

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
«Морозів» 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»

_____ **Олександр ЦВЯХ**

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

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1. Технічна характеристика РТП	6
1.1 Загальна характеристика підстанції	6
1.2 Основне обладнання підстанції	9
2. Електричні розрахунки РТП 35/10 кВ «Морозів»	13
2.1. Розрахунок електричних навантажень мережі 10 кВ.....	13
2.2 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів РТП 35/10 кВ.	18
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання РТП 35/10 кВ.	19
2.4 Вибір комутаційного обладнання.....	24
2.4.1 Вибір обладнання сторони 35 кВ.	24
2.4.2 Вибір обладнання сторони 10 кВ.	25
3. Релейний захист підстанції	28
3.1 Мікропроцесорний захист трансформатора сторони 35-10 кВ.....	28
3.2 Розрахунок диференційного захисту	31
3.3 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ.....	36
3.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ.....	37
4. Техніко-економічні показники	40
4.1. Експлуатаційні витрати	40
4.2 Річний графік ПЗР і ТО електроустаткування	45

4 БЕЗПЕКА ПРАЦІ	49
4.1 Заходи з правил безпеки на РТП	49
4.2. Протипожежний захист	50
4.3 Охорона довкілля	50
4.4 Основні небезпечні і шкідливі виробничі фактори в РЕМ.....	52
4.5.Класифікація електроустановок по степеню враження електричним струмом	54
4.6.Розрахунок захисного заземлення.....	54
4.7.Грозозахист.....	56
Висновки	58
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	59

ВСТУП

Сучасний розвиток електроенергетики України супроводжується зростанням вимог до надійності, якості та економічності електропостачання. В умовах постійного збільшення навантаження на електричні мережі та інтеграції новітніх технологій особливого значення набуває модернізація та реконструкція існуючих об'єктів енергетичної інфраструктури. Значна частина трансформаторних підстанцій була введена в експлуатацію у попередні десятиліття, що зумовлює їх фізичне та моральне старіння, зниження ефективності роботи та підвищення ризику аварій.

Районна трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Морозів» АТ "ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО" відіграє важливу роль у системі електропостачання регіону, забезпечуючи живлення промислових, комунально-побутових та сільськогосподарських споживачів. Однак існуючий технічний стан обладнання підстанції, рівень автоматизації та систем релейного захисту не повністю відповідають сучасним вимогам, що знижує загальну ефективність її функціонування.

Актуальність теми даного проєкту обумовлена необхідністю підвищення надійності електропостачання, зменшення технологічних втрат електроенергії, покращення якості напруги та впровадження сучасних технічних рішень. Реконструкція підстанції дозволить замінити застаріле обладнання, підвищити рівень автоматизації процесів керування та захисту, а також забезпечити відповідність діючим нормативним вимогам і стандартам.

Метою роботи є розробка проєкту реконструкції районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Морозів», який передбачає аналіз існуючої схеми електропостачання, вибір сучасного електрообладнання, виконання необхідних електротехнічних розрахунків, а також обґрунтування техніко-економічної доцільності запропонованих заходів.

У процесі виконання проєкту вирішуються такі основні завдання: оцінка технічного стану підстанції, розрахунок навантажень і режимів роботи, вибір силових трансформаторів та комутаційного обладнання, розробка схем електричних з'єднань, удосконалення систем релейного захисту та автоматики, а також аналіз економічної ефективності реконструкції.

Отже, реконструкція районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Морозів» є важливим кроком на шляху підвищення ефективності функціонування електричних мереж, забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів і впровадження сучасних енергозберігаючих технологій.

1.ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РТП

1.1 Загальна характеристика підстанції

Підстанція «Морозів» розташована у Кам'янець-Подільському районі Хмельницької області. За типом побудови об'єкт є двотрансформаторною підстанцією, що забезпечує перетворення напруги з 35 кВ до 10 кВ. Живлення ПС здійснюється за двосторонньою схемою від двох опорних джерел: Від ПС 110/35/10 кВ «Вільхівці»: через повітряну лінію (ПЛ) 35 кВ протяжністю 2,29 км. Від ПС 110/35/10 кВ «Дунаївці»: через ПЛ 35 кВ протяжністю 16 км. На підстанції встановлено два силові трансформатори з однаковими технічними характеристиками Табл. 1.1.

Таблиця 1.1 — Технічні дані трансформаторів Т1 та Т2

Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	Напруга обмотки кВ.		Втрати кВт		U _к , %	I _х , %
		УН	НН	P _х	P _к		
Т1-ТМ-2500/35	2,5	35	10,5	2,1	26	6,5	1,1
Т2-ТМ-2500/35	2,5	35	10,5	2,1	26	6,5	1,1

Розрахунок обладнання та конструкцій підстанції проводиться з урахуванням наступних метеорологічних показників: Температурний режим: Абсолютний максимум: +35°C. Абсолютний мінімум: -30°C. Розрахункова температура найхолоднішої п'ятиденки: -20°C. Середньорічна температура: +6,5°C. Вітрові та ожеледні навантаження: Район за швидкісним напором вітру: II. Район за товщиною стінки ожеледі: II (нормативна товщина — 5 мм). Опади: Середньорічна норма становить 500–510 мм. Пік опадів припадає на червень (70 мм), мінімум — на лютий (20 мм). Вітровий режим: Протягом року переважають східні та південно-східні вітри (особливо у період з жовтня по квітень), влітку також спостерігаються північно-західні потоки. Основними споживачами, що

отримують живлення від розподільчого пристрою 10 кВ ПС «Морозівська», є сільськогосподарські та побутові об'єкти.

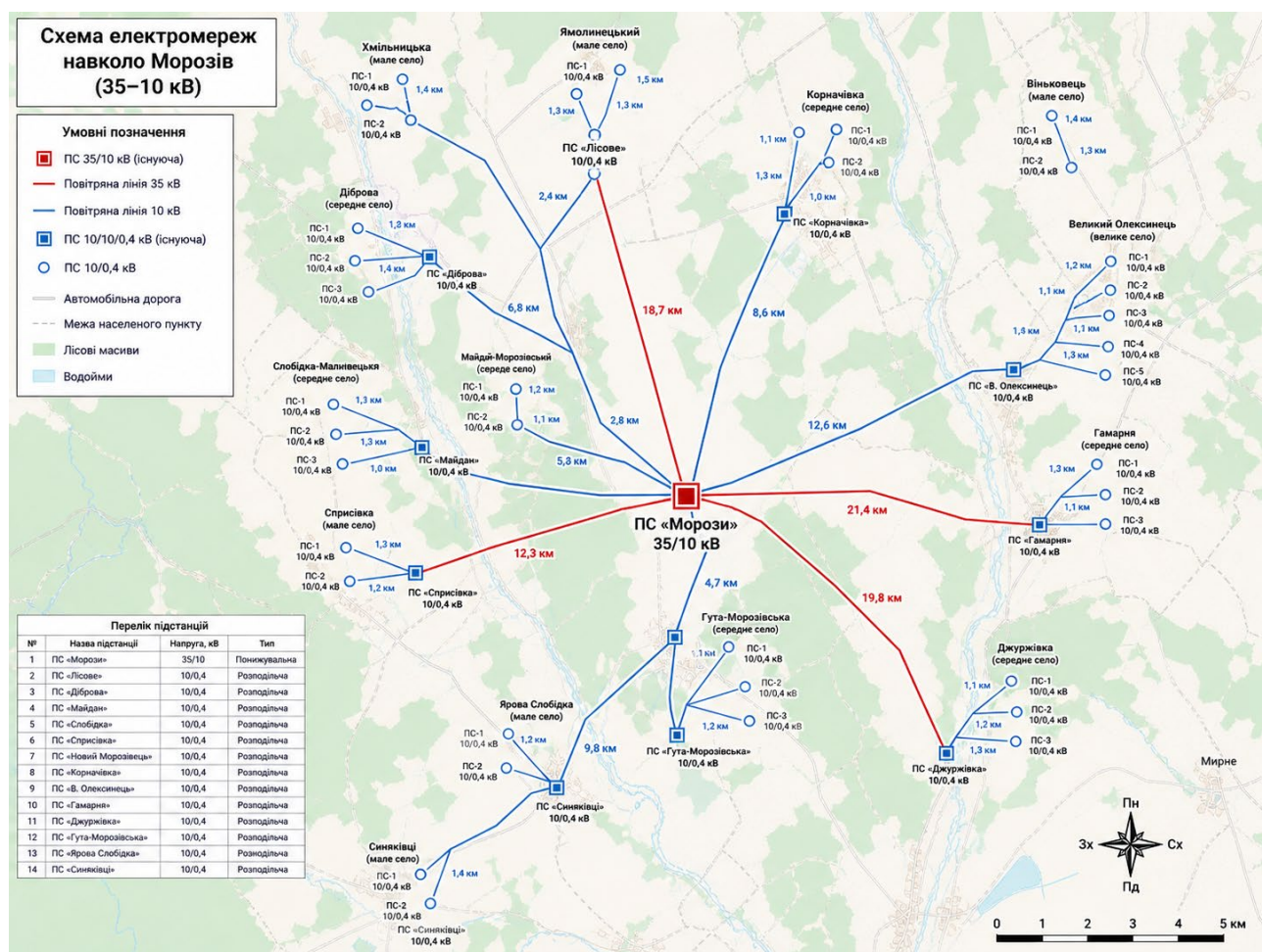


Рис. 1.1- Схема електропостачання РТП 35/10 „Морозів”

1.2 Основне обладнання підстанції

Це головні елементи, які відповідають за трансформацію та розподіл електроенергії: Силкові трансформатори (або автотрансформатори) знижують напругу з магістрального рівня (наприклад, 110 кВ або 150 кВ) до розподільчого (35 кВ, 10 кВ або 6 кВ). Трансформатори власних потреб (ТВП): Забезпечують живлення систем обігріву, освітлення та автоматики самої підстанції. Необхідні для ввімкнення/вимкнення ліній та захисту при аваріях: Вимикачі (Елегазові або Вакуумні): Основні пристрої, здатні розривати коло під навантаженням та при коротких замиканнях. Роз'єднувачі створюють видимий розрив електричного кола для безпечного проведення ремонтних робіт. Заземлювачі захищають персонал, заземлюючи знеструмлені ділянки схеми. Використовуються для обліку електроенергії та роботи систем захисту: Трансформатори струму (ТС): Знижують великі струми до безпечних значень для лічильників та реле. Трансформатори напруги (ТН): Передають інформацію про рівень напруги в мережі. Система шин та конструкцій, де з'єднуються всі елементи: Релейний захист (РЗА): Мікропроцесорні блоки, які миттєво вимикають пошкоджену ділянку. Акумуляторні батареї (АБ): Джерело гарантованого живлення, щоб автоматика спрацювала навіть при повному знеструмленні підстанції. Обмежувачі перенапруг (ОПН): Захищають ізоляцію обладнання від ударів блискавки та різких стрибків напруги.

На стороні 35 кВ реалізована схема без силового вимикача, де захист базується на системі «відокремлювач — короткозамикач». Силковий трансформатор: Головний вузол, обладнаний вмонтованими трансформаторами струму типу ТВ-35 на вводах. Роз'єднувач РТ-35: Забезпечує видимий розрив та заземлення ділянки при ремонтах. Система ОД-КЗ: Відокремлювач ОД-35: Від'єднує трансформатор від лінії. Короткозамикач КЗ-35: Примусово створює коротке замикання для спрацювання захисту на головній підстанції. Трансформатори струму: Окрім вмонтованих (ТВ-35), встановлені виносні

трансформатори струму між трансформатором та відокремлювачем для точного моніторингу навантаження та захисту.

Сторона 10 кВ побудована за схемою з однією секцією шин та великою кількістю ліній, що відходять. Ввідний вимикач (МВ-10): Масляний (або аналогічний) вимикач, що з'єднує трансформатор із секцією шин. Трансформатори струму вводу розташовані в комірці в сторону силового трансформатора. Секція шин 10 кВ: 11 відхідних ліній: Кожна лінія обладнана власним вимикачем 10 кВ. Роз'єднувачі РВЗ-10/400: Використовуються для виведення вимикачів у ремонт (стаціонарне встановлення). Трансформатори струму ліній: Встановлені в комірках у напрямку споживачів. Вимірювальні трансформатори: До шин через запобіжники ПКТН-10 підключені трансформатори напруги НТМИ-10 (для контролю ізоляції та вимірювань) та НОМ-10. Трансформатор власних потреб (ТВП): Тип ТМ-25/10 кВ. Підключений до шинного моста 10 кВ через запобіжники, забезпечує живлення вторинних кіл підстанції.

Оскільки на стороні 35 кВ силовий вимикач, процес вимкнення трансформатора при аварії відбувається за наступним циклом: Спрацювання захисту: При пошкодженні трансформатора спрацьовує релейний захист. Штучне КЗ: Вмикається короткозамикач КЗ-35, створюючи коротке замикання на лінії. Реакція голови лінії: Захист на віддаленій живлячій підстанції фіксує КЗ і вимикає всю лінію. Безструмова пауза: Коли напруга в лінії зникає, автоматика підстанції «Морозів» розмикає відокремлювач ОД-35. АПВ (Автоматичне повторне увімкнення): Через заданий час лінія 35 кВ знову вмикається в роботу. Оскільки ОД-35 вже розімкнений, пошкоджений трансформатор залишається від'єднаним, а інші споживачі на цій лінії отримують живлення.

1.3 Аналіз технічного стану обладнання

Найбільш критичним вузлом є система ОД-КЗ (відокремлювач та короткозамикач). Ризики схеми: Використання короткозамикача КЗ-35 для

створення штучного короткого замикання — це «агресивний» метод захисту. Кожне спрацювання створює значне динамічне та термічне навантаження на живлячу лінію та обладнання головної підстанції. Механічний стан: ОД-35 та КЗ-35 мають відкриті контактні частини. Вони схильні до корозії та залежать від погодних умов (обледеніння взимку може призвести до відмови автоматики). Трансформатори струму ТВ-35: Вмонтована конструкція є надійною, проте їхня заміна у разі виходу з ладу потребує часткового розбирання силового трансформатора. Схема на 10 кВ є більш гнучкою, але має свої особливості: Комутаційний ресурс: Використання вимикачів МВ-10 (масляних) вказує на моральне застарівання. Масляні вимикачі потребують постійного контролю рівня та якості масла, мають високу пожежонебезпечність та обмежений цикл спрацювань порівняно з вакуумними аналогами. Експлуатаційна складність: Стационарне встановлення вимикачів разом із роз'єднувачами РВЗ-10 робить процес обслуговування довшим, оскільки вимагає виконання багатьох ручних операцій для створення видимого розриву. Трансформатори напруги НТМИ та НОМ: Це класичні пристрої, проте вони схильні до ферорезонансних явищ, що може призвести до їхнього пошкодження при замиканнях на землю в мережі 10 кВ. Трансформатор власних потреб (ТМ-25): Потужність 25 кВА є достатньою для типової ПС. Захист через запобіжники є простим, але не забезпечує моніторингу параметрів мережі. Захист ПКТН-10: Запобіжники на вимірювальних трансформаторах — це стандартне рішення, проте вони не захищають від усіх видів перенапруг.

Підстанція реалізована за спрощеною схемою на боці високої напруги, яка була масовою в радянський період для зниження вартості будівництва. Використання системи «відокремлювач — короткозамикач» (ОД-КЗ) замість повноцінного силового вимикача 35 кВ свідчить про те, що об'єкт належить до категорії обладнання з тривалим терміном експлуатації (старого парку). Схема захисту: Система ОД-КЗ є функціональною, але «жорсткою» для енергосистеми. Кожне аварійне спрацювання супроводжується штучним коротким замиканням,

що негативно впливає на ресурс ізоляції силового трансформатора та створює просадки напруги у інших споживачів, живлених від цієї ж лінії 35 кВ. Чутливість до зовнішніх факторів: Оскільки апарати ОД-35 та КЗ-35 мають відкриті рухомі частини, їхня надійність критично залежить від погодних умов (ожеледь, корозія приводів). Це підвищує ризик відмови автоматики в зимовий період. Обслуговування: Наявність масляних вимикачів (МВ-10) та стаціонарних роз'єднувачів РВЗ-10 вказує на високу трудомісткість обслуговування. Масляне господарство потребує регулярних хімічних аналізів масла та є пожежонебезпечним. Масштабованість: Наявність 11 відхідних ліній свідчить про значну розгалуженість мережі та велику кількість кінцевих споживачів, що підвищує відповідальність даного вузла. Моніторинг: Використання вмонтованих трансформаторів струму ТВ-35 та виносних ТС забезпечує достатній контроль параметрів, проте потребує перевірки на відповідність класу точності для сучасних систем комерційного обліку. Власні потреби: Трансформатор ТМ-25 потужністю 25 кВА є базовим рішенням, якого достатньо для живлення обогріву та освітлення, але він може бути на межі потужності при переході на сучасні системи телемеханіки та зв'язку.

Технічний стан підстанції можна охарактеризувати як «задовільний, що вимагає модернізації». Головні рекомендації для підтримки працездатності: Пріоритетна заміна: Перехід з системи ОД-КЗ 35 кВ на вакуумний або елегазовий вимикач 35 кВ. Це дозволить ліквідувати практику «штучних КЗ» та підвищить стабільність мережі. Оновлення комутації 10 кВ: Заміна масляних вимикачів на сучасні вакуумні аналоги, що не потребують обслуговування (типу «maintenance-free»). Автоматизація: Впровадження мікропроцесорних реле захисту замість електромеханічних (якщо такі ще використовуються), що дозволить точніше фіксувати моменти спрацювання АПВ та роботу відокремлювача.

2. ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ РТП 35/10 КВ «МОРОЗІВ»

2.1. Розрахунок електричних навантажень мережі 10 кВ

Розрахункові навантаження діючих ТП-10/0.4 кВ, що отримують живлення від РТП 35/10 «Морозів», систематизовано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1- Навантаження підстанцій 10/0,4 кВ

№	Місце розташування	Потужність, кВА	Тип навантаження	Макс. навантаження, кВт	Лінія
1	с.Лісове	100	Побутове	65	1
2	с. Лісове	100	Побутове	65	1
3	с. Лісове	160	Побутове	100	1
4	с. Діброва	160	Змішане	100	1
5	с. Діброва	250	Виробниче	150	1
6	с. Діброва	160	Побутове	100	1
7	с.Майдан Морозівський	100	Побутове	65	2
8	с.Майдан Морозівський	160	Побутове	100	2
9	с. Корначівка	100	Побутове	65	2
10	с. Корначівка	160	Побутове	100	2
11	с.Великий Олексинець	400	Виробниче	250	3
12	с.Великий Олексинець	250	Змішане	150	3
13	с.Великий Олексинець	160	Побутове	100	3
14	с.Великий Олексинець	100	Побутове	65	3
15	с.Великий Олексинець	160	Побутове	100	3
16	с. Гамарня	100	Побутове	65	3
17	с. Гамарня	160	Побутове	100	3
18	с. Гамарня	100	Побутове	65	3
19	с. Джуржівка	160	Побутове	100	4
20	с. Джуржівка	250	Змішане	150	4
21	с. Джуржівка	160	Побутове	100	4
22	с.Гута-Морозівська	160	Побутове	100	4
23	с.Гута-Морозівська	100	Побутове	65	4
24	с. Гута-Морозівська	160	Побутове	100	4
25	с. Ярова Слобідка	100	Побутове	65	4
26	с. Ярова Слобідка	100	Побутове	65	4
27	с. Синяківці	100	Побутове	65	4
28	с. Синяківці	100	Побутове	65	4
29	с.Слобідка-Малівецька	100	Побутове	65	2
30	с.Слобідка-Малівецька	160	Побутове	100	2

31	с. Слобідка-Малівецька	100	Побутове	65	2
32	с. Сприсівка	100	Побутове	65	1
33	с. Сприсівка	100	Побутове	65	1
34	с. Виньківці	100	Побутове	65	3
35	с. Виньківці	100	Побутове	65	3
36	с. Хмільницька	100	Побутове	65	1
37	с. Хмільницька	100	Побутове	65	1

Розрахункове навантаження визначаємо по формулах:

$$P_d = P_m \times K_p \times K_d \quad (2.1)$$

$$P_v = P_m \times K_p \times K_v \quad (2.2)$$

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

K_p — коефіцієнт росту навантаження;

K_d, K_v — коефіцієнт участі відповідно в денному і вечірньому максимумах, які дорівнюють:

а) для виробничих споживачів — $K_d=1,0$; $K_v=0,6$.

б) для змішаного навантаження — $K_d=K_v=1,0$.

в) для комунально-побутових споживачів — $K_d=0,4$; $K_v=1,0$. [6,120]

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

1. Комунально – побутові - $K_p=1,3$;

2. Виробничі - $K_p=1,4$;

3. Змішані – $K_p=1,4$.

Для ТП №1. Навантаження виробниче $K_d=1$; $K_v=0,6$

$$P_d = 100 \times 1,3 \times 0,4 = 52 \text{ кВт}$$

$$P_v = 250 \times 0,6 \times 1,3 = 130 \text{ кВт}$$

Аналогічно визначаємо розрахункові навантаження ТП результати заносимо в таблицю 2.2. Розрахункові денні та вечірні навантаження на ТП-10/0,4кВ.

№ п.п	Коефіцієнт росту навантаження K_p	Коефіцієнт денного K_d	Розрахунок денного P_d , кВт..	Коефіцієнт вечірнього K_v	Розрахунок вечірнього P_v , кВт.	№ Лінії
1	1.3	0.4	33.8	1	84.5	1
2	1.3	0.4	33.8	1	84.5	1
3	1.3	0.4	52	1	130	1
4	1.4	1	140	1	140	1
5	1.4	1	210	0.6	126	1
6	1.3	0.4	52	1	130	1
7	1.3	0.4	33.8	1	84.5	2
8	1.3	0.4	52	1	130	2
9	1.3	0.4	33.8	1	84.5	2
10	1.3	0.4	52	1	130	2
11	1.4	1	350	0.6	210	3
12	1.4	1	210	1	210	3
13	1.3	0.4	52	1	130	3
14	1.3	0.4	33.8	1	84.5	3
15	1.3	0.4	52	1	130	3
16	1.3	0.4	33.8	1	84.5	3
17	1.3	0.4	52	1	130	3
18	1.3	0.4	33.8	1	84.5	3
19	1.3	0.4	52	1	130	4
20	1.4	1	210	1	210	4
21	1.3	0.4	52	1	130	4
22	1.3	0.4	52	1	130	4
23	1.3	0.4	33.8	1	84.5	4
24	1.3	0.4	52	1	130	4
25	1.3	0.4	33.8	1	84.5	4
26	1.3	0.4	33.8	1	84.5	4
27	1.3	0.4	33.8	1	84.5	4
28	1.3	0.4	33.8	1	84.5	4
29	1.3	0.4	33.8	1	84.5	2
30	1.3	0.4	52	1	130	2
31	1.3	0.4	33.8	1	84.5	2
32	1.3	0.4	33.8	1	84.5	1
33	1.3	0.4	33.8	1	84.5	1
34	1.3	0.4	33.8	1	84.5	3

№ п.п	Коефіцієнт росту навантаження K_p	Коефіцієнт денного $\max K_d$	Розрахунок денного $\max P_d$, кВт..	Коефіцієнт вечірнього $\max K_v$	Розрахунок вечірнього $\max P_v$, кВт.	№ Лінії
35	1.3	0.4	33.8	1	84.5	3
36	1.3	0.4	33.8	1	84.5	1
37	1.3	0.4	33.8	1	84.5	1

Для визначення сумарної потужності на ділянках із великою кількістю навантажень трансформаторні підстанції об'єднуємо в групи таким чином, щоб різниця між їхніми навантаженнями не перевищувала чотирикратного значення. Потужність групи розраховується з урахуванням коефіцієнта одночасності [6, с.118], при цьому до більшого навантаження додається визначене значення ΔP від меншого навантаження. Відповідно до таблиці 2.2 визначаємо розрахункові денні та вечірні навантаження.

$$P_{\partial(0-1)} = \sum P_{\partial} \times k_0$$

$$P_{b(0-1)} = \sum P_b \times k_0 \quad (2.3)$$

де k_0 - коефіцієнт одночасності

Розрахуємо навантаження для лінії 1:

Для денного максимуму:

$$P_{\partial(0-1)} = (33.8 + 33.8 + 52 + 140 + 210 + 52 + 33.8 + 33.8 + 33.8 + 33.8) \times 0.56 = 367.81$$

кВт

Для вечірнього максимуму:

$$P_{b(0-1)} = (84.5 + 84.5 + 130 + 140 + 126 + 130 + 84.5 + 84.5 + 84.5 + 84.5) \times 0.56 = 578.48$$

кВт

Розрахунок навантаження для лінії 2:

$$P_{d(0-1)}=(33.8+52+33.8+52+33.8+52+33.8)\times 0.62=180.54 \text{ кВт}$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{b(0-1)}=(84.5+130+84.5+130+84.5+130+84.5)\times 0.62=451.36 \text{ кВт}$$

Розрахунок навантаження для лінії 3:

$$P_{d(0-1)}=(350+210+52+33.8+52+33.8+52+33.8+33.8+33.8)\times 0.56=495.6 \text{ кВт}$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{b(0-1)}=(210+210+130+84.5+130+84.5+130+84.5+84.5+84.5)\times 0.56=690.2$$

кВт

Розрахунок навантаження для лінії 4:

$$P_{d(0-1)}=(52+210+52+52+33.8+52+33.8+33.8+33.8+33.8)\times 0.56=328.72 \text{ кВт}$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{b(0-1)}=(130+210+130+130+84.5+130+84.5+84.5+84.5+84.5)\times 0.56=645.4$$

кВт

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.3.

Номер лінії	Навантаження ,кВт	
	денне	вечірнє
Лінія 1	367.81	578.48
Лінія 2	180.54	451.36
Лінія 3	495.60	690.20
Лінія 4	328.72	645.40

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

Для визначення загальної потужності РТП виконуємо підсумовування денних та вечірніх навантажень ліній найбільш завантажених ділянок відхідних ліній 10 кВ з урахуванням коефіцієнта одночасності. У випадку, коли величини навантажень відрізняються між собою більше ніж у чотири рази, застосовуємо метод добавок.

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

$$P_{\text{дРТП}} = 367.81 + 180.54 + 495.60 + 328.72 = 1372.67$$

$$P_{\text{вРТП}} = 578.48 + 451.36 + 690.20 + 645.40 = 2365.44$$

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 $\cos_{\text{д}}=0,8$; $\cos_{\text{в}}=0,83$ -коефіцієнти потужності Тп -10/0,4 кВ, по табл.33[6,119].

$$S_{\text{дРТП}} = 1372.67 / 0.8 = 1715.8375$$

$$S_{\text{вРТП}} = 2365.44 / 0.83 = 2849.9277$$

Вибираємо трансформатор по більшій потужності в даному випадку це $S_{\text{дРТП}} = 2849.9277 \text{ кВА}$

Для двотрансформаторних РТП доцільно застосовувати трансформатори однакової потужності. Потужність кожного трансформатора повинна становити приблизно 65–70 % від загальної потужності підстанції на кінець розрахункового періоду.

$$S_{\text{рРТП}} = 0.7 \times 2849.9277 = 1994.9494$$

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

Таблиця 2.4- Параметри силових трансформаторів.

Тип трансформатора	$S_{ном}, \text{MBA}$	Напруга обмотки кВ.		Втрати кВт		$U_k, \%$	$I_x, \%$
		УН	НН	P_x	P_k		
T1-TM-2500/35	2,5	35	10,5	2,1	26	6,5	1,1
T2-TM-2500/35	2,5	35	10,5	2,1	26	6,5	1,1

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання РТП 35/10 кВ.

Виконаємо розрахунок струмів короткого замикання для РТП 35/10 кВ «Морозів».

Для ліній електропередачі визначаємо активний та реактивний опори. Значення активного опору в омах приймаємо за довідковими даними і воно становить:

Таблиця 2.5 - Опори проводів

Марка провода	Опір Ом/км
АС-50	0,59
АС-70	0,43
АС-95	0,32
АС-120	0,27
АС-150	0,21

Сумарний активний опір лінії РТП 35/10 кВ «Морозів» приводимо до базисної напруги. Для підстанції «Морозів» приймаємо базисну напругу $U_6=37U_k\text{В}$ та $U_{cp}=35\text{кВ}$ відповідно до шкали середніх номінальних напруг мереж.

Перерахунок параметрів лінії та визначення приведених опорів виконуємо за відповідними розрахунковими формулами:

$$R_b = R_1 \times \left(\frac{U_6}{U_{cp}}\right)^2$$

Індуктивні опори повітряних ліній беремо за їхнім середнім значенням для повітряних ліній 6-220 кВ становить 0.4Ом/км. Індуктивний опір лінії зведений до базисної напруги становить:

$$X_b = X_1 \times \left(\frac{U_6}{U_{cp}}\right)^2$$

Повний результуючий опір становить:

$$Z_p = \sqrt{R_b^2 + X_b^2}$$

Результати опорів лінії 35 кВ заносимо в таблицю 2.6

Пункт	Марка провода	Переріз S ²	Довжина км	Опір R (Ом)	Опір X (Ом)
Дунаєвці	АС	120	12,1	3,267	4,8400
Морозів	АС	120	9,9	2,673	3,9600
Північна	АС	120	2,9	0,783	1,1600

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

Таблиця 2.7 - Зведені опори ліній електропередач.

Пункт	Ub=37 кВ		
	Rb	Xb	Z _p
Дунаєвці	3,65	5,4089	6,53
Морозів	2,99	4,4255	5,34
Північна	0,88	1,2964	1,56
Всього	7,513	11,131	13,43

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

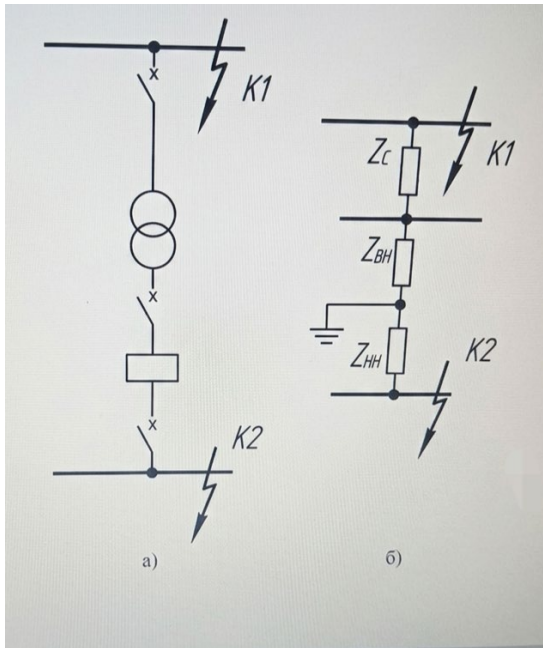


Рис. 2.1 – Схема електричних з'єднань силового трансформатора (а) та її схема заміщення (б)

Розрахуємо опір трансформатора для нормального режиму роботи при базовій напрузі $U_6 = 37$ кВ.

Оскільки активний опір трансформатора є дуже малим порівняно з реактивним (становить лише 3,0–4,5% від реактивного) і майже не впливає на величину повного опору, приймаємо його рівним 3,5% від реактивного опору [4,].

Розрахунок опорів трансформатора виконується за такими формулами:

$$X_{\text{ТР.ВН}} = \frac{U_K \times U_6^2}{100 \times S_{\text{ТР.НОМ}}} = \frac{6,50 \times 37^2}{100 \times 4,0} = 35,50 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ТР.НН}} = \frac{U_K \times U_6^2}{100 \times S_{\text{ТР.НОМ}}} = \frac{6,50 \times 10,50^2}{100 \times 4} = 2,870 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ТР.ВН}} = 0,0350 \times X_{\text{ТР.ВН}} = 1,250 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ТР.НН}} = 0,0350 \times X_{\text{ТР.НН}} = 0,10 \text{ Ом}$$

Знайдемо тепер опори плеч ВН-НН трансформатора:

$$\begin{cases} R_{\text{ТР.ВН.НН}} = R_{\text{ТР.ВН}} + R_{\text{ТР.НН}} = 1,250 + 0,10 = 1,350 \text{ Ом} \\ X_{\text{ТР.ВН.НН}} = X_{\text{ТР.ВН}} + X_{\text{ТР.НН}} = 35,50 + 2,870 = 38,37 \text{ Ом} \end{cases}$$

Опори трансформатора Т2 які розраховуються аналогічно. Усі розраховані величини зводяться в табл.2.8.

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

Тр -р	Шина	$X_{\text{ТР}}, \text{Ом}$	$R_{\text{ТР}}, \text{Ом}$
Т1	ВН	35,50	1,250
	НН	2,870	0,10
Т2	ВН	35,380	1,250
	НН	2,90	0,150

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

$$Z_C = \sqrt{R_C^2 + X_C^2} = \sqrt{6,60^2 + 2,6^2} = 7,140 \text{ Ом}$$

Повний опір системи на шинах НН в нормальному режимі:

$$\begin{aligned} Z_{\text{НН}} &= \sqrt{(R_C + R_{\text{ТР.ВН.НН}})^2 + (X_C + X_{\text{ТР.ВН.НН}})^2} \\ &= \sqrt{(6,60 + 1,350)^2 + (2,60 + 38,370)^2} = 41,70 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Визначимо перехідні коефіцієнти:

$$K_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{6ВН}}^2}{U_{\text{6НН}}^2} = \frac{37,0^2}{35,0^2}$$

Тепер, маючи усі необхідні величини, можемо розрахувати струми КЗ трансформатора Т1. Прийнемо для розрахунків нормальний режим живлення підстанції.

Струми КЗ на шинах 35 кВ ($U_6 = 37 \text{ кВ}$):

$$\begin{cases} I_{КЗ.ВН}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \times Z_C} = \frac{37000}{\sqrt{3} \times 7,14} = 2991,8 \text{ A} \\ I_{КЗ.ВН}^{(2)} = I_{КЗ.ВН}^{(3)} \times \frac{\sqrt{3}}{2} = 2991,8 \times \frac{\sqrt{3}}{2} = 2591 \text{ A} \end{cases}$$

Струми КЗ на шинах 10 кВ ($U_6 = 37 \text{ кВ}$):

$$\begin{cases} I_{КЗ.НН}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \times Z_{НН}} = \frac{37000}{\sqrt{3} \times 41,7} = 512,3 \text{ A} \\ I_{КЗ.НН}^{(2)} = I_{КЗ.НН}^{(3)} \times \frac{\sqrt{3}}{2} = 512,3 \times \frac{\sqrt{3}}{2} = 443,6 \text{ A} \end{cases}$$

Струми КЗ на шинах 10 кВ ($U_6 = 10,5 \text{ кВ}$):

$$\begin{cases} I_{КЗ.НН}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \times Z_{НН}} \times K_{НН} = \frac{37000}{\sqrt{3} \times 41,7} \times 1,1 = 159,9 \text{ A} \\ I_{КЗ.НН}^{(2)} = I_{КЗ.НН}^{(3)} \times \frac{\sqrt{3}}{2} = 159,9 \times \frac{\sqrt{3}}{2} = 138,4 \text{ A} \end{cases}$$

Аналогічно розраховуємо струми КЗ трансформатора Т2 Дані розрахунків заносимо в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 - Струми КЗ РТП 35/10 „Морозів”

Тр -р	Шина	Струм	U ₆ .ВН	U ₆ .НН
Т1	ВН	$I_{КЗ.НН}^{(3)}$	2991,8	-
		$I_{КЗ.НН}^{(2)}$	2591	-
	НН	$I_{КЗ.НН}^{(3)}$	512,3	159,9
		$I_{КЗ.НН}^{(2)}$	443,6	138,4
Т2	ВН	$I_{КЗ.НН}^{(3)}$	2990	-
		$I_{КЗ.НН}^{(2)}$	2590	-
	НН	$I_{КЗ.НН}^{(3)}$	512,3	159
		$I_{КЗ.НН}^{(2)}$	443,6	138

Для визначення ударного струму скористаємось рівнянням:

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{КЗ}^3$$

Де $k_y=1,8$ ударний коефіцієнт.

Визначимо ударний струм сторони ВН:

$$i_y = 1,8 \times \sqrt{2} \times 2991,8 = 7616 \text{ A}$$

Визначимо ударний струм сторони НН:

$$i_y = 1,8 \times \sqrt{2} \times 512,3 = 1304 \text{ A}$$

2.4 Вибір комутаційного обладнання

2.4.1 Вибір обладнання сторони 35 кВ.

Високовольтні вимикачі підбирають за номінальними значеннями струму та напруги, а також за вимикальною здатністю по струму чи потужності. Додатково здійснюють перевірку їхньої стійкості до дії струмів короткого замикання.

Таблиця 2.10- Параметри вимикачів.

Тип вимикача	Величини	Розрахункові дані	Каталожні дані
ВГТ-35	U_n , кВ	35	35
	$I_{p.max.}$ А	149,9	3115
	I_y , кА	7,6	127,5
	I_{K3}^3 , кА	1,15	50
	I_n^2 , кАс	1,312	50/3

Для встановлення на стороні 35 кВ обрано трансформатор струму серії ТФНД-35М-50/5. Його вибір обґрунтовано відповідністю технічним вимогам та умовам роботи електроустановки.

Таблиця 2.11 - Дані трансформатора струму

Розрахункові дані трансформатора струму	Параметри трансформатора струму ТФМД-35М-50/5
$U_H = 35 \text{ кВ}$ $I_H = 39,4 \text{ А}$ $i_{yД(3)} = 3,856 \text{ А}$ $I_{yЛ} = 7,3 \text{ кА}$ $[I_{уст}^{(2)}] t_{пр} = 74,5^2 \times 2,8 = 56 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $I_H = 50 \text{ А}$ $K_d \sqrt{2} I_n = 150 \sqrt{2} = 10,5 \text{ кА}$ $(K_i I_H)^2 = (32,5 \times 50)^2 \times 10^6 \text{ Іот}$ $= 20 \text{ кА} \times 1 = 84,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Вибір ОПН сторони 35 кВ

$$U_{роб} = \frac{1,15 \times 35}{\sqrt{3}} = 23,67 \text{ кВ}$$

амплітуди імпульсних струмів $I_u \leq I_{розр}$

амплітуди комутаційного струму $I_k \geq I_{розр}$

Для захисту електрообладнання напругою 35 кВ обрано обмежувач перенапруг нелінійний типу ОПН-У-35/38,5-10 зі Standart-параметрами: $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$, $U_{нр} = 38,5 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 10 \text{ кА}$.

Перевірка за умовами:

$$U_{роб} = 23,7 \leq U_{роб, доп} = 38,5 \text{ кВ}$$

$$I_u = 5 \text{ кА} < I_{розр} = 10 \text{ кА}$$

$$I_k = 0,5 \text{ кА} < I_{розр} = 10 \text{ кА}$$

2.4.2 Вибір обладнання сторони 10 кВ.

Вибір вимикачів сторони 10 кВ

Для установки приймаємо вакуумні вимикачі.

Таблиця 2.12 - Дані вимикачів

Розрахункові дані вимикачів	Параметри вимикачів ВВЕ - 10
$U_H = 10\text{кВ}$ $I_{p\max} = 202,4\text{ А}$ $I_{уд(3)} = 1,3\text{ кА}$ $I_{\text{вер}}^2 t_{\text{пр}} = 1,3^2 \times 2,8 = 4,7\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_H = 10\text{кВ}$ $I_H = 400\text{ А}$ $I_{уд(3)} = 20\text{ кА}$ $I_{\nu I} = 16^2 - 4 = 1024\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{от} = 20\text{кА}$

До встановлення прийнято вакуумний вимикач типу ВВЕ-10 із вмонтованим електромагнітним приводом. Цей привод забезпечує дистанційне керування (комутацію) вимикачем, а також його інтеграцію в схеми протиаварійної та системної автоматики, зокрема АПВ та АВР. Попри те, що загальна мережа керування функціонує на змінному оперативному струмі, для живлення котушок електромагнітного привода потрібен постійний струм. Його отримання забезпечується шляхом підключення привода до мережі змінного струму через спеціальні випрямні пристрої.

Вибір трансформаторів струму вводу 10 к

Таблиця 2.13 - Дані трансформаторів струму

Розрахункові дані трансформатора струму	Параметри трансформатора струму ТПЛ-10-0,5/ Р-100/5
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_{уд(3)} = 3,85 \text{ кА}$ $I_{\text{вер}}^2 t_{\text{пр}} = 1,3^2 \times 2,8 = 4,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 100 \text{ А}$ $I_{уд(3)} = 9,3 \text{ кА}$ $(\text{кІV})^2 t = 16^2 - 4 = 729 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Обраний трансформатор струму задовольняє всім умовам перевірки та приймається до встановлення.

Вибір ОПН сторони 10 кВ

Тривала робоча напруга апарата визначається з урахуванням часу ліквідації однофазного замикання на землю, при цьому коефіцієнт безпеки становить $K_B = 1,22$

$$U_{\text{роб}} = \frac{1,2 \times U_{\text{ном}}}{K_B}$$

$$U_{\text{роб}} = \frac{1,2 \times 10}{1,22} = 9,83 \text{ кВ}$$

Для захисту електрообладнання напругою 35 кВ обрано обмежувач перенапруг нелінійний типу ОПН-У-35/38,5-10 зі Standart-параметрами: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $U_{\text{нр}} = 10,5 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА}$.

Перевірка за умовами:

$$U_{\text{роб}} = 9,83 \leq U_{\text{роб, доп}} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_u = 5 \text{ кА} < I_{\text{розр}} = 10 \text{ кА}$$

$$I_k = 0,5 \text{ кА} < I_{\text{розр}} = 10 \text{ кА}$$

3.РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ

3.1 Мікропроцесорний захист трансформатора сторони 35-10 кВ

Мікропроцесорний пристрій захисту та автоматики SPAC 810 функціонує від джерела постійної, змінної або випрямленої змінної напруги оперативного струму з номінальним значенням 220 (110) В. Для підвищення завадостійкості та безпеки експлуатації електронна частина пристрою має гальванічну ізоляцію від кіл оперативного живлення.

Пристрій зберігає повну працездатність із забезпеченням нормованих параметрів і характеристик спрацьовування за таких умов:

наявність у напрузі оперативного струму пульсацій амплітудою до 12% від її середнього значення;

короткочасні перерви в електроживленні тривалістю до 0,5 с.

Конструктивне виконання SPAC 810 унеможлиблює його пошкодження або хибне спрацьовування в таких режимах:

комутація (ввімкнення та вимкнення) джерела живлення, а також відновлення живлення після перерв будь-якої тривалості;

подача напруги оперативної постійної сили струму зворотної полярності;

виникнення замикань на землю в мережі оперативного постійного (або випрямленого змінного) струму.

У пристрої SPAC 810 реалізовано такий комплекс функцій керування та контролю:

Багаторівневе керування вимикачем: забезпечення можливості місцевого керування за допомогою кнопок на лицьовій панелі або ключів на дверях релейної шафи, а також дистанційного керування від автоматизованої системи

керування технологічними процесами (АСУ ТП) для будь-якого типу комутаційного апарата.

Захист від повторних ввімкнень: блокування від багаторазових включень вимикача (захист від «стрибання»).

Моніторинг кіл керування: безперервний контроль цілісності та стану кіл керування (фіксація положення за сигналами РПВ та РПО, контроль тиску елегазу, а також моніторинг стану автоматичного вимикача живлення приводу).

Утримання сигналу: функція самопідхвату шинки відключення.

Блокування комутацій: заборона ввімкнення вимикача у разі відключеного автомата низької напруги (НН) трансформатора напруги.

Резервування діючих кіл: можливість безпосереднього впливу на другу (резервну) котушку відключення вимикача.

Програмне конфігурування та функціональні особливості захисту

У мікропроцесорному пристрої SPAC 810 передбачено гнучке налаштування логіки функціонування за допомогою програмного забезпечення:

Гнучке керування ступенями захисту: введення в роботу або виведення з неї будь-якого зі ступенів захисту за допомогою програмних перемикачів.

Матричне конфігурування: налаштування дії кожного ступеня захисту на сигнал або на відключення за допомогою матриці програмних перемикачів.

Часова затримка: забезпечення індивідуальних витримок часу для ступенів струмового захисту.

Варіативність характеристик: наявність широкого набору частотно-залежних та незалежних характеристик витримки часу для третього (чутливого) ступеня захисту.

Резервування при відмові вимикача: інтегрований чутливий струмовий орган пристрою резервування відмови вимикача (ПЛВ).

Тестовий режим: наявність спеціального сервісного реле «Тест», яке забезпечує можливість повноцінного випробування працездатності захисту без видачі команд на інші вихідні реле.

Для забезпечення оперативного персоналу візуальною інформацією про стан пристрою та комутаційного апарата передбачено такі засоби:

Світлодіодна індикація стану пристрою: 16 світлодіодних індикаторів на лицьовій панелі (частина з яких є вільно програмованими для індивідуального налаштування під конкретні вимоги об'єкта).

Світлодіодна індикація стану комутаційного апарата: окремі світлодіоди «ВВІМКН» («ON») та «ВИМКН» («OFF») на лицьовій панелі для безперервного контролю положення вимикача.

Контактна сигналізація: вихідні сигнальні реле (зокрема з можливістю перепризначення функцій) із нормально відкритими (замикаючими) та перемикаючими контактами для передачі сигналів у зовнішні кола.

Цифрова індикація: відображення детальної інформації про спрацьовування та дію ступенів захисту на рідкокристалічному (РК) дисплеї пристрою.

Принципова схема зовнішніх підключень мікропроцесорного пристрою наведена на рисунку 3.1.

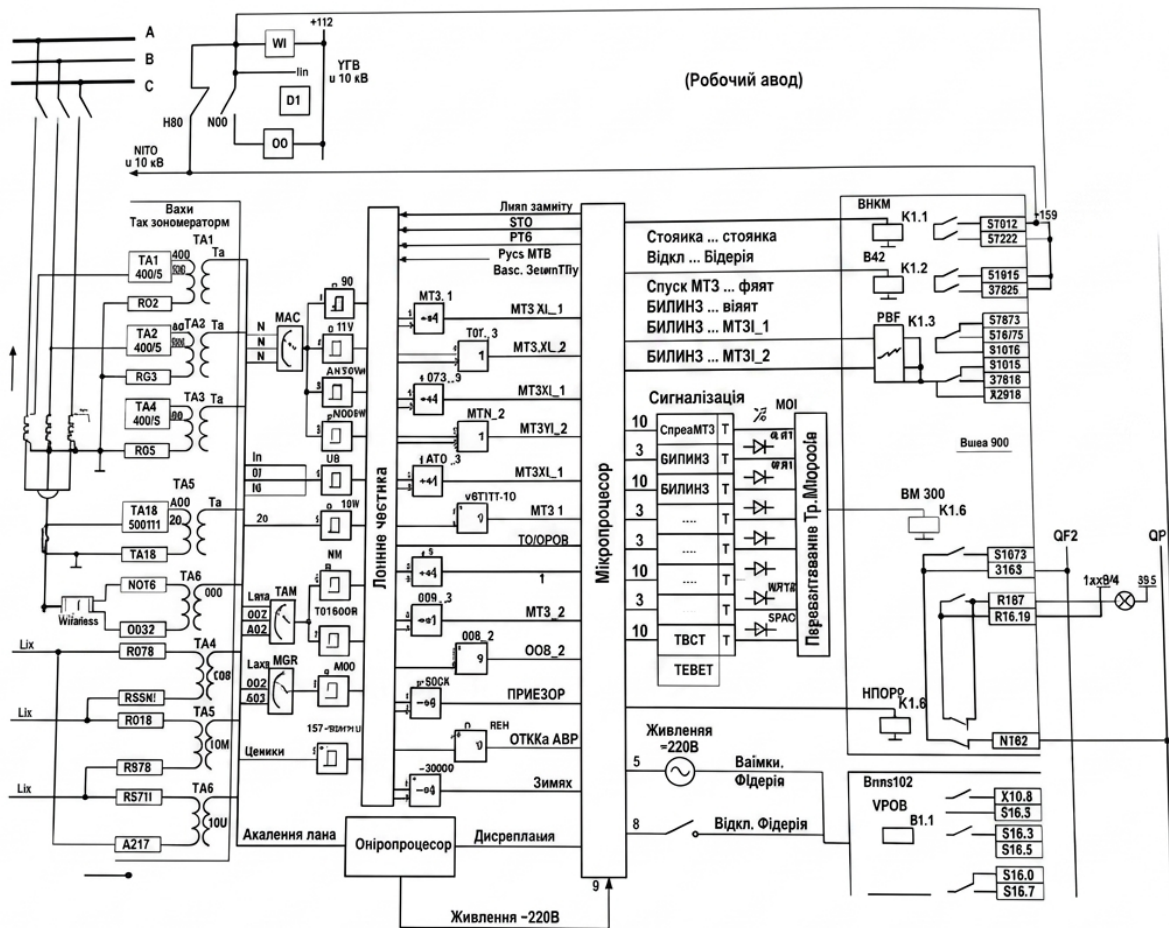


Рис. 3.1- Мікропроцесорний захист на базі SPAC 810 для ПС "Морозів"

3.2 Розрахунок диференційного захисту

Розрахунок диференційного захисту силового трансформатора виконується відповідно до методики, наведеної у [4]. Основним завданням розрахунку є визначення оптимальної кількості витків робочої, гальмівної, а також двох урівноважувальних обмоток реле ДЗТ-11 для компенсації струмів небалансу та забезпечення надійної селективності.

На першому етапі визначимо номінальний струм на стороні вищої напруги (ВН) силового трансформатора. Розрахунок проводиться за класичною формулою для трифазної мережі:

$$I_{1BH} = \frac{S_{TP.H}}{\sqrt{3} \times U_{BH}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 37} = 39 \text{ A}$$

Розрахуємо номінальний струм обмотки НН силового трансформатора:

$$I_{1HH} = \frac{S_{TP.H}}{\sqrt{3} \times U_{HH}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 10,5} = 137,5 \text{ A}$$

Для визначення струмів у плечах диференційного реле розрахуємо вторинні струми, які протікають в обмотках реле від трансформаторів струму, встановлених на сторонах середньої напруги (СН, 35 кВ) та нижчої напруги (НН, 10 кВ).

на стороні 35 кВ – 50/5;

на стороні 10 кВ – 100/5

Розрахунок виконується з урахуванням коефіцієнтів трансформації ТС та схеми їхнього з'єднання за формулою:

$$I_{2BH} = \frac{K_{cx.BH}}{n_{T.BH}} \times I_{1BH} = \frac{\sqrt{3} \times 39}{100/5} = 6,75 \text{ A};$$

$$I_{2HH} = \frac{K_{cx.BH}}{n_{T.HH}} \times I_{1HH} = \frac{1 \times 137,5}{50/5} = 6,8 \text{ A}$$

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

n_T - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Розраховуємо мінімальний первинний струм спрацювання захисту,

$U_{BH.} = 35 \text{ кВ};$

$$I_{1.min} = \frac{S_{TP.H}}{\sqrt{3} \times U_{BH}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 35} = 41,2 \text{ A}$$

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

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

Струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{cx.}}{n_T} \times I_{C3.} = \frac{\sqrt{3}}{50/5} = 61,8 = 10,5 \text{ A}$$

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

$$W_{p.розр} = \frac{100}{I_{C.P}} = \frac{100}{10,5} = 9,8 \text{ вит}$$

приймаємо $W_p = 10$ вит.

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

$$W_{розр} = \frac{I_{2BH}}{I_{2HH}} \times W_p = \frac{6,78}{6,8} \times 10 = 9,97 \text{ вит}$$

приймаємо $W_{yp.2} = 10$ вит.

$$\text{Тоді : } I_{C.P} = \frac{100}{W_p} = \frac{100}{10} = 10 \text{ A}$$

$$I_{C.3} = \frac{n_T \times I_{C.P}}{K_{cx.}} = \frac{7,14 \times 100/5}{\sqrt{3}} = 82,4 \text{ A}$$

Зробимо перевірку:

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

$$6,75 \times 10 \approx 6,8 \times 10;$$

Виконуємо перевірку чутливості захисту на сторонах 10 кВ. Струми КЗ у формулах — це трифазні струми короткого замикання сторін, що приведені до вищої напруги (ВН) в аварійному режимі (значення прийняті за табл. 3.3).

$$k_{ч.НН} = \frac{I_{к.мах}}{I_{с.3}} = \frac{K_{сх.} \times I_{КЗ.НН}^{(3)}}{n_{тр} \times I_{с.р}} = \frac{1,5 \times 512,3}{100/5 \times 7,14} = 5,3 > 1,5;$$

Умови виконуються. Захист придатний для використання.

Розраховуємо третю складову струмів небалансу. Струми КЗ у формулах — це трифазні струми короткого замикання сторін, що приведені до вищої напруги (ВН) у нормальному режимі (значення прийняті за табл. 3.3).

$$I_{нб.НН}^{///} = \frac{W_{ур.2} - W_{розр2}}{W_{розр2}} I_{КЗ.НН}^{(3)} = \frac{9,97 - 9,8}{9,8} \times 512,3 = 8,8 \text{ А}$$

Знаходимо загальні струми небалансу:

$$I_{нб\Sigma.НН} = I_{нб.НН} + I_{нб.НН}^{///} = 1,16 + 8,8 = 9,96 \text{ А};$$

Розраховуємо гальмівну обмотку диференційного реле:

$$W_{розр \text{ т.НН}} = \frac{1,5 \times I_{нб\Sigma.НН} \times W_{розр2}}{0,87 \times I_{КЗ.НН}^{(3)}} = \frac{1,5 \times 9,69 \times 10}{0,87 \times 512,3} = 0,8 \text{ вит}$$

Приймаємо $W_T = 1$ вит.

Де: $W_{ур.1}$ — обмотка, що підключається до трансформатора струму (ТС) сторони 35 кВ;

$W_{ур.2}$ — обмотка, що підключається до трансформатора струму сторони 10 кВ і знаходиться в протифазі до обмотки $W_{ур.1}$;

W_T (гальмівна обмотка) — вмикається в струмове коло обмоток $W_{ур.1}$ та $W_{ур.2}$ і компенсує магнітні потоки, викликані всіма трьома складовими струмів небалансу $I_{нб3}$ або $I_{нб}^{///}$ — струм небалансу, зумовлений добором кількості витків диференційного реле).

Усі розраховані дані заносимо до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку диференційного захисту силових трансформаторів підстанції 35/10 “Морозів”

Розраховані дані	T1	T2
номінальні струми обмоток, А		
- ВН	39	39
- НН	137,5	137,5
вторинні струми в обмотках реле, А		
- ВН	6,75	6,75
- НН	6,8	6,8
струми небалансу (без складової $I_{\text{нб}}^{\text{III}}$), А		
- НН	1,16	1,16
початково прийняті струми спрацювання, А		
- захисту	61,8	61,8
- реле	10,5	10,5
розрахункові числа витків обмоток		
- W_{yp1}	9,8	9,8
- W_{yp2}	9,97	9,97
прийняті числа витків обмоток		
- W_{yp1}	10	10
- W_{yp2}	10	10
дійсні струми спрацювання, А		
- захисту	82,4	82,4
- реле	10	10
коефіцієнти чутливості захисту сторін		
- НН	5,3	5,3
третя складова струмів небалансу, А		

- НН	8,8	8,8
сумарні струми небалансу, А		
- НН	9,96	9,96
числа витків гальмівної обмотки		
- НН	0,8	0,8
прийняте	1	1

3.3 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{C.3} \geq \frac{k_n \times k_c}{k_b} I_{1BH} = \frac{1,2 \times 1,2}{0,8} \times 39 = 70,2 \text{ А}$$

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) ($k_b = 0,6 \dots 0,85$).

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

$$I_{C.3} \leq \frac{K_{cx.} \times I_{K3.HH}^{(2)}}{k_q} = \frac{1 \times 443,6}{1,5} = 295,7 \text{ А}$$

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

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

$$I_{C.3} = 200 \text{ А.}$$

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{cx.}}{n_T} I_{C.3} = \frac{\sqrt{3}}{100/5} \times 200 = 17,3 \text{ A}$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості для данного струму спрацювання захисту:

$$k_{ч.НН} = \frac{I_{к.мах}}{I_{C.3}} = \frac{K_{отс} \times I_{КЗ.НН}^{(3)}}{I_{C.3}} = \frac{1,5 \times 512,3}{200} = 3,8 > 2;$$

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:

$$I_{C.3} \geq \frac{k_H \times k_C}{k_B} I_{1ВН} = \frac{1,2 \times 1,2}{0,8} \times 137,5 = 147,5 \text{ A}$$

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

$$I_{C.3} \leq \frac{K_{cx.} \times I_{КЗ.НН}^{(2)}}{k_{ч}} = \frac{1 \times 443,6}{1,5} = 295,7 \text{ A}$$

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

$$I_{C.3} = 200 \text{ A};$$

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{cx.}}{n_T} I_{C.3} = \frac{1}{100/5} \times 295,7 = 14,86 \text{ A}$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості при цьому струмі спрацювання захисту:

$$k_{ч.НН} = \frac{I_{к.мах}}{I_{С.З}} = \frac{K_{отс} \times I_{КЗ.НН}^{(3)}}{I_{С.З}} = \frac{1,5 \times 512,3}{200} = 3,8 > 2;$$

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

Всі розраховані величини зводяться в таблицю 3.2.

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

Розраховані дані	T1	T2
Шини 35 кВ		
мінімальний струм спрацювання захисту, А	70,2	70,2
максимальний струм спрацювання захисту, А	295,7	295,65
прийнятий струм спрацювання захисту, А	200	200
струм спрацювання реле, А	17,3	17,4
коефіцієнт чутливості захисту	3,8	3,7
Шини 10 кВ		
мінімальний струм спрацювання захисту, А	147,5	147
максимальний струм спрацювання захисту, А	295,7	296
прийнятий струм спрацювання захисту, А	200	200
струм спрацювання реле, А	14,86	14,86
коефіцієнт чутливості захисту	2,58	2,6

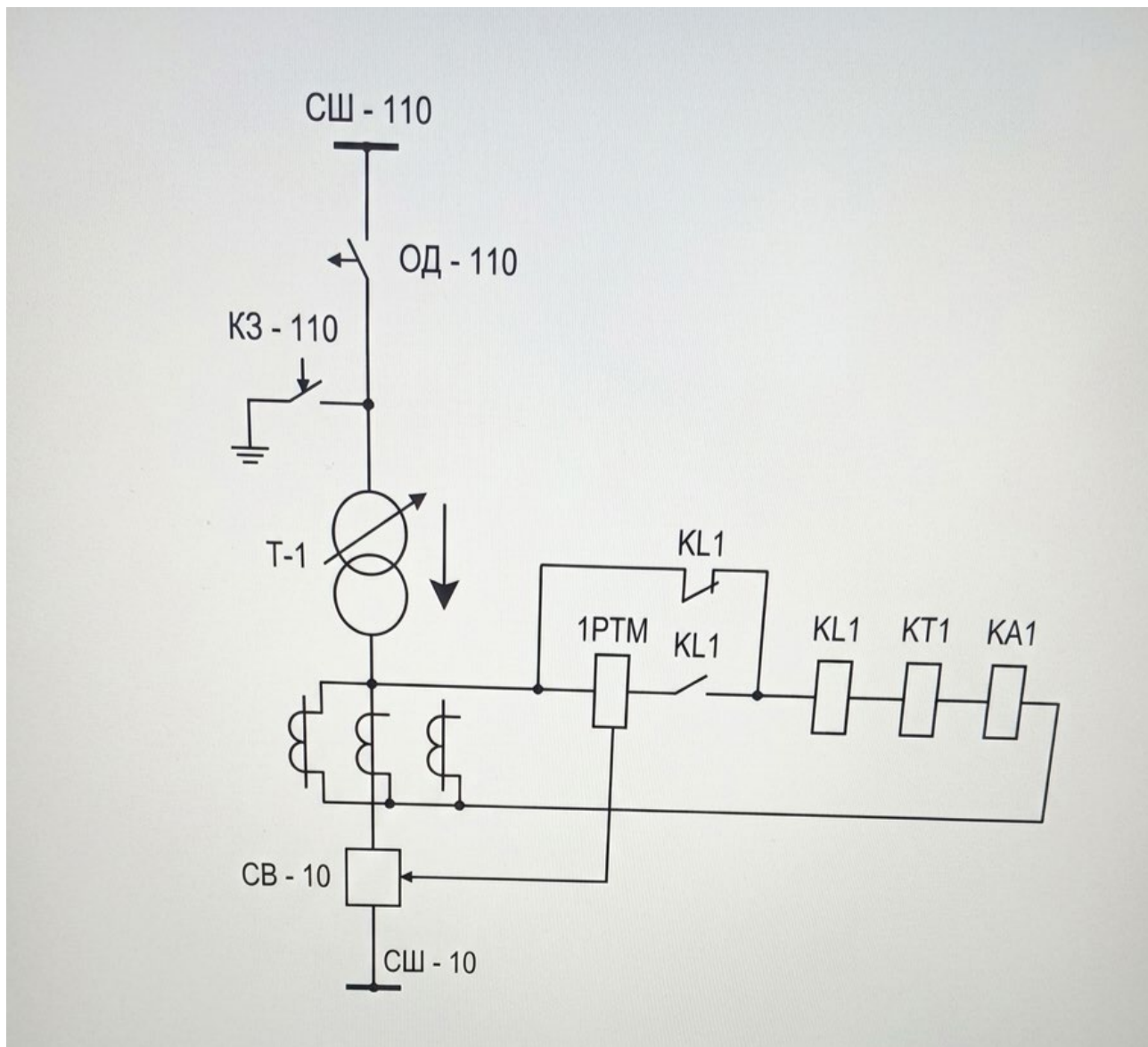


Рис. 3.3 - Струмова та виконавча схеми МСЗ сторони 10 кВ трансформатора

4.ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ

4.1.Експлуатаційні витрати

Для проведення економічних розрахунків складаємо специфікацію на матеріали і обладнання для реконструкції РТП-35/10 кВ.

Таблиця 3.3 - Специфікація на матеріали і обладнання РТП-35/10 кВ

№ п/п	Назва обладнання, конструкції	Тип, марка	Одиниця виміру	Кількість
1.	Стійка з вимикачем	ВГТ-35	шт	3
2.	Стійка з трансформатором струму	ТФЗМ – 35А - \05 / 10Р	шт	2
3.	Стійка з вимикачем	ВВЕ - 10	шт	5
4.	Стійка з трансформатором струму	ТПЛ-10-0,5/ Р-100/5	шт	2
5.	РЗА	SPAC 810	шт	2
6.	РЗА	УЗА-10	шт	5
7.	ОПН	ОПН 10	шт	6
8.	ОПН	ОПН 35	шт	6

Таблиця 3.4 - Визначення кошторисної вартості реконструкції РТП-35/10кВ.

Назва роботи	Одиниця виміру	Кількість	Вартість, грн			
			Обладнання	Монтаж	Заробітна плата	ЕМ
Монтаж системи	комплект		1250000,00	185000,00	120000,00	95000,00
Нарахування на обладнання (15%)			187500,00			
Планові нагромадження (15%)				27750,00		
Накладні витрати (23%)					27600,00	
Разом			1437500,00	212750,00	147600,00	95000,00
Всього по кошторису – 1892850 грн,						

Кошторисна вартість реконструкції становить 1892850 грн.

Під час проєктування нової електричної мережі вихідними даними є величина та розміщення навантаження, розташування потенційних районів споживання знижувальних підстанцій, а також джерела потужності.

Головне завдання проєктування — забезпечити максимальну економічну ефективність роботи установки та мінімальну вартість передачі електроенергії споживачам.

Річні експлуатаційні витрати, що є сумою всіх відрахувань і затрат на обслуговування цієї електроустановки, визначають за формулою

$$B_p = B_a + B_o + B_v \quad (4.1)$$

де B_a - амортизаційні відрахування (відновлення, капітальний ремонт) грн.;

B_o –витрати на експлуатацію (ТО, П.Р.) грн.;

B_v –вартість втраченої електроенергії, грн.

Амортизаційні відрахування:

$$B_a = \frac{P_a}{100} \times K \quad (4.2)$$

де P_a – норма амортизаційних відрахувань, беремо 6,4% [4].

K – розмір капітальних вкладень, грн.

$$B_a = 0,064 \times 1892850 = 121142,4 \text{ грн}$$

Витрати на обслуговування при кількості умовних одиниць ,беремо з таблиці 28.7. [4].

$$P_{y.o.} = P_{тр} + P_{присд.10} + P_{присд.35} \quad (4.3)$$

де $P_{тр}$ - умовні одиниці силового трансформатора;

$P_{присд.10}$ - умовні одиниці приєднання 10 кВ;

$P_{присд.35}$ - умовні одиниці приєднання 35 кВ;

Згідно графіка ТО та ПР одержимо:

$$P_{yo} = 484,43 \text{ yo} \quad (4.4)$$

становитимуть:

$$B_o = \gamma_o \times P_{yo}$$

де γ_o – річні витрати на обслуговування однієї умовної одиниці.

$$B_o = \gamma_o \times P_{yo} = 1300 \times 484,43 = 629759 \text{ грн}$$

Вартість втраченої електроенергії визначаємо з таблиці 28.9. [4]

$$C = 0,83 \times \frac{4500}{h} \quad (4.5)$$

де h – показник режиму втрат електроенергії.

Для підстанцій 35/10кВ сільськогосподарських районів, середня тривалість втрат електроенергії $\tau = 2000$ год / рік.

Прийнявши коефіцієнт участі максимуму втрат в максимумі енергосистеми $K_{м.в.} = 0,8$, визначаємо показник режиму втрат:

$$h = \frac{\tau}{K_{м.в.}} \quad (4.6)$$

$$h = \frac{2000}{0,8} = 2500$$

$$\Pi = 8,2 + 4500/2500 = 10 \text{ коп./кВт год.}$$

Щорічні витрати на покриття втрат електроенергії на трансформаторній підстанції визначаємо за формулою

$$B_B = \left[\frac{1}{n} \Delta P_M \times \left(\frac{S_{\max}}{S_{н.т.р}} \right)^2 \times \tau + 2 \Delta P_C \times t \right] \times \Pi \quad (4.7)$$

де ΔP_M , ΔP_C – втрати потужності в міді і сталі трансформатора при номінальному навантаженні, кВт;

$S_{\max}$ – максимальна потужність споживачів, кВА;

$S_{н.т.р.}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

τ – час максимальних втрат, год;

t – кількість годин роботи трансформатора за рік $t = 8760$ год;

n – кількість паралельно працюючих трансформаторів.

$$B_B = (0,5 \times 33,5 \times (2849,9277/2500)^2 \times 2000 + 2 \times 6,7 \times 8760) \times 0,1 = 127756,24176 \text{ грн}$$

Щорічні витрати виробництва:

$$B = B_a + B_o + B_b \quad (4.8)$$

$$B = 121142,4 + 629759 + 127756,24176 = 878657,64176 \text{ грн}$$

Зведені річні витрати:

$$З = p \times K + B \quad (4.9)$$

де p – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень ($p=0,12$)

$$Z = 0,12 \times 1892850 + 878657,64176 = 1105799,64176 \text{ грн}$$

Визначаємо собівартість передачі електроенергії

$$C = \frac{B}{P_{\max} \times T_{\max}} \quad (4.10)$$

де $P_{\max}$ – найбільше навантаження споживачів, кВт;

$T_{\max}$ – тривалість використання найбільшого навантаження, год.:

$$C = 1105799,64176 / (2874 \times 3400) = 0,11 \text{ грн./ кВт.год}$$

Визначаємо річний економічний ефект використання РТП

$$E_p = P_{\max} \times T_{\max} \times (C_p - C_n) - Z \quad (4.11)$$

де C_p – ціна реалізації 1 кВт.год. електроенергії, грн.;

C_n – покупна ціна 1 кВт.год. електроенергії, грн.

$$E_p = 2874 \times 3400 (4,32 - 2,16) - 1105799,64176 = 2000856,35824 \text{ грн.}$$

Визначаємо термін окупності капітальних вкладень

$$T_0 = \frac{K}{E_p} = \frac{1892850}{2000856,35824} = 0,94 \text{ роки} \quad (4.12)$$

Визначаємо фактичну ефективність капітальних вкладень

$$E_f = \frac{1}{T} = \frac{1}{0,94} = 1,06 \quad (4.13)$$

Таким чином, термін окупності капітальних вкладень становить 1 роки. Фактичний коефіцієнт ефективності капіталовкладень складає 1, що перевищує нормативне значення для енергетичної галузі ($E_n = 1$). Результати виконаних розрахунків зведено в таблицю 6.3.

Таблиця 3.5 - Основні показники економічної ефективності

№ п / п	Показники	Значення
1	Кошторисна вартість РТП-35/10 кВ, тис.грн.	1892850
2	Відпуск електроенергії за рік, тис.кВт.год.	15396,9
3	Зведені річні витрати, тис.грн.	1105,799
4	Собівартість передачі 1 кВт.год, грн.	0,11
5	Річний економічний ефект, тис.грн.	2000,856
6	Термін окупності, роки	0,94
7	Ефективність капіталовкладень	1,06

4.2 Річний графік ПЗР і ТО електроустаткування

Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання в електричних мережах здійснюється комплекс організаційно-технічних заходів, а також впроваджуються новітня техніка та технології. Зокрема, застосовується комутаційне обладнання нового покоління (вакуумні та елегазові вимикачі), мікропроцесорні засоби захисту й автоматики (МПЗЗА), а також сучасні інформаційні системи.

Визначальним фактором підвищення надійності роботи електроустаткування є якісне ведення та дотримання вимог системи планово-запобіжних ремонтів електроустаткування (ПЗРЕ).

Система ПЗРЕ — це сукупність організаційних і технічних заходів з догляду, обслуговування та ремонту електроустаткування, які проводяться профілактично за заздалегідь складеним графіком з метою запобігання відмовам та продовження терміну його безвідмовної роботи.

Відповідно до регламенту, система ПЗРЕ передбачає виконання таких видів робіт:

Технічне обслуговування (ТО) — регулярний догляд та контроль за станом обладнання;

Поточний ремонт (ПР) — мінімальний за обсягом комплекс робіт для забезпечення працездатності устаткування до наступного планового ремонту;

Капітальний ремонт (КР) — повне відновлення ресурсу обладнання із заміною або реставрацією його складових частин.

Формування графіка планово-запобіжних ремонтів

Вихідними даними для складання графіка ТО і ПР є специфікація електроустаткування об'єкта. Річний графік проектується з інтервалом часу в один місяць, а розрахунки виконуються в табличній формі.

У межах цього проекту до специфікації енергообладнання входять:

Районна трансформаторна підстанція (РТП);

Розподільні лінії електропередачі напругою 10 кВ;

Споживчі трансформаторні підстанції типу ТП-10/0,4 кВ.

Для кожної з наведених складових електричної мережі визначено норми умовних одиниць згідно з нормативними вимогами [6]. Базові показники для подальших розрахунків наведено в таблиці 3.6.

№ п/п	Елементи електричних мереж та обладнання підстанцій	Кількість умовних одиниць
1	Силовий трансформатор 35/10кВ один трансформатор.	19,3
2	Лінія напругою 10 кВ один кілометр.	1,7
3	Трансформаторна підстанція 10/0,4кВ з одним трансформатором.	4

За аналогічною методикою визначаються умовні одиниці для інших елементів електричної мережі, а результати розрахунків заносяться до таблиці 3.7.

Нормативні значення періодичності проведення технічного обслуговування (ТО) та поточного ремонту (ПР) за місяцями року приймаються відповідно до довідкових даних [6]. Наприклад, для споживчих трансформаторних підстанцій ТП-10/0,4 кВ періодичність проведення ТО становить 6 місяців, а ПР — 12 місяців. Для решти елементів мережі періодичність визначається аналогічно, а отримані дані зводяться в таблицю 4.2.

Розподіл обсягів ТО та ПР за місяцями року здійснюється з урахуванням забезпечення відносно рівномірного помісячного завантаження. Це є необхідною умовою для раціональної організації праці та стабільного завантаження експлуатаційного електротехнічного персоналу протягом усього календарного року.

Витрати праці (трудовитрати) на виконання ТО та ПР визначаються з використанням перевідних коефіцієнтів $K_{ТО}$ та $K_{ПР}$, які відповідно дорівнюють 0,5 та 4,8.

Таким чином, річні витрати праці на проведення технічного обслуговування силового трансформатора 35/10 кВ визначаються за формулою:

$$Q_{ТО} = U \times H \times K_{ТО} \quad (4.14)$$

де - U - кількість умовних одиниць;

H – кількість ТО за календарний рік;

$K_{ТО}$ - перевідний коефіцієнт для ТО;

$$Q_{ТО} = 19,3 \times 1 \times 0,5 = 9,7 \text{ л.г.}$$

Для проведення поточного ремонту відповідно:

$$Q_{\text{пр}} = 19,3 \times 1 \times 4,8 = 92,6 \text{ л.г.}$$

Аналогічно визначаємо затрати праці для інших частин мереж і результати записуємо в табл. 3.7.

Капітальні ремонти електроустаткування не плануємо. Їх проводимо в залежності від результатів діагностування.

4 БЕЗПЕКА ПРАЦІ

4.1 Заходи з правил безпеки на РТП

Здійснення заходів з охорони праці є обов'язковим у всіх сферах народного господарства, а недотримання правил техніки безпеки тягне за собою відповідальність згідно із законом. Контроль за дотриманням вимог охорони праці покладається на керівників підприємств і профспілкові організації. На кожному підприємстві України працюють інженери або інспектори, які здійснюють нагляд за виконанням цих норм.

Роботи в діючих електроустановках мають проводитися відповідно до правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Обслуговуючий персонал повинен знати та виконувати вимоги безпеки, порядок проведення робіт, правила користування засобами захисту, а також уміти надавати першу допомогу постраждалим від ураження електричним струмом.

Основні вимоги безпеки праці:

Ремонт електрообладнання слід виконувати лише після повного знеструмлення та обов'язкового заземлення.

Випробування обладнання під підвищеною напругою дозволяється проводити тільки спеціально підготовленому персоналу.

Роботи з електроінструментом можуть виконувати працівники, які пройшли відповідне навчання та мають I кваліфікаційну групу з електробезпеки.

Електрозварювальні роботи дозволяється виконувати лише особам, які пройшли спеціальну підготовку та мають групу з електробезпеки не нижче II.

До робіт із пожежо-, вибухонебезпечними та шкідливими речовинами допускаються працівники, які не мають протипоказань за станом здоров'я та пройшли спеціальний інструктаж з безпеки.

4.2. Протипожежний захист

На промислових підприємствах застосовуються «Типові правила пожежної безпеки». Керівники підприємств відповідають за організацію навчання працівників і контроль за виконанням цих вимог, а також забезпечують проведення протипожежних інструктажів. Первинний інструктаж здійснюється під час прийняття на роботу, а повторний — безпосередньо на робочому місці.

Займання на підстанціях може виникнути через пошкодження діючого обладнання з подальшим загорянням горючих матеріалів, а також під час ремонтних робіт із використанням відкритого вогню.

Для запобігання пожежам необхідно регулярно перевіряти справність маслonaповненого обладнання, підтримувати нормальний рівень масла та не допускати його витікання.

На території підстанцій заборонено зберігати легкозаймисті речовини, використовувати паяльні лампи або нагрівати мастику поблизу розподільчих пристроїв.

У разі виникнення пожежі персонал повинен негайно розпочати її ліквідацію, а якщо загасити вогонь власними силами неможливо — терміново викликати пожежну службу.

4.3 Охорона довкілля

Процес виробництва електроенергії пов'язаний із суттєвим впливом на довкілля та може становити небезпеку для екологічної безпеки. Енергетичні ресурси, які використовує людство, поділяються на відновлювані та невідновлювані. До відновлюваних належать енергія Сонця, вітру, води річок, внутрішнє тепло Землі, а також енергія припливів і відпливів. До невідновлюваних відносять викопне паливо та ядерну енергію. Використання відновлюваних джерел не порушує теплового балансу планети, оскільки відбувається лише перетворення енергії з однієї форми в іншу. Натомість

застосування невідновлюваних ресурсів призводить до додаткового нагрівання атмосфери та гідросфери, що може негативно вплинути на клімат, співвідношення суші й води, а також на рослинний і тваринний світ. Тому існує певна межа теплового навантаження, перевищення якої може спричинити серйозні екологічні наслідки.

Під час спалювання вуглеводневого палива на теплових електростанціях і в двигунах внутрішнього згоряння в атмосферу виділяється вуглекислий газ, концентрація якого щорічно зростає приблизно на 0,25%. Робота теплових електростанцій супроводжується значним виділенням тепла, тому їх часто розміщують поблизу великих міст і промислових центрів для подальшого використання цього тепла. З огляду на обмеженість запасів викопного палива, фахівці постійно працюють над підвищенням ефективності енергоблоків та їх коефіцієнта корисної дії, що дозволяє раціональніше використовувати ресурси.

Виробництво електроенергії на атомних електростанціях пов'язане з проблемами утилізації відпрацьованого ядерного палива та необхідністю забезпечення високого рівня безпеки для запобігання аваріям. Події на Чорнобильській АЕС наочно продемонстрували масштаб можливих екологічних наслідків у разі порушення вимог безпеки.

Гідроелектростанції сьогодні забезпечують близько 20% світового виробництва електроенергії. У країнах із гірським рельєфом і швидкими річками, таких як Норвегія, Таджикистан і Киргизстан, вони відіграють провідну роль в енергозабезпеченні. Порівняно з тепловими та атомними електростанціями, гідроелектростанції мають певні переваги, зокрема не забруднюють атмосферу. Крім того, створення водосховищ сприяє покращенню умов для річкового транспорту.

Таблиця 5.1 – Заходи по охороні праці

Посада виконавця	Строк виконання	Найменування заходів
Головний інженер РЕМ	I. Організаційні На протязі року	Групове навчання по підвищенню кваліфікації Вивчення правил ТБ Вивчення ПТЕ
Начальник РЕМ	3.5.01 – 25.01 3.5.01 – 25.01	Перевірка ПТБ Перевірка ПТЕ
Майстер	Не частіше 1 разу в місяць Не частіше 1 разу в квартал	Проведення повторних інструктажів Проведення повторних аварійних тренувань
Головний інженер РЕМ	II. Технічні 1 раз в рік	Вдосконалення тренувань на полігоні
Інженер-лаборант	На протязі року у відповідності із строками виконання	Випробування захисних засобів і пристосувань

4.4 Основні небезпечні і шкідливі виробничі фактори в РЕМ

Відповідно до ГОСТ 12.0.013–74 небезпечні та шкідливі виробничі фактори поділяються на такі групи: фізичні, біологічні та психофізіологічні.

До фізичних факторів, що можуть виникати на виробництві, належать:

рухомі частини обладнання;

підвищена або знижена температура поверхонь машин і матеріалів;

рухомі машини та механізми;

підвищений або знижений рівень іонізації повітря;

небезпечна напруга в електричних колах, при замиканні яких струм може проходити через тіло людини.

Також можливі нервово-психічні перевантаження, зокрема:

інтелектуальне (розумове) перевантаження;

монотонність виконуваної роботи;

емоційне напруження.

Згідно з ГОСТ 12.4.011–75 рекомендуються такі засоби колективного захисту від ураження електричним струмом:

огорожувальні пристрої;

системи автоматичного контролю та сигналізації;

ізолювальні засоби та покриття;

пристрої захисного заземлення і занулення;

системи автоматичного відключення;

пристрої вирівнювання потенціалів і зниження напруги;

запобіжні пристрої;

блискавкозахисні засоби (блискавковідводи та розрядники);

знаки безпеки.

До заходів захисту від дії технічних факторів також належать:

огорожувальні пристрої;

системи автоматичного контролю та сигналізації;

запобіжні пристрої;

засоби дистанційного керування;

гальмівні пристрої;

знаки безпеки.

4.5.Класифікація електроустановок по степеню враження електричним струмом

Згідно з правилами безпеки, електроустановки поділяються на такі, що працюють при напрузі до 1000 В, і ті, що мають напругу понад 1000 В.

За ступенем небезпеки ураження електричним струмом приміщення класифікують на три категорії:

без підвищеної небезпеки;

з підвищеною небезпекою;

особливо небезпечні.

Таблиця 5.2-Приміщення по степені враження електричним струмом

Найменування підстанції	Степінь безпеки враження струмом	Спосіб виконання електроустановок
Підстанція	II	Відкриті
Приміщення для обслуговуючого персоналу	I	Закриті
Гаражі	II	Закриті
Лабораторія	I	Закриті

4.6.Розрахунок захисного заземлення

Захисне заземлення — це навмисне електричне з'єднання із землею (або її еквівалентом) металевих неструмоведучих частин обладнання, які за нормальних умов не перебувають під напругою, але можуть опинитися під нею у разі пошкодження ізоляції чи замикання на корпус.

Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), для установок з напругою понад 1000 В із малими струмами замикання на землю опір

заземлювального пристрою (контуру) має відповідати встановленим нормативним вимогам і забезпечувати безпечні умови експлуата

$$10 \geq R_3 \leq \frac{250}{I_3} (4.1)$$

де 250 - потенціал землі, В;

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

У даному випадку заземлювальний пристрій використовується спільно: для електроустановок з напругою понад 1000 В, для установок до 1000 В, а також для підключення системи блискавкозахисту до заземлювального контуру. За таких умов, відповідно до вимог ПУЕ, опір заземлення не повинен перевищувати 4 Ом.

$$R_3 \geq 4 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір вертикально забитого в землю електрода:

$$R_{\text{ел}} = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2e}{d} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4t+l}{4t-l} \right) \right) (4.2)$$

де ρ - опір землі 120 Ом; l - довжина електрода, м; t - відстань від центру електрода до поверхні землі.

$$R_{\text{ел}} = \frac{120}{2\pi 5} \left(\ln \frac{2 \times 5}{0.012} + 0.5 \ln \left(\frac{4 \times 3.3 + 5}{4 \times 3.3 - 5} \right) \right) = 27.1 \text{ Ом}$$

Знаходимо необхідну кількість вертикально забитих електродів

$$n = \frac{R_{\text{ел}}}{\eta R_{\text{доп}}} (4.3)$$

де η - коефіцієнт використання заземлювачів - 0,66.

$$n = \frac{27.1}{0.66 \times 4} = 10,3 \approx 11 \text{ шт}$$

Знаходимо опір з'єднувальної полоси

$$R_n = \frac{\rho}{2\pi e} \ln \frac{l_n^2}{0.5\pi n h} \quad (4.4)$$

де l_n - довжина полоси, м ;

e - ширина полоси, м;

h - глибина заложення полоси, м

$$R_n = \frac{120}{2\pi \cdot 120} \ln \frac{120^2}{0.5 \times 0.04 \times 0.8} = 6.5 \text{ Ом}$$

$$R_3 = \frac{R_{\text{ел}}}{n\eta} = R / \left(\frac{R_{\text{ел}}}{n\eta} + R_n \right) = \frac{27.1}{11 \times 0.66} 6.3 / \left(\frac{27.1}{11 \times 0.66} + 6.3 \right) = 2.3 \text{ Ом} \quad (4.5)$$

Цей опір менший потрібного, і так як різниця не дуже велика і цим підвищуються умови безпеки, приймаємо цей результат як кінцевий

4.7.Грозозахист

Для захисту підстанції від дії блискавки застосовуються стержневі блискавковідводи. Захист повітряної лінії електропередачі 35 кВ від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою грозозахисного троса, який прокладається на відстані 1,5–2 км від підстанції.

Для обмеження перенапруг на обладнанні підстанції встановлюються розрядники типу РВС-35, а в розподільчому пристрої 10 кВ — розрядники типу РВО-10. Крім того, на перших опорах відхідних ліній 10 кВ також монтуються розрядники РВО-10.

З метою забезпечення ефективного блискавкозахисту підстанції виконується розрахунок стержневих блискавковідводів. Для підстанції 35/10 кВ передбачається встановлення чотирьох стержневих блискавковідводів, які закріплюються на порталах підстанції. Після цього визначаються параметри та радіус зони їх захисту.

Знаходимо радіус захисту

$$R_x = 1.6h \frac{h-h_x}{h+h_x} (4.6)$$

де h- висота блискавковідводу;

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

Радіус захисту на висоті 8 метрів.

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

Радіус захисту на висоті 6 м.

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

Блискавкознімальники приєднані до контуру заземлення.

ВИСНОВКИ

В даному дипломному проекті було проведено реконструкцію РТП 35/10 кВ «Морозів» з розробкою системи захисту та управління роботою силового трансформатора. В ході виконання роботи було досягнуто таких результатів за розділами: У першому розділі проведено детальний аналіз існуючого стану двотрансформаторної підстанції 35/10 кВ «Морозів» та її основних елементів, що дозволило обґрунтувати необхідність її модернізації. У другому розділі виконано комплекс електричних розрахунків РТП. Визначено розрахункові перспективні навантаження на вводі підстанції, розраховано струми короткого замикання для характерних точок мережі, а також здійснено вибір сучасного високовольтного обладнання та комутаційних апаратів. У третьому розділі розроблено систему мікропроцесорного захисту та автоматики на базі сучасного терміналу SPAC 810. Виконано розрахунки параметрів та уставок диференційного захисту силових трансформаторів, максимального струмового захисту (МСЗ) сторін 35 і 10 кВ, а також МСЗ відхідних ліній 10 кВ. У четвертому розділі обґрунтовано та розраховано заходи з технічного обслуговування, організації планово-попереджувальних та поточних ремонтів модернізованого обладнання підстанції. У п'ятому розділі опрацьовано комплекс заходів з охорони праці та техніки безпеки на території РТП «Морозів», які забезпечують безпечні умови роботи для експлуатаційного персоналу. Проведені техніко-економічні розрахунки від впровадження проекту реконструкції підстанції «Морозів» підтвердили його доцільність та показали такі результати:

Річний економічний ефект складає – 2000,856 тис. грн.

Термін окупності капіталовкладень в реконструкцію – 0,94 роки.

Коефіцієнт ефективності капітальних вкладень – 1,06

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (українською мовою). – (вид. 3- тє, перероб. і доп.), 2010.- 736с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. -К.: Дисконт , 2006- 260 с.
3. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. -К.: Основа 2007. - 184с.
4. Гост 13109-97. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ.01.01.2000. – К.: Изд-во стандартов, 1998; Госстандарт Украины, с доп. и попр., 1999. – 31с.
- 5 Білявський Г.О., Фурдуй Р.С. Основи екологічних знань: Підручник. – К.: Либідь, 1998. – 288 с.
- 6 Бузько И.А., Зуль Н.М. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с. (рос.).
- 7 Воронина А.А., Шибeko Н.Ф. Безопасность труда в электроустановках. – М.: Высшая школа, 1984. – 192 с.
- 8 Желібо Є.П., Заверуха Н.М., Зацарний В.В. Безпека життєдіяльності: Навчальний посібник для студентів вищих закладів освіти України I – IV рівнів акредитації /За ред.. Є.П.Желібо і В.М.Пічі. – Львів: Піча Ю.В., К.: Каравела, Львів: Новий Світ – 2000, - 2002. – 328 с.
- 9 Зниження втрат електроенергії у сільському господарстві /В.Г.Бєбко , С.Я.Мажений, В.Г.Стафійчук, В.Ф.Юрчук – К.: Урожай, 1987. – 128 с.
- 10 Электричні станції, підстанції, лінії і мережі /В.М.Цвях, В.Г.Бєбко, О.М.Буц, Н.М.Фельдман; За ред.. В.М.Цвяха. – К.: Урожай, 1987. – 304с.