МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Державний біотехнологічний університет
Факультет енергетики, робототехніки та комп'ютерних технологій
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ДОПУЩЕНО до захисту
Т.в.о. декана
М. С. Сорокін
«13» червня 2025р.

ДОПУЩЕНО до захисту
Завідувач кафедри ЕЕМ
О. О. Мірошник
«13» червня 2025р.

РЕКОНСТРУКЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ РАЙОННОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ

Reconstruction of electrical networks of the 35/10 kV substation

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
студента СВО «БАКАЛАВР»
заочної форми навчання
академічна група 141з-21б-01

Виконавець **І. А. Куцев**

Керівник **доц. О. А. Савченко**

Харків, 2025р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Державний біотехнологічний університет
Факультет енергетики, робототехніки та комп'ютерних технологій
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕЕМ

О. О. Мірошник

«27» лютого 2025р.

ЗАВДАННЯ
на виконання КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ БАКАЛАВРА
студента
Куцева Іллі Андрійовича

1. Тема роботи **Реконструкція електричних мереж районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ**
Затверджена наказом ректора № 02-02/166 від «27» 02 2025 року.
2. Термін надання студентом завершеної кваліфікаційної роботи на кафедру до 6 червня 2025 р.
3. Вихідні дані до роботи: ДБН, ДСТУ, ЕСКД, ПУЕ, ПБЕ електроустановок споживачів, наукова література, керівні матеріали до дипломного проектування, довідникова література, матеріали навчальної практики, Інтернет.
4.Перелік питань, що розробляються в роботі: Реконструкція електричних мереж РТП 35/10 кВ. Вибір та перевірка обладнання районної підстанції. Впровадження системи телекерування секціонувальними пунктами та пунктами АВР на ПЛ 10 кВ. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Розрахунок техніко-економічних показників
5. Перелік ілюстративного матеріалу (таблиці, схеми, графіки тощо): 1. Карта-схема району електричних мереж. 2. План та розріз районної підстанції 35/10 кВ. 3. Схема первинних з'єднань районної підстанції. 4. Результати розрахунку параметрів режиму к.з.. 5. Схема підключення модуля зв'язку системи телемеханіки до живлячого трансформатора реклоузера. 6. Схема підключення модуля зв'язку системи телемеханіки до трансформатора власних потреб РТП 35/10 кВ. Таблиця техніко-економічних показників.

6. Календарний план виконання роботи

Етап виконання	Дата виконання етапу	Відмітка про виконання
Реконструкція електричних мереж РТП 35/10 кВ	01.03.25	вик.
Вибір та перевірка обладнання районної підстанції	13.03.25	вик.
Впровадження системи телекерування секціонувальними пунктами та	30.04.25	вик.
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	20.05.25	вик.
Розрахунок техніко-економічних показників	30.05.25	вик.

Керівник кваліфікаційної роботи доц. О. А. Савченко

7. Завдання до виконання прийняв І. А. Куцев

Дата отримання «27» лютого 2025р.

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота на тему «Реконструкція електричних мереж районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ» складається з пояснювальної записки, яка викладена машинним текстом на 61 аркуші формату А4 і має 8 рисунків, 12 таблиць.

В результаті проведених розрахунків, вибрано силові трансформатори РТП 35/10 кВ, визначено переріз проводів ПЛ 35 кВ. Розподільну мережу 10 кВ оснащено необхідними засобами забезпечення надійності електропостачання споживачів. Вибрано обладнання районної підстанції, розраховано захист від перенапруг. Впроваджено систему телекерування секціонувальними пунктами та пунктами АВР на ПЛ 10 кВ.

АНОТАЦІЯ

У кваліфікаційній роботі вибрано силові трансформатори РТП 35/10 кВ, визначено переріз проводів ПЛ 35 кВ. Розподільну мережу 10 кВ оснащено необхідними засобами забезпечення надійності електропостачання споживачів. Вибрано обладнання районної підстанції, розраховано захист від перенапруг. Впроваджено систему телекерування секціонувальними пунктами та пунктами АВР на ПЛ 10 кВ.

THE SUMMARY

In the qualification work, RTP 35/10 kV power transformers were selected, and the cross-section of PL 35 kV wires was determined. The 10 kV distribution network is equipped with the necessary means of ensuring the reliability of electricity supply to consumers. District substation equipment is selected, surge protection is calculated. A system of remote control of sectionalizing points and AVR points on the 10 kV line was implemented.

ЗМІСТ

ВСТУП …..……..…….…… 7

1 РЕКОНСТРУКЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ РТП 35/10 кВ …….. 8

1.1 Характеристика об’єкта проектування …...…….…… 8

1.2 Вибір засобів забезпечення нормативних рівнів надійності електропостачання споживачів ……...……..…… 10

1.3 Вибір трансформаторів районної підстанції 35/10 кВ ..…….. 11

1.4 Розрахунок мережі 35 кВ ……...……...……. 12

2 ВИБІР ТА ПЕРЕВІРКА ОБЛАДНАННЯ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 14

2.1 Розробка принципової схеми головних з’єднань підстанції ….. 14

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання ……..….. 15

2.3 Вибір високовольтної комутаційної апаратури ……... 20

2.4 Вибір вимірювальних приладів та засобів контролю ……. 24

2.5 Вибір трансформаторів струму …….…….. 25

2.6 Вибір трансформаторів напруги ……..…….. 29

2.7 Вибір трансформаторів власних потреб ……..……. 32

2.8 Вибір запобіжників …….…… 32

2.9 Вибір та перевірка шин …….. 33

2.10 Вибір та перевірка ізоляторів …… 37

2.11 Вибір апаратури високочастотного зв’язку ……. 38

2.12 Розрахунок захисту від перенапруг …….. 39

3 ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ТЕЛЕКЕРУВАННЯ СЕКЦІОНУВАЛЬНИМИ ПУНКТАМИ ТА ПУНКТАМИ АВР НА ПЛ 10 КВ …… 43

3.1 Вибір технології системи телекерування ……. 43

3.2 Вибір обладнання системи телекерування ……... 44

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ …… 50

4.1 Охорона праці оператора автоматизованого робочого місця системи телемеханізації РЕМ …… 50

4.2 Розробка заходів з екології …… 52

5 ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ ВІД ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ТЕЛЕМЕХАНІЗАЦІЇ РЕМ ……...…….. 54

5.1 Визначення капітальних вкладень та поточних витрат на систему телемеханізації …….. 44

5.2 2 Економічний ефект від впровадження системи телемеханізації 56

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ……. 60

ВСТУП

Системи електропостачання сільського господарства повинні відповідати рівню розвитку технологій, обсягу споживання електричної енергії, забезпечувати показники якості електроенергії та відповідну до вимог споживача надійність за максимальної економічної ефективності. Практично на стадії проектування об’єкта в систему електропостачання потрібно закладати такі технічні рішення, які забезпечили б виконання згаданих умов. Завдання ускладнюється тим, що з часом попередні умови можуть змінюватись як в частині значень електричних навантажень, територіальному їх розташуванні, так і з боку енергосистеми, сторонніх споживачів тощо. До того ж, деякі вихідні дані можуть бути задані з певним наближенням або просто відсутні. Тому розроблена система електропостачання повинна бути досить універсальною і легко адаптуватись до деякої варіації вихідних умов з можливістю її подальшого розвитку.

Звідси випливають основні вимоги до систем електропостачання: максимальна економічна ефективність, забезпечення показників якості електроенергії відповідно до чинних стандартів, надійність системи відповідно до категорії електроприймачів, придатність до розширення або реконструкції.

При проектуванні необхідно застосовувати найсучасніше силове обладнання, апаратуру захисту та автоматики.

1 РЕКОНСТРУКЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ РТП 35/10 кВ

1.1 Характеристика об’єкта проектування

Проектом передбачається реконструкція електричних мереж РТП 35/10 кВ «Іванівка».

Територія, на якій знаходиться об’єкт, відноситься до сільської місцевості і має помірне заселення.

Клімат території – помірно-континентальний. Згідно Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [1], об’єкт відноситься до 2-го району за середньорічною температурою повітря (+7 °С), до 2-го району за максимальною температурою повітря (+38 °С) та до 8-го району за мінімальною температурою повітря (-38 °С). Середньодобова температура повітря для зимового сезону складає -6 °С, для літнього – +20,4 °С. В зимовий період року переважають вітри північно-східного напрямку, в літній період – західного та північно-західного напрямків.

Категорія ґрунтів – переважно чорнозем, питомий опір ґрунту – 100 Ом·м.

Дана територія має умовно чистий тип атмосфери (тип І, вміст сірнистого газу – не більше 0,025 мг/м^3, хлоридів – не більше 0,3 мг/(м^2 ·доб)) [2].

Згідно ПУЕ [1] за вітровим навантаженням на елементи повітряних ліній електропередавання (ПЛ) дана територія відноситься до районів:

а) за навантаженням від максимального тиску вітру без ожеледі – 4 район (550 Па);

б) за навантаженням від тиску вітру на крупногабаритні елементи ПЛ під час ожеледі – 3 район (250 Па);

в) за навантаженням від тиску вітру на проводи та троси ПЛ під час ожеледі – 3 район (8 Н/м).

За навантаженням від ожеледі дана територія відноситься до 3-го району (вага ожеледі 15 Н/м, стінка ожеледі 19 мм) [1]. За інтенсивністю галопування проводів ПЛ об’єкт відноситься до 2-го району (середня повторюваність галопування – більше одного разу на 5 років) [1].

Середньорічна продовжуваність гріз – більше 40 годин на рік [1].

Згідно [1], мінімально допустимий переріз проводів ПЛ за умовами механічної міцності без перетинів в 3-му районі за ожеледдю складає:

- для сталеалюмінієвих проводів – 50 мм ^{2};

- для алюмінієвих та з нетермообробленого алюмінієвого сплаву 95 мм ^{2};

- для проводів з термообробленого алюмінієвого сплаву 50 мм ^{2}.

Відповідно до [3], магістральна частина ПЛ 10 кВ повинна виконуватись сталеалюмінієвим проводом одного перерізу не менше 70 мм^2.

На території району електропостачання знаходяться споживачі II та III категорії. Споживачі, як правило, характеризуються змішаним характером навантаження, хоча останнім часом велика кількість споживчих трансформаторних підстанцій, у зв’язку з негативними явищами тваринницької галузі, набули чисто комунально-побутового характеру навантаження.

Споживачі проектованого району отримують електричну енергію від районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ «Іванівка». Відстань до найближчої РТП складає 47 км. Середнє навантаження трьох сусідніх з даною РТП підстанцій складає $S_{сер}$=3546 кВА. Відхилення напруги на шинах 10 кВ РТП 35/10 кВ для режиму мінімальних навантажень складає 0 %, для режиму максимальних навантажень – +5 % (зустрічне регулювання). Від підстанції відходить п’ять ПЛ 10 кВ, кожна з яких є радіальною умовно-замкненою лінією. Загальна протяжність ліній 10 кВ складає 86,6 км. До електричних мереж 10 кВ підключено 58 споживчих трансформаторних підстанцій (ТП) 10/0,4 кВ, сумарна встановлена потужність яких складає 7623 кВА.

1.2 Вибір засобів забезпечення нормативних рівнів надійності електропостачання споживачів

Нормативи надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів різних категорій наведені в [11]. При проектуванні безпосередній розрахунок показників надійності не проводиться. Вибір засобів забезпечення необхідних рівнів надійності здійснюємо за методикою [11].

Для даної РТП, у зв'язку із значною відстанню до сусідньої РТП (47 км), передбачено встановлення двох силових трансформаторів.

Рекомендації [11], що торкаються вибору схеми мережі 10 кВ, були враховані при трасуванні розподільних ліній, які були побудовані на основі взаємнорезервованих секціонованих ліній.

Вибір кількості та місць встановлення засобів підвищення надійності на ПЛ 10 кВ необхідно проводити на основі схеми РТП, сумарної довжини та розрахункової потужності лінії за номограмами [11].

В даному випадку споживачі живляться від двотрансформаторної РТП з двостороннім живленням. До ПЛ 10 кВ приєднані лише споживачі II та III категорії. Наприклад, ПЛ 10 кВ №1 має сумарну довжину 16,1 км та сумарну приєднану потужність споживачів 1017 кВт. Для цієї лінії згідно [11] необхідно передбачити встановлення мережного автоматичного вмикання резерву ($АВР_{мер}$) та одного секціонуючого вимикача (СВ). Аналогічно визначаємо кількість засобів підвищення надійності для інших ПЛ. Приблизне місце розташування пристроїв автоматичного секціонування вибираємо між точками, одна з яких поділяє лінію (ділянки лінії) на рівні частини за сумарною довжиною, а друга – на рівні частини за навантаженням. В усіх випадках лінійні роз'єднувачі 10 кВ встановлюємо на магістралі для обмеження довжини ділянки лінії до 3,5 км (з урахуванням відгалужень) та на кожному відгалуженні за його довжини більше 2,5 км. Вибрані засоби підвищення надійності наносимо на карту-схему розподільних мереж 10 кВ (див. слайд 1, додаток А).

1.3 Вибір трансформаторів районної підстанції 35/10 кВ

Розрахункове активне та реактивне навантаження РТП для денного та вечірнього максимумів визначаємо за формулами [5]

$$P_{РТПд(в)} = k_o \sum_i P_{д(в)\,л\,i}\text{, кВт,} \tag{1.1}$$

$$Q_{РТПд(в)} = k_o \sum_i Q_{д(в)\,л\,i}\text{, кВАр,} \tag{1.2}$$

де $P_{д(в)\ л\ i}$ – задане розрахункове денне (вечірнє) активне навантаження головної ділянки i-ої відхідної лінії 10 кВ, кВт;

$Q_{д(в)\ л\ i}$ – задане розрахункове денне (вечірнє) реактивне навантаження головної ділянки i-ої відхідної лінії 10 кВ, кВт;

k_o – коефіцієнт одночасності.

Для кількості ліній $n_л$=5 k_o= 0,8 [5]. Розрахункові навантаження РТП

$$P_{РТПд} = 0{,}8\cdot(671+723+1243+1177+740) = 3644 \text{ кВт},$$
$$Q_{РТПд} = 0{,}8\cdot(508+633+1012+983+554) = 2953 \text{ кВАр},$$
$$P_{РТПв} = 0{,}8\cdot(776+715+1274+1221+869) = 3883 \text{ кВт},$$
$$Q_{РТПв} = 0{,}8\cdot(470+475+839+801+528) = 2490 \text{ кВАр},$$
$$S_{РТПд} = \sqrt{3644^{\,2} + 2953^{\,2}} = 4690 \text{ кВА},$$
$$S_{РТПв} = \sqrt{3883^{\,2} + 2490^{\,2}} = 4613 \text{ кВА}.$$

Приймаємо більше з двох значень повної потужності $S_{РТП}$ = 4690 кВА.

Номінальну потужність силових трансформаторів РТП вибираємо за методом економічних інтервалів з перевіркою за допустимими систематичними перевантаженнями [10]. Для розрахункової потужності $S_{РТП}$ = 4690 кВА за економічним критерієм приймаємо до встановлення два трансформатори

номінальною потужністю $S_н$ =2500 кВА. Перевіряємо умову

$$\frac{S_{РТП}}{n_т \cdot S_н} = \frac{4690}{2 \cdot 2500} = 0{,}94 < 1{,}4.$$

Умова виконується. Виписуємо паспортні дані трансформаторів [9]:

ТМН-35/2500	$Y/\Delta - 0$	$I_{н.х.}$ = 1,1 %
$S_н$ = 2500 кВА	$P_{н.х.}$ = 5,1 кВт	Регулювання напруги – РПН
$U_{ВН}$ = 35 кВ	$P_{к.з.}$ =25,5 кВт	
$U_{НН}$ = 11 кВ	$u_к$ = 6,5 %	

Втрати активної потужності та енергії в трансформаторах

$$\Delta P_{РТП}=2\cdot(5{,}1 + 0{,}94^2 \cdot 22{,}7)= 50 \text{ кВт},$$
$$\Delta A_{РТП}=2\cdot(5{,}1\cdot 8760 + 0{,}94^2 \cdot 22{,}7\cdot 1900)= 165241 \text{ кВт·год}.$$

1.4 Розрахунок мережі 35 кВ

Оскільки на РТП встановлено два трансформатори, то за розрахункову потужність, яка передається по кожній із живлячих ПЛ 35 кВ, приймаємо половину навантаження районної підстанції. Вибір перерізу проводів ПЛ 35 кВ здійснюємо за економічною щільністю струму [1] з перевіркою за допустимим нагріванням, механічною міцністю та умовами втрат на корону.

Максимальний струм в ПЛ 35 кВ

$$I_{ПЛ35} = \frac{S_{РТП}}{2\sqrt{3}\cdot U_н}, \text{ А}, \qquad (1.3)$$

$$I_{ПЛ35} = \frac{4690}{2\sqrt{3}\cdot 35} = 38{,}7 \text{ А}.$$

Розрахунковий економічний переріз проводів ПЛ 35 кВ

$$F = \frac{I_{ПЛ\,35}}{j_{ек}}, \text{ мм}^2, \tag{1.4}$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, для неізольованих алюмінієвих проводів за числа годин використання максимуму навантаження T=3400 год (змішане навантаження величиною більше 250 кВт) $j_{ек}$ = 1,1 А/мм^2 [1].

$$F = \frac{38,7}{1,1} = 35 \text{ мм}^2.$$

На лініях 35 кВ рекомендується приймати провід марки АС. За умовою обмеження втрат на корону приймаємо до встановлення провід АС–120/19 [1].

Вибраний провід перевіряємо за допустимим нагріванням [1]

$$I_{доп.\ нагрів.} = 390 \text{ А} > I_{ПЛ\,35} = 38,7 \text{ А}.$$

Умова виконується.

Втрати потужності та енергії в обох ПЛ 35 кВ

$$\Delta P_{ПЛ\,35} = \frac{S_{РТП}^2}{2 \cdot U_н^2} \cdot r_0 \cdot l_{35} \cdot 10^{-3} = \frac{4690^2}{2 \cdot 35^2} \cdot 0,245 \cdot 44 \cdot 10^{-3} = 97 \text{ кВт},$$

$$\Delta A_{ПЛ\,35} = 97 \cdot 2000 = 193549 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

2 ВИБІР ТА ПЕРЕВІРКА ОБЛАДНАННЯ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Для перевірки апаратури на відключаючу здатність, термічну та динамічну стійкість, для проектування та перевірки чутливості релейного захисту необхідно розрахувати струми короткого замикання в мережі.

На основі отриманих параметрів нормального, післяаварійного та аварійного режимів роботи мережі необхідно вибрати обладнання районної підстанції, розрахувати захист від перенапруг.

2.1 Розробка принципової схеми головних з'єднань підстанції

Приймаємо до встановлення комплектну трансформаторну підстанцію з блоків заводського виготовлення типу КТПБ-35/10 [9]. На стороні вищої напруги у КТПБ-35/10 застосовуються транспортабельні металеві блоки заводського виготовлення з обладнанням розподільного пристрою (РП) 35 кВ. На стороні нижчої напруги встановлюємо комплектні РП зовнішнього встановлення з викатними елементами серії К-37, які допускають комплектацію сучасними вакуумними вимикачами ВВ/TEL виробництва «Таврида Електрик» з електромагнітним приводом [12].

Схему первинних кіл комутації відкритого РП 35 кВ КТПБ 35/10 кВ виконуємо за типовим проектом 7444ТМ „Схеми принципові електричні розподільчих пристроїв 6-750 кВ", що розроблений інститутом „Енергомережпроект". Тип схеми – місткова, з секціонованою системою шин 35 кВ, з масляними вимикачами в перемичці та в колах силових трансформаторів, яка використовується на двотрансформаторних підстанціях з двостороннім живленням.

РП 10 кВ КТПБ 35/10 кВ комплектуємо з набору стандартних шаф серії К-37 з одинарною секціонованою системою збірних шин. Лінії 10 кВ розподіляємо між секціями збірних шин таким чином, щоб на кожну з них приходилось близько половини навантаження РТП. Секціонуючий вимикач забезпечує АВР при

аварійному вимиканні одного з трансформаторів або лінії 35 кВ, яка його живить. У цьому випадку обидві секції шин отримують живлення від іншого трансформатора. Однолінійна схема первинних електричних з'єднань районної підстанції наведена на слайді 2, додаток А.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

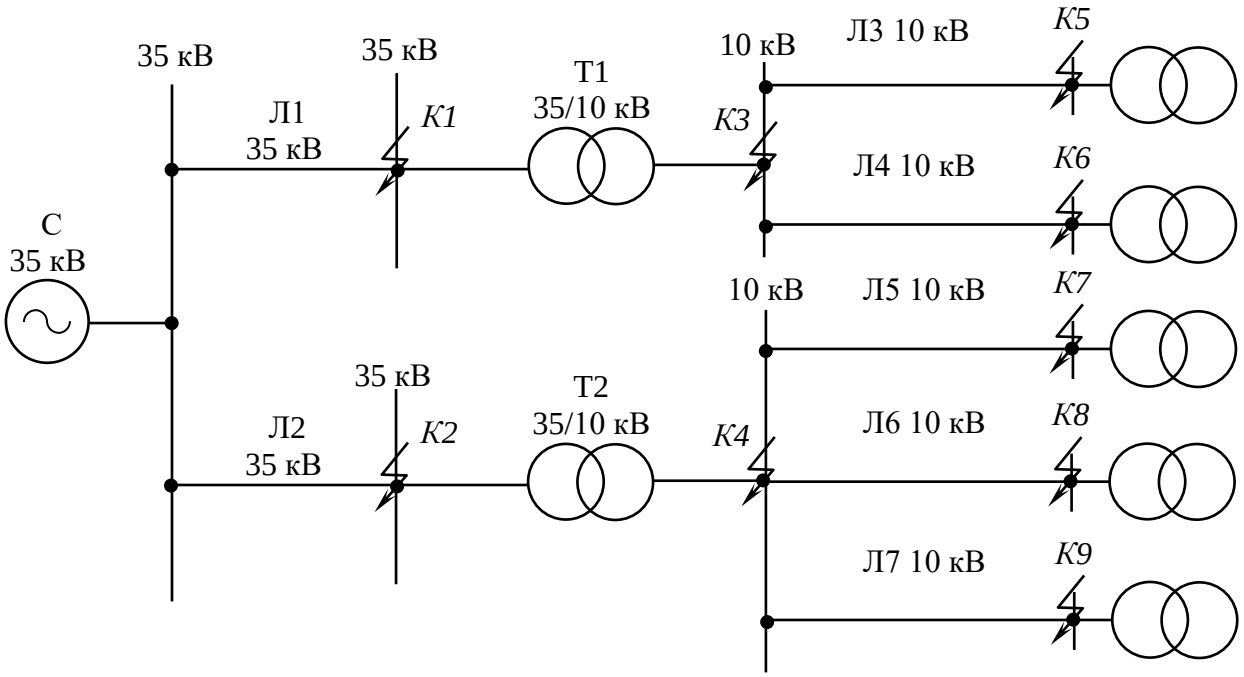
Розрахунок струмів короткого замикання (к.з.) в мережі проводимо за методом іменованих одиниць [6]. В якості розрахункової схеми при визначенні струмів к.з. приймаємо схему нормального тривалого режиму без врахування можливих короткочасних видозмін цієї схеми при оперативних перемиканнях. Розрахункова схема для визначення струмів к.з. наведена на рис. 2.1 (а).

Для вибору та перевірки електричних апаратів необхідно знати найбільше значення струму к.з. (трифазне к.з. у місці встановлення апарату). Для перевірки чутливості захистів, що проектуються, необхідно знати мінімальні значення струмів к.з. (у системі з ізольованою нейтраллю це двофазний струм к.з. в найвіддаленішій точці). Таким чином, для даної схеми розрахунковими точками к.з. є шини вищої напруги РТП, шини 10 кВ, а також найвіддаленіші точки мережі 10 кВ (див. рис. 2.1).

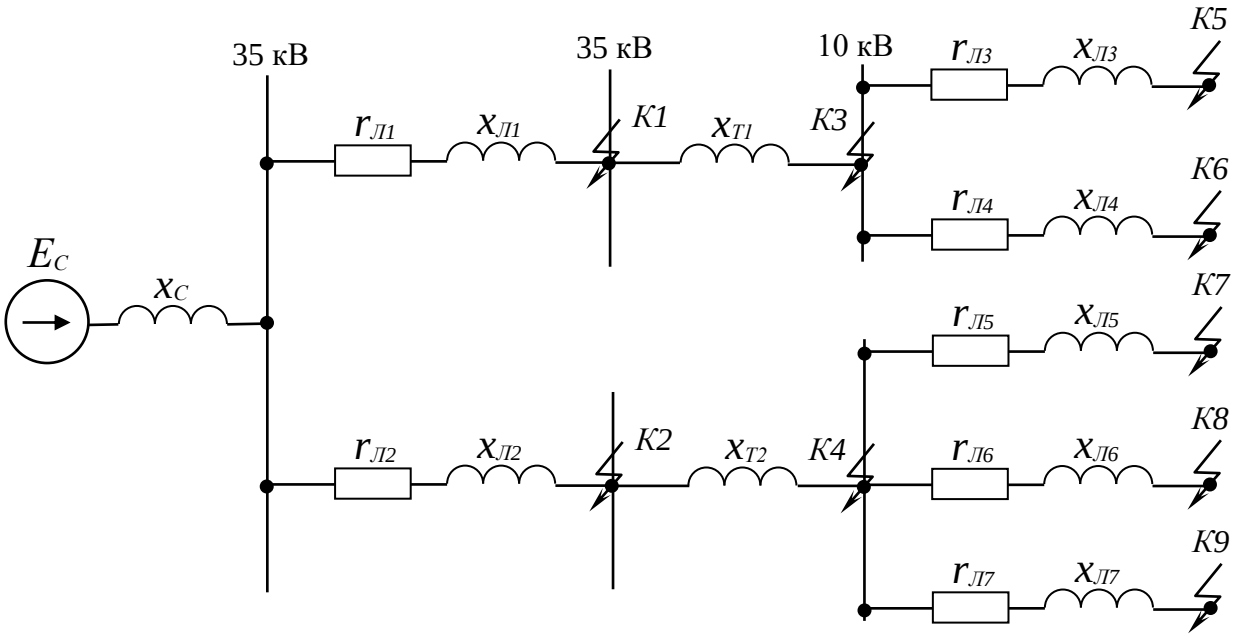
Для розрахункової схеми виконуємо однолінійну еквівалентну схему заміщення, в якій всі пасивні елементи вихідної схеми замінюємо на опори, а джерела живлення – генераторами напруги, рис. 2.1 (б).

Приймаємо за базисну ступінь напруги $U_б$=10,5 кВ. Приводимо опори елементів схеми заміщення до базисної ступені напруги. Приведені опори трансформаторів знаходимо за формулами

$$x_T = \frac{u_к\% \cdot U_б^2}{100 \cdot S_н}, \text{ Ом}, \qquad (2.1)$$



а) розрахункова схема;



б) еквівалентна схема заміщення.

Рисунок 2.1 – Схеми електричної мережі, які використовувались для розрахунку струмів к.з.

де $u_к$ – напруга к.з. трансформатора, %;

$S_н$ – номінальна потужність трансформатора, МВА.

Для трансформаторів РТП Т1 та Т2 ($u_к$=6,5 %, $S_н$ = 2,5 МВА)

$$x_T = \frac{6{,}5 \cdot 10{,}5^2}{100 \cdot 2{,}5} = 2{,}87 \text{ Ом.}$$

Приведені опори повітряних ліній знаходимо за формулами

$$x_Л = \sum_i x_{0\,i} \cdot l_i \cdot \left(\frac{U_б}{U_{с.н.}} \right)^2, \text{ Ом,} \qquad (2.2)$$

$$r_Л = \sum_i r_{0\,i} \cdot l_i \cdot \left(\frac{U_б}{U_{с.н.}} \right)^2, \text{ Ом,} \qquad (2.3)$$

де $x_{0\,i}$ – індуктивний опір одного кілометра проводу на i-ій ділянці, Ом/км;

$r_{0\,i}$ – активний опір одного кілометра проводу лінії на i-ій ділянці, Ом/км;

l_i – довжина i-ої ділянки лінії з даним проводом, км;

$U_{с.н.}$ – середня номінальна напруга лінії, кВ.

Наприклад, для ПЛ 35 кВ ($U_{с.н.}$=37 кВ) Л1 та Л2, які виконані проводом АС-120/19 (l=44 км; x_0=0,368 Ом/км, r_0=0,245 Ом/км [9])

$$x_{Л1} = x_{Л2} = 0{,}368 \cdot 44 \cdot \left(\frac{10{,}5}{37} \right)^2 = 1{,}304 \text{ Ом,}$$

$$r_{Л1} = r_{Л2} = 0{,}245 \cdot 44 \cdot \left(\frac{10{,}5}{37} \right)^2 = 0{,}868 \text{ Ом.}$$

Аналогічним чином розраховуємо опори інших ПЛ

$x_{Л3}$=(0,332·2,03+0,332·0,86+0,341·1,47+0,341·1,10+0,341·1,26+0,341·1,20+

+0,341·2,19+0,341·1,01+0,341·0,91)$\cdot\left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2$ = 4,08 Ом,

$r_{Л3}$=(0,299·2,03+0,299·0,86+0,420·1,47+0,420·1,10+0,420·1,26+0,420·1,20+

+0,420·2,19 +0,420·1,01+0,420·0,91)$\cdot\left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2$ = 4,71 Ом,

$x_{Л4}$ = (0,332·1,41 + 0,341·0,77 + 0,341·0,92 + 0,341·1,07 + 0,341·0,88 + 0,341·0,76+

+0,341·0,91)$\cdot\left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2$ = 2,28 Ом,

$r_{Л4}$= (0,299·1,41 + 0,420·0,77 + 0,420·0,92 + 0,420·1,07 + 0,420·0,88 + 0,420·0,76 +

+0,420·0,91)$\cdot\left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2$ = 2,65 Ом,

$x_{Л5}$=(0,341·3,35+0,341·0,93+0,341·0,97+0,341·1,06+0,341·1,60+0,341·1,48)$\cdot\left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2$ =

= 3,21 Ом,

$r_{Л5}$=(0,420·3,35+0,420·0,93+0,420·0,97+0,420·1,06+0,420·1,60+0,420·1,48)$\cdot\left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2$ =

= 3,95 Ом,

$x_{Л6}$=(0,341·4,24+0,341·0,85+0,341·1,33+0,341·1,34+0,341·1,14)$\cdot\left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2$ = 3,04 Ом,

$r_{Л6}$=(0,420·4,24+0,420·0,85+0,420·1,33+0,420·1,34+0,420·1,14)$\cdot\left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2$ = 3,74 Ом,

$x_{Л7}$=(0,341·1,95+0,341·1,45+0,341·1,21+0,341·1,05+0,341·1,02)$\cdot\left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2$ = 2,28 Ом,

$r_{Л7}$=(0,420·1,95+0,420·1,45+0,420·1,21+0,420·1,05+0,420·1,02)$\cdot\left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2$ = 2,81 Ом.

За схемою заміщення (див. рис. 2.1) визначаємо результуючий опір до точок к.з. При цьому приймаємо, що опір системи x_C=0 (система з необмеженою потужністю). Наприклад, результуючі опори для точки К1

$$x_{\Sigma K1} = x_{Л1} = 1{,}304 \text{ Ом},$$

$$r_{\Sigma K1} = r_{Л1} = 0{,}868 \text{ Ом},$$

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{x_{\Sigma K1}^2 + r_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{1{,}304^{\,2} + 0{,}868^{\,2}} = 1{,}567 \text{ Ом}.$$

Періодичну складову струму трифазного к.з., приведеного до базисної напруги, знаходимо з допущенням незмінності напруги на шинах системи. При цьому струм к.з. є незмінним в часі і розраховується за формулою [6]

$$I_{бК}^{(3)} = \frac{U_б}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K}}, \text{ кА}. \tag{2.4}$$

Дійсний струм к.з. в точці (приведений до напруги даної ступені) знаходимо за виразом

$$I_K^{(3)} = I_{бК}^{(3)} \frac{U_б}{U_{с.н.}}, \text{ кА}. \tag{2.5}$$

Струм двофазного к.з.

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^{(3)}, \text{ кА}. \tag{2.6}$$

Ударний струм к.з.

$$i_{уК} = k_y \sqrt{2} I_K^{(3)}, \text{ кА}, \tag{2.7}$$

де k_y – ударний коефіцієнт, який для сільських мереж при замиканні на шинах 35 та 10 кВ підстанцій з вищою напругою 35 кВ приймається рівним k_y =1,5, а при замиканні в мережах 0,38 та 10 кВ – k_y =1.

Найбільше діюче значення повного струму к.з.

$$I_{уК} = I_K^{(3)} \sqrt{1+2\left(k_y - 1\right)^2} \text{ , кА.} \quad (2.8)$$

Повна потужність трифазного к.з.

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{с.н.} \cdot I_K^{(3)} \text{, кВА.} \quad (2.9)$$

Наприклад, для точки К1

$$I_{бК1}^{(3)} = \frac{10{,}5}{\sqrt{3} \cdot 1{,}567} = 3{,}874 \text{ кА},$$

$$I_{К1}^{(3)} = 3{,}874 \cdot \frac{10{,}5}{37} = 1{,}10 \text{ кА},$$

$$I_{К1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1{,}10 = 0{,}95 \text{ кА},$$

$$i_{уК1} = 1{,}5 \cdot \sqrt{2} \cdot 1{,}10 = 2{,}33 \text{ кА},$$

$$I_{уК1} = 1{,}10 \cdot \sqrt{1+2(1{,}5-1)^2} = 1{,}35 \text{ кА},$$

$$S_{К1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1{,}10 = 70{,}5 \text{ МВА}.$$

Аналогічним чином розраховуємо параметри режиму к.з. в інших точках. Результати розрахунків заносимо до табл. 2.1.

4.3 Вибір високовольтної комутаційної апаратури

Відповідно до вибраної схеми первинних кіл РТП 35/10 кВ (див. слайд 2, додаток А), необхідно здійснити вибір та перевірку такої комутаційної апаратури:

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку параметрів режиму к.з.

Точка к.з.	Параметри режиму к.з.							
	$x_{\Sigma K}$	$r_{\Sigma K}$	$z_{\Sigma K}$	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(2)}$, кА	i_{yK}, кА	I_{yK}, кА	$S_K^{(3)}$, МВА
К1	1,304	0,868	1,567	1,10	0,95	2,33	1,35	70,5
К2	1,304	0,868	1,567	1,10	0,95	2,33	1,35	70,5
К3	4,174	0,868	4,263	1,42	1,23	3,02	1,74	25,9
К4	4,174	0,868	4,263	1,42	1,23	3,02	1,74	25,9
К5	8,258	5,580	9,966	0,61	0,53	0,86	0,61	11,1
К6	6,455	3,523	7,354	0,83	0,71	1,17	0,83	15,0
К7	7,380	4,817	8,813	0,69	0,60	0,97	0,69	12,5
К8	7,212	4,610	8,559	0,71	0,61	1,00	0,71	12,9
К9	6,452	3,673	7,424	0,82	0,71	1,16	0,82	14,9

1) зі сторони високої напруги 35 кВ підстанції: чотирьох роз'єднувачів з двома заземлюючими ножами та двох з одним заземлюючим ножем, масляних вимикачів в колах живлення силових трансформаторів, а також масляного в перемичці;

2) з низької сторони 10 кВ: вакуумних вимикачів у шафах відхідних ліній, вводу до збірних шин та секційного вимикача.

Згідно [1], вимикачі та роз'єднувачі вибирають за такими критеріями:

- за конструкцією та родом встановлення;

- за номінальною напругою $U_н \geq U_м$ ($U_н$ – номінальна напруга апарата; $U_м$ – номінальна напруга мережі);

- за номінальним струмом $I_н \geq I_{p.\max}$($I_н$ – номінальний струм апарата; $I_{p.\max}$ – максимальний робочий струм);

- за електродинамічною стійкістю $i_{\max} \geq i_y$ та (або) $I_{\max} \geq I_y$ ($i_{\max}$, $I_{\max}$ – відповідно максимальний допустимий амплітудний та діючий струм апарата; i_y, I_y – відповідно миттєве та діюче значення ударного струму к.з. в точці встановлення);

- за термічною стійкістю $I_t^2 t \geq I_K^2 t_ф$ (I_t – струм термічної стійкості апарата, вказаний в його паспорті для часу проходження t; I_K – діюче розрахункове значення усталеного струму к.з. в точці встановлення; $t_ф$ – фіктивний час к.з., який для

сільських мереж приймається рівним дійсному часу к.з.).

Окрім цього, високовольтні вимикачі перевіряються за вимикаючою здатністю – $I_{вим} \geq I_K^{(3)}$ або $S_{вим} \geq S_K^{(3)}$, де $I_{вим}$, $S_{вим}$ – відповідно максимальний струм або потужність, яка може вимикатись вимикачем.

Максимальний робочий струм кожного з вимикачів та роз'єднувачів на стороні 35 кВ визначаємо для найжорсткішого експлуатаційного режиму, в якому з роботи виведені одна з живлячих ПЛ 35 кВ та один трансформатор, за виразом

$$I_{p.\max 35} = \frac{k_{пер} \cdot n_m \cdot S_н}{\sqrt{3} \cdot U_н}, \text{ А}, \qquad (2.10)$$

де $k_{пер}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження трансформаторів РТП в післяаварійному режимі, $k_{пер}$ = 1,4 [7];

$S_н$ – номінальна потужність трансформаторів, кВА;

$U_н$ – номінальна напруга трансформаторів, кВ.

Для двох трансформаторів (n_m =2) потужністю $S_н$=2500 кВА кожний

$$I_{p.\max 35} = \frac{1{,}4 \cdot 2 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 116 \text{ А}.$$

Фіктивний час к.з.

$$t_ф = t_{зах} + t_{вим}, \text{ с}, \qquad (2.11)$$

де $t_{зах}$ – час дії релейного захисту, с;

$t_{вим}$ – час вимикання вимикача, с.

Величину фіктивного часу к.з. приймаємо орієнтовно – для сторони 35 кВ $t_{ф35}$ =3 с, для сторони 10 кВ $t_{ф10}$ =2 с.

Приймаємо до встановлення на стороні 35 кВ чотири роз'єднувачі з двома заземлюючими ножами типу РНДЗ.2-35/1000 У1 та два роз'єднувачі з одним заземлюючим ножем типу РНДЗ.1-35/1000 У1 [13]. для зовнішнього

встановлення, двоколонкові, з використанням в умовах помірного клімату та категорією розміщення на відкритому повітрі. В якості приводу використовується привід ПРН-110 У1 з двома валами заземлювачів з тими ж категоріями виконання по клімату та розміщенню. Розрахункові дані мережі та номінальні параметри роз'єднувачів сторони 35 кВ заносимо у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Вибір та перевірка роз'єднувачів на стороні 35 кВ

Умова вибору	Паспортні дані роз'єднувачів РНДЗ.2-35/1000 У1, РНДЗ.1-35/1000 У1	Розрахункові дані мережі
$U_н \geq U_м$ $I_н \geq I_{р.\max 35}$ $I_{\max} \geq I_{у\,К1}$ $I_t^2 t \geq I_{К1}^{(3)\,2}\, t_{ф35}$	$U_н$=35 кВ $I_н$=1000 А $I_{\max}$ =63 кА $I_t^2 t$ =25^2·4=75 кА^2·с	$U_м$ = 35 кВ $I_{р.\max 35}$ =116 А $I_{у\,К1}$ = 1,35 кА $I_{К1}^{(3)\,2}\, t_{ф35}$ =1,10^2·3= 3,63 кА^2·с

На стороні 35 кВ приймаємо до встановлення три масляні бакові триполюсні вимикачі типу ВТ-35-800-12,5 У1 [13], призначені для використання на відкритому повітрі. Тип приводу – пружинний ПП-67. Умови вибору, розрахункові дані та параметри вибраних вимикачів наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Вибір та перевірка вимикачів на стороні 35 кВ

Умова вибору	Паспортні дані вимикачів ВТ-35-800-12,5 У1	Розрахункові дані мережі
$U_н \geq U_м$ $I_н \geq I_{р.\max}$ $I_{\max} \geq I_у$ $i_{\max} \geq i_у$ $I_t^2 t \geq I_{К1}^{(3)\,2} t_{ф35}$ $I_{вим} \geq I_К^{(3)}$	$U_н$=35 кВ $I_н$=800 А $I_{\max}$ =12,5 кА $i_{\max}$ =31 кА $I_t^2 t$ =12,5^2·4=75 кА^2·с $I_{вим}$ =12,5 кА	$U_м$ = 35 кВ $I_{р.\max}$ =$I_{р.\max 35}$ =116 А $I_{у\,К1}$ = 1,35 кА $i_{у\,К1}$ = 2,33 кА $I_{К1}^{(3)\,2} t_{ф35}$=1,10^2·3= 3,63 кА^2·с $I_{К1}^{(3)}$ = 1,10 кА

Максимальний робочий струм для вакуумних вимикачів РП 10 кВ відповідає струму вимикачів ввідних шаф при роботі РТП з одним трансформатором. Величина цього струму за формулою (2.10)

$$I_{p.\max 10} = \frac{1{,}4 \cdot 2 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 405 \text{ А}.$$

Параметри режиму к.з. в точках *К3* та *К4* є однаковими, тому можуть бути прийнятими за розрахункові для вибору всіх вимикачів РП 10 кВ. Приймаємо до встановлення в РП 10 кВ вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-45 [12] кількістю 8 шт. Умови вибору, розрахункові дані та параметри вибраних вимикачів наведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір та перевірка вимикачів на стороні 10 кВ

Умова вибору	Паспортні дані вимикачів ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-45	Розрахункові дані мережі
$U_н \geq U_м$	$U_н$=10 кВ	$U_м$ = 10 кВ
$I_н \geq I_{p.\max 10}$	$I_н$=630 А	$I_{p.\max 10}$ =405 А
$I_{\max} \geq I_{уК3}$	$I_{\max}$ =12,5 кА	$I_{уК3}$ = 1,74 кА
$i_{\max} \geq i_{уК3}$	$i_{\max}$ =32 кА	$i_{уК3}$ = 3,02 кА
$I_t^2 t \geq I_{К3}^{(3)\,2} t_{ф10}$	$I_t^2 t$ =12,5^2·3=75 кА^2·с	$I_{К3}^{(3)\,2} t_{ф10}$ = 1,42^2·2= 4,05 кА^2·с
$I_{вим} \geq I_{К3}^{(3)}$	$I_{вим}$ =12,5 кА	$I_{К3}^{(3)}$ = 1,42 кА

4.4 Вибір вимірювальних приладів та засобів контролю

На підставі необхідної системи вимірювань, контролю та обліку згідно вимог ПУЕ [1] для розроблюваної схеми підстанції (див. слайд 2, додаток А) визначаємо номенклатуру приладів. На низькій стороні 10 кВ необхідно встановити такі прилади [13]:

- у шафах вводу до секцій збірних шин – амперметр типу Э377, лічильник активної СА4У-И672М та реактивної СР4У-И673М енергії;

- у шафах відхідних ліній 10 кВ – амперметр типу Э377 та лічильник активної енергії СА4У-И672М;

- у шафах трансформаторів власних потреб – лічильник активної енергії СА4У-И672М;

- у шафі секційного вимикача – амперметр типу Э377;

- у шафах вимірювальних трансформаторів – вольтметр Э377.

Вмикання усіх вимірювальних приладів здійснюється через перетворюючі пристрої, як за струмом, так і за напругою. За родом струму усі прилади призначені для використання в колах змінного струму частотою 50 Гц. Параметри вибраних приладів наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики вимірювальних приладів [13]

Прилад	Тип приладу	Клас точності	Потужність, що споживається котушками приладу			
			послідовною		паралельною	
			активна, Вт	реактивна, ВАр	активна, Вт	реактивна, ВАр
Амперметр	Э377	1,5	0,1	–	–	–
Вольтметр	Э377	1,5	–	–	2,0	–
Лічильник активної енергії	СА4У-И672М	2,0	2,5	–	2,0	7,7
Лічильник реактивної енергії	СР4У-И673М	2,0	2,5	–	2,0	7,7

2.5 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираємо за такими критеріями [6]:

- конструктивним виконанням та родом встановлення;

- номінальною напругою $U_н \geq U_м$;

- номінальним струмом первинної обмотки $I_{1н} \geq I_{1р.\ max}$;

- вторинним навантаженням (класом точності) $S_{2н} \geq S_2$ ($S_{2н}$ – номінальна потужність трансформатора струму; S_2 – дійсне навантаження);

- електродинамічною стійкістю $i_{max} \geq i_y$ або $\sqrt{2}\, k_{дин} \cdot I_{1н} \leq i_y$ ($k_{дин}$ – номінальна кратність електродинамічної стійкості);

- термічною стійкістю $I_t^2 t \geq I_K^2 t_\phi$ або $(k_{терм} \cdot I_{1н})^2 \cdot t \geq I_K^2 t_\phi$ ($k_{терм}$ – номінальна кратність термічної стійкості).

Для живлення кіл вимірювальних приладів згідно [1] необхідно використовувати трансформатори струму з класом точності 0,5, а для живлення кіл релейного захисту та автоматики допускається використовувати трансформатори струму з класом точності до 10.

Шафи РП 10 кВ зовнішнього встановлення серії К-37 комплектуємо трансформаторами струму внутрішнього встановлення типу ТОЛ-10 – трансформатор струму опорний з литою ізоляцією. Максимальний струм первинної обмотки трансформаторів струму вводних шаф РП 10 кВ відповідає випадку роботи РТП з одним трансформатором, коли все навантаження приєднане до однієї з секцій шин. Величина цього струму $I_{p.\,\max\,10}$ = 405 А (див. вище). В одному з таких режимів буде спостерігатись також максимальне значення струму первинної обмотки трансформаторів струму шафи секційного вимикача РП 10 кВ, а саме при аварійному вимиканні силового трансформатора *Т1*, коли перша секція шин 10 кВ буде приєднана через секційний вимикач. Струм первинної обмотки трансформаторів струму шафи секційного вимикача в цьому випадку приблизно складе $I_{p.\ \max СВ} = I_{p.\max Л3} + I_{p.\max\ Л4} =$ =93+89 = 181 А. Максимальний струм первинної обмотки трансформаторів струму шаф відхідних ПЛ 10 кВ відповідає розрахунковому струму на головних ділянках кожної з ліній. Параметри режиму к.з. на кожній секції шин 10 кВ (точки *К3* та *К4*) є однаковими, тому можуть бути прийняті за розрахункові для вибору всіх трансформаторів струму РП 10 кВ.

Максимальне навантаження вторинної обмотки, створене вимірювальними приладами, мають трансформатори струму вводних шаф. Приймаємо до встановлення у вводних шафах трансформатори струму ТОЛ-10-0,5/10Р-400/5 [13]. Навантаження цих трансформаторів, створене вимірювальними приладами

$$S_{прил.} = S_a + S_{л.а.} + \frac{3}{2} S_{л.р.}, \text{ ВА}, \qquad (2.12)$$

де S_a – навантаження, що створюється амперметром, ВА (див. табл. 2.4);

$S_{л\,.\,а.}$ – навантаження, що створюється послідовною котушкою лічильника активної енергії, ВА (див. табл. 4.4);

$S_{л.р.}$ – навантаження, що створюється послідовною котушкою лічильника реактивної енергії, ВА (див. табл. 4.4).

$$S_{прил.} = 0{,}1+2{,}5+\frac{3}{2}2{,}5=6{,}35 \text{ ВА}.$$

Навантаження, що створюється контактами

$$S_к = I_{2н}^2 R_к \text{, ВА,} \qquad (2.13)$$

де $I_{2н}$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, $I_{2н}$=5 А;

$R_к$ – активний опір контактів, приймається для всього кола рівним 0,1 Ом.

$$S_к = 5^2 \cdot 0{,}1 = 2{,}5 \text{ ВА}.$$

Допустимий опір з’єднувальних проводів

$$R_{доп.\,пров} = \frac{S_{2н} - (S_{прил.} + S_к)}{I_{2н}^2} \text{, Ом.} \qquad (2.14)$$

де $S_{2н}$ – номінальна вторинна потужність трансформатора струму, $S_{2н}$=10 ВА [13].

$$R_{доп.\,пров} = \frac{10-(6{,}35+2{,}5)}{5^2} = 0{,}046 \text{ Ом}.$$

Мінімально допустимий переріз з’єднувальних проводів

$$F_{доп..пров.} = \frac{\rho \cdot l \cdot k_{сх}}{R_{доп.пров.}}, \text{ мм}^2, \quad (2.15)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводів, для міді ρ=18,9·10^{-3} Ом·мм^2/м;

l – довжина з'єднувальних проводів в один кінець (від трансформатора струму до вимірювального приладу), l = 5 м;

$k_{сх}$ – коефіцієнт, що залежить від схеми вмикання вимірювальних приладів, для неповної зірки $k_{сх} = \sqrt{3}$.

$$F_{доп..пров.} = \frac{18{,}9 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{0{,}046} = 3{,}56 \text{ мм}^2.$$

Враховуючи, що згідно ПУЕ [1] мінімальний переріз мідних проводів складає 2,5 мм^2, приймаємо стандартне значення перерізу проводів вторинної проводки $F_{пров.}$=4 мм^2. Навантаження, що створюється з'єднувальними проводами

$$S_{пров.} = I_{2н}^2 \cdot \rho \frac{k_{сх} \cdot l}{F_{пров.}} = 5^2 \cdot 18{,}9 \cdot 10^{-3} \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{4} = 1{,}02 \text{ ВА}.$$

Дійсне навантаження трансформаторів струму ввідних шаф

$$S_2 = S_{прил.} + S_к + S_{пров.} = 6{,}35 + 2{,}5 + 1{,}02 = 9{,}87 \text{ ВА}.$$

Отже, дані трансформатори будуть працювати в необхідному класі точності.

Приймаємо до встановлення в шафі секційного вимикача трансформатор струму ТОЛ-10-0,5/10Р-200/5, а у всіх шафах відхідних ліній – трансформатори струму ТОЛ-10-0,5/10Р-100/5. Перевірку за класом точності проводимо аналогічним чином. В табл. 2.6 наведено розрахункові дані та параметри вибраних трансформаторів струму у шафах РП 10 кВ.

На стороні 35 кВ в колах силових трансформаторів та в перемичці вибираємо маслонаповнені трансформатори струму зовнішнього встановлення з фарфоровою ізоляцією типу ТФЗМ-35А-0,5/10Р-150/5У1 у кількості 6 шт. Умови вибору, розрахункові дані та параметри вибраних трансформаторів наведені в табл. 2.7.

2.6 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги для живлення вимірювальних приладів і реле вибираємо за такими критеріями [6]:

- конструктивним виконанням та родом встановлення;
- номінальною напругою $U_{1н} = U_м$ ($U_{1н}$ – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора);
- схемою з'єднання обмоток;
- вторинним навантаженням (класом точності) $S_{2н} \geq S_2$ ($S_{2н}$ – номінальна потужність трансформатора напруги у прийнятому класі точності; S_2 – дійсне навантаження).

Перерізи проводів і кабелів, які живлять кола напруги лічильників, повинні обиратися так, щоб втрати напруги у цих колах складали не більш 0,5% номінальної напруги, а для щитових вимірювальних приладів – не більше 1,5% при номінальному навантаженні. Так як до трансформаторів напруги приєднуються лічильники активної та реактивної енергії, то вони повинні працювати в класі точності 0,5.

Приймаємо до встановлення на кожній секції збірних шин 10 кВ по одному трансформатору напруги типу НТМИ-10-66У3 [16] – трансформатор напруги, трифазний триобмотковий, масляний, з додатковою обмоткою для контролю ізоляції. Номінальна первинна напруга 10 кВ, вторинна – 100 В, призначений для роботи в умовах помірного клімату та для розміщення у закритих зовнішніх неопалюваних приміщеннях. Схема з'єднання обмоток – Y-0/Y-0/розімкн.Δ. До клем розімкнутого трикутника підключається реле напруги, яке сигналізує про замикання на землю в мережі 10 кВ, вимірювальні прилади приєднуються до

вторинної обмотки, яка з'єднана у зірку з нулем. Номінальна потужність обмотки класу точності 0,5 $S_{2н}$=120 ВА.

Таблиця 2.6 – Вибір та перевірка трансформаторів струму на стороні 10 кВ

Умова вибору	Паспортні дані трансформаторів струму	Розрахункові дані мережі
Шафи відхідних ліній: ТОЛ-10-0,5/10Р-100/5 (5 шт.)		
$U_н \geq U_м$ $I_{1н} \geq I_{1р.\max}$ $i_{\max} \geq i_{уК3}$ $I_t^2 t \geq I_{К3}^{(3)\,2} t_{ф10}$ $S_{2н} \geq S_2$	$U_н$=10 кВ $I_{1н}$ =100 А $i_{\max}$ =52 кА $I_{t1}^2 t_1$ =9,7²·1=94 кА²·с $I_{t2}^2 t_2$ =4,85²·3=70 кА²·с $S_{2н}$ =10 ВА	$U_м$ = 10 кВ $I_{1р.\max}$ = 93 А $i_{уК3}$ = 3,02 кА $I_{К3}^{(3)\,2} t_{ф10}$ = 1,42²·2= 4,05 кА²·с S_2<9,87 ВА
Шафа секційного вимикача: ТОЛ-10-0,5/10Р-200/5 (1 шт.)		
$U_н \geq U_м$ $I_{1н} \geq I_{1р.\max}$ $i_{\max} \geq i_{уК3}$ $I_t^2 t \geq I_{К3}^{(3)\,2} t_{ф10}$ $S_{2н} \geq S_2$	$U_н$=10 кВ $I_{1н}$ =200 А $i_{\max}$ =52 кА $I_{t1}^2 t_1$ =9,7²·1=94 кА²·с $I_{t2}^2 t_2$ =4,85²·3=70 кА²·с $S_{2н}$ =10 ВА	$U_м$ = 10 кВ $I_{1р.\max}$ =$I_{р.\max СВ}$ = 181 А $i_{уК3}$ = 3,02 кА $I_{К3}^{(3)\,2} t_{ф10}$ = 1,42²·2= 4,05 кА²·с S_2<9,87 ВА
Шафи вводу до збірних шин: ТОЛ-10-0,5/10Р-400/5 (2 шт.)		
$U_н \geq U_м$ $I_{1н} \geq I_{1р.\max}$ $i_{\max} \geq i_{уК3}$ $I_t^2 t \geq I_{К3}^{(3)\,2} t_{ф10}$ $S_{2н} \geq S_2$	$U_н$=10 кВ $I_{1н}$ =400 А $i_{\max}$ =100 кА $I_{t1}^2 t_1$ =31,5²·1=992 кА²·с $I_{t2}^2 t_2$ =16²·3=768 кА²·с $S_{2н}$ =10 ВА	$U_м$ = 10 кВ $I_{1р.\max}$ = $I_{р.\max 10}$ ≈ 400 А $i_{уК3}$ = 3,02 кА $I_{К3}^{(3)\,2} t_{ф10}$ = 1,42²·2= 4,05 кА²·с S_2=9, 87 ВА

Рорахунок навантаження проводимо для найбільш навантаженого трансформатора напруги, встановленого на другій секції шин 10 кВ. До нього приєднані такі прилади:

- чотири лічильника активної енергії $n_{ЛА}$=4 (три у шафах відхідних ліній та один у ввідній шафі);

- один лічильник реактивної енергії $n_{ЛР}$=1 (у ввідній шафі);

- один вольтметр $n_{В}$=1 (шафа вимірювального трансформатора).

Таблиця 2.7 – Вибір та перевірка трансформаторів струму на стороні 35 кВ

Умова вибору	Паспортні дані трансформаторів струму ТФЗМ-35А-0,5/10Р-150/5У1	Розрахункові дані мережі
$U_н \geq U_м$ $I_{1н} \geq I_{1р.\,max}$ $i_{\max} \geq i_{у\,К1}$ $I_t^2 t \geq I_{К1}^{(3)\,2} t_{ф35}$	$U_н$=35 кВ $I_{1н}$ =150 А $i_{\max}$ =31 кА $I_t^2 t$ =5,8²·3=101 кА²·с	$U_м$ = 35 кВ $I_{1р.\max} = I_{р.\max\,35}$ =116 А $i_{у\,К1}$ = 2,33 кА $I_{К1}^{(3)\,2} t_{ф35}$=1,10²·3= 3,63 кА²·с

За даними паралельних котушок вимірювальних приладів, які вмикаються на вторинну обмотку трансформатора напруги (див. табл. 2.5), розраховуємо приблизне навантаження трансформатора як суму навантажень на всі фази без врахування схем вмикання приладів та їх розділення за фазами [10]

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum n_i m_i P_{i\,прил}\right)^2 + \left(\sum n_i m_i Q_{i\,прил}\right)^2}\text{, ВА,} \qquad (2.16)$$

де n_i – кількість вимірювальних приладів i-го типу;

m_i – кількість паралельних котушок вимірювального приладу i-го типу;

$P_{i\ прил.}$, $Q_{i\ прил.}$ – відповідно активна та реактивна потужність паралельної котушки вимірювального приладу i-го типу, Вт (ВАр).

$$S_2 = \sqrt{\left(n_{ЛА} m_{ЛА} P_{ЛА\,прил} + n_{ЛР} m_{ЛР} P_{ЛР\,прил} + n_В m_В P_{В\,прил}\right)^2 + \left(n_{ЛА} m_{ЛА} Q_{ЛА\,прил} + n_{ЛР} m_{ЛР} Q_{ЛР\,прил} + n_В m_В Q_{В\,прил}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(4\cdot 2\cdot 2 + 1\cdot 3\cdot 2 + 1\cdot 1\cdot 2\right)^2 + \left(4\cdot 2\cdot 7{,}7 + 1\cdot 3\cdot 7{,}7 + 1\cdot 1\cdot 0\right)^2} = 88 \text{ ВА} < S_{2н} = 120 \text{ ВА}.$$

Отже, трансформатори напруги будуть працювати в необхідному класі

точності.

На стороні 35 кВ приймаємо до встановлення трансформатори напруги зовнішнього розміщення типу ЗНОМ-35-72У1 з паспортними даними: $U_{1н} = 35000/\sqrt{3}\ B$; $U_{2\,осн.н} = 100/\sqrt{3}\ B$; $U_{2\,дод.\ н} = 100/3\ B$; $S_{2н} = 150 BA$ [13].

2.7 Вибір трансформаторів власних потреб

В якості трансформатора власних потреб на кожній секції шин приймаємо до встановлення трансформатор типу ТМ-25/10.

2.8 Вибір запобіжників

Для захисту трансформаторів власних потреб від коротких замикань застосовуються запобіжники типу ПК, а для захисту вимірювальних трансформаторів напруги – типу ПКТ [7]. Запобіжники вибираються за такими умовами:

- конструктивному виконанню та роду встановлення;
- за номінальною напругою $U_н = U_м$;
- за номінальним струмом запобіжника $I_н \geq I_{р.\max}$;
- за номінальним струмом вимикання $I_{вим.} \geq I_K^{(3)}$;
- за номінальним струмом плавкої вставки, яка вибирається за умовою селективності дії запобіжників та автоматичних вимикачів миттєвої дії, встановлених з нижчої сторони, а також з урахуванням пускових струмів двигунів і кидків струму намагнічування трансформаторів

$$I_{н.вст.} \approx 2I_{н.тр.},\ \text{А}, \tag{2.17}$$

де $I_{н.\,тр.}$ – номінальний струм трансформатора, А.

Номінальні струми запобіжників типу ПКТ-10 для захисту вимірювальних

трансформаторів напруги не вибираються [10].

Для трансформаторів власних потреб потужністю $S_н$ =25 кВА, які мають номінальний струм на високій стороні $I_{н.\,тр.}$ = 1,44 А

$$I_{н.\,вст.} = 2 \cdot 1{,}44 = 2{,}88 \text{ А}.$$

Для захисту трансформаторів власних потреб від к.з. приймаємо запобіжники типу ПК-10 – запобіжник з кварцевим наповненням на номінальну напругу $U_н$=10 кВ (всього 6 шт.). Номінальний струм запобіжників $I_н$=30 А, номінальний струм плавких вставок $I_{н.вст.}$=3 А .

Для захисту вимірювальних трансформаторів напруги приймаємо запобіжники типу ПКТ-10 – запобіжник з кварцевим наповненням струмообмежуючий на номінальну напругу $U_н$=10 кВ (всього 6 шт.). Умови вибору, розрахункові дані та параметри запобіжників наведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Вибір та перевірка запобіжників на стороні 10 кВ

Умова вибору	Паспортні дані запобіжників	Розрахункові дані мережі
$U_н = U_м$ $I_н \geq I_{р.\max}$ $I_{вим.} \geq I_{К3}^{(3)}$ $I_{н.вст.} \approx 2I_{н.тр.}$	$U_н$=10 кВ $I_н$=30 А $I_{вим.}$=12,5 кА $I_{н.вст.}$=3 А	$U_м$ = 10 кВ $I_{р.\max}$ =1,44 А $I_{К3}^{(3)}$ = 1,42 кА $2I_{н.тр.}$=2·1,44=2,88 А

2.9 Вибір та перевірка шин

У розподільних пристроях напругою 6-10 кВ головним чином застосовуються жорсткі алюмінієві одно- та двоштабові шини прямокутного перерізу, які закріплюються на опорних ізоляторах.

Шини відкритих РП напругою 35 кВ і вище сільськогосподарських підстанцій, з метою уникнення коронування, конструктивно виконуються гнучким проводом круглого перерізу, таким як і проводи живлячої лінії. Кріплення даних

шин здійснюється на порталах за допомогою гірлянд підвісних ізоляторів.

Шини вибирають за такими критеріями:

- жорсткі та гнучкі шини – за нагріванням максимальним робочим струмом $I_{доп.} \geq I_{р.max}$ ($I_{доп.}$, $I_{р.max}$ – відповідно допустиме для відповідного перерізу і матеріалу шин значення струму та розрахункова величина струму);
- жорсткі та гнучкі шини – за термічною стійкістю $\vartheta_{к\,доп.} \geq \vartheta_{к\,р}$ ($\vartheta_{к\,доп.}$ – допустима температура нагрівання шин в режимі к. з.; $\vartheta_{к\,р}$ – розрахункова температура нагрівання шин в режимі к. з.);
- жорсткі шини – за електродинамічною стійкістю $\sigma_{доп.} \geq \sigma_{р}$ ($\sigma_{доп.}$, $\sigma_{р}$ – відповідно допустиме та розрахункове напруження для матеріалу шин).

Збірні шини 10 кВ виконуємо прямокутними з алюмінію. Для забезпечення необхідної динамічної стійкості встановлюємо шини горизонтально. Вибираємо попередньо шини з висотою *h*=40 мм та товщиною *b*=4 мм, для яких згідно [1]

$$I_{доп.}=480 \text{ А} > I_{р.max\,10} = 405 \text{ А}.$$

Термічна стійкість шин в нормальному режимі зебезпечена.

Температура нагрівання шин при навантаженні максимальним робочим струмом [14]

$$\vartheta_{р.\max} = \vartheta_0 + (\vartheta_{доп} - \vartheta_0)\left(\frac{I_{р.\max}}{I_{доп.}}\right)^2, \text{ °С}, \qquad (2.18)$$

де ϑ_0 – розрахункова температура навколишнього середовища, для шин, які прокладені на повітрі ϑ_0 =25 °С [1];

$\vartheta_{доп.}$ – допустима температура нагрівання шин в нормальному режимі, $\vartheta_{доп.}$ = +70 °С [1].

$$\vartheta_{p.\max} = 25 + (70 - 25)\left(\frac{405}{480}\right)^2 = 57\ ^\circ\text{C}.$$

За даними [14] визначаємо коефіцієнт, що характеризує тепловий стан шин до проходження струмів к.з. $A_н = 0{,}6 \cdot 10^4$ (А²·с)/мм². Коефіцієнт, що характеризує тепловий стан шин після проходження струмів к.з.

$$A_к = A_н + \left(\frac{I^{(3)}_{КЗ\infty}}{b \cdot h}\right)^2 \cdot t_{ф10},\ (\text{А}^2\cdot\text{с})/\text{мм}^2, \qquad (2.19)$$

$$A_к = 0{,}6 \cdot 10^4 + \left(\frac{1424}{4 \cdot 40}\right)^2 \cdot 2 = 6158\ (\text{А}^2\cdot\text{с})/\text{мм}^2.$$

За даними [14] по величині коефіцієнта $A_к$ визначаємо розрахункову температуру нагрівання шин в режимі к. з. $\vartheta_{к\,р}$ = 61 °С. Допустима температура нагрівання алюмінієвих шин в режимі к. з. згідно [14] складає $\vartheta_{к\,доп.}$ = 200 °С > $\vartheta_{к\,р}$ = 61 °С, тобто термічна стійкість шин в режимі к. з. забезпечена.

Найбільша статична сила $F_р$, яка діє на середню фазу (що знаходиться у найбільш важких умовах) трьох паралельних шин при протіканні в них ударного струму трифазного к.з. [15]

$$F_р = 1{,}76 \cdot k_ф \cdot i^{(3)2}_{уКЗ} \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7},\ \text{Н}, \qquad (2.20)$$

де $k_ф$ – коефіцієнт форми шин, який визначається за [15];

$i^{(3)}_y$ - ударний струм трифазного к.з., А;

l – довжина прогону шин, l =1 м;

a – відстань між вісями шин сусідніх фаз, a =0,2 м.

Так як $\frac{a-b}{b+h} = \frac{500-4}{4+40} = 11{,}3 > 2$, то згідно [15] коефіцієнт $k_ф = 1$. Тоді

$$F_p = 1{,}76 \cdot 1 \cdot 3020^2 \cdot \frac{1}{0{,}2} \cdot 10^{-7} = 8{,}3 \text{ Н}.$$

Момент опору шин відносно вісі, перпендикулярної до напрямку дії сили

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \text{ м}^3, \tag{2.21}$$

$$W = \frac{4 \cdot 10^{-3} \cdot 40^2 \cdot 10^{-6}}{6} = 1{,}1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Розрахункове напруження в шинах від згину [15]

$$\sigma_p = \frac{F_{p.} \cdot l}{10 \cdot W} 10^{-6}, \text{ МПа}, \tag{2.22}$$

$$\sigma_p = \frac{8{,}3 \cdot 1}{10 \cdot 1{,}1 \cdot 10^{-6}} 10^{-6} = 0{,}8 \text{ МПа}.$$

Згідно [15], допустиме напруження від згину для алюмінієвих жил $\sigma_{доп} = 65$ МПа $> \sigma_p = 0{,}8$ МПа, тобто шини задовольняють умові електродинамічної стійкості.

Остаточно приймаємо до встановлення в РП 10 кВ алюмінієві шини з розмірами h=40 мм, b=4 мм.

Шини відкритого РП 35 кВ виконуємо сталеалюмінієвим проводом марки АС-120/11, який використовується на живлячих ПЛ 35 кВ та вибраний з урахуванням втрат на корону. Перевіряємо вибраний провід за допустимим нагріванням [1]

$$I_{доп.\ нагрів.} = 390 \text{ А} > I_{p.\max 35} = 116 \text{ А}.$$

Умова виконується.

2.10 Вибір та перевірка ізоляторів

Ізолятори вибираємо за такими критеріями [14]:

- за виконанням та категорією розміщення;

- за номінальною напругою $U_н \geq U_м$;

- за допустимим механічним навантаженням $F_{доп} \geq F_р$ ($F_{доп.}$, $F_р$ – відповідно допустима та розрахункова сили, що діють на головку ізолятора).

Прохідні ізолятори перевіряємо також за номінальним струмом $I_н > I_{р.max}$.

Жорсткі шини РП 10 кВ кріпимо за допомогою опорних та прохідних ізоляторів. При перевірці ізоляторів за допустимим механічним навантаженням приймаємо [14]

$$F_{доп} = 0{,}6F_{руйн}, \text{ Н}, \tag{2.23}$$

де $F_{руйн}$ – руйнівне навантаження для ізолятора, Н.

Приймаємо до використанння ізолятори внутрішнього встановлення – опорні типу ИО-10-3,75 І У3 (81 шт.) з параметрами $U_н$=10 кВ, $F_{руйн}$=3,75 кН та прохідні типу ИП-10/630-750-І У2 (21 шт.) з параметрами $U_н$=10 кВ, $F_{руйн}$=3,75 кН, $I_н$ = 630 А [13].

Найбільше розрахункове навантаження на ізолятори визначаємо за виразами [14]:

- для опорних ізоляторів

$$F_{р.оп.} = 1{,}76 \cdot i_{уК3}^{(3)2} \frac{l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7}, \text{ Н}, \tag{2.24}$$

де $i_y^{(3)2}$ – ударний струм трифазного к.з., А;

l, *a* – відповідно, довжина прогону шин і відстань між вісями шин суміжних

фаз, м;

k_h – коефіцієнт поправки на висоту шини при розташуванні шини на ізоляторі „на ребро” . При розташуванні шини горизонтально $k_h = 1$.

$$F_{р\,оп.} = 1{,}76 \cdot 3067^2 \cdot \frac{1}{0{,}2} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 8{,}3 \text{ Н} < F_{доп} = 0{,}6\, F_{руйн} = 0{,}6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

- для прохідних ізоляторів

$$F_{р.прох} = 0{,}5 \cdot F_{р.оп.}, \text{ Н}, \qquad (2.25)$$

$$F_{р.прох} = 0{,}5 \cdot 8{,}3 = 4{,}1 \text{ Н} < F_{доп} = 0{,}6 \cdot F_{руйн} = 0{,}6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

Механічна міцність опорних та прохідних ізоляторів забезпечена.

Перевіряємо прохідні ізолятори за тривалим допустимим струмом

$$I_н = 630 \text{ А} > I_{р.\max 10} = 405 \text{ А}.$$

Умова виконується.

Гнучкі шини на стороні 35 кВ кріпимо за допомогою гірлянд підвісних ізоляторів. Приймаємо до встановлення ізолятори ПС60-Д з параметрами $F_{руйн}$=60 кН, $U_н$=62 кВ [9] (по 4 шт. в гірлянді).

2.11 Вибір апаратури високочастотного зв’язку

Приймаємо до встановлення на підстанції високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5 У1 (9 шт.) [13]. Умови вибору загороджувачів, параметри загороджувачів та параметри мережі наведені в табл. 2.9.

В якості конденсатора зв’язку приймаємо конденсатор зв’язку типу СМП-35/√3-0,035 У1 (9 шт.) [13].

Таблиця 2.9 – Вибір високочастотних загороджувачів

Умова вибору	Параметри загороджувача	Розрахункові дані мережі
$U_н = U_м$	$U_н$ =35–330 кВ	$U_м$ =35 кВ
$I_н \geq I_{р.\max 35}$	$I_н$=630 А	$I_{р.\max 35}$ = 116 А
$i_{дин} \geq i_{уК1}^{(3)}$	$i_{дин}$=41 кА	$i_{у\,К1}{}^{(3)}$ = 2,33 кА
$I_t^2 t \geq I_{К1}^{(3)2} t_{ф35}$	$I_t^2 t$ =$16^2 \cdot 1$=256 кА^2·с	$I_{К1}^{(3)2} t_{ф35}$ =$1{,}10^2 \cdot 3$=3,63 кА^2·с

2.12 Розрахунок захисту від перенапруг

Захист обладнання РТП від перенапруг включає в себе комплекс заходів, що обмежують перенапругу при грозі, комутаціях та пошкодженнях до рівня, безпечного для ізоляції. До цього комплексу входить встановлення блискавковідводів для захисту обладнання від прямих ударів блискавки та апаратів захисту від хвиль перенапруги, що набігають по повітряних лініях 35 та 10 кВ.

Захист підходів до РТП живлячих повітряних ліній 35 кВ від прямих ударів блискавки здійснюємо шляхом підвішування грозозахисного стального тросу ТК-1×19 на ділянках довжиною 2 км [1].

Повітряні лінії 10 кВ на залізобетонних опорах не потребують встановлення грозозахисних тросів на підходах до підстанції [1].

Захист обладнання від хвиль перенапруги, що набігають по повітряних лініях 35 кВ, здійснюємо вентильними розрядниками типу РВС-35У1 – розрядники вентильні станційні (всього 6 шт.), які вибираємо за номінальною напругою $U_н$ =35 кВ = $U_м$=35 кВ.

Захист обладнання зі сторони 10 кВ здійснюємо шляхом використання обмежувачів перенапруг (ОПН) типу ОПН–КР/TEL виробництва «Таврида-Електрик» [16]. Вибір обмежувачів перенапруг виконуємо за такими критеріями:

- за родом встановлення;
- за номінальною напругою $U_н = U_м$;
- за номінальним розрядним струмом, для сільських мереж 10 кВ $I_{розр.}$=10 кА;

- за вибухобезпечним струмом $I_{кз} \geq 1{,}1\ I_к^{(3)}$;
- за найбільшою допустимою напругою

$$U_{доп} \geq \frac{U_{р.\,max}}{T(t)}\ , \qquad (2.26)$$

де $U_{р.\,max}$ – найбільша робоча напруга мережі, для мережі 10 кВ $U_{р.\,max}$ =12 кВ;

$T(t)$ – коефіцієнт, що визначається за допустимою тривалістю t однофазного замикання на землю в мережі 10 кВ. Прийнято t = 2 год [9], тому $T(t)$=1,3 [16].

Вибираємо обмежувачі перенапруг зовнішнього встановлення ОПН-КР/TEL-10/11,5-УХЛ2 з параметрами [16]

$$U_н = 10\ кВ = U_м = 10\ кВ,$$

$$I_{розр.\,макс.} = 10\ кА,$$

$$I_{кз} = 5\ кА > 1{,}1\ I_{КЗ}^{(3)} = 1{,}1 \cdot 1{,}42 = 1{,}57\ кА,$$

$$U_{доп} = 11{,}5\ кВ > \frac{12}{1{,}3} = 9{,}23\ кВ.$$

Умови виконуються.

Здатність обмежувача ОПН/TEL поглинати енергію грозових перенапруг, які найчастіше зустрічаються в сільських мережах, не обмежується. Таким чином, приймаємо до встановлення дані ОПН у кількості 6 шт.

Захист обладнання РТП від прямих ударів блискавки здійснюємо чотирма стрижневими блискавковідводами однакової висоти, які встановлюємо на лінійних та трансформаторних порталах. Розрахунок необхідної висоти блискавковідводів проводимо за методикою, що наведена в [14].

За розрахункову висоту об’єкта захисту приймаємо висоту лінійного порталу, яка складає h_x=7 м. Як видно з креслення плану РТП (див. слайд 3, додаток А), максимальний радіус зони захисту складає r_x = 15,6 м. Вважаємо попередньо, що:

- вистота блискавковідводів

$$h \leq 60 \text{ м;} \tag{2.27}$$

- висота об’єкта захисту

$$h_x \leq \frac{2}{3}\ h. \tag{2.28}$$

Розрахункова висота блискавковідводів для забезпечення необхідного радіуса захисту r_x на висоті об’єкта захисту h_x

$$h = \frac{r_x + 1{,}9h_x}{1{,}5}\ \text{, м,} \tag{2.29}$$

$$h = \frac{15{,}6 + 1{,}9 \cdot 7}{1{,}5} = 19{,}3 \text{ м.}$$

Перевіряємо умови (2.27) та (2.28)

$$h = 19{,}3 \text{ м} \leq 60 \text{ м,}$$

$$h_x = 7 \text{ м} < \frac{2}{3} \cdot 19{,}3 = 12{,}8 \text{ м.}$$

Умови виконуються.

Активна висота блискавковідводів

$$h_a = h - h_x\text{, м,} \tag{2.30}$$

$$h_a = 19{,}3 - 7 = 12{,}3 \text{ м.}$$

Відстань між блискавковідводами лінійного та трансформаторного порталу складає a_1=19,8 м, а між блискавковідводами двох лінійних (трансформаторних) порталів a_2=12,5 м (рис. 2.2). За відповідними відношеннями a_1/h_a =19,8/12,3 =1,6 та a_1/h_a =12,5/12,3 ≈ 1 для h_x/h =7/19,3 =0,36 з кривих [14] знаходимо $b_{x1}/2h_a$ = 1,05 та $b_{x2}/2h_a$ = 1,1, звідки визначаємо ширину зони захисту в характерних точках між

блискавковідводами – $b_{x1}/2$=12,9 м та $b_{x2}/2$=13,53 м. Як видно з креслення плану РТП, ширина зони захисту в даних точках є достатньою.

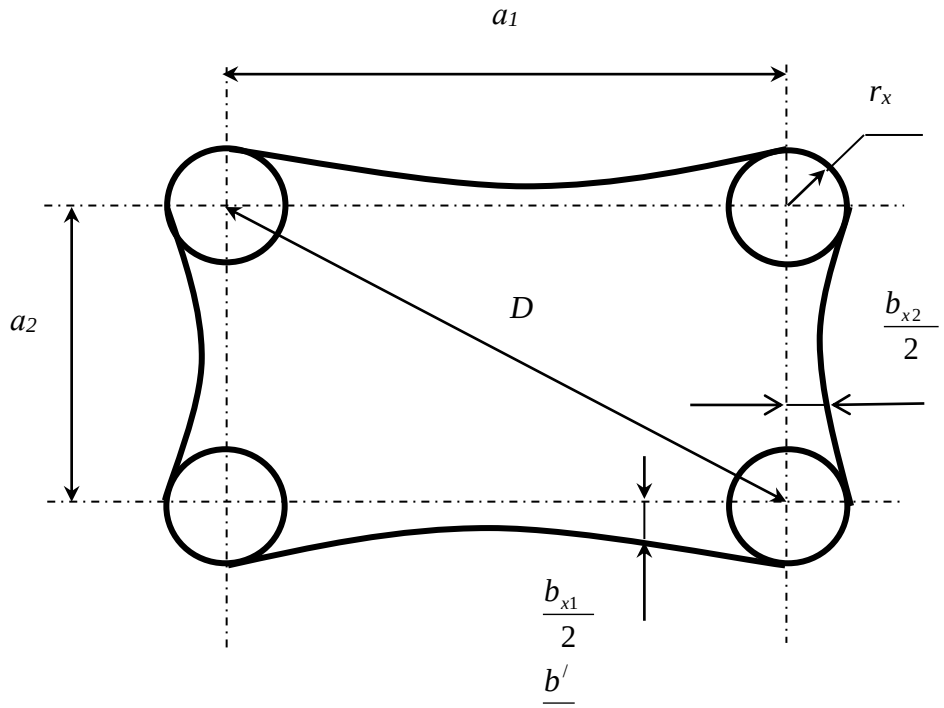


Рисунок 2.2 – Зона захисту стрижневих блискавковідводів.

Перевіряємо умову наявності зони захисту у внутрішньому просторі між блискавковідводами. Для висоти блискавковідводів $h \leq 30$ м умова має вигляд нерівності

$$D \leq 8 \cdot h_a, \tag{2.31}$$

де D – довжина діагоналі багатокутника, утвореного блискавковідводами

$$D = \sqrt{a_1^{\,2} + a_2^{\,2}} = \sqrt{19{,}8^2 + 12{,}5^2} = 23{,}4 \text{ м}.$$

Отже

$$D = 23{,}4 \text{ м} < 8 \cdot 12{,}3 = 98{,}4 \text{ м}.$$

Умова виконується.

Таким чином, приймаємо до встановлення на порталах РТП чотири стрижневі блискавковідводи висотою h =19,3 м кожний.

3 ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ТЕЛЕКЕРУВАННЯ СЕКЦІОНУВАЛЬНИМИ ПУНКТАМИ ТА ПУНКТАМИ АВР НА ПЛ 10 КВ

3.1 Вибір технології системи телекерування

Серед інших технологій передавання даних в електроенергетиці однією з найбільш доцільних є PLC-технології. PLC-технологія дозволяє організувати канали зв'язку з реклоузером, розташованими в недоступних для радіозв'язку або які неохоплені мобільними операторами місцях.

Крім того, створення таких каналів дозволяє виключити витрати на оплату використовуваної радіочастоти або трафіку за користування послугами GSM / GPRS-зв'язку.

Застосування PLC-технології дає можливість використання існуючої інфраструктури розподільних силових мереж.

PLC-модеми забезпечують високу електробезпека при експлуатації, так як не мають гальванічного зв'язку з лініями напругою 6/10кВ.

Для подолання відстаней більших, ніж максимальна дальність зв'язку, в PLC-модеми закладена можливість ретрансляції сигналу. Це дозволяє організувати збір інформації з реклоузера, віддалених від ДП на кілька десятків кілометрів.

Створення мереж на базі PLC-технології передбачає відсутність громіздких пристроїв узгодження приймально-передавальної апаратури зв'язку з лінією електропередачі.

Апаратура PLC-зв'язку має невисоку вартість.

Для реалізації PLC-зв'язку між диспетчерським пунктом та секціонувальними пунктами та пунктами АВР на ПЛ 10 кВ використано обладнання НВО «НовоТестСистеми» [17]. НВО «НовоТестСистеми» пропонує технічне рішення по організації каналу зв'язку від диспетчерського пункту (ДП) до контрольованого реклоузера (КР) по повітряних лініях (ПЛ) електропередачі 6 / 10кВ. Дане технічне рішення базується на застосуванні НТС-мереж на основі PLC-модемів і включає в себе

не тільки устаткування зв'язку, а й програмне забезпечення для налаштування, діагностики та управління маршрутизацією мережі.

3.2 Вибір обладнання системи телекерування

Для цілей організації каналів зв'язку з реклоузерами по ЛЕП 10 кВ застосовується модуль НТС-7075.03 [18], що розроблений і випускається підприємством НВО «НовоТестСистеми».

На стороні реклоузера підключення модуля зв'язку здійснюється за допомогою блоку узгодження, що встановлюється в лінію між корпусом живильного трансформатора 10 / 0,22кВ і пристроєм заземлення. До блоку управління реклоузера модуль підключається за допомогою інтерфейсу RS-485. Модуль може розташовуватися в окремому всепогодному корпусі, закріпленому на опорі ПЛ.

На стороні живильної підстанції модуль зв'язку підключається до лінії низької напруги (0.22 / 0.4кВ) трансформатора власних потреб. Від живильної підстанції до диспетчерського пункту можуть застосовуватися інші канали зв'язку, організовані на обладнанні НовоТестСистеми, - радіоканал, GPRS / GSM канал, оптоволокно (Ethernet), виділені телефонні лінії.

Модулі забезпечують функцію ретрансляції і маршрутизації. Сигнал до віддалених об'єктів доходить через проміжні пункти, обладнані на споживчих трансформаторних підстанціях. У разі відключення або виходу з ладу проміжного пункту система зв'язку використовує резервні маршрути.

Для передачі даних через модеми використовується протокол зв'язку НТС-мережі 1.0.

Технічні характеристики модуля НТС-7075.03 наведені в табл 3.1, а його загальний вигляд на рис. 3.1.

Модуль зв'язку (МЗ) НТС-7075-03 відноситься до каналоутворюючої апаратури і призначений для організації каналу зв'язку по повітряних лініях електропередачі 6 / 10кВ. При цьому підключення МС виробляється на «низькою» стороні (0,4 кВ), а ВЧ сигнал переходить на ПЛ через ємність між обмотками силового трансформатора. При

такому способі організації каналу зв'язку з цим не потрібне застосування дорогих високовольтних конденсаторів для підключення до ПЛ 6 / 10кВ. При проведенні монтажних робіт не потрібно відключення ПЛ.

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики модуля НТС-7075.03

Параметр	Величина параметра
Несуча частота по зовнішній лінії зв'язку	від 69 кГц до 173 кГц
Швидкість передачі даних	від 9600 бод до 24000 Бод
Чутливість приймача по зовнішній лінії зв'язку	не гірше 1 мВ
Інтерфейс локальної інформаційної мережі	RS-485
Швидкість передачі даних по локальній інформаційній мережі	4800/9600/19200 Бод
Час встановлення робочого режиму після подачі напруги живлення	не більше 1 сек
Напруга живлення	220В ± 10%
Потужність, споживана від мережі живлення	5 ВА
Середній термін служби	не менше 10 років

Рисунок 3.1 – Загальний вигляд модуля НТС-7075.03 з зовнішнім блоком узгодження приймача

Конструктивно модуль зв'язку виконаний у вигляді електронного блоку з

вбудованим блоком живлення, вбудованим блоком узгодження передавача з лінією 0,4 кВ (БУ) і зовнішнім блок узгодження приймача.

Внутрішній блок узгодження передавача встановлено на друкованій платі і підключається обмоткою $L_{св}$ через високовольтний конденсатор до контактів «А» і «С» гвинтового клемника Х1.

Трансформатор живлення модуля підключений до контактів «А» і «N».

Прийом ВЧ сигналу здійснюється на зовнішню магнітну антену (блок узгодження приймача).

Така конструкція МС дозволяє розташовувати блок узгодження приймача в місці найкращого прийому ВЧ сигналу незалежно від місця підключення МЗ до лінії 0,4 кВ. Довжина проводу від зовнішнього блоку узгодження приймача близько 3-х метрів, при необхідності його можна подовжити подібним екранованим проводом.

Елементи електронного блоку розташовуються на друкованій платі, яка розміщується між пластмасовим підставою і верхньою кришкою, скріпленими чотирма гвинтами.

Загальний вигляд реклоузера, встановленого на опорі ПЛ 10 кВ, показано на рис. 3.2.

Сигнал в ПЛ надходить через ємність між корпусом живильного трансформатора 10/0,22кВ і силовим проводом. Трансформатор ізолюється від металевих конструкцій і заземлюється за допомогою окремого провідника, що проходить через модуль зв'язку, рис. 3.2.

Модуль розташовується в окремому всепогодному корпусі в місці розташування шафи управління реклоузера**,** рис. 3.3.

Схема підключення модуля зв’язку до живлячого трансформатора реклоузера показана на рис. 3.4, а до трансформатора власних потреб РТП 35/10кВ – на рис. 3.5.

Рисунок 3.2 – Загальний вигляд реклоузера

Рисунок 3.3 – Розташування модуля зв’язку

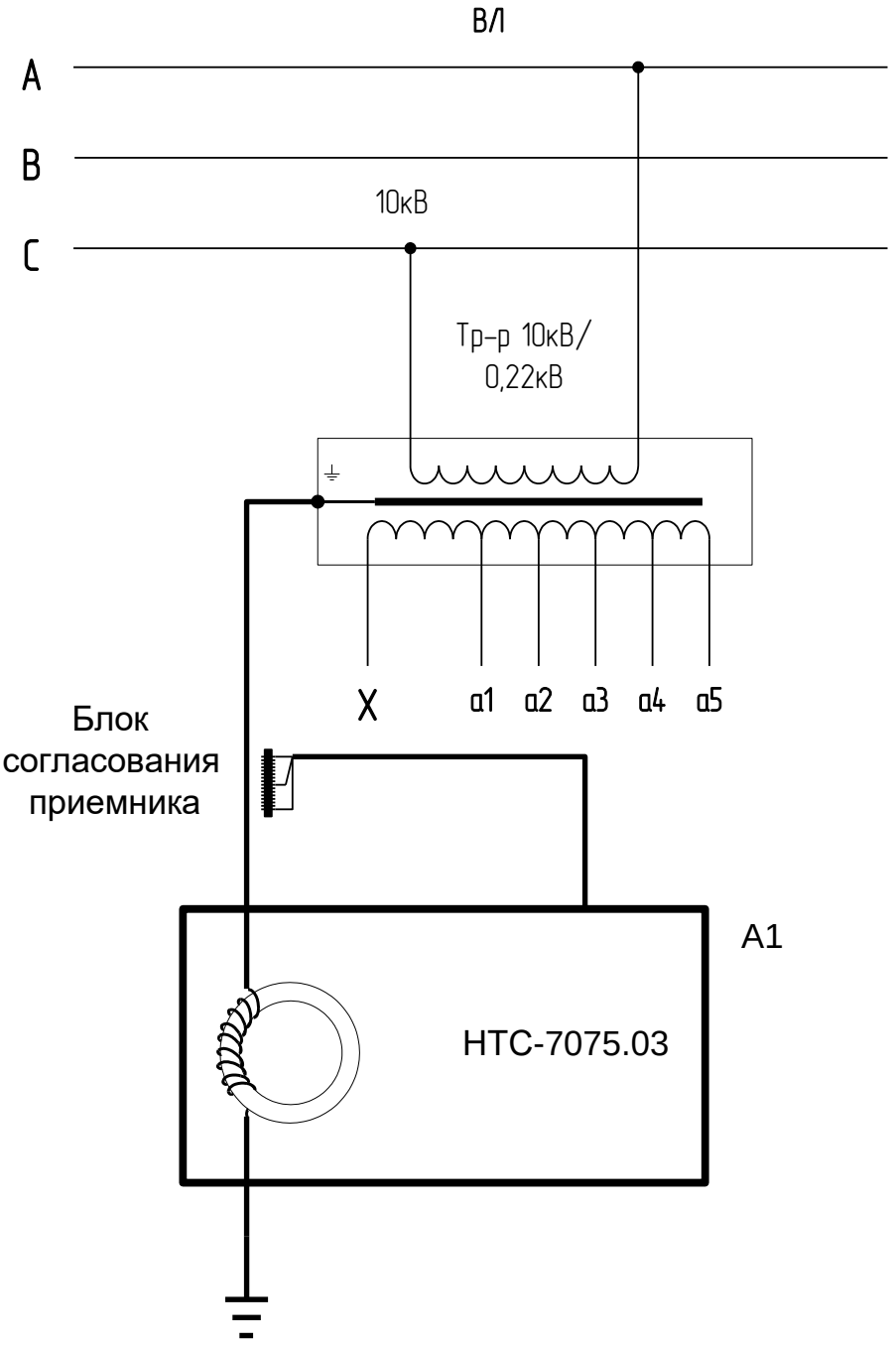


Рисунок 3.4 – Схема підключення модуля зв’язку до живлячого трансформатора реклоузера

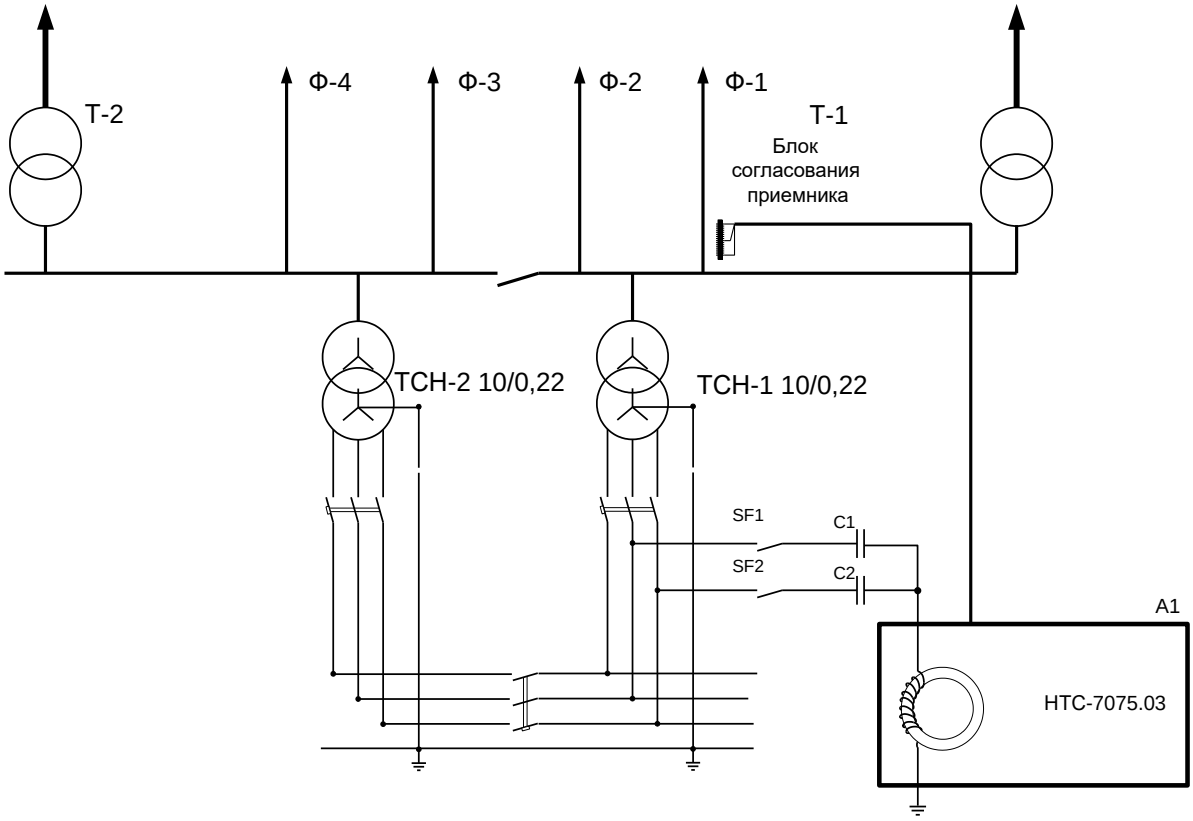


Рисунок 3.5 – Схема підключення модуля зв’язку до трансформатора власних потреб РТП 35/10 кВ

Верхній рівень системи телемеханіки реалізовано на основі програмного комплексу «Корсар» (НВО «НовоТестСистеми»). Одне з вікон даного програмного комплексу наведено на рис. 3.6.

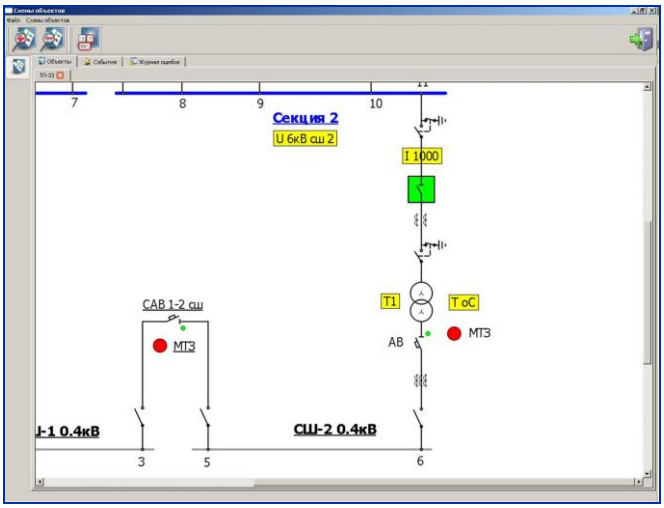


Рисунок 3.6 – Інтерфейс програмного комплексу «Корсар»

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Охорона праці оператора автоматизованого робочого місця системи телемеханізації РЕМ

Для створення безпечних умов праці оператора автоматизованого робочого місця системи телемеханізації РЕМ, яке суміщено з автоматизованим робочим місцем диспетчера РЕМ, необхідно розглянути питання охорони праці під час роботи з комп'ютерною технікою. Основним нормативним документом в цій галузі є «Державні санітарні правила і норми роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин» [19].

Правила поширюються на умови й організацію праці при роботі з візуальними дисплейними терміналами усіх типів вітчизняного та зарубіжного виробництва на основі електронно-променевих трубок, що використовуються в ЕОМ колективного використання та персональних ЕОМ. Правила призначені для запобігання несприятливої дії на працівників шкідливих факторів, які супроводжують роботу з візуальними дисплейними терміналами, пов'язаною з зоровим і нервово-емоційним напруженням, що виконується у вимушеній робочій позі при локальному напруженні верхніх кінцівок на фоні обмеженої загальної м'язової активності (гіподинамії) під впливом комплексу фізичних факторів шуму, електростатичного поля, неіонізуючих та іонізуючих електромагнітних випромінювань. Правила містять гігієнічні й ергономічні вимоги до організації робочих приміщень та робочих місць, параметрів робочого середовища, дотримання яких дасть змогу запобігти порушенням у стані здоров'я користувачів ЕОМ.

Згідно даних правил, площа на робоче місце оператора має становити не менше ніж 6,0 кв. м, а об'єм не менше ніж 20,0 куб. м. Приміщення для роботи з візуальними дисплейними терміналами повинні мати природне та штучне освітлення відповідно до СНиП II-4-79. Природне освітлення має здійснюватись через світлові прорізи, орієнтовані переважно на північ чи північний схід і

забезпечувати коефіцієнт природної освітленості не нижче ніж 1,5 %. Розраховується коефіцієнт природної освітленості за методикою, викладеною в СНиП II-4-79. Штучне освітлення в приміщеннях з робочими місцями, обладнаними візуальними дисплейними терміналами ЕОМ, має здійснюватись системою загального рівномірного освітлення. У виробничих та адміністративно-громадських приміщеннях, у разі переважної роботи з документами, допускається застосування системи комбінованого освітлення (крім системи загального освітлення, додатково встановлюються світильники місцевого освітлення). Зазначення освітлення освітленості на поверхні робочого столу в зоні розміщення документів має становити 300 - 500 лк.

Приміщення для роботи з візуальними дисплейними терміналами мають бути обладнані системами опалення, кондиціонування повітря, або припливно-витяжною вентиляцією відповідно до СНиП 2.04.05-91. Нормовані параметри мікроклімату, іонного складу повітря, вмісту шкідливих речовин мають відповідати вимогам СН 4088-86, СН 2152-80, ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.007-76, табл. 4.1, 4.2.

Таблиця 4.1 – Норми мікроклімату для приміщень з візуальними дисплейними терміналами ЕОМ

Пора року	Категорія робіт	Температура повітря, °С не більше	Відносна вологість повітря, %	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	легка-1а	22 - 24	40 - 60	0,1
	легка-1б	21 - 23	40 - 60	0,1
Теплий	легка-1а	23 - 25	40 - 60	0,1
	легка-1б	22 - 24	40 - 60	0,2

Примітка: до категорії 1а належать роботи, що виконуються сидячи і не потребують фізичного напруження, при яких витрати енергії складають до 139 Вт, до категорії 1б належать роботи, що виконуються сидячи, стоячи або пов'язані з ходінням, та супроводжуються деяким фізичним напруженням, при яких витрати енергії становлять від 140 до 174 Вт.

Таблиця 4.2 – Рівні іонізації повітря приміщень при роботі на ЕОМ

Рівні	Число іонів в 1 куб. см повітря	
	n+	n-
Мінімально необхідні	400	600
Оптимальні	1500 - 3000	3000 - 5000
Максимально допустимі	50000	50000

4.2 Розробка заходів з екології

Основний вплив електромережевих об’єктів на навколишнє середовище пов’язаний з вилученням ділянок землі під опори ПЛ та підстанціїї. Смуга землі під ПЛ у межах установленої охоронної зони не вилучається у землекористувачів і може бути використана для сільськогосподарських і інших потреб у відповідності з «Правилами охорони електричних мереж напругою понад 1000 В».

Екологічні впливи підстанцій підрозділяються на:

- впливи, кількісні параметри яких не вимагають спеціальних заходів щодо захисту, утилізації або зниження впливу на навколишнє середовище. До таких впливів відносяться витоки елегазу з елегазового устаткування при нормальній експлуатації й викиди парів (аерозолів) сірчаної кислоти з акумуляторних приміщень наприкінці заряду при первинному формуванні акумуляторних батарей;

- впливи, кількісні параметри яких вимагають заходів щодо захисту навколишнього середовища: використання земельних угідь; шумовий вплив трансформаторів, реакторів, синхронних компенсаторів і систем вентиляції; вплив напруженості електричного поля на території підстанції; побутові стоки й зливові стоки із забруднених майданчиків стоянки машин і складів нафтопродуктів; аварійний викид масла з маслонаповненого обладнання; витік нафтопродуктів з технологічного обладнання і складів.

Охорона земельних угідь, що вилучаються під будівництво підстанцій, а також прилягаючих до неї ділянок, повинна забезпечуватися наступними рішеннями:

- для будівництва підстанцій вилучаються, як правило, непридатні для використання землі й незаселені території. Допускається, у виняткових випадках,

розташування підстанцій на зрошуваних, осушених і орних землях за рішенням відповідних органів, а також на території, зайнятій чагарниками й малоцінними насадженнями.

- конструктивні й компонувальні рішення повинні забезпечувати найбільш раціональне використання відведеної під будівництво території (щільність забудови, багатоповерховість і т.п.). Щільність забудови підстанцій повинна складати: для напруги 35 кВ - 80 %, для 110-220 кВ - 75%, для 330-750 кВ – 68 %. Щільність забудови визначається у відсотках як відношення площі забудови до площі підстанції в огорожі. Площа забудови визначається як сума площ відкритих РП (у межах їх огороджень) і всіх будівель, споруд і монтажних майданчиків з урахуванням резервної площі в межах огорожі.

Слід передбачати знімання родючого шару ґрунту як під насипом, так і для вилучення. Умови зберігання й порядок використання знятого родючого шару ґрунту визначається органами, що ухвалюють рішення про вилучення земельної ділянки.

Вертикальне планування майданчика будівництва підстанції слід передбачати з максимальним ступенем збереження природнього мікрорельєфу. Поверхню майданчика під будівництво підстанції допускається підвищувати тільки у випадку погрози підтоплення паводками або штучним підпором. При розміщенні майданчика будівництва на заболоченій території із високим рівнем стояння ґрунтових вод з метою запобігання заболоченості рекомендується передбачати зниження рівня ґрунтових вод (дренаж) на майданчику будівництва.

5 ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ ВІД ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ТЕЛЕМЕХАНІЗАЦІЇ РЕМ

5.1 Визначення капітальних вкладень та поточних витрат на систему телемеханізації

Розрахунок техніко-економічних показників проекту здійснюється з метою обґрунтування доцільності його впровадження. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в систему телемеханізації РЕМ проведемо з урахуванням рекомендацій нормативних документів та діючих цін [20, 21].

Необхідно розрахувати капітальні вкладення в проект та поточні витрати на систему телемеханізації РЕМ, економічний ефект внаслідок впровадження систему телемеханізації, а також такі показники проекту як чистий інтегральний прибуток, рентабельність та строк окупності інвестицій.

Розрахунок капітальних вкладень в систему телемеханізації РЕМ проведемо за діючими цінами на обладнання та орієнтовною вартістю проектних і монтажних робіт. В розрахунках приймемо, що РЕМ вже має персональний комп'ютер диспетчера, який буде додатково використовуватись в якості сервера системи телемеханізації. Загальні капітальні витрати на створення системи телемеханізації

$$K = K_{МЗ} + K_{ДОП} + K_{ПЗ} + K_{М}, \text{ тис. грн.,} \qquad (5.1)$$

де $K_{МЗ}$ – сумарна вартість основних модулів зв'зку типу НТС-7075.03, тис. грн.;

$K_{ДОП}$ – вартість допоміжного обладнання (блоки живлення, високовольтні конденсатори), приймемо приблизно $K_{ДОП} = 0{,}5\ K_{МЗ}$, тис. грн.;

$K_{ПЗ}$ – вартість програмного забезпечення «Корсар», тис. грн.;

$K_{М}$ – витрати на проектування й монтаж системи телемеханізації, приймемо приблизно рівними вартості обладнання, $K_{М} = K_{МЗ} + K_{ДОП}$, тис. грн.

Результати розрахунку наведені в табл. 5.1.

Загальні капітальні витрати на створення системи телемеханізації

$$K = 86 + 43 + 29 + 129 = 287 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 5.1 – Розрахунок капітальних витрат на систему телемеханізації РЕМ

Складова витрат	Кількість одиниць	Вартість однієї одиниці, тис. грн.	Сумарна вартість, тис. грн.
Модулі зв'зку типу НТС-7075.03	10	8,6	86
Допоміжне обладнання (блоки живлення, високовольтні конденсатори)	–	–	43
Програмне забезпечення системи телемеханізації «Корсар»	1	29,38	29,38
Витрати на проектування та монтаж системи телемеханізації	–	–	129

Річні експлуатаційні витрати на систему телемеханізації

$$B = B_O + B_A, \text{ тис. грн.,} \quad (5.2)$$

де B_O – витрати на обслуговування системи (дрібний ремонт, витратні матеріали для оргтехніки і т.п.), тис. грн.;

B_A – амортизаційні відрахування, тис. грн.

В розрахунках річних витрат на систему телемеханізації передбачаємо, що додатковий персонал для експлуатації системи залучатись не буде.

Величину витрат на обслуговування системи телемеханізації та амортизаційних відрахувань приймемо відповідно у розмірі 0,5 % та 12,5 % від первинних капітальних вкладень

$$B_O = \frac{p_O}{100} K = \frac{0,5}{100} \cdot 287 = 1,4 \text{ тис. грн.,} \quad (5.3)$$

$$B_A = \frac{p_A}{100} K = \frac{12,5}{100} \cdot 287 = 35,9 \text{ тис. грн.} \quad (5.4)$$

Отже

$$B = 1{,}4 + 35{,}9 = 37{,}3 \text{ тис. грн.}$$

5.2 Економічний ефект від впровадження системи телемеханізації

Економічний ефект від впровадження системи телемеханізації забезпечується за рахунок:

- зменшення тривалості ліквідації аварії та скорочення кількості відключень споживачів;
- нормалізації рівнів напруги та підвищення якості електроенергії;
- зниження втрат в мережах;
- вирівнювання графіків навантаження;
- скорочення експлуатаційних витрат за рахунок скорочення числа оперативних бригад та витрат на ремонт мереж;
- скорочення витрат в неоптимальний розвиток мереж.

Крім ефекту, впровадження системи телемеханізації РЕМ дозволяє отримати якісний ефект у вигляді:

- підвищення безпеки обслуговування електричних мереж;
- підвищення точності керуючих впливів на обладнання і підлеглий персонал;
- підвищення культури експлуатації електричних мереж;
- впорядкування і полегшення процесу управління;
- поліпшення якості обслуговування споживачів і поставок електроенергії за рахунок прискорення подання послуг споживачам і прискорення відповідей на їхні запити.

Величина економічного ефекту від впровадження системи телемеханізації РЕМ зазвичай складає 1÷3 % від вартості послуг з розподілу електричної енергії споживачам РЕМ. Приймемо, що впровадження системи телемеханізації дозволяє

отримати економічний ефект у розмірі 1 % від вартості послуг з розподілу електричної енергії. Вартість цих послуг (річний дохід РЕМ)

$$Д=0{,}001 \cdot P_{РТПд} \cdot T \cdot Ц_{роз}, \text{ тис. грн.,} \quad (5.5)$$

де T – число годин використання максимуму навантаження, приймаємо $T = 3200$ год.

$Ц_{роз.}$ – тариф на розподіл електричної енергії (без ПДВ) $Ц_{вих.} = 0{,}82039$ грн./кВт·год.

$$Д = 0{,}001 \cdot 3644 \cdot 3200 \cdot 0{,}82039 = 9566 \text{ тис. грн.,}$$

Отже, економічний ефект складе

$$E_{еф.} = 0{,}01 \cdot Д, \text{ тис. грн.,} \quad (5.6)$$

$$E_{еф.} = 0{,}01 \cdot 9566 = 96 \text{ тис. грн.}$$

Чистий інтегральний прибуток [21]

$$П_{дс} = \frac{1}{E} \cdot E_{еф.} - K, \text{ тис. грн.,} \quad (5.7)$$

де E – реальна норма дисконту, E=0,1 [21].

$$П_{дс} = \frac{1}{0{,}1} \cdot 96 - 287 = 673 \text{ тис. грн.}$$

Рентабельність інвестицій

$$R_i = \frac{E_{еф.}}{K}, \quad (5.8)$$

$$R_i = \frac{96}{287} = 0{,}33.$$

Строк окупності інвестицій

$$T_{ок.} = \frac{1}{R_i}, \tag{5.9}$$

$$T_{ок.} = \frac{1}{0{,}33} = 3 \text{ роки}.$$

Результати розрахунків заносимо до табл. 5.2.

Як видно з результатів розрахунку, впровадження системи телемеханізації РЕМ характеризується загальною ефективністю інвестицій, оскільки їх рентабельність R_i =0,33 > E=0,1. Проект також має суттєвий інтегральний прибуток ($П_{дс}$ = 673 тис. грн.), тому може бути прийнятий до реалізації.

Таблиця 5.2 – Основні техніко-економічні показники проекту впровадження системи телемеханізації РЕМ

Показник	Значення показника
Капітальні витрати на створення системи телемеханізації РЕМ, тис. грн.	287
Річні експлуатаційні витрати на систему, тис. грн.	37,3
Економічний ефект від впровадження системи телемеханізації, тис. грн.	96
Чистий інтегральний прибуток від впровадження системи телемеханізації, тис. грн.	673
Рентабельність інвестицій , %	33
Строк окупності інвестицій, років	3

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Вид-во «Форт», 2017. – 736 с.

2. Проектування електричних мереж напругою 0,4–110 кВ. Рекомендації : ГІД 34.20.178:2005. – К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2005. – 43 с.

3. Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему «Розробка (реконструкція) системи електропостачання споживачів АПК сільськогосподарського адміністративного району (частини району)» / М.І. Гончар – Харків: ХНТУСГ ім. Петра Василенка, 2005. – 114 с.

4. АРТА 674152.001 РЕ Вимикачі вакуумні серії ВВ/TEL

5. АРТА 674361.103 ТО Обмежувачі перенапруг серії TEL. Технічний опис та посібник із застосування.

6. Реле максимального струму РС 80М2, РС 80М3. Технічний опис та інструкція з експлуатації. 01489517.003 ТО

7. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навча-льний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електроме-ханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

8. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.

9. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Понижуюча під-станція 110/10 кВ» /Воропай В. Г., Гаража В. М., Перепечений О.Т. 2002. – 46 с.

10. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.

11. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. / М. С. Сегеда - Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2009. – 488 с.

12. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: навчальний посібник. / Ю. Ф. Романюк – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 272 с.

13. Nagsarkar T. K. Power system analysis: 2nd edn. / T. K. Nagsarkar, M. S. Sukhija – Oxford: Oxford University Press, 2014. – 726 p.

14. Вакуумний реклоузер РВА/ТЕЛ-10-12.5/630У1. Інструкція з експлуатації. АРТА 674153.101РЕ. – Компанія «Таврида Електрик». – 113 с.

15. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі.