не відрізнялись один від одного більш як в чотири рази. Навантаження групи визначаємо з урахуванням коефіцієнта одночасності, [8,9] а сумарне навантаження до більшого навантаження додаємо визначене ΔP від меншого навантаження. Згідно таблиці 2.2 визначимо денне та вечірнє розрахункове 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.

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	501,711	868,665
Лінія 2	177,471	280,287
Лінія 3	785,8725	806,6835
Лінія 4	1168,566	1393,98
Всього	2633,6205	3349,6155

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

Розрахунок потужності та вибір кількості трансформаторів РТП 35/10 кВ виконуємо на основі навантажень ліній 10 кВ. Максимальне навантаження приймаємо за вечірнім режимом, оскільки саме він є найбільш навантаженим для підстанції.

Сумарне вечірнє навантаження становить:

$P_{\Sigma} = 3349,6155$ кВт Для визначення повної потужності трансформатора враховуємо коефіцієнт потужності мережі. Для сільських мереж 10 кВ приймаємо:

$\cos \varphi = 0,9$, розрахункова повна потужність [14,15]:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}$$

$$S_p = \frac{3349,6155}{0,9} = 3721,8 \text{ кВА }]$$

Отримане значення розрахункової потужності становить приблизно:

$S_p \approx 3,72$ МВА Для РТП 35/10 кВ з чотирма відхідними лініями 10 кВ доцільно встановити один силовий трансформатор, оскільки сумарне навантаження не перевищує 6300 кВА. Для забезпечення резерву потужності та можливості подальшого росту навантаження приймаємо трансформатор стандартної номінальної потужності 4000 кВА. Приймаємо до встановлення ТМН-4000 / 35 з номінальною потужністю $S_n = 4000$ кВА

Перевіримо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$k_z = \frac{S_p}{S_n}$$

Коефіцієнт завантаження становить:

$$k_z = \frac{3721,8}{4000} = 0,93,$$

що відповідає допустимому режиму роботи силового трансформатора.

Отже, для РТП 35/10 кВ за розрахунковим навантаженням 10 кВ доцільно встановити один силовий трансформатор типу ТМН-4000/35 потужністю 4000 кВА. Обраний трансформатор забезпечує покриття максимального навантаження підстанції та має необхідний резерв для подальшого розвитку мережі. [11]

Таблиця 2.4 – Параметри силового трансформатора ТМН-4000/35 [14]

Параметр	Значення
Тип трансформатора	ТМН-4000/35
Номинальна потужність, кВА	4000
Номинальна напруга ВН, кВ	35
Номинальна напруга НН, кВ	10
Кількість фаз	3
Система охолодження	Масляне природне
Регулювання напруги	РПН
Діапазон регулювання	$\pm 4 \times 2,5 \%$
Схема та група з'єднання обмоток	Y/ Δ -11
Напруга короткого замикання, %	7,5
Втрати холостого ходу, кВт	5,6–5,7
Втрати короткого замикання, кВт	33,5
Струм холостого ходу, %	0,9–1,0
Частота мережі, Гц	50
Маса масла, кг	4105
Повна маса трансформатора, кг	10377–10600
Кліматичне виконання	У1 (ХЛ1)
Термін служби	не менше 25 років

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання РТП 35/10 кВ.

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

Для проводів підраховуємо активні та реактивні опори.

Зведений активний опір лінії зводиться до базисної напруги. Перерахунок параметрів проводиться по формулах [9--11]:

$$R_b = R_l \times \left(\frac{U_b}{U_{cp}}\right)^2 \quad (2.4)$$

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:

$$X_b = X_l \times \left(\frac{U_b}{U_{cp}}\right)^2 \quad (2.5)$$

Повний результуючий опір становить:

$$Z_p = \sqrt{R_p^2 + X_p^2} \quad (2.6)$$

Зведені активний та реактивний опори до базисних напруг заносимо в таблиці 2.5-2.7

Таблиця 2.5 - Опори ліній електропередач від РТП 110/35/10кВ. Дунаївці

Пункт	Марка провода	Переріз S	Довжина l (км)	Активний опір r	Індуктивний опір x	Повний опір z
Дунаївці						
Мшкутинці	АС	95	6,9	0,154	0,054	0,163
В. Жванчик	АС	95	13,5	0,302	0,106	0,320

Таблиця 2.6- Опори ліній електропередач від РТП 110/35/10кВ. Нова Ушиця

Пункт	Марка провода	Переріз S	Довжина l (км)	Активний опір r	Індуктивний опір x	Повний опір z
Нова Ушиця						
Хребтіїв	АС	120	17,2	0,528	0,452	0,695
З. Курилівці	АС	120	8,7	0,210	0,273	0,344
Ст. Ушиця	АС	70	18,5	0,446	0,530	0,692
Крушанівка	АС	70	8,4	0,258	0,241	0,353
В. Жванчик	АС	70	10,9	0,334	0,312	0,457

Таблиця 2.7- Опори ліній електропередач 10 кВ.

Пункт	Марка провода	Переріз S	Довжина l (км)	Активний опір r	Індуктивний опір x	Повний опір z
Л1	АС	50	7,7	4,16	2,74	4,98
Л2	АС	50	6,6	3,56	2,35	4,27
Л3	АС	50	9,6	5,18	3,41	6,20
Л4	АС	50	11,2	6,04	3,98	7,24

Розрахуємо опори на шинах силових трансформаторів підстанції “В. Жванчик”.

Для цього використаємо схему заміщення, що зображена на рисунку 2.1,б. [16]

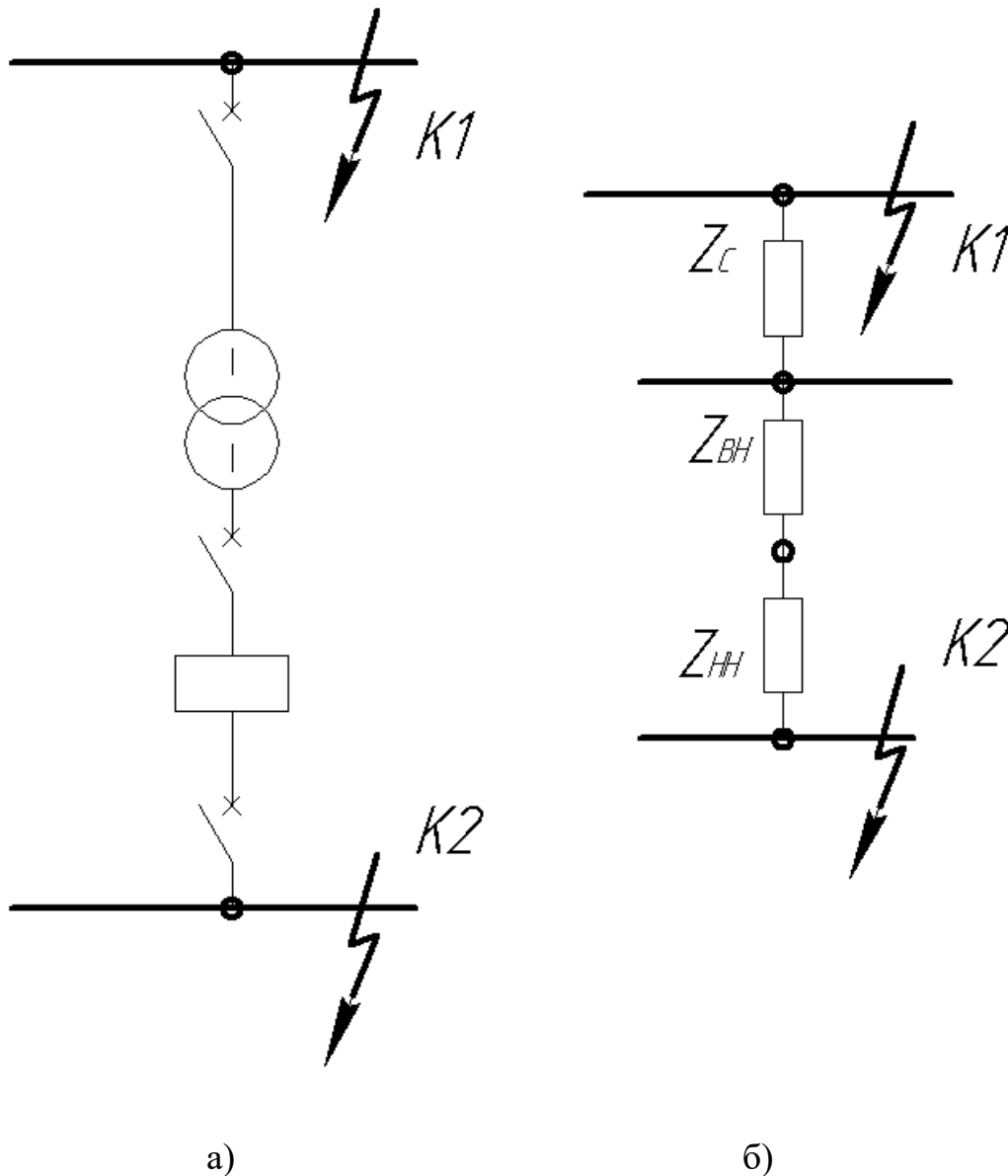


Рисунок 2.1 – Схема електричних з'єднань силового трансформатора (а) та її схема заміщення (б).

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 [9].

Опори трансформатора розраховуються за формулами:

Усі розраховані величини зводяться в табл.2.8.

Таблиця 2.8 – Опори силових трансформаторів підстанції “В. Жванчик” при $U_{кз}(\%)=6,5$

S_{δ}	Стр.ном	Uк%	$x_{TP} = \frac{U_K \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{TP.ном}}$	$x_{TP.max.} = 1.35x_{TP.}$	$x_{TP.min.} = 0.57x_{TP.}$	$x_{TP.max.} = 0.035x_{TP.max.}$	$r_{TP.min.} = 0.035x_{TP.min.}$	$Z_{TP.max.}$	$Z_{TP.min.}$
100000	4000	6,5	1,63	2,19	0,93	0,08	0,03	2,20	0,93

Тепер, маючи усі необхідні величини, можемо розрахувати струми КЗ трансформатора Т1 [9]. Струми КЗ на шинах 35 кВ ($U_{\delta} = 37$ кВ):

Дані розрахунків заносимо в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9- Струми КЗ РТП 35/10 кВ „В. Жванчик”

Розрахункова формула	Розрахункові значення струмів кз при різних режимах роботи мережі кА			
	максимальний		мінімальний	
	К1	К2	К1	К2
Опір до точки кз Z	0,406	0,869	2,542	4,737
$I_{ki}^{(3)} = I_{\delta i} / Z, \text{ кА}$	3,848	6,332	0,615	1,162
$S_{ki}^{(3)} = S_{\delta i} / Z, \text{ МВА}$	246,336	115,027	39,341	21,111
Шина 35 кВ, $i_{yi}^{(3)} = 2,1 I_{ki}^{(3)}$	8,082	-	1,291	-
Шина 10 кВ, $i_{yi}^{(3)} = 1,41 I_{ki}^{(3)}$	-	8,929	-	1,639
Шина 35 кВ, $I_{yi}^{(3)} = 1,21 I_{ki}^{(3)}$	4,657	-	0,744	-
Шина 10 кВ, $I_{yi}^{(3)} = I_{ki}^{(3)}$	-	6,332	-	1,162
$I_{ki}^{(2)} = 0,87 I_{ki}^{(3)}$	3,348	5,509	0,535	1,011
$i_{yi}^{(2)} = 0,87 i_{yi}^{(3)}$	7,031	7,768	1,123	1,426
$I_{yi}^{(2)} = 0,87 I_{yi}^{(3)}$	4,051	5,509	0,647	1,011

2.4 Вибір обладнання РТП 35/10 кВ

2.4.1 Вибір вимикачів сторони 10 кВ.

Для установки приймаємо вакуумні вимикачі.

Таблиця - 2.10. Дані вимикачів [12-14].

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

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.

2.4.2 Вибір вимикача сторони 35 кВ.

Високовольтні вимикачі вибираємо по номінальному струму і напрузі, струму або потужності відключення та перевіряють на стійкість струму короткого замикання [12-14].

Таблиця 2.11- Параметри вимикачів [12].

Тип вимикача	Величини	Розрахункові дані	Каталожні дані
ВБЭС-35III- 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
	$I_{\text{кз}}^3, \text{кА}$	1,3	50
	$I_{\text{и}}^2, \text{кАс}$	1,312	50/3

2.4.3 Вибір трансформаторів струму сторони 35 кВ.

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

Таблиця 2.12 - Дані трансформатора струму [12].

Розрахункові трансформатора струму дані	Параметри трансформатора струму ТФЗМ-35М-50/5
$U_n = 35 \text{кВ}$ $I_n = 62,4 \text{ А}$ $i_{yд(3)} = 3,4 \text{ кА}$ $I_{yл} = 7,3 \text{кА}$ $[I_{уст}^{(2)}] t_{np} = 74,5^2 \times 2,8 = 56 \text{кА}^2 \text{с}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$ $I_n = 50 \text{ А}$ $K \partial \sqrt{2} I_n = 150 \sqrt{2} = 10,5 \text{кА}$ $(Ki I_n)^2 = (32,5 \times 50)^2 \times 10^6 \times 1 = 84,1$

2.4.4 Вибір трансформатора напруги сторони 35 кВ.

Вимірювальний трансформатор напруги служить для вимірювання напруги в установках змінного струму.

Трансформатори напруги встановлюються на кожній системі шин і секції збірних шин, якщо система шин секціонирована [12-14]..

Умови вибору трансформаторів напруги:

$$U_{уст.н} \leq U_{1н}$$

$$S_2 \leq S_n$$

де: $U_{уст.н}$ – номінальна напруга установки

$U_{1н}$ – первинна напруга трансформаторів напруги

S_2 – розрахункове навантаження

S_n – номінальне навантаження трансформатора напруги в прийнятому класі точності.

По напрузі установки вибираємо трансформатор напруги НОМ-35-63-У1[21].

Таблиця 2.13- Каталожні дані трансформатора напруги.

Тип трансформатора напруги	Номінальний коефіцієнт трансформації	Номінальна потужність в класах точності, ВА			Допустима потужність, ВА
		0,5	1	3	
НОМ-35-63-У1	$35000 / 100 / \frac{100}{3}$	150	250	600	1200

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(71)^2 + (9,7)^2} = 71,6 \text{ (ВА)}$$

$$S_2 = 71,6 < S_n = 150 \text{ (ВА)}$$

$$U_{уст.н} = 36 = U_{1н} = 36 \text{ (кВ)}$$

Таблиця 2.14- Дані приладів.

Прилад	Тип	Споживана потужність	
		Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	-
Ватметр	Д-335	6	-
Варметр	Д-335	3	-
Датчик активної потужності	Е-829	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-
Лічильник реактивної енергії	И-680	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-348	20	-
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	-
Частотомір	Э-372	6	-
Разом		71	9,7

Трансформатор напруги НОМ-35-63-У1 задовольняє умовам вибору.

РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЙ

3.1 Засоби мікропроцесорного захисту сторони 10 кВ.

Пристрій УЗА -10 – виконує функції струмового захисту і автоматики, управління і телемеханіки, призначено для установки на нових підстанціях промислових установок і розподільних мереж, що реконструюються, для заміни старих пристроїв РЗА і телемеханіки мереж 10/35 кВ. [15-18].

Функції пристрою стандартного виконання є:

- Два (три) фазна МТЗ з незалежною витримкою часу
- Струмова відсічка 2 ступеня : ТО 1, ТО 2
- Захист від замикань на землю по струму (ЗНЗ)
- Прискорення МТЗ при включенні вимикача
- Дистанційне включення і відключення вимикача по локальній мережі
- Зовнішнє блокування захисту вводу і СВ при пуску МТЗ приєднань секції, що відходять
- Логічний захист шин
- Одноразове АПВ
- Вимірювання струмів фаз і струму ЗНЗ
- Запам'ятовування струму КЗ (8 з фіксацією струму і часу КЗ)
- Порт зв'язку RS 485 для підключення до локальної мережі (варіант постачання (варіант постачання з RS-485)).

Захист від перевантаження (тільки у версії із захистом від перевантаження)

Струмівий ступінь : (1,0 - 16,0)А крок 0,1 А (1,0 ч 25,0)А крок 0,1 А

Витримка часу : (0,0 - 200,0)з, крок 1 з

Час миттєвого спрацьовування < 50 мс

Коефіцієнт повернення 0,9 ч 0,92

МСЗ

Струмівий ступінь : (1,0 - 16,0)А крок 0,1 А (1,0 - 25,0)А крок 0,1 А

Витримка часу : (0,0 - 10,0)з, крок 0,1 з

Час миттєвого спрацьовування < 50 мс

Коефіцієнт повернення 0,9 - 0,92

Прискорення МТЗ протягом 1 з після включення вимикача від АПВ

$t_{\text{уск}} \cdot I > (0 - 1) \text{ з}$, крок 0,1 с.

ТО 1(у версії із захистом від перевантаження - відсутній)

Струмівий ступінь : (1,0 - 16,0)А крок 0,1 А (1,0 - 32,0)А крок 0,1 А

Витримка часу : (0,0 - 10,0)с, крок 0,1 с

Час миттєвого спрацьовування < 50 мс

Коефіцієнт повернення 0,9 - 0,92

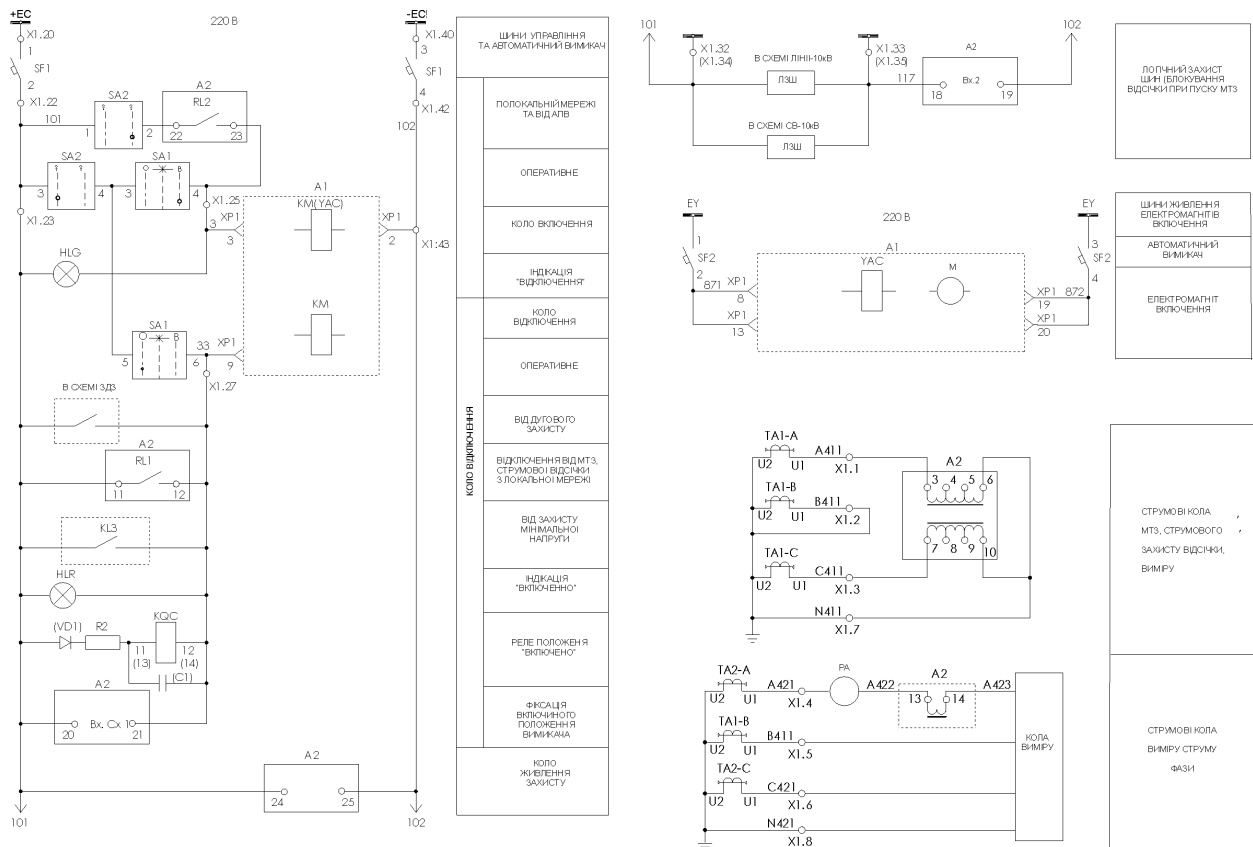


Рис.4.2 - Схема захисту на базі УЗА-10.

3.2 Засоби мікропроцесорного захисту сторони 35 кВ.

Мікропроцесорні пристрої РЗА забезпечують інтерфейсом зв'язки для передачі інформації та можуть служити джерелом інформації для систем управління . Для передачі інформації від пристроїв РЗА зазвичай використовуються інтерфейси 4-х типів : RS232, RS485, Ethernet і ST коннектор для підключення оптокабеля . Інтерфейс RS232 забезпечує дальність передачі інформації до 15 метрів . RS485 – до 1200 метрів по витій екранованій парі без додаткового посилення [22,23].

ФУНКЦІЇ ВИХІДНИХ РЕЛЕ MICOM P922

RL1 - вихід органу мінімальної напруги $U <<$ (реле - повторювач KL4 - контроль напруги на резервному введенні, пуск МТЗ вводу 10 кВ по напрузі)

RL2 - вихід органу мінімальної напруги $U <<$ (пуск МТЗ трансформатора сторони 110 кВ)

RL3 - вихід органу пониження частоти $f < (\text{повернення реле АЧР I АЧР II, пуск ЧАПВ I, ЧАПВ II після відновлення частоти до } f <)$

RL4 - вихід органу пониження частоти $f < (t_f <= t)$ - пуск АЧР I

RL5 - вихід органу пониження частоти $f < (t_f <= t)$ - пуск АЧР II

RL6 - вихід органу мінімальної напруги $U < (t_U <= t)$ -

Відключення вводу 10 кВ і включення СВ - 10 кВ

RL7 - вихід органу максимальної напруги нульової послідовності $t_{U0} > (\text{земля в мережі 10 кВ})$

RL8 - вихід органу мінімальної напруги $t_U < < < , \text{органа максимальної напруги } t_U > , \text{органа мінімальної напруги прямої послідовності } t_{U1}$

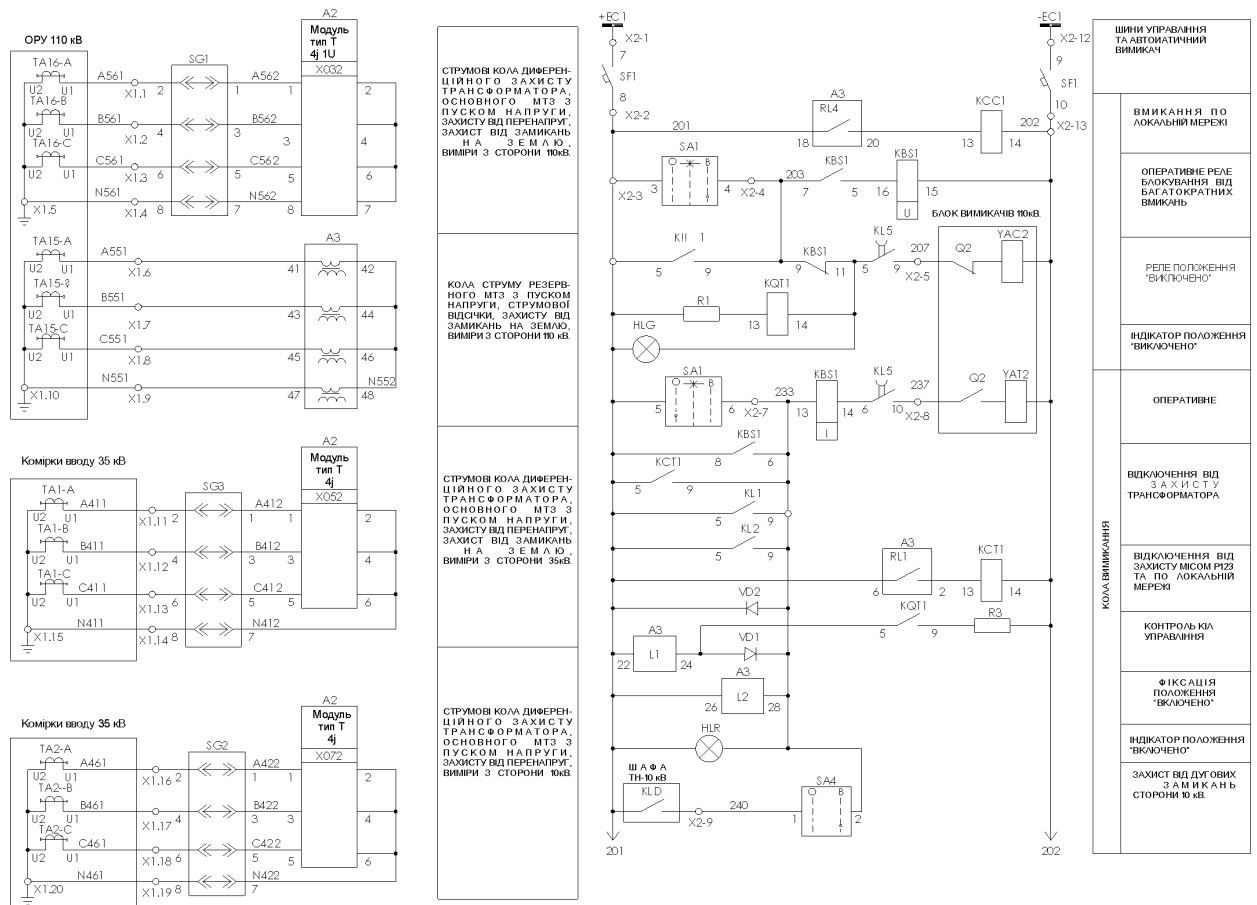


Рис. 4.1- Схема підключення реле захисту MICOM P922

3.3 Розрахунок диференційного захисту

Для силового трансформатора ТМН-4000/35 виконується розрахунок поздовжнього диференційного захисту на базі мікропроцесорного реле МІСОМ Р922. [15-18].

Вихідні дані:

потужність трансформатора — ($S_H = 4000$) кВА;

напруга ВН — ($U_{ВН} = 35$) кВ;

напруга НН — ($U_{НН} = 10$) кВ;

максимальний струм КЗ:

сторона 35 кВ — 3,848 кА;

сторона 10 кВ — 6,332 кА;

мінімальний струм КЗ:

сторона 35 кВ — 0,615 кА;

сторона 10 кВ — 1,162 кА;

схема з'єднання обмоток — Y/Δ-11;

трансформатори струму:

сторона 35 кВ — 100/5 А;

сторона 10 кВ — 400/5 А.

Розрахунок номінальних струмів трансформатора [9-11].

Номінальний струм сторони 35 кВ:

$$I_{35} = \frac{S_H}{\sqrt{3}U_{35}}$$
$$I_{35} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66 \text{ А}$$

Номінальний струм сторони 10 кВ:

$$I_{10} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 231 \text{ А}$$

Для сторони 35 кВ приймається трансформатор струму ТФЗМ – 35Б з коефіцієнтом:

$$K_{TC35} = \frac{100}{5} = 20$$

Для сторони 10 кВ ТПЛ-10 з коефіцієнтом:

$$K_{TC10} = \frac{400}{5} = 80$$

Вторинні струми

Вторинний струм сторони 35 кВ:

$$I_{2.35} = \frac{66}{20} = 3.3 \text{ A}$$

Вторинний струм сторони 10 кВ:

$$I_{2.10} = \frac{231}{80} = 2.89 \text{ A}$$

Визначення струму небалансу

Струм небалансу:

$$\Delta I = 3.3 - 2.89 = 0.41 \text{ A}$$

Визначення струму спрацювання захисту

Струм спрацювання диференційного захисту:

$$I_{сз} = 1.3 \cdot \Delta I$$

$$I_{сз} = 1.3 \cdot 0.41 = 0.53 \text{ A}$$

Приймаємо:

$$I_{сз} = 0.6 \text{ A}$$

Перевірка чутливості

Мінімальний струм короткого замикання:

$$I_{кз.min} = 1.162 \text{ кА}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{1162}{0.6} = 1936$$

Умова:

$$K_q > 2$$

виконується.

Гальмівна характеристика

Для захисту приймається:

початковий струм спрацювання — 0,6 А;

коефіцієнт гальмування — 0,35;

блокування по другій гармоніці — 15 %;

Таблиця 3.1 - результати розрахунку диференційного захисту

№	Параметр	Формула	Результат
1	Потужність трансформатора	(S_H)	4000 кВА
2	Напруга ВН	(U_{35})	35 кВ
3	Напруга НН	(U_{10})	10 кВ
4	Номінальний струм 35 кВ	$(4000/(\sqrt{3} \cdot 35))$	66 А
5	Номінальний струм 10 кВ	$(4000/(\sqrt{3} \cdot 10))$	231 А
6	Коефіцієнт ТС 35 кВ	$(100/5)$	20
7	Коефіцієнт ТС 10 кВ	$(400/5)$	80
8	Вторинний струм 35 кВ	$(66/20)$	3,3 А
9	Вторинний струм 10 кВ	$(231/80)$	2,89 А
10	Струм небалансу	$(3,3 - 2,89)$	0,41 А
11	Струм спрацювання	$(1,3 \cdot 0,41)$	0,53 А
12	Прийнятий струм спрацювання	—	0,6 А
13	Мінімальний струм КЗ	$(I_{кз.min})$	1,162 кА
14	Коефіцієнт чутливості	$(1162/0,6)$	1936
15	Час спрацювання	(t)	0 с
16	Коефіцієнт гальмування	—	0,35

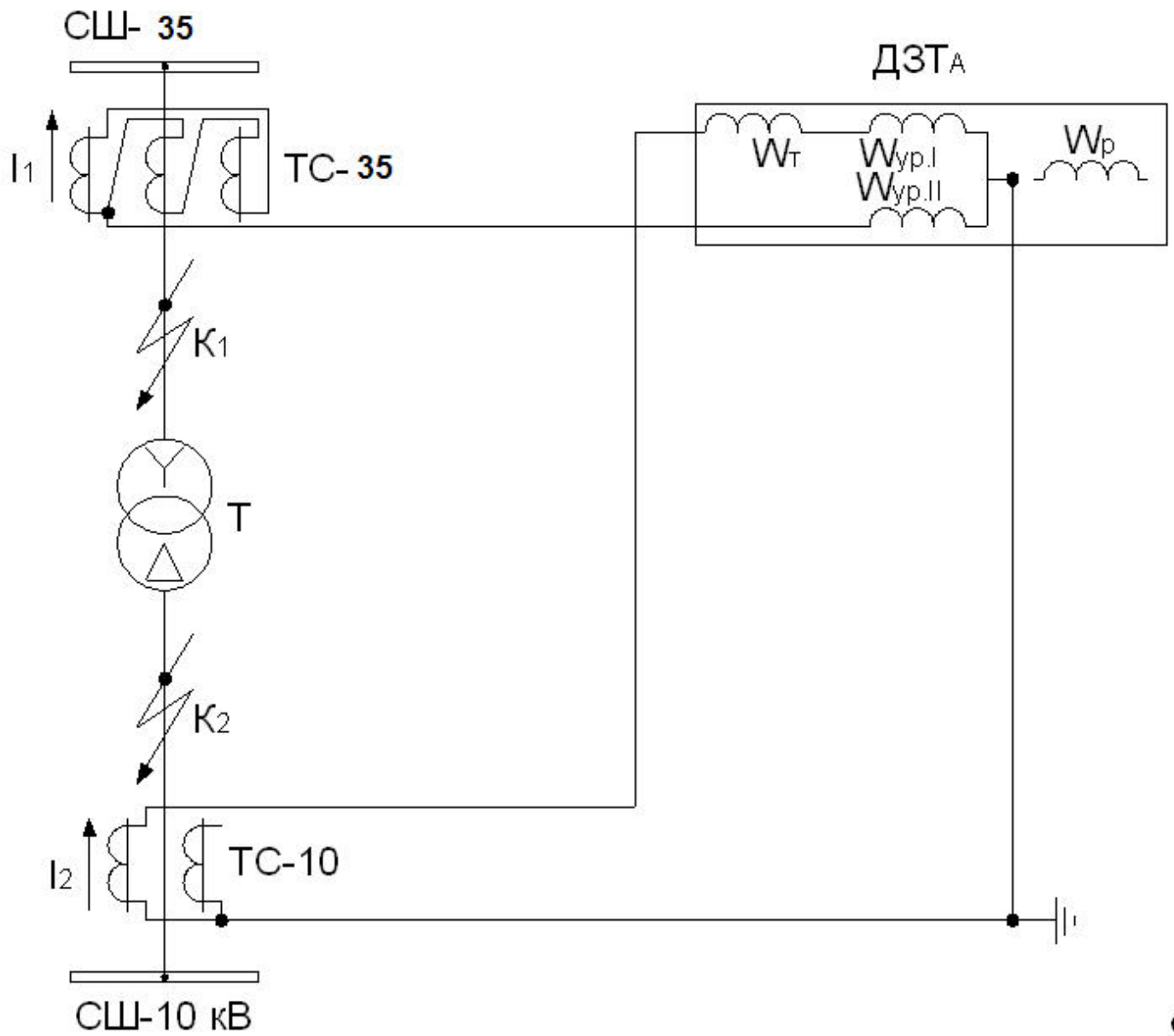


Рис. 3.2 – Однофазна схема під'єднання диференційного захисту
двохобмоткового силового трансформатора

3.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ

Для силового трансформатора ТМН-4000/35 виконується розрахунок максимального струмового захисту (МСЗ) сторони 35 кВ на базі мікропроцесорного термінала, [9-11].

Вихідні дані:

потужність трансформатора — ($S_H = 4000$) кВА;

напруга сторони ВН — ($U=35$) кВ;

максимальний струм короткого замикання — ($I_{кз.мах} = 3,848$) кА;

мінімальний струм короткого замикання — ($I_{кз.мін} = 0,615$) кА;

трансформатор струму — 100/5 А;

коефіцієнт трансформації ТС — 20.

Визначення номінального струму сторони 35 кВ:

Номінальний струм трансформатора:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3}U}$$

$$I_H = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66 \text{ А}$$

Визначення струму спрацювання МСЗ:

Струм спрацювання вибирається з умови відбудови від максимального робочого струму:

$$I_{сз} = K_H \cdot K_{сам} \cdot I_{роб.мах}$$

де:

($K_H = 1.2$)— коефіцієнт надійності;

($K_{сам} = 1.3$)— коефіцієнт самозапуску;

($I_{роб.мах} = 66$) А.

$$I_{сз} = 1.2 \cdot 1.3 \cdot 66 = 103 \text{ A}$$

Приймаємо:

$$I_{сз} = 110 \text{ A}$$

Визначення вторинного струму спрацювання

Коефіцієнт трансформації ТС:

$$K_{ТС} = \frac{100}{5} = 20$$

Вторинний струм спрацювання:

$$I_{сз.втор} = \frac{110}{20} = 5.5 \text{ A}$$

Перевірка чутливості захисту

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.min}}{I_{сз}}$$

$$K_{ч} = \frac{615}{110} = 5.59$$

Необхідна умова:

$$K_{ч} > 1.5$$

Умова виконується.

Вибір часу спрацювання

Для забезпечення селективності із захистами суміжних елементів мережі приймається:

$$t_{сз} = 1.5 \text{ с}$$

Ступінь селективності:

$$\Delta t = 0.5 \text{ с}$$

Перевірка трансформаторів струму

Максимальний струм короткого замикання:

$$I_{кз.max} = 3.848 \text{ кА}$$

Термічна стійкість трансформатора струму ТОЛ-35:

$$I_{\text{терм}} = 20 \text{ кА}$$

Перевірка: $20 > 3.848$ Умова виконується.

Таблиця 3.2. - Результати розрахунку МСЗ 35 кВ

№	Параметр	Формула	Результат
1	Потужність трансформатора	$(S_{\text{н}})$	4000 кВА
2	Напруга сторони ВН	(U)	35 кВ
3	Номінальний струм	$(4000/(\sqrt{3} \cdot 35))$	66 А
4	Коефіцієнт надійності	$(K_{\text{н}})$	1,2
5	Коефіцієнт самозапуску	$(K_{\text{сам}})$	1,3
6	Струм спрацювання МСЗ	$(1.2 \cdot 1.3 \cdot 66)$	103 А
7	Прийнятий струм спрацювання	—	110 А
8	Коефіцієнт ТС	$(100/5)$	20
9	Вторинний струм спрацювання	$(110/20)$	5,5 А
10	Максимальний струм КЗ	$(I_{\text{кз.мах}})$	3,848 кА
11	Мінімальний струм КЗ	$(I_{\text{кз.мін}})$	0,615 кА
12	Коефіцієнт чутливості	$(615/110)$	5,59
13	Час спрацювання	$(t_{\text{сз}})$	1,5 с
14	Ступінь селективності	(Δt)	0,5 с
15	Термічна стійкість ТС	$(I_{\text{терм}})$	20 кА

3.5 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ

Розрахунок максимального струмового захисту (МСЗ) сторони 10 кВ силового трансформатора ТМН-4000/35

Для силового трансформатора ТМН-4000/35 виконується розрахунок максимального струмового захисту сторони 10 кВ на базі мікропроцесорного термінала УЗА 10. [9-11].

Вихідні дані:

потужність трансформатора— $(S_{\text{н}} = 4000)$ кВА;

напруга сторони НН— $(U = 10)$ кВ;

максимальний струм короткого замикання — ($I_{кз.мах} = 6,332$)кА;

мінімальний струм короткого замикання — ($I_{кз.мін} = 1,162$)кА;

трансформатор струму — 400/5 А;

коефіцієнт трансформації ТС — 80.

Визначення номінального струму сторони 10 кВ

Номінальний струм трансформатора:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3}U}$$
$$I_H = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 231 \text{ А}$$

Визначення струму спрацювання МСЗ

$$I_{сз} = K_H \cdot K_{сам} \cdot I_{роб.мах}$$

де:

($K_H = 1.2$) — коефіцієнт надійності;

($K_{сам} = 1.3$) — коефіцієнт самозапуску;

($I_{роб.мах} = 231$)А.

$$I_{сз} = 1.2 \cdot 1.3 \cdot 231 = 360 \text{ А}$$

Приймаємо:

$$I_{сз} = 400 \text{ А}$$

Визначення вторинного струму спрацювання

Коефіцієнт трансформації ТС:

$$K_{ТС} = \frac{400}{5} = 80$$

Вторинний струм спрацювання:

$$I_{сз.втор} = \frac{400}{80} = 5 \text{ А}$$

Перевірка чутливості захисту, коефіцієнт чутливості:

$$K_{\chi} = \frac{I_{кз.мін}}{I_{сз}}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1162}{400} = 2.91$$

Необхідна умова:

$$K_{\text{ч}} > 1.5$$

Умова виконується.

Для забезпечення селективності роботи захистів приймається:

$$t_{\text{сз}} = 1.0 \text{ с}$$

Ступінь селективності:

$$\Delta t = 0.5 \text{ с}$$

Перевірка трансформаторів струму

Максимальний струм короткого замикання:

$$I_{\text{кз.мах}} = 6.332 \text{ кА}$$

Термічна стійкість трансформатора струму ТПЛ-10:

$$I_{\text{терм}} = 20 \text{ кА}$$

Перевірка:

$$20 > 6.332$$

Умова виконується.

Таблиця 3.3 - Результати розрахунку МСЗ 10 кВ

№	Параметр	Формула	Результат
1	Потужність трансформатора	$(S_{\text{н}})$	4000 кВА
2	Напруга сторони НН	(U)	10 кВ
3	Номінальний струм	$(4000/(\sqrt{3} \cdot 10))$	231 А
4	Коефіцієнт надійності	$(K_{\text{н}})$	1,2
5	Коефіцієнт самозапуску	$(K_{\text{сам}})$	1,3
6	Розрахунковий струм спрацювання	$(1.2 \cdot 1.3 \cdot 231)$	360 А
7	Прийнятий струм спрацювання	—	400 А
8	Коефіцієнт ТС	$(400/5)$	80
9	Вторинний струм спрацювання	$(400/80)$	5 А
10	Максимальний струм КЗ	$(I_{\text{кз.мах}})$	6,332 кА
11	Мінімальний струм КЗ	$(I_{\text{кз.мін}})$	1,162 кА
12	Коефіцієнт чутливості	$(1162/400)$	2,91
13	Час спрацювання	$(t_{\text{сз}})$	1,0 с
14	Ступінь селективності	(Δt)	0,5 с
15	Термічна стійкість ТС	$(I_{\text{терм}})$	20 кА



РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Для модернізації РТП 35/10 кВ «В. Жванчик» обрано високовольтне обладнання 35 кВ та КРП 10 кВ із вбудованими мікропроцесорними системами захисту. Інвестиційна оцінка вартості технічного переоснащення об'єкта базується на моніторингу цін ринку енергетичного обладнання. [22-24].

4.1. Кошторис реконструкції РТП 35/10 кВ «В. Жванчик»

Таблиця 4.1 - Кошторисна вартість реконструкції

№	Найменування робіт та обладнання	Од. вим.	Кількість	Ціна за одиницю, Тис.грн	Загальна вартість, Тис. грн
1	ТМН-4000/35	шт	1	6 200	6200
2	ВБЭС-35ІІІ	шт	1	1 450	1450
3	ВВ/TEL-10-20	шт	7	180	1260
4	КРУ2-10	шт	7	320	2240
5	ТОЛ-35	шт	3	95	285
6	ТПЛ-10	шт	7	28	196
7	НКФ-35	шт	3	120	360
8	ЗНОЛ-10	шт	3	36	108
9	ОПН-35	шт	3	42	126
10	ОПН-10	шт	9	12	108
11	УЗА-10		7	65	455
12	P920		1	420	420
13	Кабель силовий та контрольний		1	980	980
14	Шафи РЗА та АСКТП		1	760	760
15	Металоконструкції та ошиновка	м	1	1250	1250
16	Будівельно-монтажні роботи	компл.	1	3850	3850
	Всього				20048

Виходячи із приведених розрахунків, кошторисна вартість реконструкції районної трансформаторної підстанції „В. Жванчик” становить 20048 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	<i>20048,00</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>12580000</i>	<i>12580000</i>	<i>12580000</i>	<i>12580000</i>	<i>12580000</i>
Вартість реалізації електроенергії, грн/кВт.	-	<i>1,35</i>	<i>1,35</i>	<i>1,35</i>	<i>1,35</i>	<i>1,35</i>
Надходження від реалізації (виручка), тис. грн.	-	16983	16983	16983	16983	16983
Податок з реалізації (ПДВ), %	-	20	20	20	20	20
Податок від реалізації, тис. грн.	-	3397	3397	3397	3397	3397
Змінні витрати, тис. грн.	-	<i>5,7638</i>	<i>5,7638</i>	<i>5,7638</i>	<i>5,7638</i>	<i>5,7638</i>
Змінні витрати (з вархуванням ризиків), тис.грн.	-	5,7638	5,7638	5,7638	6	6
Постійні витрати	-	<i>42</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.	-	48	936	856	776	696
Прибуток до оподаткування, тис. грн	-	13538	12651	12731	12811	12891
Податок на прибуток, %	-	30	30	30	30	30

Показники	Роки					
	0	1	2	3	4	5
Чистий прибуток, тис. грн.	-	9477	8855	8911	8967	9023
Чистий грошовий потік, тис. грн.	-	9797	9175	9231	9287	9343

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 16%

Рік	t	$(1+z)^t$	дисконтний множник
1-й рік K1	1	1,160	0,86
2-й рік K2	2	1,346	0,74
3-й рік K3	3	1,561	0,64
4-й рік K4	4	1,811	0,55
5-й рік K5	5	2,100	0,48

Розраховуємо NPV:

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

$$NPV = \left(\frac{9797}{1,150} + \frac{9175}{1,323} + \frac{9231}{1,521} + \frac{9287}{1,749} + \frac{9343}{2,011} \right) - (20048) = 11434$$

Таблиця 4.4 - NPV при ставці дисконту 16%.

роки	чистий грошовий потік	$(1+z)^t$	Диск. грошовий потік
1	9797	1,15	8519
2	9175	1,32	6938
3	9231	1,52	6070
4	9287	1,75	5310
5	9343	2,01	4645
Сума диск. грош. потоку			31482

Розраховуємо індекс прибутковості (рентабельності) - PI:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{NPV_t}{I + I_t} = \frac{31482,13698}{20048} = 1,57 \quad (4.3)$$

4.5. Розрахунок періоду окупності – РВР

Таблиця 4.5 - Показники економічної ефективності проекту

РОКИ	0	1	2	3	4	5
Інвестиції, тис. грн	20048,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Чистий грошовий потік, тис. грн	0,00	9796,72	9175,45	9231,45	9287,45	9343,45
Коефіцієнт дисконтування	0,00	1,15	1,32	1,52	1,75	2,01
Строк окупності	0,00	-11529,11	-4591,16	1478,67	6788,79	11434,14

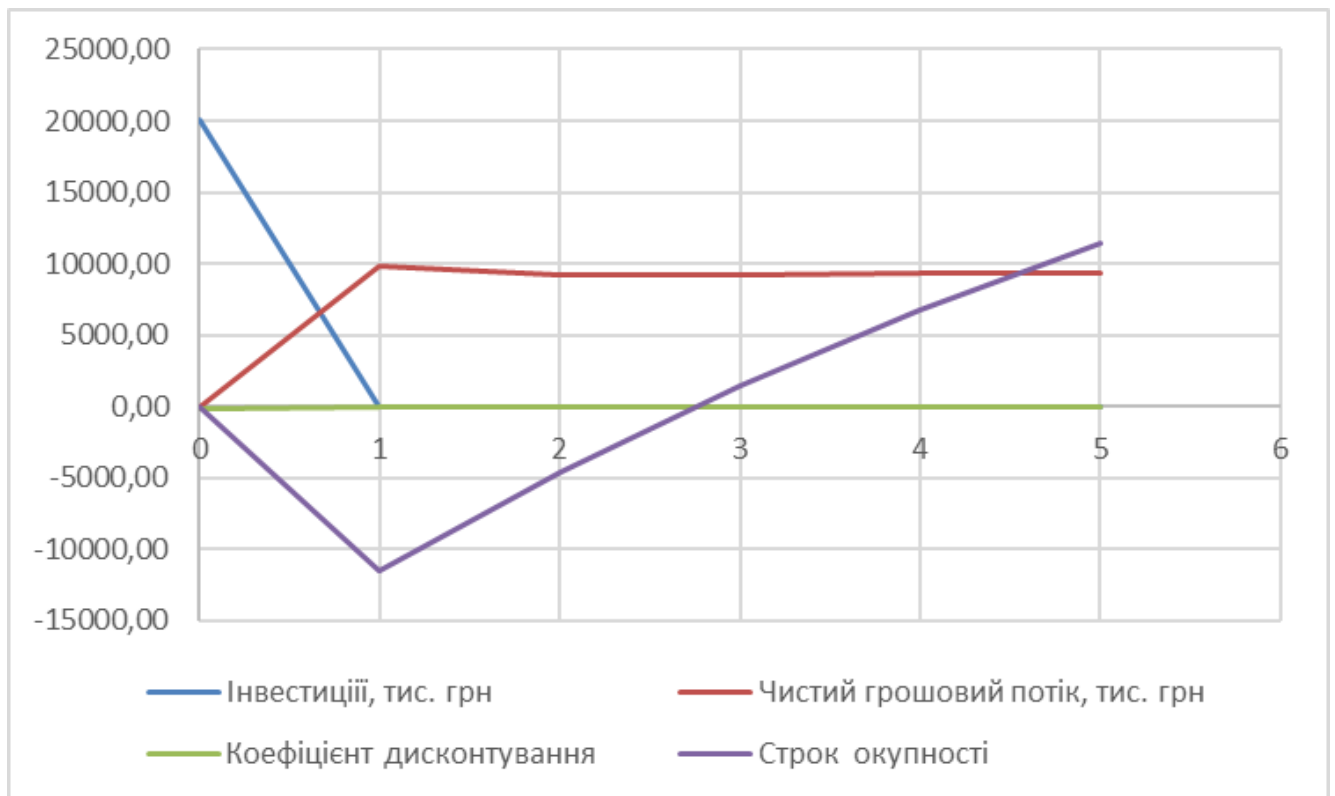


Рис.4.1 - Графік окупності проекту

Аналіз інвестиційного проекту реконструкції РТП 35/10 кВ

Для реалізації проекту реконструкції РТП 35/10 кВ необхідні початкові інвестиції у розмірі 20048 тис. грн. Основними напрямками вкладень є придбання силового трансформатора, комутаційного обладнання, систем релейного захисту та автоматики, а також виконання будівельно-монтажних і пусконаладжувальних робіт.

Після введення підстанції в експлуатацію прогнозований чистий грошовий потік у перший рік становить 9796,72 тис. грн. У наступні роки спостерігається незначне зменшення та стабілізація грошових потоків на рівні 9175–9343 тис. грн, що свідчить про стабільну роботу реконструйованої РТП та надійний рівень доходності проекту.

При ставці дисконту 15 % коефіцієнт дисконтування змінюється від 1,15 у перший рік до 2,01 у п'ятий рік. Проведені розрахунки показують, що у перші два роки проект ще не компенсує вкладені інвестиції, а дисконтований грошовий потік має від'ємне значення:

у 1-й рік — мінус 11529,11 тис. грн;

у 2-й рік — мінус 4591,16 тис. грн.

У третьому році реалізації проекту значення стає додатним і становить 1478,67 тис. грн, що свідчить про досягнення точки окупності. Остаточний строк окупності проекту становить приблизно 2,8–3 роки.

На кінець розрахункового періоду накопичений дисконтований дохід досягає 11434,14 тис. грн, що підтверджує економічну ефективність реконструкції РТП. Отримані результати свідчать про доцільність інвестування коштів у модернізацію підстанції, оскільки проект забезпечує стабільний фінансовий результат, підвищення надійності електропостачання та зменшення експлуатаційних витрат.

5 БЕЗПЕКА ПРАЦІ

5.1. Заходи з правил безпеки на РТП

Електробезпека в електроустановках являє собою комплекс організаційних та технічних заходів, а також спеціальних засобів захисту, призначених для запобігання шкідливому і небезпечному впливу електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля та статичної електрики на обслуговуючий персонал. Під час експлуатації електроустановок на працівників також можуть негативно впливати додаткові небезпечні фактори, зокрема підвищений рівень шуму і вібрації, дія електромагнітних полів, недостатня освітленість робочих місць, несприятливі температурні умови, а також забруднення повітря шкідливими речовинами [1-7].

Вибір необхідних способів та засобів електрозахисту здійснюється відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) та Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів. При цьому враховуються рівень напруги і струму, режим роботи нейтралі джерела живлення, умови навколишнього середовища, призначення електроустановки та можливість випадкового потрапляння людини під дію електричної напруги.

Організаційні та технічні заходи захисту спрямовані на унеможливлення доступу до струмопровідних частин, запобігання випадковому дотику до елементів, що перебувають під напругою, усунення небезпеки ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції та замикання на корпус або землю, а також попередження помилкових дій оперативного персоналу під час виконання робіт в електроустановках. Працівники, які обслуговують електроустановки, регулярно проходять навчання, перевірку знань та інструктажі з питань охорони праці й електробезпеки.

В електроустановках проводять планово-попереджувальні роботи, випробування ізоляції, перевірку і налагодження апаратури, релейного захисту і поточні роботи по усуненню неполадок, попередження аварій, перевірці контактів. По ступені небезпеки ці роботи поділяються на слідуєчі групи [1-7].:

1. Роботи із знятою напругою, тобто коли з струмопровідних частин знята робоча напруга. До початку цих робіт приймають технічні і організаційні заходи безпеки. В іншому випадку можливе або випадкове.

подання напруги до місця роботи, або випадкове наближення або дотикання людей до струмопровідних частин, що залишились під напругою. Робота під напругою на струмопровідних частинах, а також робота в електроустановках напругою понад 1000 В і на ПЛ напругою до 1000 В, що виконується на відстанях від струмовідних частин менших за встановлені. Перед роботою необхідно виконати організаційні заходи захисту. Роботу на струмопровідних частинах проводять за допомогою ізолюючих засобів (від струмовідних частин або від землі).

2. Робота без зняття напруги на неструмовідних частинах. При цьому виключено випадкове наближення працюючих людей та інструменту, яким вони користуються, до струмовідних частин на небезпечну відстань, тобто виключена можливість ураження людей струмом. Тому не потрібно відключати обладнання або приймати технічні і організаційні заходи захисту.

Метою технічних заходів є підготовка безпечного робочого місця. Після дозволу старшого чергового, в оперативному керуванні якого знаходиться обладнання, що відключається, виконують такі заходи:

- відключають необхідні струмовідні частини і приймають заходи, що виключають помилкове подання напруги до місця роботи або самовільне включення комутаційної апаратури;

- на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційними апаратами вивішують забороняючі плакати: "Не вмикати -

працюють люди", "Не вмикати - робота на лінії";

- перевіряють відсутність напруги на відключеній для роботи частині установки; якщо його немає, накладають на знеструмлені частини переносне заземлення;

- робоче місце огорожують переносними огорожами і вивішують попереджуючі і дозволяючі плакати: "Стій - висока напруга!", "Не влізай - вб'є!", "Працювати тут".

В електроустановках заборонено самовільне проведення робіт або розширення робочого місця. Роботи необхідно проводити: по наряду-допуску, складеному по спеціальній формі; усному або письмовому розпорядженню; з записом в оперативний журнал. Облік нарядів і розпоряджень ведуть у спеціальному журналі.

Нарядом для роботи в електроустановках називається складене на спеціальному бланку завдання на її безпечне проведення, що визначає зміст, місце, час її початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб відповідальних за безпечне виконання роботи.

Розпорядження - це те ж завдання на безпечне проведення роботи, із зазначенням об'єму робіт, місця, часу і осіб, яким поручено її виконання.

По наряду виконують всі роботи на струмовідних частинах під напругою, за винятком короткочасних (не більше 1 години) робіт, що вимагають участі не більше трьох чоловік, які виконують за розпорядженням.

Наряд виписують в двох, а при передачі його по телефону або радіо - в трьох екземплярах. В останньому випадку особа, що видала наряд, залишає один екземпляр у себе. Записи в наряді повинні бути розбірливі. Виправлення тексту не допускається.

5.2 Заходи по забезпеченню належних умов праці

Для забезпечення безпечних та належних умов праці на електропідстанції проводиться комплекс організаційних і технічних заходів, до яких належать професійне навчання персоналу, періодична перевірка знань з охорони праці та електробезпеки, проходження дублювання оперативних працівників, а також оформлення допуску до виконання робіт в електроустановках. Працівники забезпечуються необхідними засобами індивідуального захисту, спеціальним одягом, захисним взуттям та електрозахисними засобами відповідно до чинних норм і правил [1-7].

Безпечна експлуатація електрообладнання та захист обслуговуючого персоналу і сторонніх осіб забезпечуються застосуванням подвійної ізоляції струмовідних елементів, дотриманням нормативних безпечних відстаней до частин, що перебувають під напругою, використанням блокувальних пристроїв, а також виконанням захисного заземлення і занулення електрообладнання. Такі заходи дозволяють запобігти випадковому ураженню електричним струмом та підвищують надійність роботи електроустановок.

Під час проведення робіт, які можуть спричинити розрив вторинного кола трансформаторів струму, вторинні обмотки необхідно попередньо закорочувати для запобігання виникненню небезпечних перенапруг. Роботи у вторинних колах релейного захисту та автоматики повинні виконуватись із застосуванням інструменту з ізольованими рукоятками та при зниженій напрузі живлення.

Для надання невідкладної медичної допомоги у разі нещасних випадків оперативно-виїзні бригади комплектуються медичними аптечками, укомплектованими необхідними медикаментами та засобами першої допомоги.

Таблиця 5.1

Можливі аварійні ситуації та відповідні захисти на РТП-35/10 кВ

№	Можлива аварійна ситуація	Причина виникнення	Небезпечні наслідки	Захист, що застосовується	Тип релейного захисту
1	Міжфазне коротке замикання в обмотках трансформатора	Пошкодження ізоляції	Руйнування обмоток, пожежа	Диференційний захист трансформатора	МіCOM P922
2	Замикання обмотки на корпус	Старіння ізоляції, перенапруга	Поява напруги на корпусі	Струмівий захист нульової послідовності	УЗА-10
3	Зовнішнє коротке замикання на шинах 10 кВ	Пошкодження лінії або КРУ	Перевантаження трансформатора	Максимальний струмівий захист	УЗА-10
4	Перевантаження трансформатора	Надмірне навантаження споживачів	Перегрів обмоток та масла	Тепловий захист	МіCOM P922
5	Внутрішнє пошкодження трансформатора	Пробій ізоляції	Виділення газів, пошкодження бака	Газовий захист	РГЧЗ-66
6	Підвищення температури масла	Порушення охолодження	Перегрів трансформатора	Температурний захист	ТКП-160
7	Атмосферні перенапруги	Удар блискавки	Пробій ізоляції обладнання	Обмежувачі перенапруг	ОПН-35
8	Комутаційні перенапруги	Вимкнення або ввімкнення обладнання	Пошкодження ізоляції	ОПН та захист від перенапруг	ОПН-10
9	Однофазне замикання на землю	Пошкодження кабелю або ізоляції	Поява струмів замикання	Захист від замикань на землю	УЗА-10
10	Втрата живлення власних потреб	Аварія в колах живлення	Відключення систем керування	АВР власних потреб	УЗА-10
11	Пошкодження введів трансформатора	Старіння ізоляції введів	Пробій та коротке замикання	Диференційний та струмівий захист	МіCOM P922
12	Неповнофазний режим роботи	Обрив фази	Асиметрія струмів, перегрів	Захист від несиметричних режимів	УЗА-10

5.3 Розрахунок захисного заземлення

Equation Chapter 1 Section 5

Згідно ПУЕ, в установках вище 1000В, із малими струмами замикання на землю, опір заземлюючого (контуру) пристрою повинен задовольняти умову [7].

$$10 \geq R_3 \leq \frac{250}{I_3} \quad (5.1)$$

де 250 - потенціал землі, В;

I_3 - розрахунковий струм замикання на землю, який протікає через заземлювач, А.

В нашому випадку заземлюючий пристрій одночасно використовується для установок напругою вище 1000В, а також для установок до 1000В, а також для приєднання до заземлюючого контуру грозозахисту. В цьому випадку, згідно ПУЕ, опір заземлення не повинен перевищувати 4 Ом.

$$R_3 \leq 4 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір вертикально забитого в землю електрода:

$$R_{el} = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2e}{d} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4t + l}{4t - l} \right) \right) \quad (5.2)$$

де ρ - опір землі 100 Ом; l - довжина електрода, м; t - відстань від центру електрода до поверхні землі.

$$R_{el} = \frac{100,0}{2\pi \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \times 5,0}{0,012} + 0,5 \ln \frac{(4 \times 3,31 + 5)}{(4 \times 3,31 - 5)} \right) = 29,30 \text{ Ом}$$

Знаходимо необхідну кількість вертикально забитих електродів

$$n = \frac{R_{el}}{\eta R_{дон}}, \quad (5.3)$$

де η - коефіцієнт використання заземлювачів - 0,66.

$$n = \frac{29,3}{0,66 \times 4} = 11,09 \approx 11 шт$$

Знаходимо опір з'єднувальної полоси

$$R_n = \frac{\rho}{2\pi e} \ln \frac{l_n^2}{0,5\pi n h}, \quad (5.4)$$

де l_n - довжина полоси, м ;

e - ширина полоси, м;

h - глибина прокладання полоси, м.

$$R_n = \frac{100}{2\pi 120} \ln \frac{100^2}{0,5 \times 0,04 \times 0,8} = 7,5 Ом$$

$$R_3 = \frac{R_{el}}{n\eta} = R / \left(\frac{R_{el}}{n\eta} + R_n \right) = \frac{29,3}{11 \times 0,66} 7,5 / \left(\frac{29,3}{11 \times 0,66} + 7,5 \right) = 3,4 Ом$$

Отже виконується умова

$$R_3 = 3,4 \leq 4 Ом$$

5.4 Блискавкозахист

Відкриті розподільні пристрої і будівлі, від прямих ударів блискавки захищаються стрижньовими громовідводами [21]. Для захисту приймаємо 4 стрижньових громовідводу заввишки $h=20(\text{м})$, відстань між громовідводами

$a_1 = 35(\text{м})$, $a_2 = 45(\text{м})$, висота об'єкту h_x , що захищається $=10(\text{м})$, розміри об'єкту $b * c = 30 * 50(\text{м})$

Активна висота громовідводу:

$$h_a = h - h_x = 20 - 10 = 10(\text{м})$$

Коефіцієнт враховує різні висоти громовідводу:

$$K_p = \frac{5,5}{\sqrt{h}} = \frac{5,5}{4,47} = 1,23$$

Середина відстані між громовідводами на висоті :

$$h_{0.1} = h - \frac{a_1}{7 - K_p} = 20 - \frac{35}{7 \cdot 1,23} = 15,9(\text{м})$$

$$h_{0.2} = h - \frac{a_2}{7 - K_p} = 20 - \frac{45}{7 \cdot 1,23} = 14,7(\text{м})$$

Межа зони, що захищається:

де: r_x – радіус зони, що захищається

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot K_p}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 10 \cdot 1,23}{1 + \frac{10}{20}} = 13,2 (м)$$

Розрахунок грозозахисту РТП 35/10 кВ

Для захисту обладнання РТП 35/10 кВ від прямих ударів блискавки передбачено встановлення стрижневих громовідводів висотою ($h = 20$) м. Розміри підстанції в плані становлять:

$$(a_1 = 35)м;$$

$$(a_2 = 45)м.$$

Висота захищуваного обладнання:

$$h_x = 10 м$$

Для визначення параметрів зони захисту визначаємо відношення сторін майданчика до висоти захищуваного обладнання:

$$\frac{a_1}{h_x} = \frac{35}{10} = 3.5 < 7$$

$$\frac{a_2}{h_x} = \frac{45}{10} = 4.5 < 7$$

Оскільки отримані значення менші за 7, зони захисту громовідводів взаємодіють між собою, що забезпечує перекриття всієї площі РТП.

Визначаємо відношення висоти захищуваного обладнання до висоти громовідводу:

$$\frac{h_x}{h} = \frac{10}{20} = 0.5$$

Для цього співвідношення за нормативними кривими приймаємо:

$$(dx_1/2h_a = 0.75);$$

$$(dx_2/2h_a = 0.6).$$

Тоді ширина зони захисту:

$$dx_1 = 0.75 \cdot 2 \cdot 10 = 15 м$$

$$dx_2 = 0.6 \cdot 2 \cdot 10 = 12 м$$

Половина ширини зони захисту становить:

$$d_{1,2} = \frac{dx_1}{2} = 7.5 \text{ м}$$

$$d_{2,3} = \frac{dx_2}{2} = 6 \text{ м}$$

Перевірка умови захисту

Відстань між громовідводами по діагоналі:

$$D = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}$$

Розрахунок:

$$D = \sqrt{35^2 + 45^2} = 57 \text{ м}$$

Умова ефективного захисту:

$$D \leq 8h_a$$

Перевірка:

$$8 \cdot 10 = 80 \text{ м}$$

$$57 < 80$$

Умова виконується.

Проведений розрахунок показав, що встановлені стрижневі громовідводи висотою 20 м забезпечують повний захист обладнання РТП 35/10 кВ від прямих ударів блискавки. Відстань між громовідводами відповідає нормативним вимогам, а зона захисту повністю перекриває територію підстанції.

ВИСНОВКИ

У даній роботі виконано реконструкцію РТП 35/10 кВ «В. Жванчик» із заміною силового трансформатора ТМН-4000/35 електротехнічного обладнання. У процесі проектування проведено розрахунок струмів короткого замикання для максимального та мінімального режимів роботи мережі, що дозволило виконати обґрунтований вибір комутаційного обладнання, трансформаторів струму і напруги, обмежувачів перенапруг та пристроїв релейного захисту й автоматики.

На стороні 35 кВ і 10 кВ вибрано вакуумні вимикачі, які забезпечують високу надійність роботи, довговічність та зменшення експлуатаційних витрат. Для реалізації релейного захисту застосовано сучасні мікропроцесорні пристрої УЗА-10 та МіСОМ Р922. Виконано розрахунок диференційного захисту трансформатора, максимального струмового захисту сторін 35 кВ та 10 кВ, а також перевірено їх чутливість і селективність у різних режимах роботи мережі.

У роботі проведено детальний розрахунок захисного заземлення РТП, який підтвердив відповідність параметрів заземлювального пристрою вимогам ПУЕ та забезпечення безпечної експлуатації електроустановки. Також виконано розрахунок грозозахисту підстанції, у результаті якого встановлено, що прийнята система стрижневих громовідводів повністю перекриває зону розташування обладнання РТП та забезпечує надійний захист від прямих ударів блискавки.

Економічний аналіз проекту показав доцільність реалізації реконструкції. Загальна кошторисна вартість проекту становить близько 20 млн грн, а строк окупності — 3 роки. Проведений аналіз дисконтованих грошових потоків підтвердив позитивну економічну ефективність проекту та його інвестиційну привабливість.

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