

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

**магістр**

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Розробка технічних заходів для забезпечення надійного функціонування трансформаторної підстанції 35/10 кВ**

Виконав(ла): студент(ка) II курсу, групи ЕЕд-2  
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

\_\_\_\_\_ Кукуруза А. О.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_ Бабюк С. М.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль \_\_\_\_\_ Вакуленко О. О.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ Тарасенко М. Г.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет Центр перепідготовки та післядипломної освіти  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 05 » вересня 2022 р.

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня магістр  
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

студенту Кукурузі Анатолію Олеговичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка технічних заходів для забезпечення надійного функціонування трансформаторної підстанції 35/10 кВ

Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 26 » серпня 2022 року № 4/7-717

2. Термін подання студентом завершеної роботи 20 грудня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи Електрично-принципова схема підстанції; технічна документація із діючої електричної частини трансформаторної підстанції; графіки навантаження підстанції; значення активних та реактивних опорів живлячої мережі.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

Діюча однолінійна схема підстанції 35/10 кВ.

Добові навантаження ПС в графічній формі.

Розрахункова схема і схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Однолінійна схема ПС 35/10 кВ після реконструкції

Схема релейного захисту силових трансформаторів ПС 35/10 кВ після реконструкції

Схема релейного захисту відходящих ліній 10 кВ

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
Безпека в надзвичайних ситааціях			

7. Дата видачі завдання 05 вересня 2022 року

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.09.2022	
2	Аналітичний розділ	01.10.2022	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.11.2022	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.12.2022	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	15.12.2022	
6	Висновки	15.12.2022	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2022	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2022	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Кукуруза А. О.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Бабюк С. М.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Кукуруза А. О. Розробка технічних заходів для забезпечення надійного функціонування трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Стор.– 69; рис. 10; табл. - 12; слайдів - \_\_; джерел - 27 додатків - \_.

В даній роботі здійснено розробку технічних заходів для забезпечення надійного функціонування трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

Мета роботи полягає в структурному аналізі електричної частини ПС 35/10 кВ, виявленні критично важливих і інших недоліків; розробці пропозицій щодо її реконструкції для забезпечення належного функціонування.

Проведений аналіз діючої електричної схеми ПС і діючого електрообладнання, розроблено заходи із реконструкції ПС. Для заміни технологічно застарілого і зношеного обладнання вибрані нові сучасні аналоги. Проведені розрахунки робочих режимів і струмів короткого замикання. Проведена перевірка вибраного обладнання за допустимими параметрами.

Розглянуті питання реконструкції релейного захисту і автоматики. Для заміни, діючої застарілих і зношених пристроїв РЗА вибрані сучасні мікропроцесорні термінали, розраховані вставки захистів.

Перелік ключових слів: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.

## ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Підвищення якості енергії у системах електропостачання споживачів	9
1.2 Підвищення надійності електропостачання користувачів застосуванням сучасних технічних рішень	10
1.3 Висновки до розділу 1	17
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	18
2.1 Аналіз діючої електричної частини ПС 35/10 кВ, залишкового ресурсу і міри зносу електрообладнання	18
2.2 Обґрунтування реконструкції електричної частини ПС 35/10 кВ	20
2.3 Визначення розрахункових навантажень електричної частини ПС 35/10 кВ.	22
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання	25
2.3 Висновки до розділу 2	30
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	31
3.1 Розрахунок і вибір основного електрообладнання	31
3.1.1 Вибір високовольтних вимикачів	31
3.1.2 Вибір роз'єднувачів і обмежувачів перенапруження	33
3.1.3 Вибір і перевірка трансформаторів струму і напруги	34
3.1.4 Вибір і перевірка ізоляторів	37
3.1.5 Вибір трансформаторів власних потреб	38
3.1.6 Вибір обладнання КРП	39
3.2 Реконструкція релейного захисту і автоматики	41
3.2.1 Мікропроцесорний релейний захист силових трансформаторів	41
3.2.2 Мікропроцесорний релейний захист відходящих ліній 10 кВ	46
3.3 Автоматика, керування, сигналізації, вимірювання та облік електроенергії на підстанції	48

	5
3.3.1 Система збору інформації для АСДУ	49
3.3.2 Телесигналізація	52
3.3.3 Телевимірювання	53
3.3.4 Телеуправління	53
3.3.5 Система збору інформації для управління системами релейного захисту та автоматики	54
3.3.6 Система збору інформації АСКОЕ	54
3.4 Висновки до розділу 3	55
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	57
4.1 Безпека праці електромонтера по обслуговуванню трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів	57
4.2 Заходи безпеки при обслуговуванні електроустановок	61
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	65
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	66

## ВСТУП

Понижувальні трансформаторні підстанції (ПС) є ключовими об'єктами в електроенергетичних мережах і системах електропостачання міст і житлових районів, усіх сучасних промислових підприємств. Забезпечення надійної і безаварійної роботи електричної частини ПС неможливе без проведення своєчасної реконструкції, проведення якої може бути викликане зносом діючого електрообладнання, його технологічним застаріванням і невідповідністю техніко-експлуатаційних характеристик сучасним вимогам, зміною величини і характеру навантажень споживачів, а також рядом інших чинників. Якщо вчасно не провести реконструкцію електричної частини, то збільшується ризик виникнення аварійних ситуацій, що відгукнеться недоотпуском електроенергії споживачам, подальшим економічним збитком і іншими негативними наслідками [1].

### **Актуальність проблеми.**

Актуальність теми полягає в тому, що на сьогоднішній день електрообладнання електричної частини більшості діючих трансформаторних підстанцій має високу міру зносу і технологічно застаріло. Енергопостачальні організації несуть додаткові витрати на експлуатацію, ремонт і обслуговування діючого електрообладнання, також спостерігаються порушення технологічних процесів зважаючи на недовідпуск електричної енергії споживачам.

Вигоду від реконструкції діючих підстанцій важко переоцінити. Заміна старого електрообладнання дає можливість при мінімумі витрат:

- підвищити продуктивність, надійність роботи електрообладнання;
- покращити якість електропостачання;
- збільшити термін експлуатації обладнання;
- зменшити забруднення довкілля;
- підключити додаткових споживачів енергії;
- комплексно впровадити систему релейного захисту та автоматики;
- вести якісний облік та контроль енерговитрат.

Модернізація електричних підстанцій передбачає заміну високовольтного обладнання: вимикачі, роз'єднувачі, ізолятори, трансформатори струму та напруги, обмежувачі перенапруги та ін.

Пріоритетним напрямом внутрішньої політики України є підвищення ефективності споживання енергоресурсів [2]. У комунально-побутовому секторі основна увага приділяється встановленню енергозберігаючих ламп у місцях загального користування, обладнаних датчиками руху. Не оминає і якість електроенергії, що постачається - згідно зі статистикою 55% споживачів отримують електроенергію, яка не відповідає показникам державного стандарту. В даний час активно розвивається програма з «цифровізації» електричних мереж, яка має на увазі під собою модернізацію наявних мереж, з використанням інтелектуальних пристроїв, що дозволяють фіксувати показники якості електричної мережі та порівнювати з еталонними показниками. Документально, принципи моніторингу електроенергії не підтверджено, є лише стандарт, за яким показники електричних мереж необхідно аналізувати двічі на рік. Метою роботи є побудова моделі систем моніторингу для підвищення якості енергії у системах електропостачання.

#### **Мета і завдання дослідження.**

Основною метою роботи є проведення структурного аналізу електричної частини ПС 35/10 кВ, виявленні критично важливих і інших недоліків; розробці пропозицій щодо її реконструкції для забезпечення належного функціонування.

Поставлена в роботі мета вимагає вирішення наступних задач:

- аналіз шляхів підвищення надійності електропостачання користувачів із застосуванням сучасних технічних рішень;
- аналіз технічної документації діючої електричної частини ПС;
- визначення розрахункових навантажень електричної частини ПС;
- розрахунок струмів короткого замикання в ключових точках електричної мережі;
- розробка пропозицій щодо реконструкції електричної частини ПС, включаючи релейний захист і автоматику.



**Об’єкт дослідження** – розподільча мережа трансформаторної підстанції.

**Предмет дослідження** – технічні заходи для забезпечення надійного функціонування трансформаторної підстанції.

**Наукова новизна отриманих результатів.**

– Дістало подальший розвиток аналіз, розробка, а також впровадження технічних заходів для забезпечення надійного функціонування трансформаторної підстанції.

**Практичне значення отриманих результатів.**

Впровадження запропонованих заходів забезпечення надійного функціонування трансформаторної підстанції, а саме заміна зношеного та застарілого обладнання, зменшить кількість аварій, а також дозволить зменшити недовідпуск електроенергії споживачам.

**Апробація.**

Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на XI Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» 7 - 8 грудня 2022 р., на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

**Структура роботи.** Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (27 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 69 сторінок.

## 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Підвищення якості енергії у системах електропостачання споживачів

В даний час гостро стоїть питання якості електроенергії, що постачається, як приватними постачальниками, так і державними організаціями. Якість електричної енергії позначається на роботі електроприладів та інших споживачів електроенергії.

Для регулювання якості електроенергії, що поставляється, використовується державний стандарт ДСТУ EN 50160:2014 [3]. Цей стандарт визначає нормативні показники якості електроенергії та можливі відхилення від них. Відповідно до стандарту відхилення напруги не повинні перевищувати 10 % від номінального показника напруги.

Найчастіше ці показники постачальниками не виконуються, особливо це можна відзначити в зимовий період, коли навантаження на трансформаторні підстанції навіть за умови перемикання на низькі обмотки трансформатора максимальне. Багато мешканців використовують електричні нагрівачі для підтримання будинку нормальної температури, а також знижується світловий день та активно починає використовуватися освітлення та інші прилади електроспоживання. Це збільшує навантаження на електричні мережі, що сприяє їх нагріванню та збільшенню втрат електроенергії. Потрібно відзначити той факт, що повітряні лінії та підведення до будинку застарілого алюмінієвого типу, що також збільшує втрати електроенергії під час транспортування.

Важливим показником також є нерівномірний розподіл споживання за вступними фазами всередині будинку. Наприклад, мешканці одного під'їзду навантажують одну фазу та відчувають помітний провал напруги. Насамперед, це відзначається зниженням яскравості ламп освітлення незалежно від їхньої конструкції (світлодіодні лампи, лампи розжарювання тощо). У той же час інші жителі не використовують навантаження, що надходить по максимуму, і їх фаза

залишається ненавантаженою, що також позначається на роботі електроприладів. Насамперед, таке нерівномірне навантаження тягне за собою перегрів нульового провідника та його подальше «відгоряння» з перекосом фаз. Через перекося фаз у жителів виникає підвищена напруга, яка може бути перевищена більш ніж на 50% допустимого показника, що загрожує псуванням електроприладів споживачів.

## **1.2 Підвищення надійності електропостачання користувачів застосуванням сучасних технічних рішень**

Модернізація діючих виробництв та введення нових, а також подальший розвиток галузей економіки призводять до поступового збільшення споживання електроенергії, що, у свою чергу, веде до потреби у збільшенні довжини та обсягу розподільчої електричної мережі.

Основним завданням при експлуатації розподільчої електричної мережі є забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів за найменших матеріальних, трудових та грошових витрат.

В даний час у всьому світі компанії, що відповідають за розподіл електричної енергії, докладають максимальних зусиль над вирішенням проблеми перебоїв у роботі електричної мережі. Енергозбутові та енергопостачальні компанії вимірюють індекси надійності IEEE (Інститут інженерів з електротехніки та радіоелектроніки). Цими індексами є:

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) - це індекс, що вказує на середню частоту відключень в енергосистемі. Він показує, як часто споживачі відчувають перерву в електропостачанні за певний відрізок часу.

Згідно з міжнародним стандартом 1366 IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, математично індекс може бути описаний як [4]:

Для розрахунку індексу використовується таке рівняння:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_t}$$

де  $i$  – число перерв, від 1 до  $n$ ;

$N_i$  – число споживачів у системі, де була перерва в електропостачанні ( $i$ );

$N_t$  – загальна кількість споживачів у системі.

SAIFI вимірюється у кількості відключень на споживача. Електророзподільні компанії та національні регулюючі органи надають показники SAIFI за календарний рік. При розрахунках показників SAIFI повинні враховуватись планові та позапланові відключення, а також відключення для скидання пікових навантажень. Країна не може отримати бали за цим індексом, якщо перебої та відключення є занадто частими або занадто тривалими, щоб вважати таке електропостачання надійним.

Підвищення надійності електропостачання споживачів вирішується підприємствами електричних мереж за допомогою наступних заходів: технічного обслуговування, капітальних та поточних ремонтів, своєчасною ліквідацією пошкоджень, виконання планів реконструкції та розвитку мережі.

В Україні гостро стоїть питання реконструкції та модернізації мереж електропостачання. Внаслідок того, що велика кількість обладнання має моральне та фізичне зношування система електропостачання перестає задовольняти вимогам, які до неї пред'являються. За всіх складнощів економічного плану цілеспрямовано ведуться роботи з:

- продовженню терміну служби та підтримці у працездатному стані чинного обладнання, заміні ненадійного та, що вийшов з ладу;
- заміні обладнання, яке відпрацювало свій ресурс, на обладнання з покращеними характеристиками, малими витратами на експлуатацію, збільшеною надійністю; заміні масляних, вимикачів 10 - 35 кВ на вакуумні та елегазові;
- застосування силових трансформаторів зі зниженими втратами холостого ходу;

Рішення низки технічних завдань вдається реалізувати через модернізацію основних фондів під час проведення реконструкції підстанціях (ПС) і електричних мережах. Кількість ПС 35/10 кВ у розподільчих

електричних мережах багато і від їхньої працездатності залежить надійність електропостачання споживачів. Слід зазначити, що з таких об'єктів, як ПС 35/10 кВ, застосовується своя архітектура, що відрізняється від архітектур, розроблених об'єктів магістральних мереж. Враховуючи велику кількість такого типу ПС для масового застосування, необхідні прості та недорогі технічні рішення з прийнятним використанням нових технологій. На практиці мають пропонуватись такі технічні рішення, які зможуть підвищити надійність, покращити експлуатаційні характеристики, знизити капітальні та операційні витрати [5].

Аналіз світового досвіду модернізації енергетичних систем дозволив дійти невтішного висновку, що найбільш оптимальним технічним рішенням зазначеної проблеми є застосування мікропроцесорних терміналів з ділильною автоматикою (ДА). Мікропроцесорні термінали – це сучасні цифрові пристрої захисту, управління та протиаварійної автоматики, вони є комбінованими багатофункціональними пристроями, що поєднують різні функції захисту, вимірювання, контролю, місцевого та дистанційного управління. Їх сучасна аналогоцифрова та мікропроцесорна елементна база забезпечує високу точність вимірювань та сталість характеристик, що суттєво підвищує чутливість та швидкодію захистів, а так само зменшує ступені селективності.

Схема на базі мікропроцесорних терміналів на однотипній двотрансформаторній підстанції (ПС 35/10 кВ) представлена на рис 1.1 У даному варіанті пристрій релейного захисту, автоматики, вимірювань та сигналізації виконані на основі електромеханічних реле та мікропроцесорних терміналів [6]. Дане технічне рішення дозволяє організувати автоматичне включення резерву (АВР) трансформаторів з ДА на стороні 10 кВ, що забезпечує надійне та безперебійне електропостачання відповідальних споживачів. Апаратура розташована в релейних відсіках комплектного розподільного пристрою зовнішньої установки (КРПЗ-10 кВ) та в шафах на відкритому розподільчому пристрої (ВРП-35 кВ).

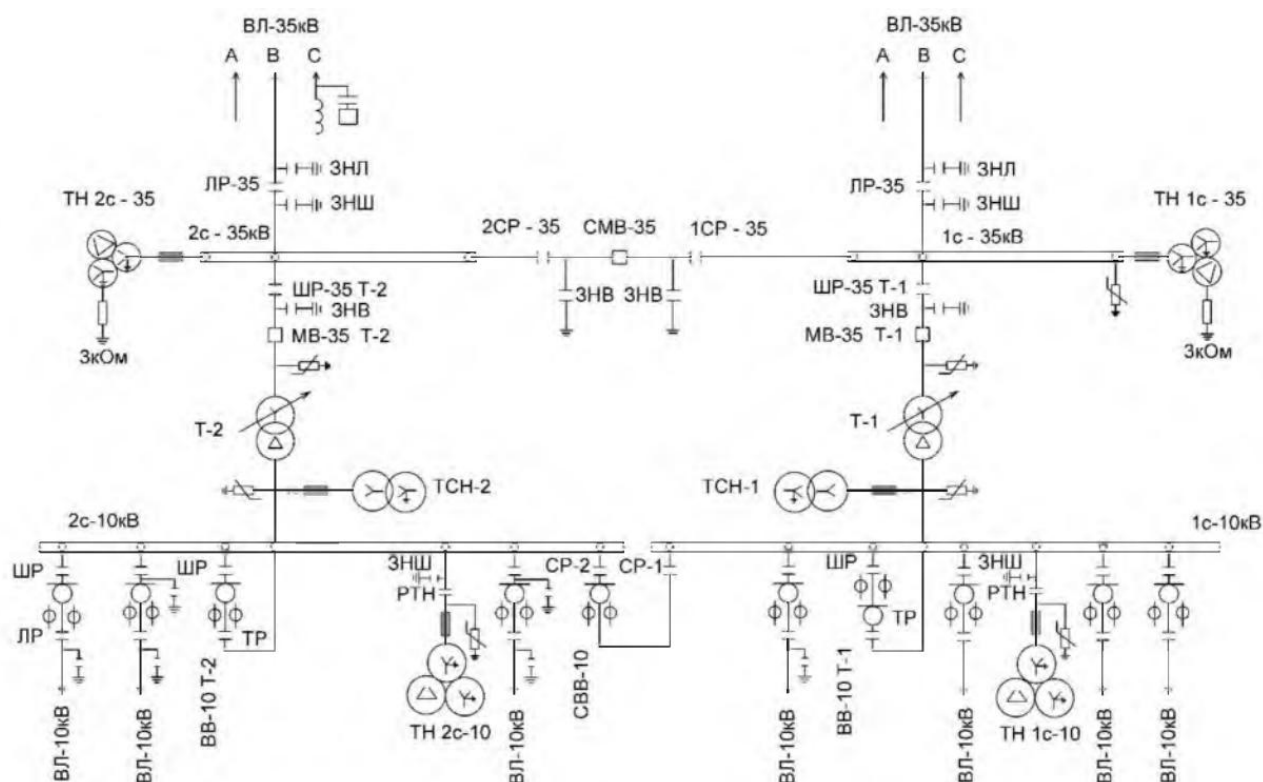


Рисунок 1.1 – Схема однотипної двотрансформаторної ПС 35/10 кВ на базі мікропроцесорних терміналів

Лінії 10 кВ обладнані такими пристроями захисту та автоматики:

1. Струмова відсічка. Є основним захистом лінії, що діє при міжфазних к. з. на вимкання вакуумного вимикача 10 кВ (ВВ-10 кВ) лінії. Захищає лише частину лінії. Підключена до трансформатора струму 10 кВ (ТТ-10 кВ) комірки ВВ-10 кВ лінії. При відключенні ВВ-10 кВ від струмового відсікання блокується робота автоматичного повторного включення (АПВ).
2. Максимальний струмовий захист. Є основним захистом лінії та резервує захисту трансформаторів 10/0.4 кВ, підключених до цієї лінії. Діє при міжфазних к. з. на відключення ВВ-10 кВ лінії. Підключена до ТТ-10 кВ комірки ВВ-10 кВ лінії.
3. Автоматичне повторне увімкнення. Після аварійного відключення лінії через встановлену витримку часу відбувається одноразове автоматичне включення лінії до роботи.
4. Керування. Керування ВВ-10 кВ здійснюється дистанційно за допомогою розеток керування, розташованих на дверях релейного відсіку

комірки, відключення вимикача можливе також за допомогою кнопки аварійного відключення, розташованої у релейному відсіку. Положення вимикача контролюється за сигнальними лампами в релейному відсіку комірки (червона - включено, зелена - відключено) або за механічним покажчиком, розташованим у приводі.

5. Вимірювання та облік. Контроль навантаження на лінії здійснюється за амперметром, розташованим у релейному відсіку осередку ВВ-10 кВ. Облік електроенергії здійснюється лічильником активної енергії, розташованим у релейному відсіку осередку ВР-10 кВ.

Слід зазначити, що в мікропроцесорних терміналах захист від підвищення струму може мати 4 ступені з незалежною або залежною часовою струмової характеристикою. Всі щаблі з незалежною частотою частки функціонально схожі і мають характеристики вказані в посібнику з експлуатації.

При виборі захисту із залежною від струму витримкою часу час спрацьовування  $t_{спр}$ . мс, визначають за такою формулою:

$$t_{спр} = \frac{k}{\frac{I_{вх}}{I_{спр}} - 0,6} \cdot 10,$$

де  $k$  – коефіцієнт, що характеризує вид залежної характеристики;

$I_{вх}$  – вхідний фазний струм пристрою;

$I_{спр}$  - величина струму уставки залежного від струму ступеня максимального струмового захисту (МСЗ).

Зазвичай діапазон уставок коефіцієнта лежить в межах від 0 до 4000, дискретність установки 1.

На рис. 1.2 представлена частотова характеристика з різними значеннями коефіцієнта.

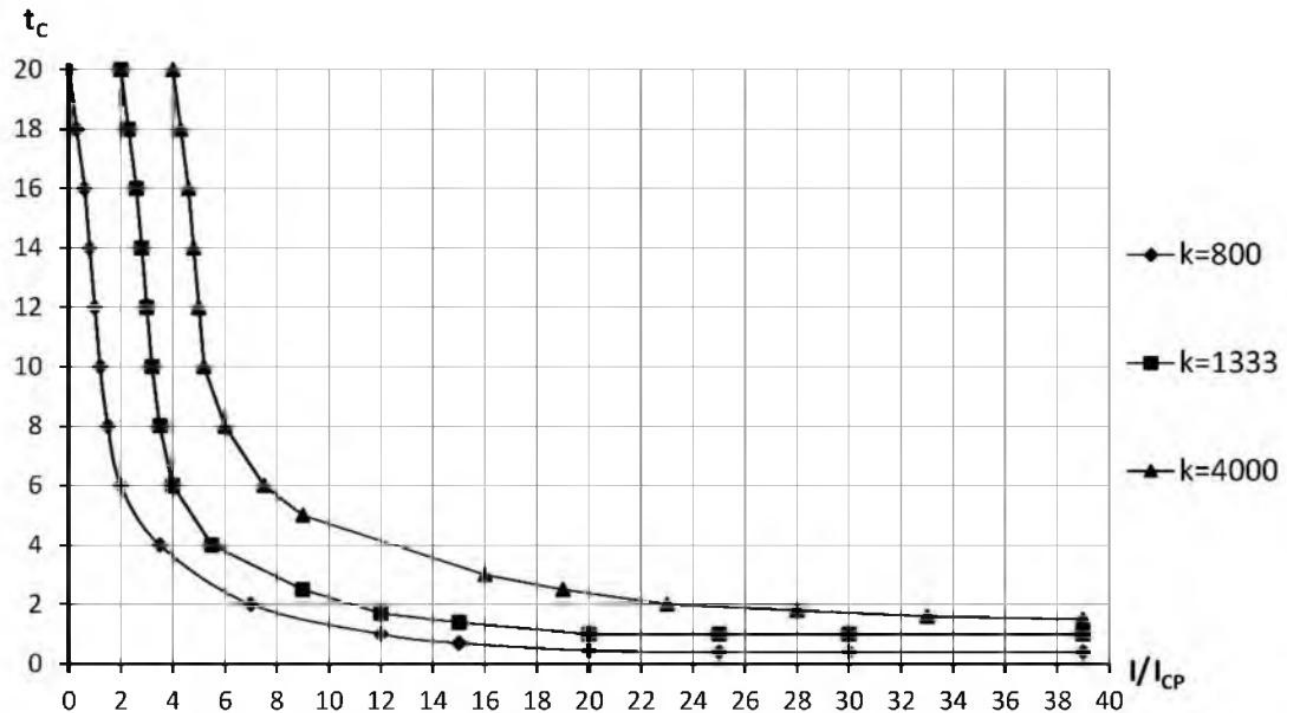


Рисунок 1.2 – Залежна частотова характеристика

Слід враховувати, якщо захист встановлюється на послідовних ділянках лінії електропередачі (ЛЕП) (рис. 1.3), то вибір частотної характеристики визначення коефіцієнта до здійснюється за принципом селективної роботи захисту суміжних ділянок з урахуванням напрямку.

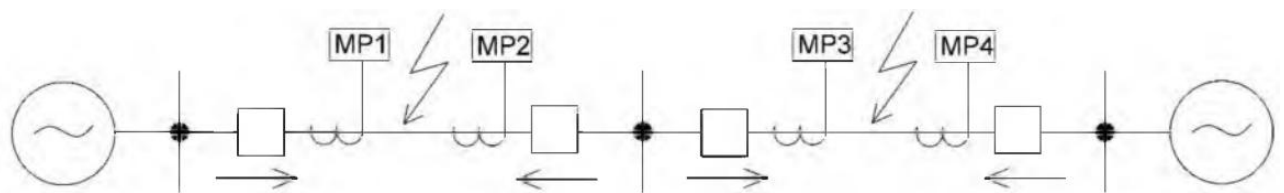


Рисунок 1.3 –Вибір залежної характеристики суміжних ділянок

Залежна характеристика захисту мікропроцесорного реле (MP) вибирається таким чином, що час її спрацювання було на ступінь селективності більше часу спрацювання захисту MP3. Отже, згідно (рисунку 3) ступінь залежної характеристики захисту ділянки MP 1 повинна бути розташована вище за ступінь залежної характеристики захисту ділянки MP3 [4].



АВР Т-1 у цьому технічному рішенні так само виконано на базі мікропроцесорного терміналу ВВ-10 кВ Т-2 у вільно-програмованій логіці. На термінал підводяться контрольовані напруги від трансформатора напруги 10 кВ (ТН-10 кВ) 2с ( $U_a$ ,  $U_b$ ,  $U_c$ ) та ТН-35 кВ 2с (Цав), струмові кола ВВ-10 кВ Т-2, секційний вимикач (повітряний) 10 кВ (СВВ-10 кВ), положення ВВ-10 кВ Т-2, СВВ-10 кВ, ВВ-10 кВ Т-1, МВ-35 кВ Т-1.

Терміналом також контролюється цілісність ланцюгів включення від АВР МВ-35 кВ Т-1 та ВВ-10 кВ Т-1, ланцюгів відключення ВВ-10 кВ Т-2 та СВВ-10 кВ.

АВР Т-1 працює у таких випадках:

1. При зниженні напруги нижче заданої уставкою захист мінімальної напруги (ЗМН) Т-2 рівня на ТН-35 кВ 2с та ТН-10 кВ 2с з витримкою часу видається команда на відключення ВВ-10 кВ Т-2, на терміналі загоряється світлодіод VD3 «ЗМН ». Одночасно з командою відключення ВВ-10 кВ Т-2 одноразово видається команда включення до ланцюга включення масляного вимикача 35 кВ (МВ-35 кВ) Т-1 і через 2 секунди за умови, що ВВ-10 кВ Т-2 відключився, одноразово видається команда на включення ВВ-10 кВ Т-1.

2. При проходженні на термінал МР ВВ-10 кВ Т-2 сигналу від захисту Т-2 (відключення МВ-35 кВ при цьому на терміналі загоряється світлодіод VD3 «Відмк. від з-т Т-2») та одночасному зникненні напруги на ТН- 10 кВ 2с одноразово видається команда на включення МВ-35 кВ Т-1 і через 2 секунди за умови, що ВВ-10 кВ Т-2 відключився, одноразово видається команда на включення ВВ-10 кВ Т-1.

3. При відключенні ВВ-10 кВ Т-2 від МТЗ, за умови, що струм КЗ не протікав через СВВ-10 кВ і одночасного зниження напруги на 2с-10 кВ або появі в напрузі 2с-10 кВ складової зворотної послідовності. Одноразово видається команда на відключення СВВ-10 кВ ланцюг відключення СВВ-10 кВ від АВР Т-1, одночасно з цим одноразово видається команда на включення МВ-35 кВ Т-1 і через 2 секунди за умови, що СВВ-10 кВ відключився, одноразово видається команда включення ВВ-10 кВ Т-1.

Додатково до логіки АВР виконано ділильну автоматику ТАК, що забезпечує збереження живлення 2 секції при пошкодженні на 1 секції 10 кВ. Робота ТАК незалежно від оперативного стану АВР Т-1 працює наступним чином: при виникненні короткого замикання (КЗ) на 1 с-10 кВ або відмові захисту приєднань 1 с-10 кВ (струм КЗ на 1с-10 кВ контролюється за струмовими ланцюгами СВВ -10 кВ, заведеним на термінал захисту ВВ-10 кВ Т-2 від МТЗ-10 кВ відключається ВВ-10 кВ Т-2 з контролем зниження напруги на 2с-10 кВ або появі в напрузі 2с-10 кВ складової зворотної послідовності одночасно з ВВ-10 кВ Т-2 відключається СВВ-10 кВ.. За фактом відключеного положення СВВ-10 кВ одноразово автоматично повторно включається ВВ-10 кВ Т-2. .

### **1.3 Висновки до розділу 1**

В даному розділі розглянуто питання підвищення якості енергії у системах електропостачання споживачів. Також розглянуто питання розробки шляхів підвищення надійності електропостачання користувачів із застосуванням сучасних технічних рішень.

Розглядаючи питання застосування сучасних технічних рішень на основі мікропроцесорних комбінованих пристроїв, можна зробити висновок, що дані пристрої дозволяють значно підвищити надійність електропостачання споживачів за рахунок високої точності вимірювань, чутливості та швидкодії захисту.

## 2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Аналіз діючої електричної частини ПС 35/10 кВ, залишкового ресурсу і міри зносу електрообладнання

Підстанція (ПС) 35/10 кВ введена в експлуатацію в 1981 році. Підстанція живить по двох ПЛ 35 кВ: двоколові відпаювання від ПЛ 35 кВ ПС /110/35/10 кВ «Центральна» та ПС-1 110/35/6 кВ, марка дротів АС- 120/19, довжина ПЛ 1,5 км. До складу навантаження входять розподільні ТП 10/0,4 кВ: ТП- 66, ТП- 71, ТП- 650 і ТП- 573. До складу навантаження ТП- 650 входять споживачі 1, 2 і 3 категорій надійності електропостачання, тому вона живиться від двох фідерів 10 кВ по двоколовій кабельній лінії. Для своєчасного введення резерву живлення передбачено АВР на основі електромеханічних реле. До складу навантаження ТП- 66, ТП- 71 і ТП- 573 входять споживачі тільки 3 категорії надійності електропостачання, тому вони живляться по одноколових кабельних лініях, від окремих фідерів 10 кВ [6].

Діюча однолінійна схема ПС- 35/10 кВ представлена на рис 2.1.

Основна частина електрообладнання експлуатується з моменту введення ПС в роботу в 1981 році. Частина обладнання експлуатується з 2014 року: роз'єднувачі 35 кВ; короткозамикачі 35 кВ; трансформатори напруги (ТН) 35 кВ; трансформатори струму нульової послідовності (ТСНП) 10 кВ; запобіжники 35 кВ; ізолятори 35 кВ.

Провівши аналіз діючого електрообладнання, можна відмітити, що технологічно застаріли:

- масляні вимикачі;
- вентильні розрядники;
- трансформатори власних потреб (ТВП).

Вимагається забезпечити належний рівень захисту від перенапружень і безпеки проведення робіт по ремонту і обслуговуванню обладнання фідерів відходящих ліній 10 кВ [5, 7, 12]. Для цього необхідно встановити додаткові

ОПН і роз'єднувачі із заземленням. Також установка додаткових ОПН поліпшить умови комутації при відключенні навантаження вимикачами 10 кВ зважаючи на обмеження струмів самоіндукції [12]. Заміна ТВП на нові, енергоефективної марки, герметичні, такі, що не обслуговують, дозволить скоротити втрати електроенергії в ТВП і техніко-експлуатаційні витрати.

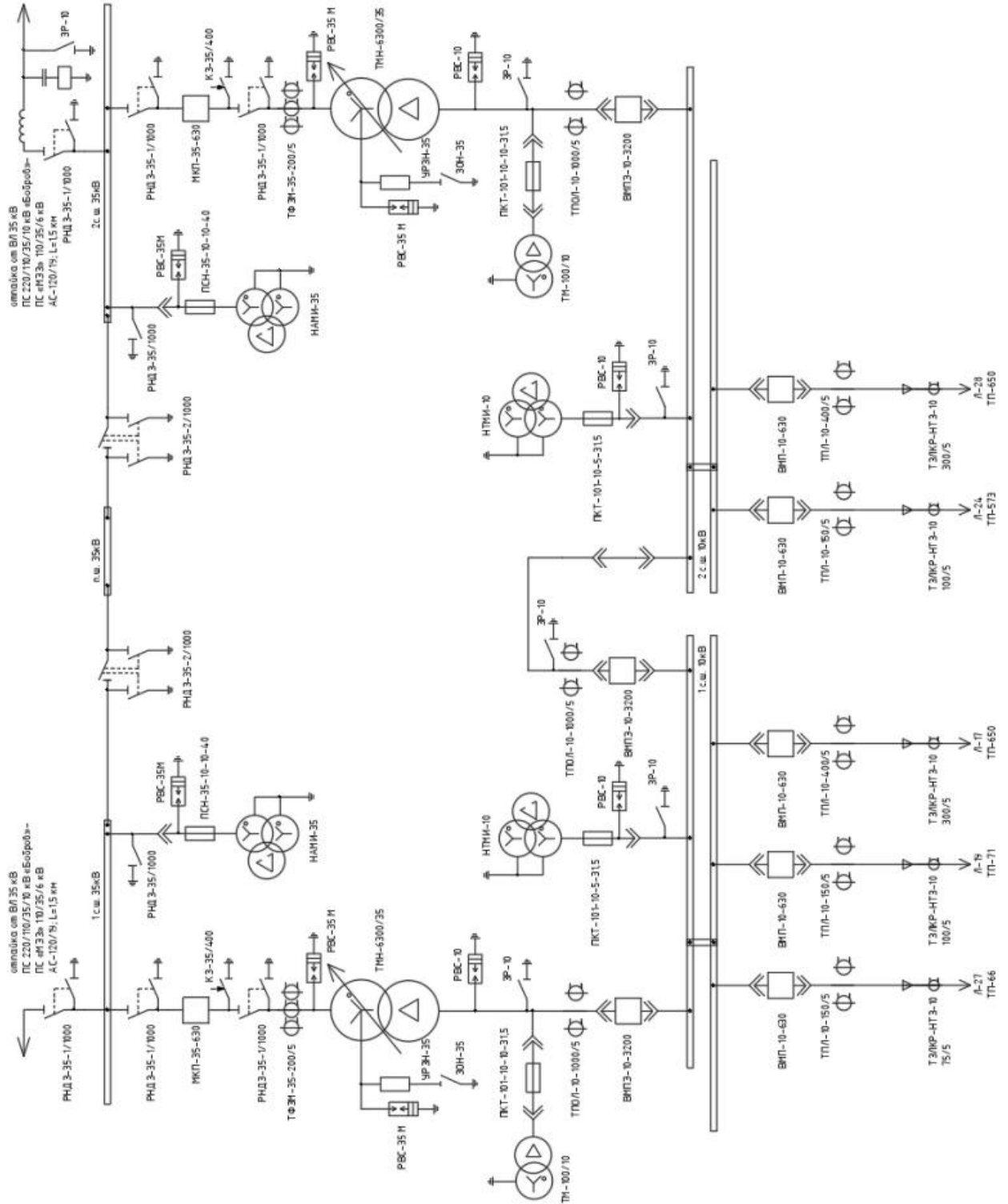


Рисунок 2.1 – Діюча однолінійна схема підстанції 35/10 кВ

Проведена оцінка міри зносу діючого електрообладнання, для чого розрахований його залишковий ресурс (ЗР) згідно з виразом [12]:

$$T_{\text{зал}} = \frac{T_{\text{ном}} - T_{\text{факт}}}{T_{\text{ном}}} \cdot 100\%,$$

де  $T_{\text{ном}}$  – номінальний паспортний ресурс обладнання, років [12];

$T_{\text{факт}}$  – фактичний ресурс обладнання, років» [12].

Наприклад, для трансформаторів ТМН- 6300/35 ЗР складе:

$$T_{\text{зал}} = \frac{25 - (2021 - 1981)}{25} \cdot 100\% = -60\%$$

Розрахункове значення ЗР від'ємне, отже, ЗР відсутній. Аналіз іншого електрообладнання ПС проведений аналогічно.

Якщо розрахункове значення ЗР складає менше 30%, вважається, що потрібно заміну обладнання на нове, що обумовлено високою мірою зносу [12]. В даному випадку, для усього експлуатованого з 1981 року електрообладнання, розрахункове значення ЗР негативне, отже, ЗР відсутній. Таким чином, робиться висновок, що підлягає заміні зважаючи на критичну міру зносу усе електрообладнання, окрім його частини, яка експлуатується з 2014 року: роз'єднувачі 35 кВ; короткозамикачі 35 кВ; ТН 35 кВ; ТСНП 10 кВ; запобіжники 35 кВ; ізолятори 35 кВ.

Це обладнання не підлягає заміні, оскільки воно має малу міру зносу, марки обладнання сучасні і задовольняють актуальним техніко-експлуатаційним вимогам.

## **2.2 Обґрунтування реконструкції електричної частини ПС 35/10 кВ**

Необхідність реконструкції електричної частини ПС 35/10 кВ обумовлена наступним:

1) критична міра зносу основної частини електроустаткування. Реконструкція ПС викликана необхідністю заміни застарілого і зношеного

устаткування новим. Підлягає заміні усе устаткування, окрім його частини, яка експлуатується з 2014 року;

2) технологічна застарілість і невідповідність характеристик сучасним вимогам для основної частини електроустаткування. Реконструкція ПС викликана необхідністю заміни технологічно застарілого устаткування новим, таким, що забезпечує сучасний рівень надійності, безпеки і енергоефективності. Устаткування ПС, яке вимагається замінити зважаючи на технологічну застарілість: масляні вимикачі, вентильні розрядники, ТВП.

3) тип діючого релейного захисту (РЗ) – електромеханічна (застаріла, з високим зносом), в аварійному журналі ПС відмічені регулярні порушення роботи РЗ;

4) вимагається забезпечити належний рівень захисту перенапруг і безпеки проведення робіт по ремонту і обслуговуванню устаткування фідерів відходящих ліній 10 кВ. Для цього необхідно встановити додаткові ОПН і роз'єднувачі із заземленням. Також установка додаткових ОПН поліпшить умови комутації при відключенні навантаження вимикачами 10 кВ зважаючи на обмеження струмів самоіндукції [12]. Необхідно встановити додаткові ТС для функціонування мікропроцесорного РЗ відходящих ліній.

В процесі проведення реконструкції пропонується заміна наступного устаткування :

- масляних вимикачів МКП-35 на сучасні вакуумні серії ВБН- 35;
- масляних вимикачів ВМПЭ- 10 і ВМП- 10 на сучасні вакуумні серії ВВ/TEL - 10;
- вентильних розрядників РВС-35М і РВС- 10 на сучасні обмежувачі перенапруг серії ОПН;
- трансформаторів власних потреб ТМ- 160/10 на сучасні, останньої енергоефективної серії ТМГ35;
- зношених роз'єднувачів РВ-10: секційного вимикача в колах ОПН і трансформаторів напруги на аналогічні нові РВ-10;

- зношених ТС на нові сучасні: маслонаповнені ТФЗМ- 35 на елегазові ТРГ- 35; ТПОЛ- 10 і ТПЛ- 10 на ТПЛ-10-м;
- зношених ТН НТМИ-10 на нові сучасні НАМИ-10.

### 2.3 Визначення розрахункових навантажень електричної частини ПС 35/10 кВ.

Розрахунок електричних навантажень потрібний для вибору до допустимим параметрам електроустаткування ПС, оскільки відомі величини максимальних електричних навантажень в місцях установки електроустаткування дозволяють визначити максимальні потужності, струми і інші параметри, по яких робляться вибір і перевірка електроустаткування. Для визначення розрахункових навантажень електричної частини ПС 35/10 кВ використовуються контрольні виміри максимумів навантажень.

Контрольні виміри максимумів навантажень (літні максимуми), представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Контрольні виміри максимумів навантажень (літні максимуми).

Т, год.	Разом по підстанції			Трансформатор Т-1			Трансформатор Т-2		
	<i>S</i> , кВА	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>S</i> , кВА	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>S</i> , кВА	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар
0	2292.69	2140.10	822.44	1100.49	1027.25	394.77	1192.20	1112.85	427.67
1	2340.46	2184.69	839.58	1123.42	1048.65	403.00	1217.04	1136.04	436.58
2	2435.99	2273.86	873.85	1169.27	1091.45	419.45	1266.71	1182.41	454.40
3	2483.75	2318.44	890.98	1192.20	1112.85	427.67	1291.55	1205.59	463.31
4	2770.34	2585.96	993.79	1329.76	1241.26	477.02	1440.58	1344.70	516.77
5	2865.87	2675.13	1028.05	1375.62	1284.06	493.47	1490.25	1391.07	534.59
6	3009.16	2808.88	1079.46	1444.40	1348.26	518.14	1564.76	1460.62	561.32
7	3104.69	2898.05	1113.73	1490.25	1391.07	534.59	1614.44	1506.99	579.14
8	3391.28	3165.57	1216.53	1627.81	1519.47	583.93	1763.46	1646.09	632.60
9	3486.81	3254.74	1250.80	1673.67	1562.27	600.38	1813.14	1692.46	650.42
10	3773.39	3522.25	1353.60	1811.23	1690.68	649.73	1962.16	1831.57	703.87
11	4203.27	3923.52	1507.81	2017.57	1883.29	723.75	2185.70	2040.23	784.06

продовження таблиці 2.1

Т. год.	Разом по підстанції			Трансформатор Т-1			Трансформатор Т-2		
	$S$ , кВА	$P$ , кВт	$Q$ , квар	$S$ , кВА	$P$ , кВт	$Q$ , квар	$S$ , кВА	$P$ , кВт	$Q$ , квар
12	4394.33	4101.86	1576.35	2109.28	1968.89	756.65	2285.05	2132.97	819.70
13	4442.10	4146.45	1593.48	2132.21	1990.29	764.87	2309.89	2156.15	828.61
14	4489.86	4191.03	1610.62	2155.13	2011.70	773.10	2334.73	2179.34	837.52
15	4489.86	4191.03	1610.62	2155.13	2011.70	773.10	2334.73	2179.34	837.52
16	4537.62	4235.62	1627.75	2178.06	2033.10	781.32	2359.56	2202.52	846.43
17	4585.39	4280.20	1644.89	2200.99	2054.50	789.55	2384.40	2225.71	855.34
18	4776.45	4458.55	1713.42	2292.69	2140.10	822.44	2483.75	2318.44	890.98
19	4728.68	4413.96	1696.29	2269.77	2118.70	814.22	2458.91	2295.26	882.07
20	4633.15	4324.79	1662.02	2223.91	2075.90	797.77	2409.24	2248.89	864.25
21	3439.04	3210.15	1233.67	1650.74	1540.87	592.16	1788.30	1669.28	641.51
22	2818.10	2630.54	1010.92	1352.69	1262.66	485.24	1465.41	1367.88	525.68
23	2435.99	2273.86	873.85	1169.27	1091.45	419.45	1266.71	1182.41	454.40
24	2292.69	2140.10	822.44	1100.49	1027.25	394.77	1192.20	1112.85	427.67

Добові літні навантаження ПС в графічній формі представлені на рис. 2.2.

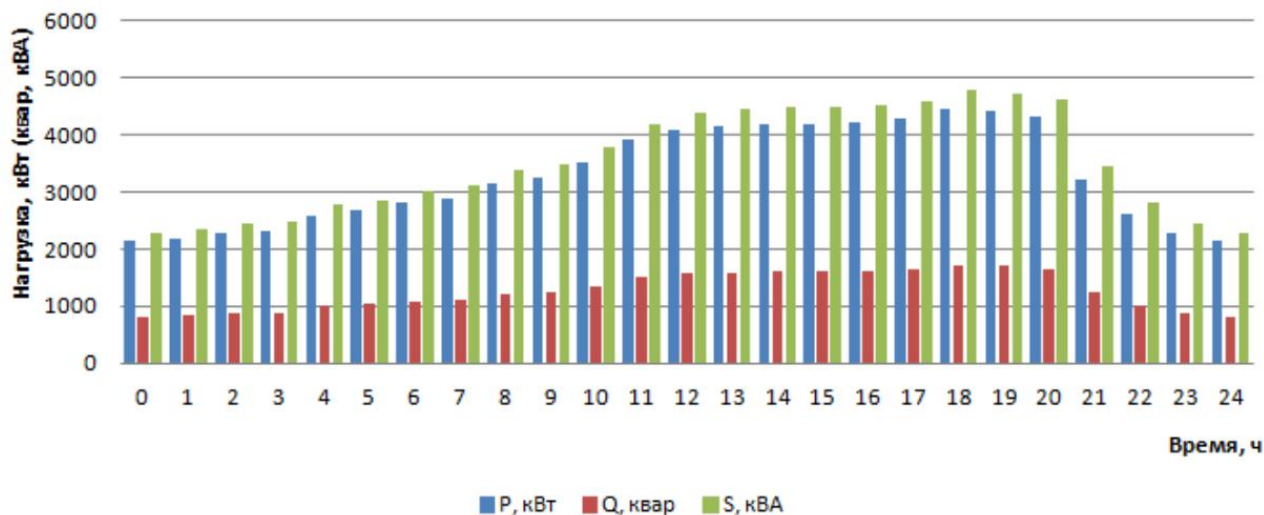


Рисунок 2.2 – Добові літні навантаження ПС в графічній формі.

Контрольні виміри максимумів навантажень (зимові максимуми), представлені в таблиці 2.2.



Таблиця 2.2 – Контрольні виміри максимумів навантажень (зимові максимуми).

Т. год.	Разом по підстанції			Трансформатор Т-1			Трансформатор Т-2		
	<i>S</i> , кВА	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>S</i> , кВА	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>S</i> , кВА	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар
0	3023.91	2866.21	963.80	1451.48	1375.78	462.62	1572.44	1490.43	501.18
1	3158.31	2993.59	1006.64	1515.99	1436.93	483.19	1642.32	1556.67	523.45
2	3427.10	3248.37	1092.31	1645.01	1559.22	524.31	1782.09	1689.15	568.00
3	3494.30	3312.06	1113.73	1677.26	1589.79	534.59	1817.04	1722.27	579.14
4	3897.49	3694.22	1242.23	1870.79	1773.23	596.27	2026.69	1921.00	645.96
5	4031.89	3821.61	1285.07	1935.31	1834.37	616.83	2096.58	1987.24	668.24
6	4233.48	4012.69	1349.32	2032.07	1926.09	647.67	2201.41	2086.60	701.65
7	4300.68	4076.38	1370.74	2064.33	1956.66	657.95	2236.35	2119.72	712.78
8	4771.06	4522.24	1520.66	2290.11	2170.67	729.92	2480.95	2351.56	790.75
9	4905.46	4649.63	1563.50	2354.62	2231.82	750.48	2550.84	2417.81	813.02
10	5308.65	5031.79	1692.01	2548.15	2415.26	812.16	2760.50	2616.53	879.84
11	6383.82	6050.88	2034.69	3064.23	2904.42	976.65	3319.59	3146.46	1058.04
12	6182.22	5859.80	1970.44	2967.47	2812.70	945.81	3214.76	3047.10	1024.63
13	6047.83	5732.42	1927.60	2902.96	2751.56	925.25	3144.87	2980.86	1002.35
14	5980.63	5668.72	1906.18	2870.70	2720.99	914.97	3109.93	2947.74	991.22
15	6115.03	5796.11	1949.02	2935.21	2782.13	935.53	3179.81	3013.98	1013.49
16	6249.42	5923.50	1991.86	2999.72	2843.28	956.09	3249.70	3080.22	1035.76
17	6316.62	5987.19	2013.27	3031.98	2873.85	966.37	3284.64	3113.34	1046.90
18	6383.82	6050.88	2034.69	3064.23	2904.42	976.65	3319.59	3146.46	1058.04
19	6585.41	6241.96	2098.94	3161.00	2996.14	1007.49	3424.41	3245.82	1091.45
20	6719.81	6369.35	2141.78	3225.51	3057.29	1028.05	3494.30	3312.06	1113.73
21	4838.26	4585.93	1542.08	2322.37	2201.25	740.20	2515.90	2384.68	801.88
22	3964.69	3757.92	1263.65	1903.05	1803.80	606.55	2061.64	1954.12	657.10
23	3427.10	3248.37	1092.31	1645.01	1559.22	524.31	1782.09	1689.15	568.00
24	3023.91	2866.21	963.80	1451.48	1375.78	462.62	1572.44	1490.43	501.18

Добові зимові навантаження ПС в графічній формі представлені на рис 2.3.

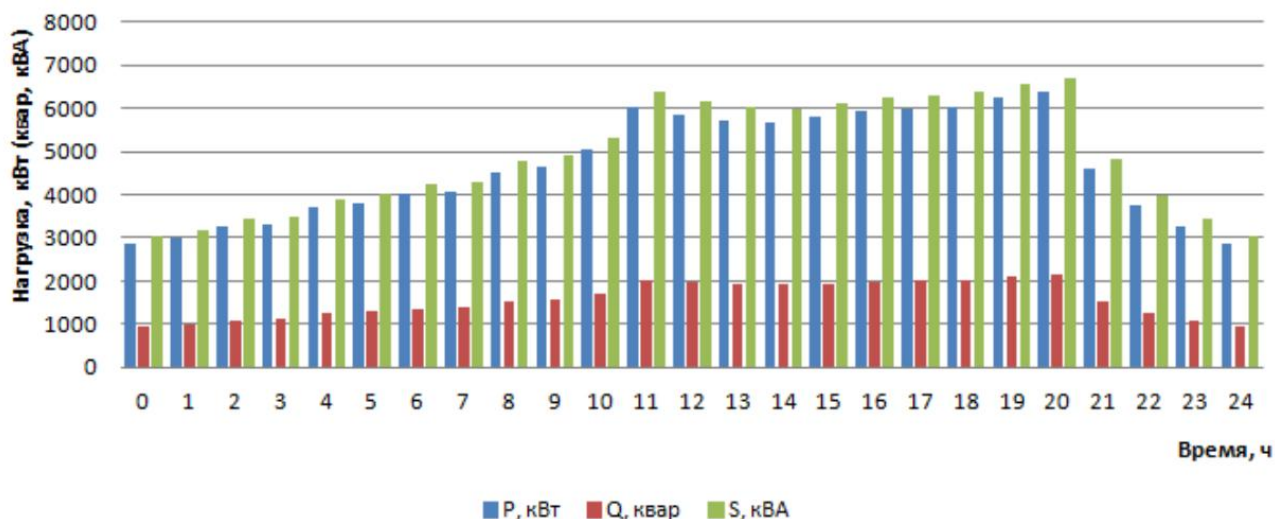


Рисунок 2.3 – Добові зимові навантаження ПС в графічній формі

Найбільші навантаження відзначаються взимку в 20.00, отже, приймаються розрахункові навантаження:

$$P_{max} = 6369,35 \text{ кВт}; Q_{max} = 2141,78 \text{ квар}; S_{max} = 6719,81 \text{ кВА} .$$

Трансформатори вибираються по потужності згідно з умовою:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{max}, \text{ кВА},$$

де  $K_{з.н.}=0,7$  – нормативний коефіцієнт завантаження силових трансформаторів, для двохтрансформаторних ПС» [12].

$$S_m \geq 0,7 \cdot 6719,81 = 4703,9 \text{ кВА};$$

$$S_m = 6300 \text{ кВА} \geq 4703,9 \text{ кВА} .$$

Приймаються до установки два трансформатори марки ТМН- 6300/35.

## 2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Результати розрахунків струмів КЗ використовуються для вибору і перевірки по комутаційній здатності, термічній і електродинамічній стійкості і так далі електроустаткування, а також розрахунку уставок РЗ [13].

Розрахункова схема і схема заміщення показані на рис. 2.4.

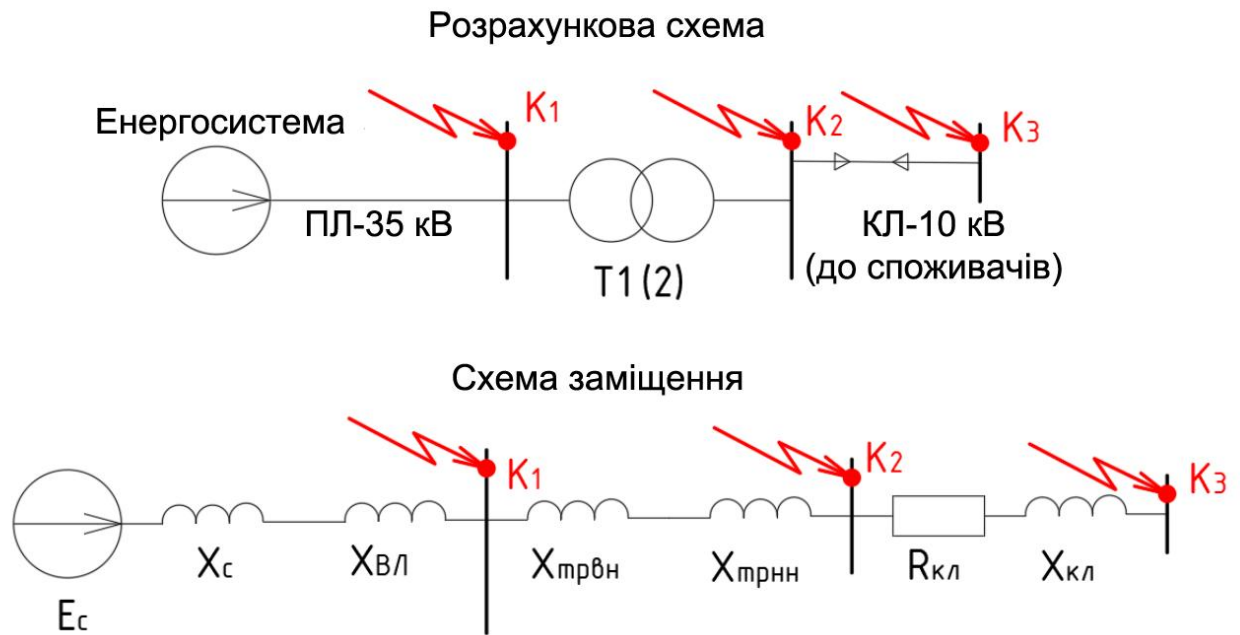


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема і схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Струми КЗ визначаються відповідно до [13].

Періодична складова струму КЗ розраховується по формулі:

$$I_K'' = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}$$

де  $E_C$  - напруга короткого замикання, кВ;

$X$  – еквівалентний опір усіх елементів до точки КЗ, Ом.

Ударний коефіцієнт струму КЗ визначається по формулі:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}},$$

де  $T_a$  - стала часу загасання аперіодичної складової струму КЗ (для мережі 35 кВ  $T = 0,06$  с; для мережі 10 кВ  $T = 0,07$  с; для мережі до 1 кВ  $T = 0,09$  с).

Ударний струм КЗ розраховується по формулі:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K''$$

Діюче значення ударного струму КЗ обчислюється за формулою:

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2},$$

Струм двофазного КЗ обчислюється за формулою:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'',$$

Струм однофазного КЗ обчислюється за формулою:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K'',$$

Найбільше значення аперіодичної складової струму КЗ обчислюється за формулою:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}},$$

де  $\tau$  – найменший час КЗ, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{CB}$$

де  $t_{з\min}$  – найменший час спрацьовування РЗ, 0,01 с;

$t_{CB}$  – власний час відключення вимикача 35 кВ, с.

Повний струм КЗ обчислюється за формулою:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K''$$

Опір силових трансформаторів ПС по стороні ВН обчислюється за формулою:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2},$$

де  $U_K$  – напруга КЗ трансформатора (згідно з паспортом) %;

$U_H$  – напруга обмотки ВН, кВ;

$S_{HT}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА.

$$X_{ТРВН} = \frac{7,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 6,3^2} = 2,315 \text{ Ом}$$

Опір силових трансформаторів ПС по стороні НН обчислюється за формулою:

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \left( \frac{U_{номНН}}{U_{номВН}} \right)^2,$$

$$X_{TPHH} = 2,315 \left( \frac{10}{35} \right)^2 = 0,189 \text{ Ом.}$$

Опір ПЛ 35 кВ до даної ПС обчислюється за формулою:

$$X_{ЛЕП} = x_0 \cdot L,$$

де  $x_0$  – питомий опір лінії, Ом / км ;

$L$  – довжина ПЛ, км.

$$X_{ЛЕП} = 0,427 \cdot 1,5 = 0,641 \text{ Ом.}$$

Опір живлячої енергосистеми обчислюється за формулою:

$$X_C = \frac{U_6^2}{S_K},$$

де  $S_K$  потужність КЗ на початку ПЛ 35 кВ, 840 МВА .

$$X_C = \frac{35^2}{840} = 1,458 \text{ Ом.}$$

Приклад розрахунку струмів КЗ на ВРП 35 кВ (точка К1), згідно з формулами

$$I''_{K1} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot (0,189 + 1,458)} = 9,628 \text{ кА}$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,61$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 9,628 = 21,919 \text{ кА},$$

$$I_{y1} = 9,628 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 14,741 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 9,628 = 8,338 \text{ кА}$$

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot 9,628 = 5,295 \text{ кА}$$

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,211 \text{ с}$$

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,628 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,06}} = 2,744 \text{ кА}$$

$$I_{n1} = 2,744 + 9,628 = 12,372 \text{ кА}$$

Розрахунки для точки К2 (шини 10 кВ) аналогічні, результати показані в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	$I''$ , кА	$i_y$ , кА	$I_y$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА	$I_{\alpha\tau}$ , кА	$I_n$ , кА
К.1	9.628	21.919	14.741	8.338	5.295	2.744	12.372
К.2	6.877	15.656	10.529	5.956	3.782	1.960	8.837

Таблиця 2.4 – Параметри КЛ 10 кВ від ПС до споживачів

КЛ 10 кВ № фідера	Кіл, шт	Довжина, км	Кабель	$r_0$ Ом/км	$X_0$ Ом/км	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$Z$ , Ом	$I_p$ , А	$I_{max}$ , А
ТП – 66	1	1.418	ААБ – 3х95	0.326	0.083	0.462	0.118	0.477	72.6	72.6
ТП – 71	1	1.256	ААБ – 3х95	0.326	0.083	0.409	0.104	0.423	81.5	81.5
ТП – 650	2	2.014	ААБ – 3х185	0.167	0.077	0.336	0.155	0.370	135.4	270.8
ТП – 573	1	1.496	ААБ – 3х95	0.326	0.083	0.488	0.124	0.503	92.2	92.2

Розрахунок струмів КЗ у кінці КЛ 10 кВ від ПС (точка К.3) до споживачів аналогічний, результати показані в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Струми КЗ у кінці КЛ 10 кВ від ПС до споживачів

КЛ 10 кВ № фідера	$I''$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА
ТП – 66	6.312	5.466	3.472
ТП – 71	6.359	5.507	3.497
ТП – 650	6.404	5.546	3.522
ТП – 573	6.290	5.447	3.460

## 2.5 Висновки до розділу 2

Проведений аналіз діючої електричної частини ПС, залишкового ресурсу і міри зносу електроустаткування. Приведено обґрунтування реконструкції електричної частини ПС, запропоновані заходи по реконструкції.

Складено розрахункову схему, та схему заміщення, відповідно до якої здійснено розрахунок струмів короткого замикання.

### 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Розрахунок і вибір основного електрообладнання

##### 3.1.1 Вибір високовольтних вимикачів

Умови вибору вимикачів [14]:

$$U_{ном} > U_{роб}, \text{ кВ};$$

$$I_{ном} > I_{роб}, \text{ кВ};$$

$$I_{ном.вимк} > I_{к}, \text{ кА}.$$

де  $I_{ном.вимк}$  – номінальний струм відключення вимикача, кА [14];

$I_{к}$  – струм трифазного КЗ, кА [14].

$$i_{нр.с} \geq i_y, \text{ кА}$$

де  $i_{нр.с}$  – амплітудне значення граничного наскрізного струму КЗ, кА [14].

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k, \text{ кА}^2\text{с}$$

де  $I_m$  граничний струм термічної стійкості, кА [14];

$t_m$  – час протікання струму термічної стійкості, с [14];

$B_k$  – тепловий імпульс струму КЗ, що обчислюється за формулою [14]:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{вимк} + T_a), \text{ кА}^2\text{с}$$

де  $t_{вимк}$  – час КЗ, с.

$$t_{вимк} = t_{р.з.} + t_{вимк.В}, \text{ с}$$

де  $t_{р.з.}$  – час спрацьовування пристроїв релейного захисту, с [14];

$t_{вимк.В}$  – власний час вимкнення вимикача [14];

$T_a$  – стала часу загасання аперіодичної складової струму КЗ;  $T_a = 0,05$  с.

##### **Вимикачі 35 кВ.**

Максимальний робочий струм обладнання 35 кВ, з врахуванням перевантажувальної здатності силового трансформатора:



$$I_{\max} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

де  $S_{н.т.}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА [14].

$$I_{\max} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,497 \text{ A}$$

Приймаємо до установки сучасні вимикачі *ВБН – 35 / 630*, перевірка зведена в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Перевірка вимикачів 35 кВ

Паспортні дані	Дані в місці встановлення
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 630 \text{ A}$	$I_{р.макс} = 145,5 \text{ A}$
$I_{н.вимк.} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n(0)} = 9,628 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 9,628^2 \cdot 3 = 278,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 21,9 \text{ кА}$

Вимикачі відповідають за усіма параметрами. Таким чином пропонується заміна масляних вимикачів *МКП – 35 / 630* на вакуумні *ВБН – 35 / 630*.

### **Вибір і перевірка вимикачів 10 кВ.**

Максимальний робочий струм обладнання 10 кВ, з урахуванням перевантажувальної здатності силового трансформатора:

$$I_{\max} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,238 \text{ A}$$

Приймаємо до установки на вводах РП 10 кВ (фідерах) сучасні вимикачі *ВВ / TEL – 10 / 630*, перевірка зведена в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Перевірка вимикачів 10 кВ

Паспортні дані	Дані в місці установки (ввід, секц. перемичка)	Дані в місці установки (фідери)
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 630 \text{ A}$	$I_{р.макс} = 509,2 \text{ A}$	$I_{р.макс} = 72,6...135,4 \text{ A}$
$I_{н.вимк.} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{n(0)} = 6,877 \text{ кА}$	$I_{n(0)} = 6,877 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6,877^2 \cdot 3 = 141,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6,877^2 \cdot 3 = 141,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 20 \text{ кА}$	$i_y = 15,656 \text{ кА}$	$i_y = 15,656 \text{ кА}$

Вимикачі пасують за усіма параметрами. Таким чином пропонується заміна масляних вимикачів ВМПЭ- 10-3200 (ВМП- 10-630) на вакуумні ВВ/TEL - 10/630.

### 3.1.2 Вибір роз'єднувачів і обмежувачів перенапруження

Умови вибору роз'єднувачів» [14]:

$$U_{н.ан} > U_{н.вст}$$

$$I_{н.ан} > I_{роб.мах},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K.$$

$$i_{дин} \geq i_y.$$

Приймаємо до встановлення сучасні роз'єднувачі *PB-10/630* на секційній перемичці і *PB-10/400* в колах ОПН і трансформаторів напруги, перевірка зведена в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Перевірка роз'єднувачів 10 кВ

Паспортні дані	Дані в місці установки (ввід, секц. перемичка)	Дані в місці установки (фідери)
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 630 (400) \text{ А}$	$I_{р.макс} = 509,2 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 72,6...270,8 \text{ А}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6,877^2 \cdot 3 = 141,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6,877^2 \cdot 3 = 141,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y = 15,656 \text{ кА}$	$i_y = 15,656 \text{ кА}$

Роз'єднувачі відповідають за усіма параметрами. Таким чином пропонується заміна зношеного секційного роз'єднувача *PB-10-1600* на новий *PB-10-630*; заміна зношених роз'єднувачів *PB-10-630* в колах ОПН і трансформаторів напруги на нові *PB-10-400*.

#### **Вибір і перевірка ОПН.**

Приймаємо до установки сучасні ОПН – П – 35, перевірку зведемо в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Перевірка ОПН 35 кВ.

Паспортні дані	Дані в місці встановлення
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{вст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 9,628^2 \cdot 3 = 278,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_y = 21,9 \text{ кА}$

Для забезпечення належного рівня захисту від перенапружень на шинах 10 кВ і відходящих фідерах встановлюємо ОПН – П – 10 [14]. Також установка додаткових ОПН на відходящих фідерах покращить умови комутації при відключенні навантаження вимикачами 10 кВ зважаючи на обмеження струмів самоіндукції, перевірку зведемо в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Перевірка ОПН-П 10 кВ

Паспортні дані	Дані в місці встановлення
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{вст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6,877^2 \cdot 3 = 141,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 15,656 \text{ кА}$

Таким чином пропонується заміна вентиляльних розрядників на сучасні обмежувачі перенапруг: РВС – 35М замінюються на ОПН – П – 35, РВС – 10 замінюється на ОПН – П – 10 .

### 3.1.3 Вибір і перевірка трансформаторів струму і напруги

Умови вибору трансформаторів струму [14]:

$$U_{н.ан} > U_{н.вст}$$

$$I_{1н.ан} > I_{роб.мах},$$

$$Z_n \geq Z_{2\Sigma}.$$

перевірка на термічну стійкість згідно з вираженням [14]:

$$(k_{мер} \cdot I_{1н})^2 \cdot t_{мер} \geq B_k,$$

де  $k_{мер}$  – кратність термічної стійкості [14],

$I_{1н}$  – номінальний струм первинної обмотки, кА [14].

Проведемо перевірку на динамічну стійкість згідно з виразом [14]:

$$i_{\text{дин}} = k_{\text{ед}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н} \geq i_y$$

$k_{\text{ед}}$  – кратність динамічної стійкості [14].

### Вибір і перевірка ТС 35 кВ.

Вторинні струми діючих трансформаторів струму надмірні і не відповідають робочим і максимальним струмам силових трансформаторів і ліній до споживачів 10 кВ. Це обумовлює підвищену похибку ТС [15]. Для нормальної роботи мікропроцесорної РЗ знадобиться заміна ТС на нові, з номінальними струмами вторинних обмоток, що відповідають робочим і максимальним струмам силових трансформаторів і ліній до споживачів 10 кВ [15].

Передбачається заміна зношених маслонаповнених *ТС 35 кВ* на нові ТС сучасного типу - елегазові. Переваги елегазових ТС перед маслонаповненими:

- мінімальне технічне обслуговування;
- підвищена вибухо- і пожежобезпечність;
- збільшений номінальний термін служби (35 років замість 25 років);
- компактність, менша маса, менший шум при роботі;
- понижені техніко-експлуатаційні витрати;
- висока екологічність, мінімалізація шкоди довкіллю.

Приймаємо до встановлення сучасні елегазові ТС серії *ТРТ-35*, далі виконаємо їх перевірку.

$$U_{н.ан.} = 35 \text{ кВ} \geq U_{н.вст.} = 35 \text{ кВ.}$$

$$I_{1н.} = 150 \text{ А} \geq I_{роб.мах} = 145,5 \text{ А.}$$

$$(265 \cdot 0,15)^2 \cdot 3 = 4740 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 278,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,15 = 74,235 \text{ кА} > 21,919 \text{ кА}$$

$$Z_{2\Sigma} = Z_{прил.} + Z_{пров.} + Z_{конт}$$

де  $Z_{прил.}$  – опір послідовно включених приладів вторинного навантаження,

Ом [14];

$Z_{пров.}$  – опір сполучних провідників, Ом [14].

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}$$

$l_{пров.}$  – довжина провідників, м [14];

$\rho$  – питомий опір дротів, Ом·мм<sup>2</sup>/м» [14];

$S_{пров.}$  – переріз провідників, мм<sup>2</sup> [14];

$Z_{конт.}$  – опір контактних з'єднань, приймаємо 0,1 Ом [14].

$$Z_{прил.} = \frac{S_{прил.}}{I_{н.прил.}^2},$$

де  $S_{прил.}$ ,  $I_{н.прил.}$  – потужність, В·А, і номінальний струм приладу, А [14].

$$Z_{прил.} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$Z_{пров.} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом.}$$

Гранична кратність для цього опору вторинного навантаження складає 22,1 [15]. Повна похибка ТС буде до 10%.

### **Вибір і перевірка ТС 10 кВ.**

Приймаємо до установки на вводах РП 10 кВ (фідерах) сучасні ТС серії *ТПЛ–10М*. Встановлюємо трансформатори струму *ТПЛ–10М / 600* (на вводах Т1, Т2); *ТПЛ–10М / 100...300* (на фідерах).

Перевірка ТС 10 кВ за усіма параметрами виконується аналогічно:

$$U_{н.ап.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.вст} = 10 \text{ кВ.}$$

$$I_{1н.} = 600(100..300) \text{ А} \geq I_{роб.мах} = 509,2(72,6..270,8) \text{ А.}$$

$$(60 \cdot 0,6)^2 \cdot 3 = 3888 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 6,877 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,6 = 63,63 \text{ кА} > 15,656 \text{ кА}$$

$$Z_{прил.} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом}$$

Гранична кратність для цього опору вторинного навантаження складає 23,5 [14]. Повна похибка ТС буде до 10%.

Таким чином пропонується заміна ТС: *ТФЗМ* – 35 – 200 / 5 на нові сучасні елегазові *ТРГ* – 35 – 150 / 5; *ТПОЛ* – 10 / 100 на *ТПЛ* – 10М / 600; *ТПЛ* – 10 / 150..400 на *ТПЛ* – 10М / 75..300 .

Вибір і перевірка трансформаторів напруги.

Умови вибору трансформаторів напруги [14]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{вст}}$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$$

Приймаємо до встановлення сучасні ТС серії *НАМИ* – 10 – 95, далі виконаємо їх перевірку.

$$U_{\text{н.прил.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.вст.}} = 10 \text{ кВ} .$$

Сумарне навантаження складає 43 В·А [14] і менше гранично дЗПКстимою 200 В·А.

Таким чином пропонується заміна *ТН НТМИ* – 10 на нові сучасні *НАМИ* – 10 – 95 .

### 3.1.4 Вибір і перевірка ізоляторів

Умови вибору ізоляторів [14]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{вст}}$$

$$F_{\text{дон}} \geq F_{\text{розр}}$$

Розрахункове навантаження на ізолятор обчислюється за формулою [14]:

$$F_{\text{розр}} = \frac{\sqrt{3} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot I_y}{H_{\text{із}}}$$

де  $K_h$  – поправочний коефіцієнт на висоту шин [14];

$H_{\text{із}}$  – висота опорного ізолятора, м [14].

$$K_h = \frac{H_{из} + b + h}{H_{из}} \cdot 2$$

де  $b$  – товщина шинотримача, мм [14];

$h$  - висота шини, мм [14].

Вибираються сучасні полімерні ізолятори *ИОЭЛ 10* .

$$F_{дон} = 1,764 \text{ кН};$$

$$U_H = 10 \text{ кВ};$$

$$H_{из} = 120 \text{ мм};$$

$$K_h = \frac{120 + 5 + 100}{120} \cdot 2 = 1,458$$

$$F_{розр} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,458 \cdot 10^{-7} \cdot 15,656^2}{0,12} = 1009,3 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 1,764 \text{ кН} > F_{розр} = 1,009 \text{ кН}$$

Роз'єднувачі задовільняють усім параметрам. Таким чином пропонується заміна ізоляторів *ИО – 10* на нові сучасні полімерні *ИОЭЛ 10 – 8 – 098 – 00* .

### 3.1.5 Вибір трансформаторів власних потреб

Для вибору потужності ТВП необхідно розрахувати навантаження власних потреб, розрахунок проведений в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Розрахунок навантаження власних потреб

Навантаження	$P_{ест}$ , кВт			$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$	$Q$ , квар
	Число обладнання	На одиницю	$P$ , кВт			
РПН	2	3.3	6.6	0.95	0.33	6.6
Обігрів ВРП	12	0.6	7.2	1	0.00	7.2
ЗРП-10 кВ	-	7	7	0.97	0.25	7
Освітлення ВРП	-	10	10	0.75	0.88	10
Зв'язок, телемеханіка	-	8.7	8.7	0.85	0.62	8.7
Маслогосподарство	-	25	25	1	0.00	25
Всього			64.5			18.13

Навантаження власних потреб для двох ТВП:

$$S_{розр} = \frac{\sqrt{P_{розр}^2 + Q_{розр}^2}}{2}$$

$$S_{розр} = \frac{64,5^2 + 18,13^2}{2} = 33,5 \text{ кВА}$$

Вибираємо енергоефективні ТВП марки *ТМГ35 – 63/10*. Аварійний коефіцієнт завантаження ТВП складе:

$$K_3 = \frac{2 \cdot 33,5}{63} = 1,06 < 1,4$$

Тобто перевантаження ТВП буде 6 %, що менше гранично дзПКстимою 40 % [14].

Таким чином пропонується заміна ТВП *ТМ – 100/10* на нові сучасні енергоефективні *ТМГ35 – 63/10*.

### 3.1.6 Вибір обладнання КРП

Максимальний робочий струм обладнання 10 кВ, з урахуванням перевантажувальної здатності силового трансформатора:

$$I_{max} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,2 \text{ А}$$

Для ввідних і секційних комірок вибираються КРП *К – 132 / 630*.

На фідерах 10 кВ максимальний струм, складає 270,8 А [14]. Для комірок фідерів вибираються КРП *К – 132 / 630*.

Однолінійна схема підстанції ПС 35/10 кВ після реконструкції представлена на рис. 3.1.



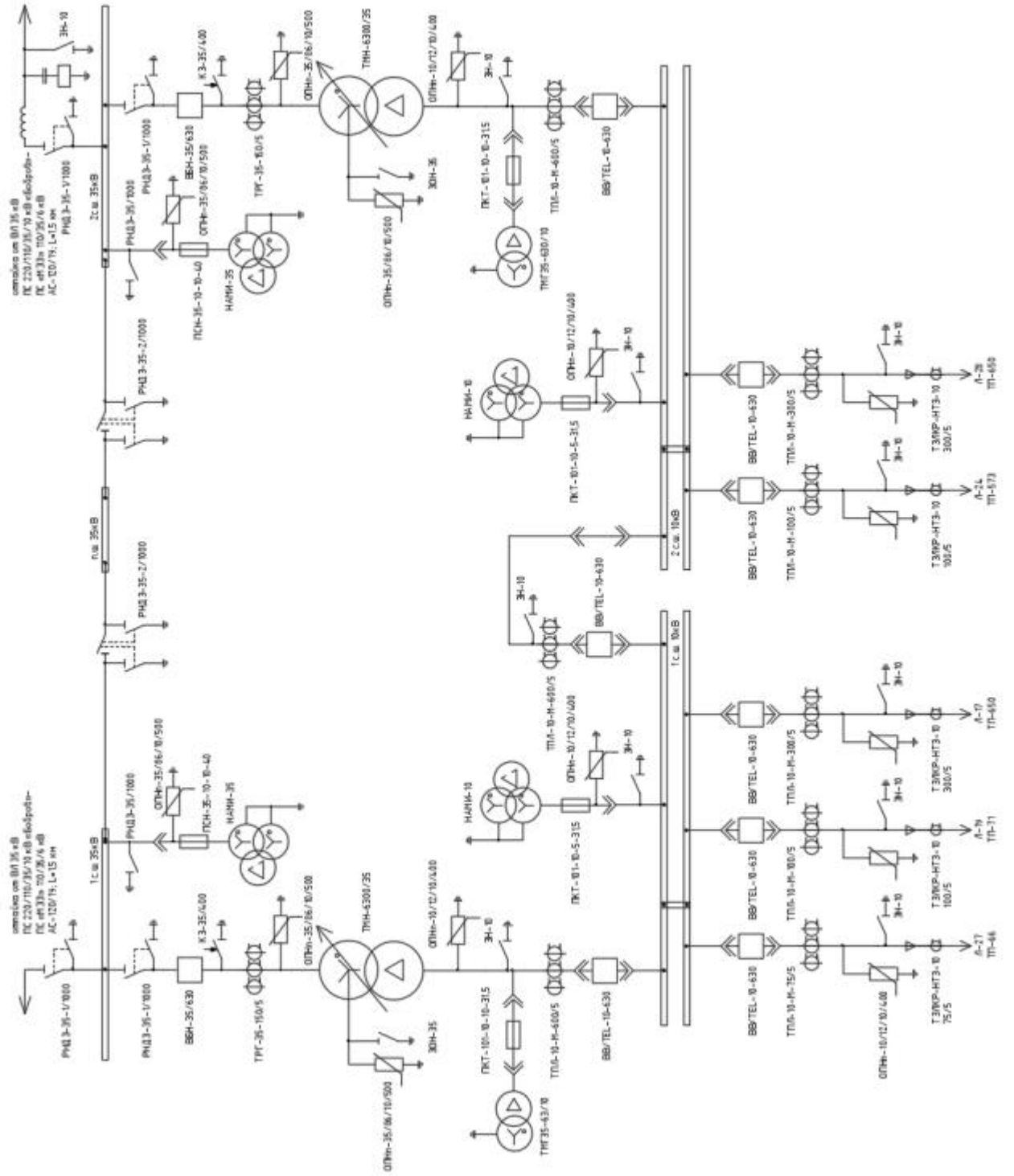


Рисунок 3.1 – Однолінійна схема ПС 35/10 кВ після реконструкції

## 3.2 Реконструкція релейного захисту і автоматики

### 3.2.1 Мікропроцесорний релейний захист силових трансформаторів

Для забезпечення релейного захисту (РЗ) силових трансформаторів використовуємо сучасні мікропроцесорні термінали серії «Сириус-Т». Схема РЗ силових трансформаторів приведена на рис. 3.2.

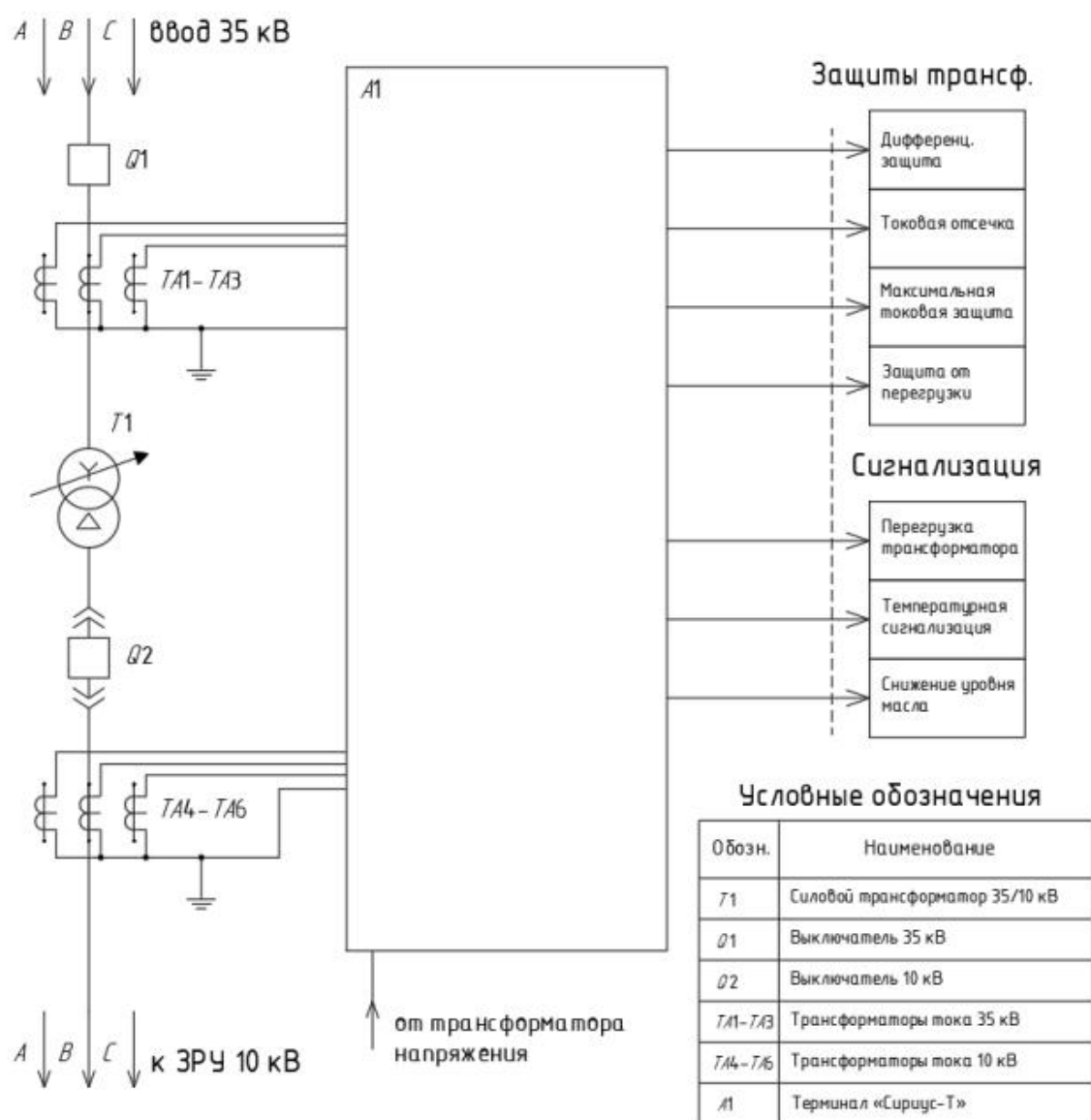


Рисунок 3.2 – Схема релейного захисту силових трансформаторів ПС 35/10 кВ після реконструкції

### Подовжній диференціальний захист

1. Перевірка ТС.

1) умова придатності ТС по струмах:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТС} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}$$

де  $I_{НОМ.Т}$  – номінальний струм ВН силового трансформатора, А [15];

$I_{НОМ.ТС}$  – номінальний струм первинної обмотки ТС, А [15].

Для ТС 35 кВ:

$$0,1 \cdot 103,926 < 150 < 2,5 \cdot 103,926 = 259,8 \text{ А}$$

Для ТС 10 кВ:

$$0,1 \cdot 363,741 < 600 < 2,5 \cdot 363,741 = 909,4 \text{ А}$$

ТС проходять перевірку.

2) по струму намагнічення

Опір силового магнітопроводу:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100},$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 7,5}{100} = 0,15 \text{ в.о.}$$

Базисний опір:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{ВН}^2}{S_{н.т.}},$$

$$X_{\sigma} = \frac{38,5^2}{6,3} = 235,3 \text{ Ом}$$

Опір живлячої ПЛ:

$$X_L = x_0 \cdot L,$$

де  $x_0$  – питомий опір лінії, Ом/км.

$$X_L = 0,427 \cdot 1,5 = 0,641 \text{ Ом}$$

Приведемо опір ПЛ до базисних умов:

$$X_{*L} = \frac{0,641}{235,3} = 0,0027 \text{ в.о.}$$

Опір контуру увімкнення:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}$$

де  $K_1 = 1,1..1,5$  – коефіцієнт неповного насичення сталі магнітопроводу.

$$X_* = 0,027 + 1,1 \cdot 0,15 = 0,16172 \text{ в.о.}$$

$$X = 0,16172 \cdot 235,3 = 39,332 \text{ Ом}$$

Амплітуда струму намагнічення :

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X},$$

де  $A = 0,39$  – зміщення синусоїди потокощеплення [15].

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 39,332} = 1110,79 \text{ А.}$$

Кратність струму намагнічування:

$$K_{ТС} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{3} \cdot I_{ВН.ТС}},$$

$$K_{ТС} = \frac{1110,79}{\sqrt{3} \cdot 150} = 5,237 < 6,7.$$

Опір навантаження ТС обчислюється за формулою [15]:

$$R_{нав.} = R_{к} + R_{пер} + R_{вх.терм},$$

де  $R_{к}$  – опір контрольного кабелю, Ом [15];

$R_{пер}$  – перехідний опір контактів, 0,05 Ом [15];

$R_{вх.терм}$  – вхідний опір терміналу, 0,01 Ом [15].

$$R_{к} = \frac{\rho \cdot l}{S_{к}},$$

де  $\rho$  – питомий опір жил, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$S_{к}$  – переріз жил, мм<sup>2</sup>.

$$R_{к} = \frac{0,029 \cdot 50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом}$$

$$R_{нав.} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

Для ТРГ – 35 при  $R_{нав.} = 0,64 \text{ Ом}$ :  $K_{10} = 24 \geq 20$  [15]. ТС проходять перевірку.

3) по налаштуванні від перехідних режимів.

Приведена гранична кратність для ТС:

$$K' = \frac{K_{10} \cdot I_{НОМ.ТС}}{I_{НОМ.Т}} > 20,$$

$$K_{10} = \frac{K' \cdot I_{НОМ.Т}}{I_{НОМ.ТС}} < 24,$$

$$K_{10} = \frac{20 \cdot 103,926}{150} = 13,857 < 24$$

2. Вибір типу гальмування.

Самоадаптивне гальмування можливо використати, якщо відношення амплітуди кидка струму намагнічення до первинного номінального струму ВН силового трансформатора не перевищує 8 [15].

$$\frac{I_{амп}}{I_{НОМ}} = \frac{1110,79}{103,926} = 10,688 > 8$$

Використовується традиційне гальмування.

3. Найменший струм спрацьовування:

$$I_{СЗ} > 1,1 \left( K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right),$$

де  $\varepsilon$  – похибка ТС, близько 0,1 [15];

$K_{пер}$  – коефіцієнт перехідного режиму, приймається 1,0 [15];

$\Delta U_{рег}$  – діапазон РПН, %.

$$I_{СЗ} > 1,1 \left( 1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

4. Крутизна першої ділянки гальмування:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right),$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( 2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

5. Точка зміни гальмівної характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \cdot \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*})\right)^4},$$

де  $I_{БР.НАМ.i}$  – кидок струму намагнічування, А,

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{нал} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр},$$

$K_{нал}$  – коефіцієнт налаштування, рівний 1,1 для МУ РЗА [15].

$K_{бр}$  – коефіцієнт налаштування струму намагнічування, рівний 5 для МУ РЗА [15].

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 103,926 \cdot 5 = 571,594 \text{ А}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \cdot \sqrt[3]{571,594^4} = 41,45.$$

6. Вибираємо вставку крутизни другої ділянки гальмування 65% згідно інструкції терміналу РЗА.

7. Струм відсічки.

$$I_{d \max} \geq K_{нал} \cdot K_{ТС},$$

де  $K_{відс}$  – коефіцієнт налаштування, рівний 1,4 для МУ РЗА [15].

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 5,327 = 7,332 \text{ А}$$

$$I_{d \max} \geq K_{нал} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.max},$$

$K_{нал}$  – коефіцієнт налаштування, рівний 1,2 для МУ РЗА [15].

$K_{НБ}$  – коефіцієнт небалансу, рівний 0,7 для МУ РЗА [15].

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,877 = 5,777 \text{ кА}$$

### **Газовий захист**

Газовий захист силових трансформаторів забезпечується реле  $BF - 80 / Q$ .

Принцип дії захисту заснований на виділенні газів зважаючи на розкладання оливи і ізоляції зважаючи на будь-які ушкодження і критичні нагриви усередині бака [15]. Виділення газів викликає спрацьовування реле зважаючи на підвищення тиску усередині бака трансформатора.

### 3.2.2 Мікропроцесорний релейний захист відходящих ліній, що 10 кВ

Захист КЛ 10 кВ забезпечується терміналами «Сириус-2Л-02». Схема РЗ відходящих ліній 10 кВ наведена на рис 3.3.

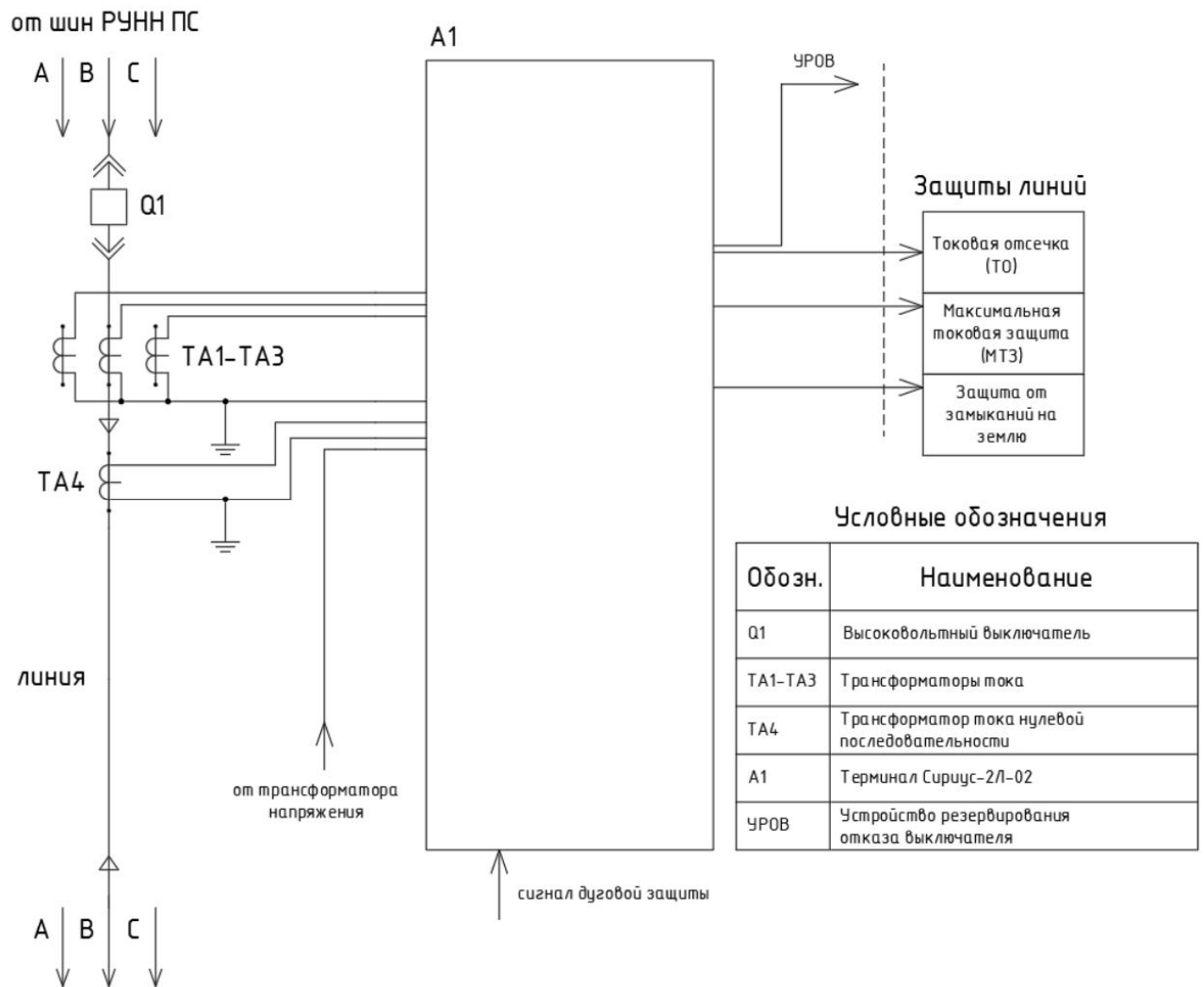


Рисунок 3.3 – Схема релейного захисту відходящих ліній 10 кВ

Струмова відсічка (СВ) :

$$I_{C3} \geq K_{нал.} \cdot I_{НОМ. Т},$$

де  $K_{нал.}$  – коефіцієнт налаштування, рівний 5,0 для МУ РЗА [15].

МСЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р. max},$$

де  $I_{р. max}$  – розрахунковий струм КЛ, А.

Струм спрацювання реле :

$$I_{СПР} \geq I_{СЗ} \cdot \frac{k_{сх}}{n_T},$$

де  $k_{сх}$  – коефіцієнт схеми підключення ТС [15];

$n_T$  – коефіцієнт трансформації ТС [15].

Коефіцієнт чутливості захисту [15]:

$$k_{\psi} = \frac{k_K^{(2)}}{I_{СЗ}},$$

Захист від замикань на землю (ЗНЗ). Струм спрацювання:

$$I_{С.З.} \geq k_{нал.} \cdot k_B \cdot I_C,$$

де  $k_{нал.}$  – коефіцієнт налаштування, рівний 1,2 для МУ РЗА [15];

$k_B$  – коефіцієнт кидка ємнісного струму, рівний 2,5 для МУ РЗА [15];

$I_C$  – ємнісний струм приєднання, [15].

$$I_C = I_{CO} \cdot L \cdot m,$$

де  $I_{CO}$  – питомий ємнісний струм кабелю, А/км [15];

$L$  - довжина лінії, км;

$m$  - число дротів на фазу, шт [1].

Приклад розрахунку для фідера ТП – 66. Вставки РЗ, згідно попередніх формул:

$$I_{СЗ} > 5 \cdot 0,073 = 0,363 \text{ кА}$$

$$I_{СЗ} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 72,6 = 100,786 \text{ А}$$

$$I_{СПР} = 100,786 \cdot \frac{1}{\frac{75}{5}} = 6,719 \text{ А}$$

$$k_{\psi} = \frac{5466}{100,786} = 54,2 \geq 1,5$$

$$I_C = 1,04 \cdot 1,418 \cdot 1 = 1,475 \text{ А}$$

$$I_{С.З.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,475 = 4,424 \text{ А}$$



Для усіх фідерів 10 кВ уставки РЗ вибираються так само, результати показані в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Розрахунок РЗ ліній 10 кВ

Фідери 10 кВ	$I_{ном},$ кА	$I_{сз} TO,$ кА	$I_{max},$ А	$I_{сз} МСЗ,$ А	$I_{ср} МСЗ,$ А	$K_{ч}$ (МТЗ)	$I_{с},$ А	$I_{сз} ЗНЗ,$ А
ТП–66	0.073	0.363	72.6	100.786	6.719	54.2	1.475	4.424
ТП–71	0.082	0.408	81.5	113.141	5.657	48.7	1.306	3.919
ТП–650	0.135	0.677	270.8	375.934	6.266	14.8	2.961	8.882
ТП–573	0.092	0.461	92.2	127.995	6.400	42.6	1.556	4.668

### 3.2.3 Мікропроцесорне автоматичне введення резерву на шинах 10 кВ

Мікропроцесорний АВР на шинах ЗРП 10 кВ виконується на терміналі «Сириус-АВР».

Перша вставка по напрузі:

$$U_{ср1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{ном},$$

$$U_{ср1} = 0,4 \cdot 10,5 = 4,2 \text{ кВ}$$

Перша вставка за часом:

$$t_{АВР1} = t_{сз.мак} + \Delta t,$$

де  $t_{сз.мак}$  – максимальний час АВР, 9 с [15];

$\Delta t$  – витримка для селективності, с [15].

$$t_{АВР1} = 9 + 0,5 = 9,5 \text{ с.}$$

Друга вставка по напрузі:

$$U_{ср2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{ном},$$

$$U_{ср2} = 0,7 \cdot 10,5 = 7,4 \text{ кВ}$$

Друга уставка за часом:

$$t_{АВР2} = t_{св} + t_{зан},$$

де  $t_{св}$  – час вимкнення вимикача, с [15];

$t_{зан}$  – запас часу, 0,4 с [15].

$$t_{АВР2} = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с.}$$

### 3.3 Автоматика, керування, сигналізації, вимірювання та облік електроенергії на підстанції

Управління вимикачами 35 кВ та вимикачами вводів 10 кВ здійснюється з панелей управління, розташованих у приміщенні панелей ЗПК, та за допомогою системи АСУТП. Для запобігання одночасному подачі команд «увімкнути/вимкнути» від різних систем керування на панелях керування передбачені перемикачі вибору режиму керування. Управління вимикачами приєднань 10 кВ - місцеве із ЗРУ 10 кВ та за допомогою системи АСУТП. Вибір режиму керування здійснюється перемикачем на дверцятах релейної шафи осередку ЗРУ. Також передбачено дистанційне керування вимикачами 10 кВ ЗРУ від переносного пульта.

Управління головними ножами роз'єднувачів 35 кВ з руховими приводами - ручне від кнопок у блоках управління БУ-1, що встановлюються на ОРУ поза зоною дії роз'єднувачів, та за допомогою системи АСУТП.

Для виключення подачі одночасно за різними системами керування команд «включити/вимкнути» передбачено ключ вибору режиму в приводах головних ножів роз'єднувачів.

Управління заземлюючими ножами роз'єднувачів 35 кВ – ручне.

За цим проектом передбачається наступний обсяг автоматики:

- Індивідуальне регулювання коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів під навантаженням. Встановлюються шафи регулювання напруги трансформаторів типу *ШЕРА – РН – 2051 – 2*.

- охолодження силових трансформаторів;
- АВР на шинах 10 кВ та на шинах 0,4 кВ власних потреб;
- автоматика обігріву шаф зовнішньої установки, приміщень ЗРУ 10 кВ, приміщення панелей захисту;
- контроль рівня рідини в маслозбірнику, ємності пожежогасіння та у вигрібі;
- автоматика вентиляції ЗРП-10 кВ, камер силових трансформаторів;

Живлення кіл оперативного струму та ланцюгів сигналізації підстанції постійним струмом 220 В виконується від зарядно-випрямних пристроїв *АУОТ – 16 / 20 – 35 / 220 УХЛ4* .

Живлення кіл електромагнітного оперативного блокування всіх приєднань випрямленим струмом 220 виконується з панелі, розташованої в приміщенні панелей, від блоку живлення типу БПЗ 401.

В ЗПК передбачено загальнопідстанційну світлову, звукову попереджувальну та аварійну сигналізацію, що виконується з повторністю дії та центральним зніманням сигналу. Для цього в ЗПК встановлюється шафа центральної сигналізації типу ШЕРА-ЦС-2001 із комплектом центральної сигналізації «Сіріус-ЦС»

Приміщення закритої підстанції обладнуються автоматичною пожежною сигналізацією.

- у просторі подвійної підлоги приміщення панелей;
- У кабельних каналах ЗРП 10 кВ 1-4 секцій;
- у приміщенні кабельного поверху;
- у камерах трансформаторів Т1, Т2;
- у венткамерах витяжних;

Автоматична пожежна сигналізація виконується із застосуванням адресних димових пожежних сповіщувачів, димових, теплових та ручних пожежних сповіщувачів у комбінації з сигнальними та виконавчими блоками, що адресуються. Сигнали від сповіщувачів подаються на приймально-контрольний пожежний блок типу «С-2000», встановлений у приміщенні панелей на панелі №9. впливу на незалежний розчіплювач автомата) силових складання, що живлять системи вентиляції та опалення.

Для звукового сповіщення при пожежі застосовано систему мовного сповіщення «Орфей» на другому поверсі будівлі та у приміщеннях ЗРУ 10 кВ.

Для звукового оповіщення венткамер та камер трансформаторів Т1, Т2 застосовані звукові оповіщувачі «Сопілка-2».

У приміщенні панелей передбачено резервні місця для встановлення

панелей.

Нетипові та блокові панелі, нетипові ящики, серійні шафи релейного захисту та автоматики, а також необхідна за проектом апаратура, врахована у специфікації обладнання (0115-2.2-СЗЗ Том 11).

Передбачається наступний обсяг вимірювань електричних величин:

- Вимірювання активної та реактивної потужності - на вводах 35, 10 кВ силових трансформаторів;

- Вимірювання струму - на вводах 35, 10 кВ силових трансформаторів, на лініях 10 кВ, на секційних вимикачах 10 кВ, на вводах 0,4 кВ власних потреб, в нейтралі ДГР 10 кВ;

- Вимірювання напруги - на сторонах 35, 10, 0,4 кВ власних потреб, а також в нейтралі ДГР 10 кВ.

Облік активної та реактивної енергії виконаний на сторонах 35, 10 кВ силового трансформатора та на лініях 10 кВ.

Лічильники типу *CET – 4TM.03.01* сторони 35 кВ знаходяться на панелі, розташованій у приміщенні панелей, лічильники сторони 10 кВ – у осередках ЗРУ 10 кВ.

Облік активної енергії виконано за 0,4 кВ трансформаторів власних потреб.

Лічильники типу *CET – 4TM.03.01* знаходяться на власних панелях потреб, розташованих у приміщенні панелей.

Передбачається захист ланцюгів виміру від несанкціонованого доступу.

### **3.3.1 Система збору інформації для АСДУ**

До основного обладнання підстанції, що є об'єктом оперативно-диспетчерського управління та контролю, належать:

- комутаційні апарати 35 та 10 кВ (вимикачі та роз'єднувачі);
- силове обладнання (силові трансформатори, трансформатори власних потреб, трансформатори струму та напруги, пристрої РПН);
- низьковольтне обладнання (пристрої РЗА, пристрої технологічної

автоматики, пристрої телемеханіки та зв'язку, системи власних потреб, оперативного струму, аварійної та попереджувальної сигналізації, охоронно-пожежної сигналізації).

Як апаратно-програмні засоби системи збору інформації та управління для АСДУ передбачається апаратура контрольованого пункту та об'єктовий сервер «ОІК Диспетчера» виробництва ТОВ «НТК Інтерфейс». Об'єктовий сервер є необслуговуваним контролером, що виконує функції комунікацій.

Для автоматизованого оперативного спостереження та управління нормальними та обтяженими режимами підстанції (АСДУ) передбачається введення наступних параметрів.

### **3.3.2 Телесигналізація**

Від датчиків типу «сухий контакт» до контролера «Ісеть» має забезпечуватися введення наступних сигналів:

- робота попереджувальної та аварійної сигналізації;
- робота основних та резервних захистів 1Т та 2Т;
- сигналізація несправностей 1Т та 2Т, несправності автоматики В35 1Т та 2Т;
- сигналізація несправності захисту В-10 кВ;
- земля у мережі 10 кВ;
- Сигналізація несправності АБ;
- положення вимикачів 35 кВ, 10 кВ, головних та заземлюючих ножів роз'єднувачів 35 кВ;
- положення «дистанційне» перемикачів режимів керування всіма комутаційними апаратами 35 кВ та вимикачами вводів 10 кВ;
- охоронної та пожежної сигналізації;
- становище автоматів 0,4 кВ ЩСН тощо. згідно з переліком сигналів ТЗ.

Для можливості дистанційного управління оперативному персоналу має бути надана достовірна інформація про стан комутаційних апаратів. З цією метою формується подвійне (двобітове) повідомлення, яке дозволяє

відобразити два певні стани комутаційних апаратів («включено» і «відключено») і два невизначені стани (неправильні комутаційні положення), тобто виконати перевірку достовірності повідомлення, готовності ланцюгів управління та виявити неправильне комутаційне положення чи несправність обладнання.

### **3.3.3 Телевимірювання**

Даним проектом передбачаються виміри:

- Трифазних струмів за введенням 35 кВ трансформаторів;
- Трифазних струмів за введенням 10 кВ трансформаторів;
- трьох лінійних напруг і напруги по вводах 35 кВ трансформаторів;
- активних та реактивних потужностей за введенням 35 та 10 кВ трансформаторів;
- струмів за фідерами та ДГР 10 кВ та секційними вимикачами 10 кВ;
- лінійна та фазна напруга та напруга на розімкнутій обмотці ТН на стороні 10 кВ;
- лінійних напруг на секціях 0,4 кВ ЩВП;
- Температури в ЗПК, ЗРУ, камерах трансформаторів, зовнішнього повітря.

Вимірювання струмів, напруг і потужностей з введення трансформаторів 35 і 10 кВ. Виконується за допомогою перетворювачів з уніфікованими вихідними сигналами в діапазоні 4-20 мА, підключеними до обмотки трансформаторів струму з класом точності 0,5.

Уніфіковані вихідні сигнали з перетворювачів вводяться в контролер "Ісеть".

### **3.3.4 Телеуправління**

Передбачається управління:

- вимикачами 35 кВ 1Т та 2Т;
- вимикачами відходящих фідерів 10 кВ.

Команди телеуправління вимикачами мають виконуватися з допомогою релейних контактів контролера «Мережа» .

Управління будь-якими комутаційними апаратами має здійснюватися через перемикач вибору режимів "місцеве/дистанційне" з відображенням його положення у системі АСУТП. Таке підключення дозволить забезпечити безпеку робіт під час ремонту чи випробування, а також зафіксувати в системі АСУТП (з метою додаткового контролю за несанкціонованими включеннями) можливість доступу від місцевої системи управління.

### **3.3.5 Система збору інформації для управління системами релейного захисту та автоматики**

Як засоби релейного захисту на ПС 35/10 кВ передбачається встановлення:

- шаф *ШЕ 2607 041 015* для захисту трансформаторів та управління вимикачами 35 кВ;
- мікропроцесорних захистів *SPAC 810 – В; SPAC 810 – З; SPAC 810 – Л; SPAC 810 – Н* для захисту та автоматики осередків 10 кВ та шинних ТН 10 кВ.

Параметри електричних режимів при аварійних процесах, необхідні ретроспективного аналізу та визначення місця ушкодження, реєструються мікропроцесорними пристроями *P3 35, 10 кВ*. Мікропроцесорними пристроями *P3 35 кВ* провадиться також запис осцилограм аварійних процесів.

### **3.3.6 Система збору інформації АСКОЕ**

На ПС 35/10 кВ має виконуватися збір даних, необхідних для повного обліку електричної енергії, що регламентується такими нормативними та технічними документами:

«Правила улаштування електроустановок»;

"Типова інструкція з обліку електроенергії при її виробництві, передачі та розподілі" (РД 34.09.101-94);

«Положення про організацію комерційного обліку електроенергії та

потужності на оптовому ринку»;

«Автоматизовані інформаційно-вимірювальні системи комерційного обліку електричної енергії (потужності) суб'єкта ОРЕ. Технічні вимоги.

Кордон балансової належності між електричними мережами ВАТ та споживачами проходить за 10 кВ ПС 35/10 кВ.

Дані для технічного та розрахункового обліку електроенергії мають передаватись до електричних мереж.

Для збору інформації, необхідної для повного (розрахункового та технічного) обліку електроенергії та потужності, на ПС 35/10 кВ передбачається встановлення:

- на вводах 35 та 10 кВ трансформаторів, на приєднаннях 10 кВ та на стороні 0,4 кВ ТСН лічильників *СЕТ – 4ТМ.03.01* з класом точності 0,5S.

Лічильники *СЕТ – 4ТМ.03.01* виконують функцію перетворення аналогових величин струмів і напруг в електроенергію та потужність, забезпечують вимірювання активної та реактивної електроенергії та потужності у двох напрямках, накопичення, обробку та зберігання інформації.

Результат вимірів видається у цифровій формі.

Лічильники підключаються за інтерфейсом RS 485 до пристрою збору та передачі даних ПЗПД *ЕКОМ – 3000*.

При підключенні лічильників електроенергії мають бути виконані такі заходи:

- встановлення у вторинних колах трансформаторів струму та трансформаторів напруги поруч із лічильником випробувальних блоків ВБ або випробувальних коробок *ТВ6.672.112* для оперативного підключення контрольного лічильника та вжиття заходів, що перешкоджають несанкціонованому доступу до ланцюгів комерційного обліку.

- Підключення лічильників до ТН 35 і 10 кВ окремим кабелем через окремий автоматичний вимикач.

### **3.4 Висновки до розділу 3**



Відповідно до актуальних навантажень ПС вибрано сучасне електрообладнання, проведена його перевірка в робітниках і аварійних режимах. Складена однолінійна схема ПС після реконструкції.

Вибрано і перевірено за допустимими параметрами нове сучасне електроустаткування для заміни технологічно застарілого і зношеного діючого. Перевірка устаткування за допустимими параметрами виконана в робітниках і аварійних режимах;

Здійснено аналіз та розроблено ряд заходів, щодо реконструкції релейного захисту і автоматики ПС шляхом заміни електромеханічної РЗА на сучасну мікропроцесорну, таку, що має показники надійності і швидкодії, що відповідають актуальним вимогам. Вибрані сучасні засоби мікропроцесорною РЗ (мікропроцесорні термінали серії «Сіріус»), вибрані уставки передбачених видів захистів.

Розглянуто питання автоматики, керування, сигналізації, вимірювання та облік електроенергії на трансформаторній підстанції, а саме:

1. Система збору інформації для АСДУ;
2. Телесигналізація;
3. Телевимірювання;
4. Телеуправління;
5. Система збору інформації для управління системами релейного захисту та автоматики;
6. Система збору інформації АСКОЕ.

## **4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **4.1 Безпека праці електромонтера по обслуговуванню трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів**

До робіт на трансформаторних підстанціях і в розподільних пунктах пред'являються підвищені вимоги у безпеці праці. Ще до призначення на самостійну роботу електромонтерові необхідно пройти навчання безпечним методам праці, ввідний інструктаж по безпеці праці, первинний інструктаж на робочому місці, первинну перевірку знань ПТБ, ПТЕ, правил пожежної безпеки і інструкцій в об'ємі необхідному для цієї професії, дублювання в течії декількох змін під керівництвом досвідченого наставника. І тільки після проходження усіх східців підготовки електромонтер може приступити до самостійної роботи.

В процесі роботи електромонтер по обслуговуванню трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів повинен проходити повторні інструктажі (не рідше за 1 раз в місяць), спеціальну підготовку (не рідше за 1 раз в місяць), контрольне протиаварійне тренування (не рідше за 1 раз в 3 місяці), контрольне протипожежне тренування (не рідше за 1 раз в підлогу року), періодичну перевірку знань ПТБ, ПТЕ, правил пожежної безпеки і інструкцій (1 раз на рік), а також медичний огляд - 1 раз в 2 роки.

Велике значення надається екіпіровці. Це спеціальний одяг і взуття, захисна каска, протигаз, захисна маска або окуляри, а у разі потреби - запобіжний монтерський пояс. Особлива розмова про інструменти. Вони мають бути справні і знаходитися на своїх місцях.

Інструмент з ізолюючим руків'ям в процесі експлуатації піддається періодичним електричним випробуванням. Захисні засоби мають бути випробувані і мати штамп з вказівкою терміну придатності. Електромонтерові необхідно пам'ятати, що від справності приладів і інструментів, спецодягу і пристосувань залежить його життя.

Майстерня ділянки - це постійне робоче місце електрика. Тут треба дотримуватися порядку, усього має бути своє місце. Перед початком роботи необхідно прибрати зайві предмети, відрегулювати місцеве освітлення так, щоб робоча зона була досить освітлена, але, при цьому, світло не зліпило ока.

Основна робота, яка проводиться на трансформаторній підстанції, - це планово-запобіжні ремонти, періодичні і позачергові огляди. Більшість робіт по профілактичному обслуговуванню і ремонту трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів здійснюються з відключенням електроустаткування.

Ці роботи вимагають ретельно підготовки робочого місця, при якій мають бути виконані організаційні і технічні заходи, спрямовані на безпечне виконання робіт. Для цього майстер оформляє наряд з призначенням відповідальних осіб за безпечне виконання робіт. Залежно від групи по електробезпеці, досвіду, досвіду електроустановки і складності схеми електрик може бути призначений в якості того, що допускає, виконавця робіт або члена бригади.

Що допускає або виконавець робіт отримавши від майстра наряд або усне розпорядження знаками бригаду зі змістом роботи, залежно від якої підбираються необхідні спецодяг, захисні засоби, інструменти, пристосування і матеріали. Підготувавши усе необхідне бригада вирушає до місця робіт.

По прибуттю на місце бригада отримує дозвіл на підготовку робочого місця і на допуск від чергового. Ні в якому разі не можна давати такий дозвіл заздалегідь. Дозвіл на підготовку робочого місця і на допуск оформляється в наряді. Підготовку робочого місця робить той, що допускає спільно з виконавцем робіт.

Для підготовки робочого місця при роботі що вимагає зняття напруги необхідно зробити вказані в наряді перемикання в електроустановці. У електроустановках з кожного боку звідки може бути подана напруга на робоче місце має бути видимі розрив, що утворюється від'єднанням шин і дротів, відключенням комутаційних апаратів, зняттям запобіжників. Усі відключення тут виконують в діелектричних рукавичках.

Знімати і встановлювати запобіжники слідує при знятій напрузі, але якщо обставини не дозволяють зробити це, то необхідно скористатися ізолюючими кліщами, штангою із застосуванням рукавичок і захисних окулярів. Після того, як комутаційна апаратура відключена необхідно вжити заходи, що перешкоджають її мимовільному включенню, тобто вимикачі навантаження, ручні приводи у відключеному стані закриваються на замок.

Після виконаних вище дій, необхідно перевірити справність показчика напруги за допомогою спеціальних приладів або струмоведучих частин тих, що свідомо знаходяться під напругою, а потім за допомогою його ще раз переконатися у відсутності напруги.

У електроустановках напругою більше 1000 В використати показчик напруги необхідно в діелектричних рукавичках. У електроустановках понад 1000 В перевіряти відсутність напруги дозволяється одному працівникові з чергового або оперативно-чергового персоналу з 4 групою по електробезпеці, а в електроустановках до 1000 В з 3 групою. Тут для перевірки відсутності напруги можна використати двополосний показчик фазної і лінійної напруги.

Електроустановка заземляється шляхом включення заземляючих ножів або установкою переносних заземлень. Їх спочатку приєднують до заземляючого пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановлюють на струмоведучі частини.

У електроустановках понад 1000 В заземлення встановлюються двома працівниками - одним з 4 групою по електробезпеці з числа оперативного персоналу, іншим з 3 групою по електробезпеці. Застосування діелектричних рукавичок і ізолюючої штанги обов'язкове! Затиски переносних заземлень слід закріплювати за допомогою штанги або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

На підготовлених робітниках місцях вивішуються плакати "Працювати тут". Що залишилися під напругою струмоведучі частини захищаються і вивішуються плакати "Стій. Напруга".

Отже, підготовка робочого місця закінчена. Первинний допуск бригади по нарядах і розпорядженнях повинен проводитися безпосередньо тут же на робочому місці. При цьому той, що допускає зобов'язаний перевірити відповідність складу бригади вказаному в наряді по іменних посвідченнях, довести бригаді відсутність напруги, показом заземлень або перевіркою відсутністю напруги і подальшим дотиком рукою до струмоведучих частин якщо заземлення не видно з робочого місця, провести цільовий інструктаж виконавцеві робіт, що спостерігає і членам бригади, що передбачає вказівки по безпечному виконанню конкретної роботи.

Виконавець робіт зі свого боку також повинен провести цільовий інструктаж членам бригади. Без проведення цільового інструктажу і реєстрації його в наряді при первинному допуску до роботи забороняється. Допуск оформляється таким, що допускає і виконавцем робіт в наряді з вказівкою дати і часу. Після допуску нагляд за дотриманням бригадою вимог безпеки покладається на виконавця робіт. Він повинен вести контроль за бригадою, знаходиться, по можливості, на ділянці робочого місця, де ведеться найбільш небезпечна робота.

Після повного закінчення роботи по наряді виконавець робіт повинен видалити бригаду з робочого місця, спільно з тим, що допускає зняти встановлені огорожування, плакати, заземлення. Повне закінчення робіт оформляється в наряді. Після цього, слід повідомити працівника, що видав дозвіл на підготовку робочого місця і на допуск про повне закінчення роботи для можливості включення електроустановки.

Включення електроустановки виконує з числа оперативного і оперативно-ремонтного персоналу, що входить в склад бригади. Це може бути особа, що дає допуск або виконавець робіт. Після цього необхідно прийти в диспетчерську і здати наряд, а після закінчення робочого дня привести в порядок майстерню і спецодяг.

## 4.2 Заходи безпеки при обслуговуванні електроустановок

Електроустановки трансформаторної підстанції 35/10 кВ оглядаються без зняття з них напруги, на віддалі від струмоведучих частин. Дефекти виявляються візуально – оглядом і на слух. Право одноособового огляду електроустановки має черговий із кваліфікаційною групою не нижче III або адміністративно-технічний працівник, що має V групу в установках напругою вище 1000 В і IV групу в електроустановках напругою нижче 1000 В.

При оглядах діючих електроустановок не можна проходити за огороження, знімати їх і входити в камери розподільних пристроїв, що не мають бар'єрів. При необхідності дозволяється працівникові з кваліфікаційною групою не нижче IV увійти за огороження, але за умови, що струмоведучі частини недоступні, тобто нижні фланці ізоляторів знаходяться від сталі на відстані більше 2 м, а необгороджені струмоведучі частини - на відстані більше 2,75 м при напрузі 35 кВ і 3,5 м при напрузі 110 кВ.

При менших відстанях входити за огороження можна тільки в присутності другої особи, що має кваліфікаційну групу не нижче III, і за умови, що струмоведучі частини знаходяться на відстані не менше зазначеного в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Допустимі відстані від місця проведення робіт до струмоведучих частин у залежності від їхньої напруги [13]

Номінальна напруга електроустановки, кВ.	Допустима відстань, м.
До 15	0,7
Від 15 до 35	1,0
Від 35 до 110	1,5
154	2
220	2,5
330	3,5
400 і 500	4,5
750	6,4

Вимкнення і зміни в електричних схемах РЕМ можуть здійснюватись тільки за розпорядженням або з відома того чергового персоналу, у керуванні або підпорядкуванні якого знаходиться дане устаткування. При пожежах, нещасних випадках або при стихійних лихах негайно потрібно вимикати електроустаткування без узгодження, з послідуочим записом у оперативному журналі.

Розпорядження вважається виконаним після того, як черговий повідомить особисто або телефоном черговому диспетчерові енергосистеми мереженого району, черговому інженерові, тобто особі, що дала розпорядження. Керуватися показами приладів та повідомленнями осіб не оперативного персоналу про виконання розпорядження не можна.

Особа, що віддає розпорядження про переключення, обов'язково перевіряє послідовність операцій за оперативною схемою. Черговий, який отримав розпорядження, зобов'язаний повторити його і записати в оперативний журнал.

За оперативною схемою або макетові цей черговий намічає порядок операції. Якщо переключення виконують дві особи, то перша особа є старшою, роз'ясняє другій (виконавцю) завдання і послідовність його виконання.

В електроустановках напругою вище 1000 В, не обладнаних повністю блокованими від неправильних операцій роз'єднувачів, складні переключення проводяться за бланками. В бланку переключень виконується запис усіх операцій про увімкнення і вимкнення електрообладнання точно у тій послідовності, у якій ці операції повинні виконуватись.

Прості переключення на одному електричному приєднанні і переключення в електроустановках повністю обладнаних блокуванням роз'єднувачів від неправильної операції, можуть виконуватися без бланків.

Бланки переключень заповнює і підписує черговий який є безпосереднім виконавцем. Старший черговий контролюючий виконання операцій, перевіряє бланк і також його підписує. Старший черговий зачитує зміст операції виконавець повторює прочитане і приступає до виконання. Старший контролює

дії виконавця і відразу відзначає в бланку виконання операції. При сумніві в правильності операцій робота припиняється до в'яснення правильного порядку переключень. Якщо черговий робить переключення одноосібно, то він зачитує послідовність операцій вказаних у бланку телефоном старшому черговому який віддав розпорядження. Цей черговий є контролюючою особою.

Дозвіл на переключення виконавець зобов'язаний одержати телефоном безпосередньо перед їх виконанням. Приєднання вмикають або вимикають з допомогою вимикачів.

Якщо роз'єднувач має ручний привід, то операції з ним виконують в діелектричних рукавицях з ізолюваною основою. Вимикати і вмикати потрібно швидко, рішуче і до упора. Увімкнення і вимкнення роз'єднувачів виконується, як правило без навантаження. Роз'єднувачами допускається розмикати струми замикання на землю і зарядні струми повітряних і кабельних ліній не вище наведених в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Залежність струму замикання на землю і зарядного струму від напруги

При напрузі, кВ.	Струм замикання на землю, А.	Зарядний струм на фазу, А.
3 – 6	7,5	2,5
10 – 20	3,0	1,0
35	1,5	0,5

Дозволяється вимикати навантажувальний струм лінії до  $I \leq 15A$  при напрузі  $U \leq 10$  кВ.

Роз'єднувачі необхідно вмикати ривком. Якщо при цьому виникає дуга, то ножі необхідно довести до кінця. У протилежному випадку зворотний хід ножа викличе виникнення дуги й нещасний випадок. Вимикати роз'єднувачі треба, навпаки, повільно, особливо в початковий момент. Якщо з'явиться дуга при відході ножів від губок, то роз'єднувач необхідно увімкнути назад.



Роз'єднувачі відключають (включають) у діелектричних рукавицях. Роз'єднувачі з пофазним керуванням і з вертикальним розташуванням – у діелектричних рукавицях, з використанням ізолюючих штанг і стоячи на ізолюючій підставці. Старшим може бути черговий, що має не меншу ніж IV кваліфікаційну групу. Прості перемикання на одному електричному приєднанні дозволяється виконувати оперативному персоналу, що має не нижче ніж IV кваліфікаційну групу, одноосібно.

Перевіряти відсутність напруги, накладати й знімати переносні заземлення дозволяється не менш ніж двом виконавцям.

В установках напругою до 1000 В апаратуру перемикає один працівник, що має III кваліфікаційну групу, якщо він черговий, IV кваліфікаційну групу, якщо він не є черговим.

Персонал, що виконує перемикання, повинен твердо знати, що у випадку зникнення напруги воно може бути подане знову без попередження як в умовах нормальної експлуатації, так і при аваріях.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній кваліфікаційній роботі магістра здійснено розробку технічних заходів для забезпечення надійного функціонування трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

Отримані наступні результати:

- проведений аналіз діючої електричної схеми ПС і діючого електроустаткування;
- проаналізована технічна документація по діючому електроустаткуванню;
- розроблений комплекс заходів по реконструкції ПС. Для заміни технологічно застарілого і зношеного устаткування вибрані нові сучасні аналоги;
- визначені струми короткого замикання в ключових точках електричної мережі;
- вибрано і перевірено за допустимими параметрами нове сучасне електроустаткування для заміни технологічно застарілого і зношеного діючого. Перевірка устаткування за допустимими параметрами виконана в робітниках і аварійних режимах;
- здійснено аналіз та розроблено ряд заходів, щодо реконструкції релейного захисту і автоматики ПС шляхом заміни електромеханічної РЗА на сучасну мікропроцесорну, таку, що має показники надійності і швидкодії, що відповідають актуальним вимогам. Вибрані сучасні засоби мікропроцесорною РЗ (мікропроцесорні термінали серії «Сіріус»), вибрані уставки передбачених видів захит;
- розглянуто питання автоматики, керування, сигналізації, вимірювання та облік електроенергії на трансформаторній підстанції

Проведення реконструкції електричної частини ПС 35/10 кВ забезпечить зниження аварійності і недоотпуска електроенергії споживачам. Використання сучасного електроустаткування дозволить підвищити загальну надійність електропостачання споживачів, понизити техніко-експлуатаційні витрати.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Соколов В. Ю., Рычкова А. С., Биктимиров Е. А. Повышение надежности работы трансформаторной подстанции при замене основного оборудования // Траектория научно-технологического развития России с учетом глобальных трендов : сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции 29 ноября 2019г. : Белгород : ООО Агентство перспективных научных исследований (АПНИ), 2019. С. 78-81. URL: <https://apni.ru/article/75-povishenie-nadezhnosti-raboti-transformatornoj>
2. Постанова Кабінету Міністрів України «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”». [Електронний ресурс] // № 605-р від 18 серпня 2017 р. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text>
3. ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності».
4. IEEE 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. standards.ieee.org. Дата звернення: 07 вересня 2022г.
5. Бабюк, С. М.; Пліс, Я. В. Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2020, 2: 82-83.
6. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с
7. Циценков Д. В. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання / Д. В. Циценков, П. Ю. Красовський // Електротехніка та електроенергетика. - 2015. - № 1. - С. 77–82. - Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee\\_2015\\_1\\_15](http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee_2015_1_15).

8. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електроенергетики та електропостачання». Підручник – Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка»,2007.

9. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні : Навч. посіб. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик; Вінниц. держ. техн. ун-т. - Вінниця, 2002. - 111 с.

10. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.

11. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258 ] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.

12. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка»,2007.

13. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.

14. Попов В. А., Ткаченко В. В., Ярмолюк О. Проектування систем забезпечення споживачів електричною енергією: навчальний посібник / за ред. Федосенко М. М. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 222 с.

15. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “, 2, 82-83.

16. Бабюк С. , Клебан К. , Танасійчук В. Шляхи підвищення надійності електропостачання // Зб. наук. праць / Терн. нац. тех. універ. ім. І.Пулюя. Тернопіль, 2021. С. 61.

17. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка»,2007.

18. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України /

П. П. Говоров [та ін.] ; Харківська держ. академія міського господарства. — К. : [б.в.], 1996. — 228 с.

19. Хоменко, О. В., & Петруніна, Д. П. (2020). СУЧАСНІ ЗАСОБИ І СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІЯХ. Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики", 64-66.

20. Паракуда, В. В., Лисий, Б. М., Кричевець, О. М., & Сулима, О. С. (2014). Підвищення точності вимірювання електричної енергії та вдосконалення МЗ АСКОВЕ. Матеріали ІХ Міжнародної науковотехнічної конференції Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія—2014): наукові праці конференції.

21. Orobchuk, B., Sysak, I., Babiuk, S., Rajba, T., Karpinski, M., Klos-Witkowska, A., ... & Gancarczyk, J. (2017, September). Development of simulator automated dispatch control system for implementation in learning process. In 2017 9th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications (IDAACS) (Vol. 1, pp. 210-214). IEEE.

22. Vakulenko, O., Sysak, I., Babiuk, S., & Bunko, V. (2021, December). Features of the enameled wires insulation diagnosing by voltage. In Proceedings of the International Conference „Advanced applied energy and information technologies 2021”, 2021 (pp. 27-32). TNTU, Zhytomyr «Publishing house „Book-Druk “» LLC.

23. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 82-83.

24. Буняк, О., Бабюк, С., & Сисак, І. (2019). Інтелектуальний пристрій автоматичного регулювання параметрів електомережі. Матеріали ІV Міжнародної науково-технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій “присвячена 80-ти річчю з дня народження професора ЯІ Проця, 268-270.

25. Олашин Е. І. Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах / П.І. Довгань, Е.І. Олашин, А.О. Кукуруза // Збірник тез доповідей XI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 7-8 грудня 2022 року. — Т. : ТНТУ, 2022.

26. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.

27. Інструкція з охорони праці для електромонтера з ремонту та обслуговування електроустаткування (32049) // ДНАОП. Законодавча база: [Веб-сайт]. Київ, 2020. URL: <https://dnaop.com/html/32049/doc-instrukcijaz-ohoroni-pracidlya-jelektromontera-z-remontuta-obslugovuvannya-jelektroustatkuvannya> (дата звернення: 14.11.2022).