

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

УДК 621.316.1

**ПОГОДЖЕНО**

**Директор ІННІ енергетики,  
автоматики і енергозбереження**

**проф., д.т.н. \_\_\_\_\_ /КАПЛУН В.В./**

вчене звання, науковий ступінь

підпис

**ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ**

**Завідувач кафедри  
інженерії енергосистем**

**доц., к.т.н. \_\_\_\_\_ /Антипов Є.О./**

вчене звання, науковий ступінь

підпис

„\_\_\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2024 р.

число

місяць

рік

„\_\_\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2024 р.

число

місяць

рік

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

**на тему: «Нормативно-правове забезпечення реалізації «розумних» мереж  
в Україні»**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханік

(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

**Гарант освітньої програми**

**доц. к.т.н. \_\_\_\_\_**

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

**Усенко С.М.**

(ПІБ)

**Керівник магістерської роботи**

**проф., д.т.н. \_\_\_\_\_**

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

**Каплун В.В.**

**Виконав \_\_\_\_\_**

(підпис)

(ПІБ)

**Нетовканий І.О.**

**КИЇВ – 2024**

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри інженерії енергосистем**

доц., к.т.н /Антипов Є.О./

вчене звання

підпис

ПІБ

„\_\_\_\_\_”

\_\_\_\_\_ 2023 року

число

місяць

рік

**З А В Д А Н Н Я**

**ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ**

**Нетовканий Ілля Олександрович**

(прізвище, ім'я, по-батькові)

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Нормативно-правове забезпечення реалізації «розумних» мереж в Україні»

затверджена наказом ректора НУБіП України від “\_01\_”\_02\_2023 р. № 175 “С”

Термін подання завершеної роботи на кафедру \_\_\_\_\_ 2023.11.15

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи:

а) Результати науково-дослідницької роботи кафедри ЕЕЕ.

б) Публікації співробітників кафедри ЕЕЕ.

в) Результати навчально-дослідницької практики.

г) Система ПЗР і ТО електрообладнання сільськогосподарських підприємств.

д) Нормативні документи: ПУЕ, ПТЕЕС та ПБЕЕС, ДСТУ, ДБН тощо.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

а) Аналіз стану розподільних мереж напругою 10 кВ.

б) Розроблення структури автоматичного секціонування ліній електропередачі для забезпечення ефективності та підвищення надійності електропостачання.

в) Розроблення проєктних рішень для секціонування ліній електропередачі 10кВ на основі автоматичних комутаційних апаратів.

г) Технології спорудження пунктів секціонування мереж 10 кВ з використанням реклоузерів.

Перелік графічного матеріалу (за потреби) \_\_\_\_\_

Дата видачі завдання “\_04\_” лютого 2023 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи \_\_\_\_\_ **Каплун В.В.**

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ **Нетовканий І.О.**

(підпис)

(прізвище та ініціали студента)

## АНОТАЦІЯ

У даній кваліфікаційній роботі було проведено дослідження щодо технології впровадження «розумних» технологій в енергосистему України. Дослідники детально аналізували можливості використання сучасних технологій для оптимізації виробництва та споживання електроенергії.

Об'єкт дослідження – повітряні лінії електропередач напругою 10 кВ.

Предмет дослідження – розроблення проєктних рішень секціонування на основі реклоузерів для району електричних мереж напругою 10 кВ з повітряними лініями.

Мета роботи - підвищення надійності роботи розподільчих мереж шляхом використання автоматичних секціонуючих пунктів електричних мереж напругою 10 кВ.

Розроблення проєктних рішень випускової кваліфікаційної магістерської роботи передбачає:

1. Аналіз стану розподільних мереж напругою 10 кВ.
2. Розроблення структури автоматичного секціонування ліній електропередачі для забезпечення ефективності та підвищення надійності електропостачання.
3. Розроблення проєктних рішень для секціонування ліній електропередачі 10кВ на основі автоматичних комутаційних апаратів.
4. Технології спорудження пунктів секціонування мереж 10 кВ з використанням реклоузерів.

Робота може представляти інтерес для організацій, що проєктують та експлуатують системи електропостачання.

## **ABSTRACT**

In this qualification work, a study was conducted on the technology of introducing smart technologies into the Ukrainian power system. The researchers analysed in detail the possibilities of using modern technologies to optimise electricity production and consumption.

The object of the study is overhead power lines with a voltage of 10 kV.

The subject of the study is the development of design solutions for serialization based on reclosers for the area of 10 kV electrical networks with overhead lines.

The purpose of the work is to increase the reliability of distribution networks by using automatic sectionalizing points of electric networks with a voltage of 10 kV.

The development of project solutions for the final qualifying master's thesis involves:

1. Analysis of the state of distribution networks with a voltage of 10 kV.
2. Development of a structure of automatic sectioning of power transmission lines to ensure efficiency and increase the reliability of power supply.
3. Development of project solutions for sectioning of 10 kV power transmission lines based on automatic switching devices.
4. Technologies for construction of 10 kV network sectioning points using reclosers.

The work may be of interest to organizations that design and operate power supply systems.

## ЗМІСТ

ЗМІСТ		5
ВСТУП		7
РОЗДІЛ 1.	Стан впровадження «розумних» мереж в Україні	9
1.1.	Нормативно-правове забезпечення до проектування сучасних електричних мереж	9
1.2.	Аналіз показників надійності електричних мереж	10
1.3.	Напрями та завдання, покладені в основу Концепції «розумних» мереж в Україні	12
РОЗДІЛ 2.	Огляд стану релейного захисту, автоматики, диспетчерського керування електричними мережами напругою 10 кВ	18
2.1.	Напрями розвитку техніко-технологічного забезпечення надійності розподільних мереж	18
2.2.	Характеристики аварійності розподільних електричних мереж	21
2.3.	Напрями розвитку схем електричних мереж з повітряними лініями	26
2.4.	Особливості виконання секціонування з мережевим резервуванням	32
РОЗДІЛ 3.	Сучасні технічні засоби для підвищення надійності розподільних мереж	34
3.1.	Релейний захист та автоматика, що встановлюється на підстанції 110/10 кВ на початку повітряних ліній напругою 10 кВ	34
3.2.	Реклоузери як децентралізовані автоматичні комутаційні апарати для управління розподільними мережами	36
3.3.	Особливості реалізації мережевого секціонування реклоузерами	38
3.4.	Основні функції реклоузерів у складі пунктів секціонування	39

РОЗДІЛ 4.	Секціонування повітряних розподільчих мереж напругою 10 кВ	41
4.1.	Секціонування мереж для підвищення їх надійності	41
4.2.	Схемні рішення для формування розподільних мереж з пунктами секціонування	45
4.3.	Реклоузер як елемент децентралізованої автоматизації розподільної мережі	46
4.4.	Автоматизація та управління “Реклоузером” на базі контролера FTU-R200	47
РОЗДІЛ 5.	Проектні рішення для виконання монтажних робіт пунктів секціонування	55
5.1.	Додаткове обладнання опор повітряних ліній напругою 6-10 кВ для встановлення реклоузерів	55
5.2.	Монтаж лінійної арматури та обладнання	57
5.3.	Монтажний комплект реклоузера	68
5.4.	Методика перевірки реклоузера при прийнятті в експлуатацію у складі автоматизованих систем диспетчерського керування	80
ВИСНОВКИ		97
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ		99

## ВСТУП

Забезпечення надійного електропостачання є одним із найважливіших завдань сучасної енергетики. Електричні мережі напругою 10 кВ відіграють ключову роль у забезпеченні електроенергією сільських районів, невеликих міст та промислових підприємств. Проте значна частина повітряних ліній (ПЛ) цього класу в Україні експлуатується понад нормативні терміни, що призводить до зношення обладнання, зростання кількості аварій, підвищення витрат електроенергії та збільшення експлуатаційних витрат.

Лінія 10 кВ "Наріжжя", що живиться від підстанції 35/10 кВ "Худоліївка", не є винятком. Її стан характеризується високим рівнем аварійності, що обумовлюється фізичним зношенням обладнання, відсутністю сучасних засобів автоматизації та значною кількістю ручних операцій у процесі ліквідації аварій. Зокрема, відсутність сучасних засобів автоматичного повторного включення (АПВ) призводить до значного часу простою під час короткочасних пошкоджень, що негативно впливає на споживачів і надійність мережі в цілому.

На фоні глобальних змін у сфері електропостачання та переходу до інтелектуальних мереж (smart grids), впровадження сучасних рішень для автоматизації електричних мереж є нагальною потребою. Одним із таких рішень є використання реклоузерів — пристроїв АПВ, які дозволяють оперативно відновлювати роботу лінії після короткочасних замикань без втручання персоналу.

Вибір реклоузерів "E-NEXT" для реконструкції ПЛ - 10 кВ "Наріжжя" дозволяє не лише вирішити технічні проблеми старої інфраструктури, але й сприяє модернізації мережі відповідно до сучасних стандартів. Таким чином, реконструкція цієї лінії має вагомe значення для підвищення якості

електропостачання, зниження втрат електроенергії та забезпечення довготривалої роботи мережі.

Крім того, актуальність проекту підкреслюється необхідністю виконання завдань, передбачених Державною стратегією розвитку енергетичного сектору України, яка спрямована на зменшення впливу аварійних ситуацій, покращення надійності системи розподілу електроенергії та впровадження сучасних технологій автоматизації.

Таким чином, реконструкція ПЛ - 10 кВ "Наріжжя" з використанням реклоузерів "E-NEXT" є не лише технічно доцільною, але й відповідає актуальним потребам розвитку електроенергетичної інфраструктури України.

## РОЗДІЛ 1. Стан впровадження «розумних» мереж в Україні

### 1.1. Нормативно-правове забезпечення до проектування сучасних електричних мереж

Енергетичною стратегією України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”, схваленою розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605, передбачено застосування технологій “розумних мереж” як ефективного механізму розвитку електроенергетичної системи України в сучасних умовах. У цій Концепції термін “розумні мережі” використовується в значенні, наведеному у Законі України “Про енергетичну ефективність”. Традиційні підходи до проектування електромереж базуються на визначенні місця розташування великих централізованих виробничих комплексів та географічному розподілі генеруючих ресурсів (близькість вугільних родовищ, наявність та достатній обсяг охолоджуючої води, можливість використання енергії води тощо). Електромережі проектувалися та оптимізувалися відповідно до регіональних або національних потреб. Спочатку вони проектувалися для взаємної підтримки між країнами та регіонами в надзвичайних ситуаціях, а на даний час вони все частіше використовуються для здійснення торгівлі між державами. Магістральні електромережі традиційно є основою для забезпечення електричною енергією і запорукою надійності електропостачання

Завданням щодо впровадження “розумних мереж” є сприяння розвитку національної електроенергетики, підвищення ефективності мереж передачі і розподілу електричної енергії, сприяння покращенню можливостей щодо інтеграції відновлюваних джерел енергії та розподіленої генерації. Впровадження “розумних мереж” сприятиме створенню електромережі як інтелектуальної системи передачі, розподілу і постачання електричної енергії від виробників електричної енергії до споживачів, інтегрованої з комунікаціями та

інформаційними технологіями, та такої, що забезпечує поліпшене функціонування енергосистеми з якісним обслуговуванням її користувачів

## **1.2. Аналіз показників надійності електричних мереж**

Оцінювання надійного функціонування електричних мереж (ЕМ) проводиться у відповідності з Постановою НКРЕКП «Про затвердження цільових показників надійності (безперервності) електропостачання на 2018 рік». В цьому документі представлені показники, які дозволяють охарактеризувати складові якості електропостачання і відповідно приймати рішення щодо надійного функціонування ЕМ.

Надійне функціонування ЕМ визначається, в першу чергу, перервами в електропостачанні, які спровоковані аварійними ситуаціями. До аварійних ситуацій відносяться короткі замиканнями, в тому числі й ті, які являються наслідками зовнішніх подій, що призвели до відключення силового обладнання або до його руйнування. До показників, які характеризують перерви в електропостачанні відносяться: усереднений показник тривалості перерв (ASIDI); показник визначення середньої тривалості перерв електропостачання для окремих споживачів (SAIDI); показник, який дозволяє отримати інформацію про середню кількість перерв в електропостачанні (SAIFI).

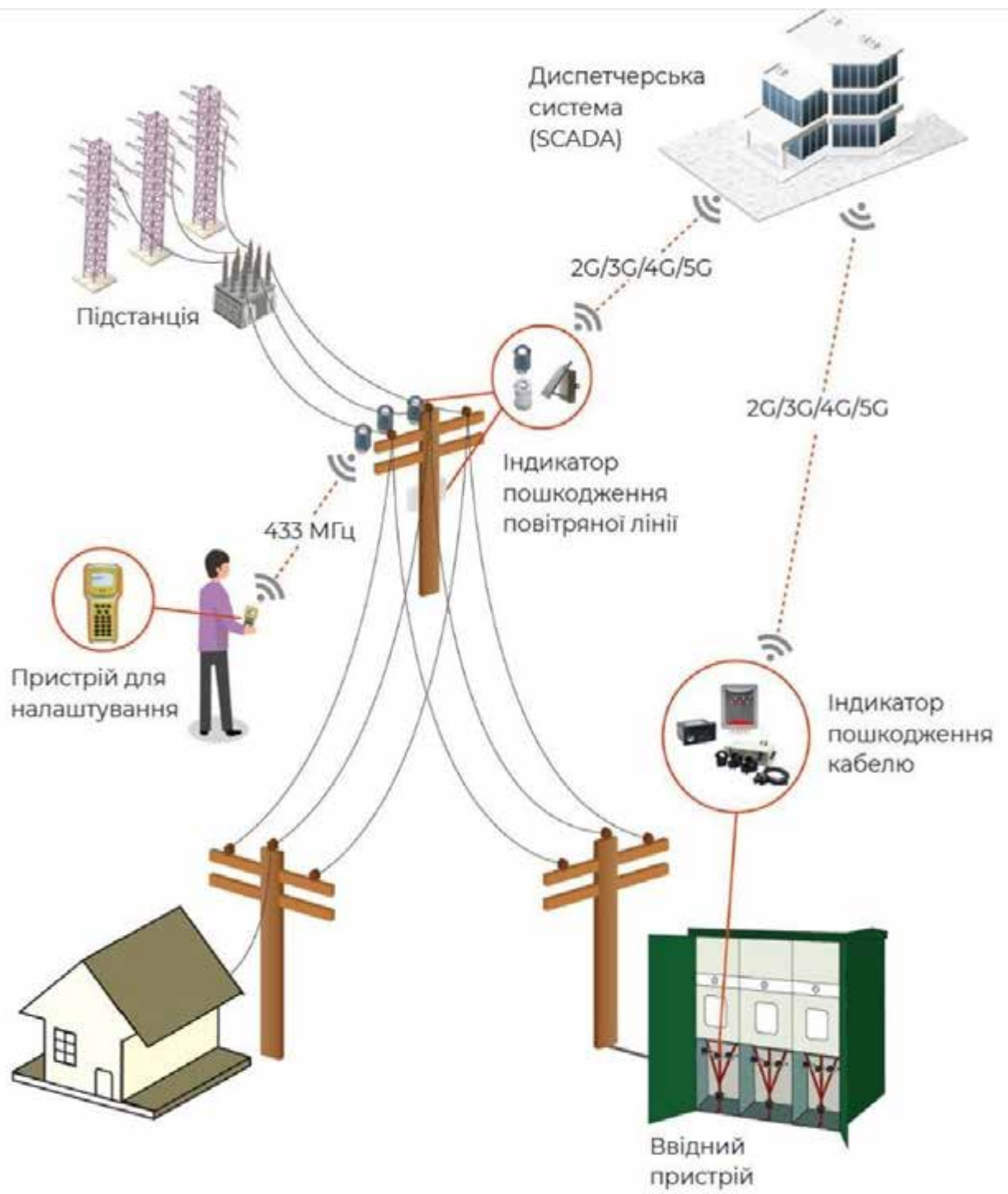
Також існують показники, які дозволяють оцінити експлуатаційну готовність (ASAI) та експлуатаційний простой обладнання (ASUI).

Посилаючись на вищевикладене слідує, що показники зазначені в дозволяють отримати усереднену інформацію про частоту та тривалість перерв в електропостачанні, а показники зазначені в дозволяють визначити збитки власників фотоелектричних систем. Таким чином, оцінюючи надійність функціонування ЕМ, доцільно спільне використання вищезазначених показників для комплексного визначення перерв в електропостачанні, які виникли внаслідок аварійних ситуацій, та збитків власників фотоелектричних систем.

### **1.3. Напрями та завдання, покладені в основу Концепції «розумних» мереж в Україні**

Метою Концепції «розумних» мереж є визначення напрямів і завдань, а також забезпечення координації дій з впровадження «розумних мереж» з урахуванням наявних та запланованих державними і регіональними програмами розвитку та модернізації енергетичного сектору заходів. Реалізація цієї Концепції з урахуванням визначених завдань здійснюється протягом 2022—2035 років.

Шляхи і способи розв'язання проблем передбачають здійснення ряду комплексних заходів правового та організаційного характеру, в тому числі внесення змін до законодавства, розроблення нових нормативно-правових актів та проведення окремих організаційних заходів, передбачених планом заходів щодо реалізації цієї Концепції. Для досягнення мети цієї Концепції необхідно забезпечити здійснення комплексних заходів за такими напрямками: створення передумов для впровадження «розумних мереж»; забезпечення залучення фінансування для виконання плану заходів та сприяння розвитку «розумних мереж».



**Рис.1.3.**

## **РОЗДІЛ 2. Огляд стану релейного захисту, автоматики, диспетчерського керування електричними мережами напругою 10 кВ**

FTU виявляє замикання на фазу та землю та спрацьовує вимикач.

Найшвидший час роботи становить 45 мс, включаючи час роботи автоматичного повторного вмикання. Там є 58 кривих відключення, які можна вибрати для швидкої та відкладеної роботи відповідно. Та криву можна редагувати за допомогою кількох параметрів, наприклад множника часу, суматора часу та мінімальний час відповіді. Робочу кількість швидкого та затримкового елемента можна регулювати інші параметри.

Функцію виявлення замикання на землю можна також увімкнути або вимкнути, перемикаючи «Заземлення». Кнопка «Увімкнути захист».

Елемент із визначеним часом є альтернативою інверсному захисту. Він працює шляхом відключення повторного вмикання у фіксований час після підйому. Поєднання зворотної кривої та визначеного часу полегшує координацію захисту. Слідують елемент певного часу та сама послідовність повторного вмикання з інверсним елементом часу.

### **2.1. Напрями розвитку техніко-технологічного забезпечення надійності розподільних мереж**

Розподільні лінії мають власне обладнання на відкритому повітрі, типи навантажень різні, і конфігурації мереж є гнучкими та складними. Є багато видів причини несправності, такі як прямий контакт дерев або птахів, природне явище блискавки або сильний сніг та поширення несправності через об'єкти замовника. Серед цих несправностей більшість розломи є тимчасовими, а домінуючим типом розлому є замикання на землю.

Для швидкого виявлення несправності та ізоляції ділянок несправності, мінімізації зони затемнення, багатьох застосовуються захисні пристрої, такі як реклоузер, секціоналізатор і лінійний запобіжник. Серед них пристроїв,

автоматичне повторне вмикання є найважливішим пристроєм захисту, чий основний функціями є відключення струму пошкодження та автоматичне повторне вмикання.

Одна розподільна лінія має більше 2 реклозерів послідовних з'єднань або повторного вмикання – Секціалізатор – лінійний запобіжник послідовних з'єднань. Ця конфігурація є концепцією Primary Захист і резервний захист. Іншими словами, потрібна координація захисту способів, за якого захисний пристрій ближче до точки несправності спрацьовує першим, щоб усунути несправність і інші пристрої, розташовані далі від точки несправності, налаштовані на роботу пізніше з часовими затримками.

Вимог до інтеграції реклоузера в систему керування підприємством • В документі викладено вимоги щодо інтеграції програмно-технічних засобів (ПТЗ) реклоузера до існуючого пункту керування (диспетчерського пункту, або SCADA, надалі - скада) підприємства. • Для інтеграції ПТЗ реклоузера до систем верхнього рівня використовується порт Ethernet Терміналу та мережевий протокол TCP/IP. Зазвичай канал зв'язку надається операторами стільникового зв'язку, тому у якості комунікаційного обладнання використовується модем, або роутер для стільникових мереж.

Для захисту каналу між SCADA та Терміналом (RTU) реклоузера застосовується тунелювання (L2TP, IPsec та ін.), яке може бути організоване двома шляхами: власними ресурсами, або з використанням ресурсів оператора. Перший варіант передбачає будівництво тунелю між роутером скада та кожним реклоузером, точніше роутером реклоузера. Тобто, кількість тунелів визначається кількістю реклоузерів. Тунель будується через мережу Internet, тому роутер повинен мати надійний фаєрвол. Другий варіант передбачає тільки один тунель – до оператора стільникового зв'язку. Цей тунель забезпечує доступ

до корпоративної мережі з фіксованими IP-адресами, яка організовується оператором.

Доступ іншим до цієї мережі закрито, тому вимоги до фаєрвола низькі. Кожному реклоузеру (RTU) призначається своя IP-адреса за якою SCADA взаємодіє з RTU по протоколу IEC 60870-104. Протокол прикладного рівня IEC 60870-104 забезпечує передачу на скада інформацію при виміряні струми та напруги, стан дискретних сигналів та режим роботи захистів, а також дозволяє змінювати ці режими та керувати вакуумним вимикачем. Передбачається, що користуватись цією інформацією будуть два види користувачів: диспетчери та фахівці з релейного захисту. Відповідно, набори даних для них будуть різними. Для диспетчерів необхідно викласти необхідний мінімум інформації щодо стану ЛЕП в точці підключення реклоузера та стану самого реклоузера. Адреси перелічених параметрів (АОІ) протоколу IEC-104 викладено в документі - «Обмін даними за протоколом IEC-60870-5-104».

## **2.2. Характеристики аварійності розподільних електричних мереж**

Проблеми існуючих електричних мереж.

Проводи: У більшості мереж використовуються алюмінієві провідники, які з часом піддаються корозії. Пошкодження провідників призводить до збільшення втрат електроенергії та аварійних ситуацій (наприклад, обриви під час навантажень).

Опори: Значний відсоток залізобетонних опор пошкоджений через механічний знос і тривалий термін експлуатації.

Ізолятори: Керамічні ізолятори втрачають свої ізоляційні властивості, що підвищує ризик коротких замикань, особливо у вологу погоду.

Ручне управління: Більшість операцій з відключення та повторного включення здійснюється вручну, що збільшує час реагування на аварійні ситуації.

Складнощі діагностики: Відсутність моніторингових систем ускладнює виявлення місця пошкодження, особливо у розгалужених мережах.

Низька адаптивність: Існуючі системи релейного захисту не можуть швидко адаптуватися до змін у мережевих умовах, таких як раптові перевантаження чи короткі замикання.

Частота аварій: У середньому на кожен кілометр лінії припадає до 3 аварій на рік.

Основні причини: Контакт проводів із гілками дерев унаслідок буревіїв. Обледеніння проводів та опор у зимовий період. Перевантаження ліній через зростання споживання електроенергії.

Наслідки: Часті перебої у постачанні електроенергії. Фінансові втрати для промислових і побутових споживачів.

Високі втрати електроенергії: Втрати через корозію проводів та поганий стан ізоляції сягають 10-15% загального обсягу електроенергії.

Перевантаження мережі: Відсутність адаптивного управління призводить до частих перевантажень, що скорочує термін служби обладнання.

Погіршення якості напруги: У споживачів часто спостерігається низька якість електроенергії, що впливає на роботу їхнього обладнання.

Безпека: Відсутність систем автоматичного відключення в разі аварій підвищує ризик для персоналу.

Ефективність: Старі релейні пристрої не відповідають сучасним вимогам енергоефективності.

Вимоги до автоматизації: Сучасні концепції, такі як Smart Grids, передбачають повну автоматизацію мереж, чого немає у більшості існуючих систем.

Високі витрати на обслуговування: Постійний ремонт застарілого обладнання значно перевищує вартість модернізації.

Фінансові втрати через простої: Тривалі простої у мережі викликають значні економічні втрати, особливо для промислових підприємств.

Штрафні санкції: Невідповідність стандартам надійності електропостачання може призводити до штрафів від регуляторів.

Екологічні проблеми. Викиди CO<sub>2</sub>. Неefективне енергопостачання збільшує споживання палива на електростанціях.

Механічне забруднення: Зношені матеріали (проводи, ізолятори) часто утилізуються неправильно, що впливає на довкілля. Сучасний стан досліджень у сфері автоматизації електромереж

Наукові роботи: 1. Аналіз останніх досліджень свідчить про активне впровадження автоматизації для підвищення ефективності мереж. 2. Дослідження мікропроцесорного релейного захисту, що інтегрується в концепцію Smart Grids.

Інженерні рішення: 1. Розробка пристроїв, здатних забезпечувати одночасний моніторинг та управління станом мережі. 2. Використання штучного інтелекту для прогнозування аварійних ситуацій.

Ініціативу пропонується встановлення систем Реклоузера.

Коли виникає несправність на стороні навантаження в місці встановлення АПВ, АПВ виявляє несправність струму, відключає струм замикання на високій швидкості та виконує дії повторного вмикання після встановленого часу, щоб повторно активувати пошкоджену ділянку. У разі тимчасової несправності її можна усунути самостійно відповідно до високошвидкісної поїздки та мертвого часу перед повторним замиканням. Але, в разі постійна несправність, оскільки струм несправності все ще виявляється після відключення та повторного вмикання попередньо встановлені лічильники, Recloser остаточно заблоковано як відкрито.

Повторне вмикання має елемент затримки часу у функції захисту свого контролера і може бути вільно конфігурується для координації захисту з іншими пристроями захисту.

### **2.3. Напрями розвитку схем електричних мереж з повітряними лініями**

Різноманітність умов роботи різних об'єктів зумовлює безліч схем їх електропостачання.

Прийнято розрізняти два основних напрями розвитку схем електропостачання:

- класичне, яке розвивається в основному в тих районах, де зростання навантаження споживачів тільки передбачається або розвивається одночасно з будівництвом електроенергетичних мереж.

- вимушене, де електроенергетичні мережі вже побудовані і розраховані на певне навантаження і категоричність, але згодом виникає необхідність або збільшенні здатності мережі, або в будівництві нових відпайок від існуючої мережі, або взагалі зміні їх конфігурації.

Такі мережі носять назви або простих замкнутих, або складно замкнутих конфігурацій електроенергетичних мереж. Схеми харчування споживачів

залежить від віддаленості джерел енергії, загальної схеми електропостачання цього району, територіального розміщення споживачів та його потужності, вимог, що висуваються до надійності, живучості тощо. Вибрати тип конфігурацію мережі дуже складно, так як вони повинні задовольняти умови надійності, економічності, зручності в експлуатації, безпеки і можливості розвитку. Конфігурація мережі визначається взаємним розташуванням елементів ліній, а тип мережі залежить від категорії споживачів та їх надійності. Сільські електричні мережі складаються з ліній електропередачі напругою 35 або 110 кВ, трансформаторних підстанцій з напругою 110/35, 110/20, 110/10 або 35/6, ліній електропередачі напругою 35, 20, 10 і 6 кВ /0,4, 20/0,4, 10/0,4 та 6/0,4 кВ та ліній напругою 0,38/0,22 кВ.

Основною системою напруг в електричних мережах сільськогосподарського призначення є система 110/35/10/0,38 кВ із підсистемами напруг 110/10/0,38 кВ та 35/10/0,38 кВ. Надійність роботи сільської електричної мережі великою мірою залежить від її схеми, тому що саме вона визначає можливості резервування, а також ефективність встановлюваних у мережі комутаційних апаратів, засобів автоматики, збору, фіксації та передачі інформації про місце пошкодження. Основна вимога до схеми - забезпечення максимального ступеня резервування за мінімальної загальної довжини ліній і при мінімальній кількості резервних зв'язків і обладнання.

Додаткова вимога до схеми мережі 35-110 кВ, що отримує все більший розвиток у зв'язку з наближенням цієї напруги до сільськогосподарських споживачів - створення (здійснення) резервування будь-якого споживача (трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ) від незалежного джерела живлення.

З розрахунків випливає, що більш як половина загальних витрат на електропостачання сільськогосподарських споживачів становлять витрати на розподільчі лінії 6–10 та 0,38 кВ. Тому з економічних міркувань ці лінії зазвичай

споруджують повітряними, у яких 70–80% вартості становить вартість будівельної частини.

Ефективними шляхами зниження витрат на електропостачання є скорочення протяжності розподільчих ліній, удосконалення методів механічного розрахунку проводів та опор, застосування нових провідникових та будматеріалів. Основним напрямом розвитку електричних мереж сільськогосподарського призначення має бути переважний розвиток мереж напругою 35...110 кВ. Скорочення протяжності розподільних мереж зумовило формування їх як розгалужених радіальних. Одним з найефективніших способів підвищення надійності роботи радіальних ліній напругою 6-10 кВ, є автоматичне секціонування, що полягає в розподілі лінії на кілька ділянок за допомогою комутаційних апаратів, що працюють автоматично. Punkти секціонування встановлюються як на магістралі (послідовне секціонування), так і на початку відгалужень (паралельне секціонування). Ефект від автоматичного секціонування виходить за рахунок того, що при короткому замиканні (к. з.) за пунктом секціонування зберігається живлення інших споживачів, приєднаних до пункту, що секціонує.

#### **2.4. Особливості виконання секціонування з мережевим резервуванням**

Секціонування поділяють на два типи: Рис.2.4.1; Рис.2.4.2.

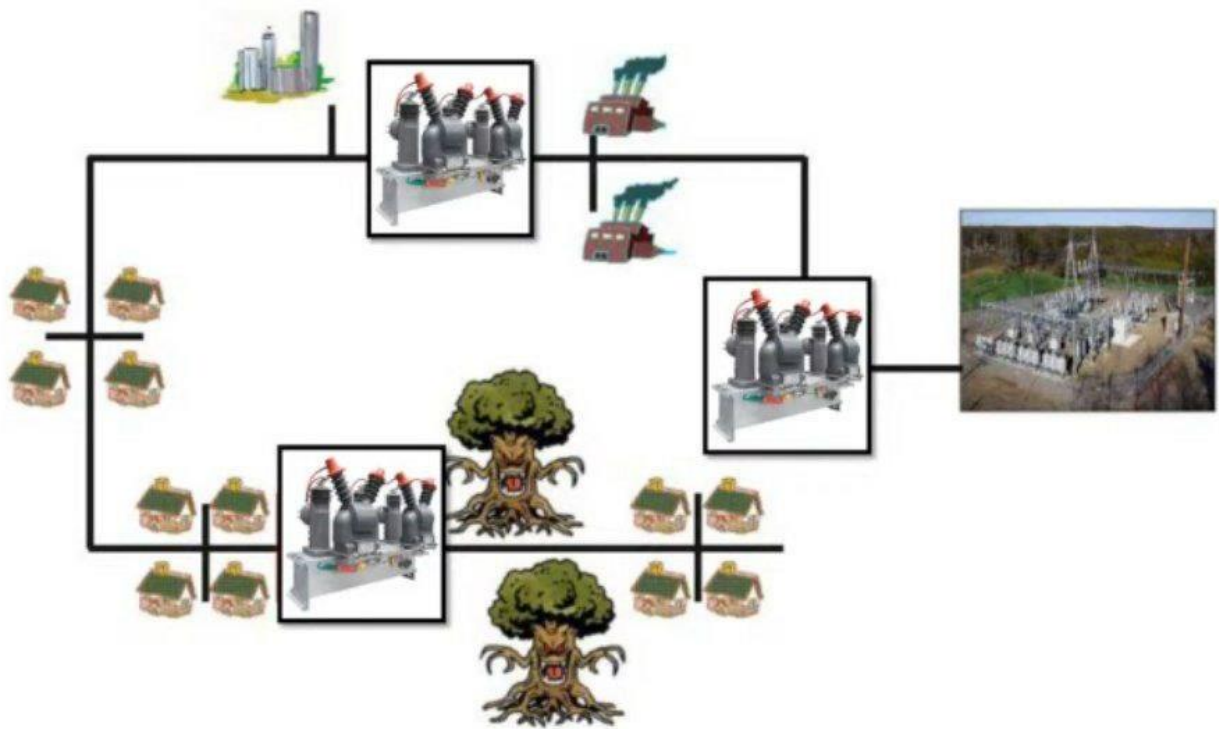


Рис.2.4.1. Секціонування радіальних ліній з урахуванням статті аварій

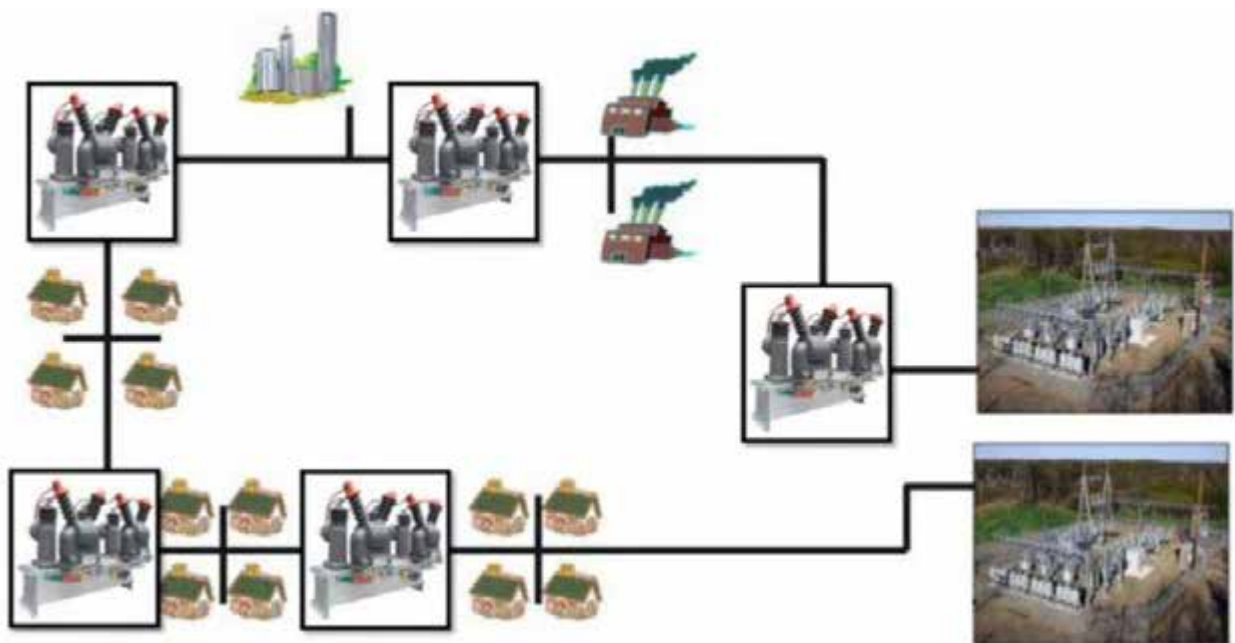


Рис.2.4.2. Секціонування кільцевих ліній (ліній з двостороннім живленням)

Особливо ефективним виявляється секціонування з мережевим резервуванням, коли ділянка лінії, що втратила основне харчування, отримує

електропостачання від іншої неушкодженої лінії. При цьому більш ніж у 2 рази скорочуються перерви в електропостачанні споживачів.

У зв'язку із зростаючими вимогами щодо надійності електропостачання в останні роки широко застосовуються кільцювання мереж 10 кВ та двостороннє живлення підстанцій 35 та 110 кВ. Основним елементом сільських електричних мереж 10 кВ є розподільча лінія, яку рекомендується виконувати за магістральним принципом. До магістральних ліній 10 кВ, якими здійснюється взаємне резервування ліній, приєднують опорні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ (ОТП). ОТП являють собою ТП 10/0,4 кВ з розвиненим розподільним пристроєм 10 кВ (до якого приєднуються радіальні лінії 10 кВ), призначеним для автоматичного секціонування та резервування магістралі, розміщення автоматики та телемеханіки, та (або) розподільні пункти (РП).

Магістральну ділянку новозбудованих або реконструйованих ліній 10 кВ рекомендується виконувати сталевалюмінієвим проводом одного перерізу не менше 70 мм<sup>2</sup>, що забезпечує можливість живлення по одній лінії в післяаварійних і ремонтних режимах навантажень обох ліній, що взаєморезервуються.

У цих випадках лінія 10 кВ, як правило, має тільки один мережевий резерв від незалежного джерела живлення. Лінійні роз'єднувачі 10 кВ встановлюються на магістралі ПЛ 10 кВ для обмеження довжини ділянки лінії, включаючи відгалуження до 3,5 км; на відгалуженні від ПЛ 10 кВ, за його довжини понад 2,5 км. Мінімальні допустимі перерізи сталевалюмінієвих проводів на повітряних лініях 10 кВ за умовами механічної міцності мають бути: у районах з нормативною товщиною стінки ожеледиці до 10 мм – 35 мм<sup>2</sup>; 15... 20 - 50 мм<sup>2</sup>; понад 20 мм – 70 мм<sup>2</sup>; алюмінієвих дротів – 70 мм<sup>2</sup>. Мінімальний допустимий переріз алюмінієвих проводів на повітряних лініях 0,38 кВ за умовами механічної міцності має бути: в районах з нормативною

товщиною стінки ожеледиці 5 мм - 25 мм<sup>2</sup>; 10 мм та більше – 35 мм<sup>2</sup>; сталевих та з алюмінієвого сплаву – 25 мм<sup>2</sup> у всіх кліматичних районах.

На повітряних лініях, що відходять від однієї трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, слід передбачити не більше двох-трьох перерізів дротів. Провідність нульового дроту ліній 0,38 кВ, що живлять переважно (більше 50% за потужністю) однофазні електроприймачі, а також електроприймачі тваринницьких і птахівницьких ферм повинна бути не менше провідності фазного дроту. У всіх інших випадках провідність нульового проводу слід приймати не менше 50% провідності фазних проводів.

### **РОЗДІЛ 3. Сучасні технічні засоби для підвищення надійності розподільних мереж**

#### **3.1. Релейний захист та автоматика, що встановлюється на підстанції 110/10 кВ на початку повітряних ліній напругою 10 кВ**

Основні напрямки розвитку релейного захисту та автоматика (РЗА) в розподільних електричних мережах:

- 1) заміна фізично зношеної, що виробила свій термін служби апаратури;
- 2) модернізація пристроїв РЗА з орієнтацією використання нового покоління мікропроцесорних устроїв;
- 3) інтеграція мікропроцесорних засобів РЗА до складу єдиної АСУ живлячих підстанцій;
- 4) розширення функцій РЗА на завдання вимірювань та контролю з урахуванням вимог до надійності її роботи, у тому числі із застосуванням міжнародних стандартів за інтерфейсами зв'язку.

#### **3.2. Реклоузери як децентралізовані автоматичні комутаційні апарати для управління розподільними мережами**

У багатьох країнах для підвищення надійності роботи розподільних мереж, скорочення часу пошуку місця пошкодження та кількості перерв електропостачання багато років використовують «магістральний принцип» побудови таких мереж, заснований на оснащенні мереж автоматичними пунктами секціонування стовпового виконання – реклоузерами, що поєднують у собі функції: визначення місця ушкодження, локалізації ушкодження та відновлення харчування.

Реклоузер - пристрій автоматичного керування та захисту повітряних ЛЕП на основі вакуумних вимикачів під керуванням спеціалізованого мікропроцесора. Крім захисних і протиаварійних функцій захисту повітряних

ліній передач додатково можуть виконувати функції моніторингу та обліку характеристик та параметрів електромереж.

У рамках загальної класифікації пристроїв енергетики реклоузери відносяться до КРУН (комплектних розподільних пристроїв зовнішньої установки).

Розглянемо вакуумний реклоузер, який призначений для застосування в повітряних розподільчих мережах трифазного змінного струму з ізольованою, компенсованою або заземленою нейтраллю частотою 50 Гц, номінальною напругою до 10 кВ в якості автоматичного пункту секціонування мережі. Загальний вигляд реклоузера показано зоб. 3.2. на зображенні спосерігається будова реклоузера на совпі: ТМн11 Траверса; Х1 Хомут; 1 Бондажна сітка; 2 Скрипа; 13 Комплект ошиновки ОПН; 3.4. Відгалуджений плашковий затискач; 5. . Відгалуджений проколюючий затискач; 6. Затискач натяжний; 7. Ланка проміжна вивернута ПРВ-7-1; 8. Ізолятор натяжний; 9. Ізолятор стрижневий; 10. Ковпачок; 11. Спіральна в'язка для бічного закріплення проводу; 12. Наконечник для захищених проводів ; 14. Обмежувач перенапруги класу ДН; 15. Бандажний ремінець із нержавіючої сталі; 16. Кабельний хомут; 17. Реклоузер; 17.1. Вакумний вимикач; 17.2. Шафа управління; 17.3. Трансформатор напруги власних потреб; 17.4. Кранштейн вакуумного вимикача та ТВП; 17.5. Кабель контрольний з'єднувальний; 17.6. Кабель оперативного живлення; ЄП1 Провід А16; РЕ Привід заземлення.

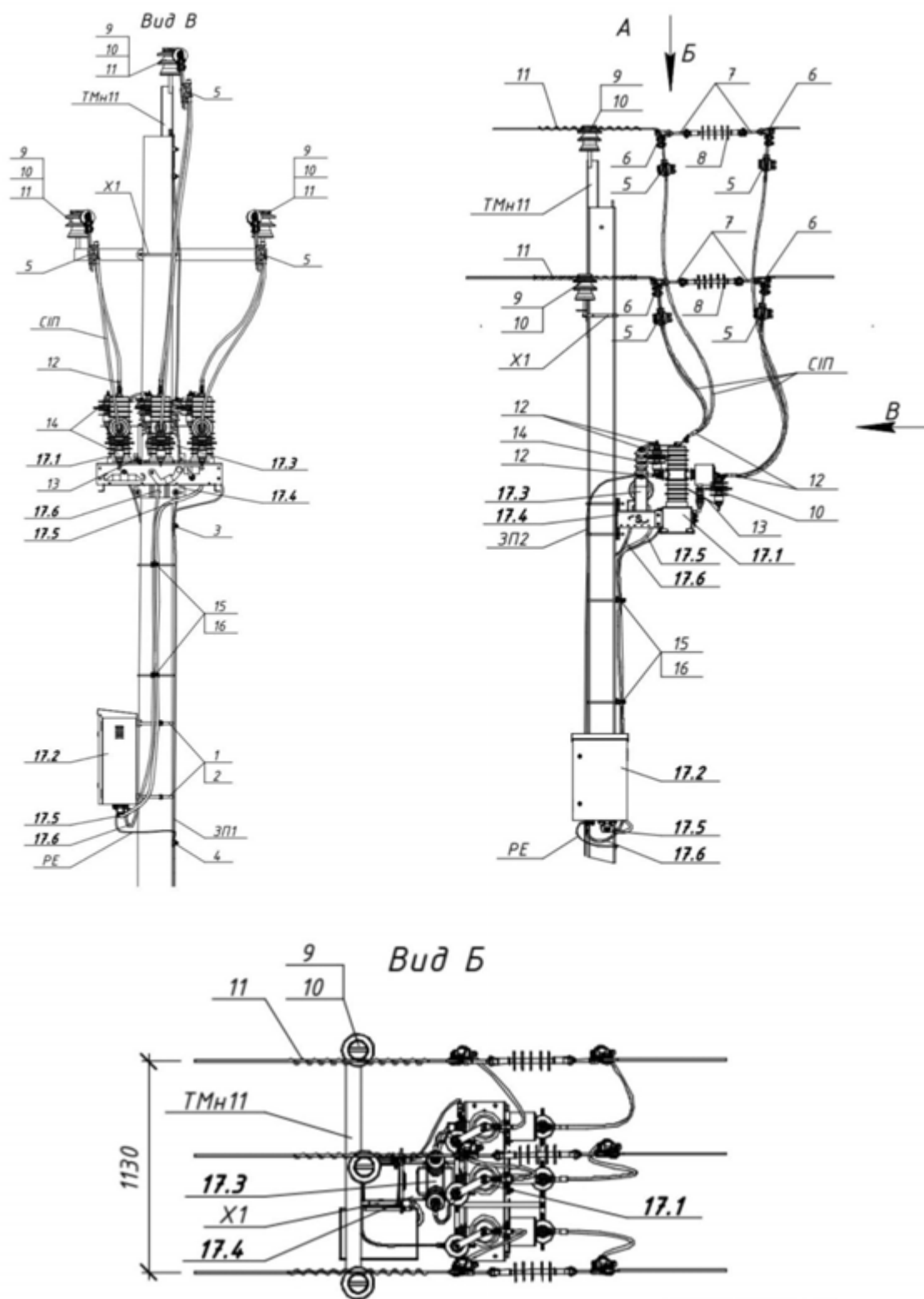


Рис. 3.2.1. Розміщення реклозера на совпі

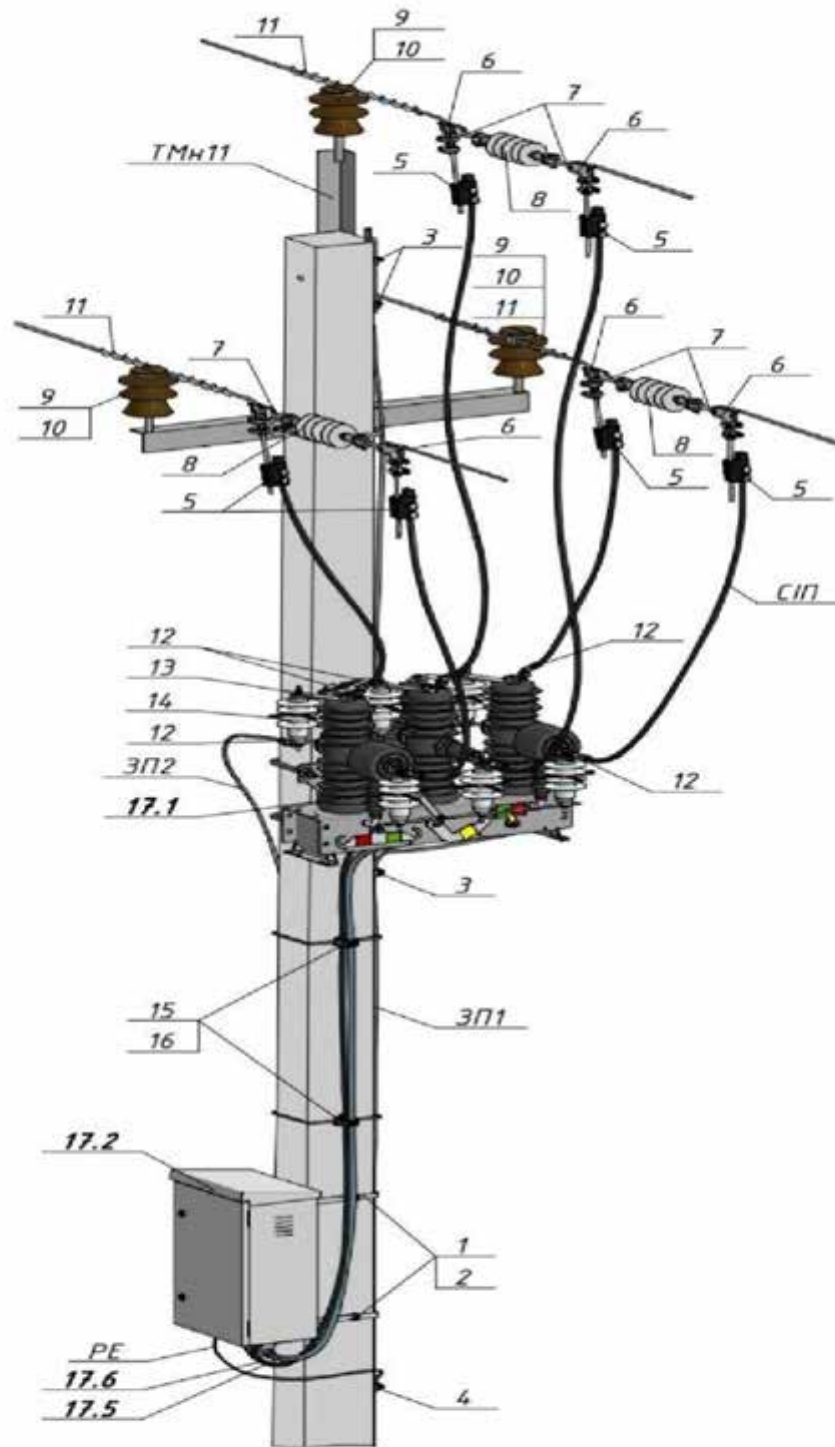


Рис. 3.2.2. Розміщення реклозера на стовпі в 3D зображенні

### 3.3. Особливості реалізації мережевого секціонування реклоузерами

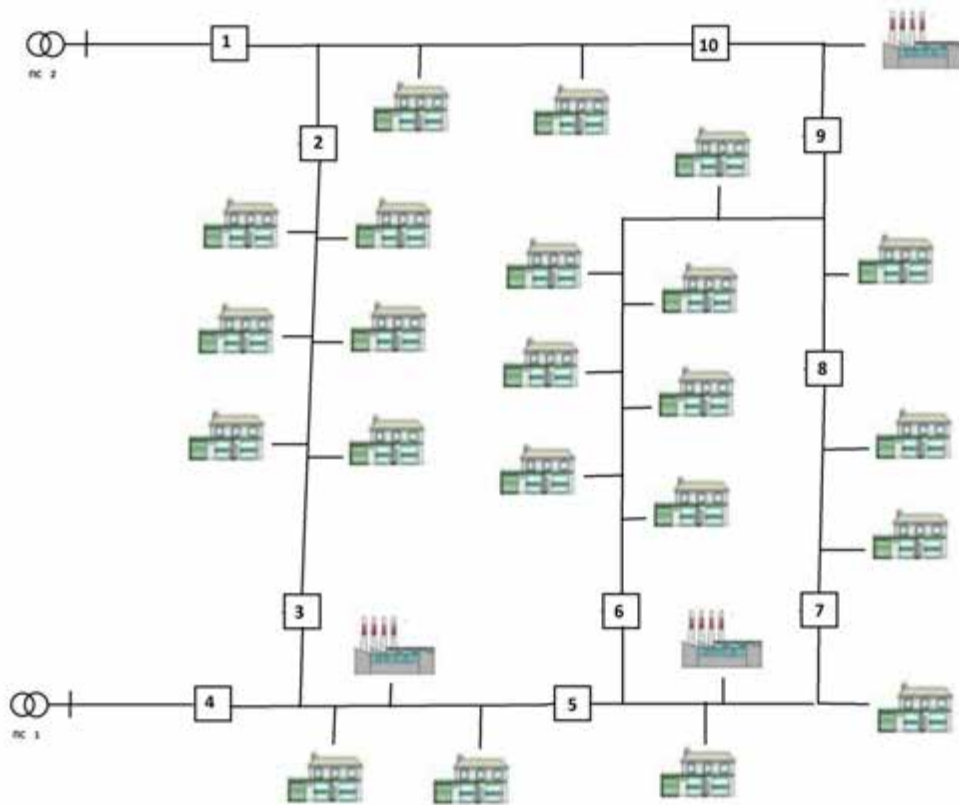


Рис. 3.3.1. Блок схема секціонування.

Особливо ефективним виявляється секціонування з мережевим резервуванням (Рис. 3.3.1), коли ділянка лінії, що втратила основне харчування, отримує електропостачання від іншої неушкодженої лінії. При цьому більш ніж у 2 рази скорочуються перерви в електропостачанні споживачів.

На зображенні (Рис. 3.3.2) показана секціонована блок-схема мережі електропостачання.

При випадку якщо пошкодження одної з ліній мережі вданому впадку лінія (5.6.7), яка має після себе інші ліній з'єднання, ці лінії (7.8) будуть переключенні на альтернативну допустиму лінію живлення іншої підстанції яка зображена на (Рис. 3.3.3).

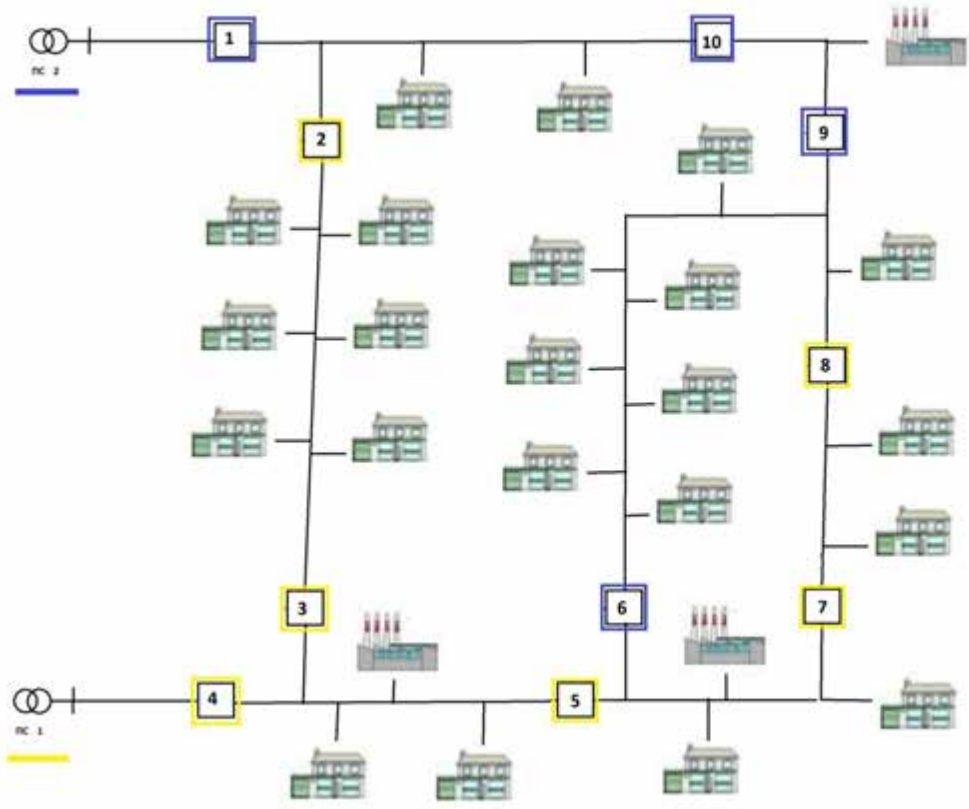


Рис. 3.3.2. Блок-схема секціонування двох підстанцій.

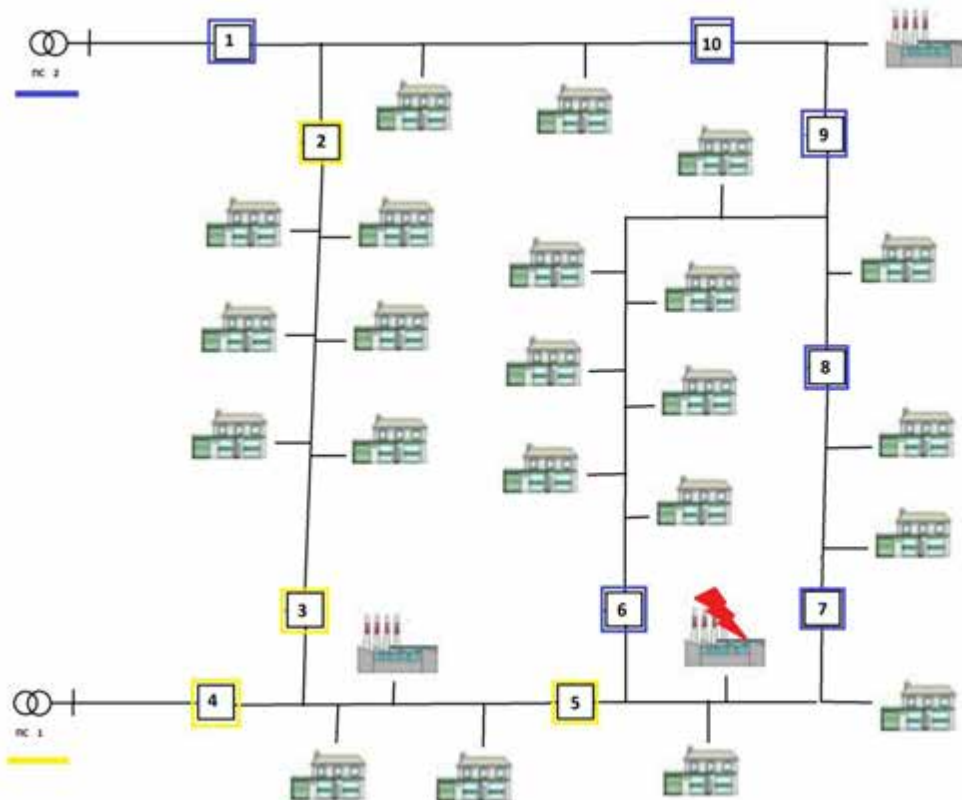


Рис. 3.3.3. Блок-схема секціонування двох підстанцій під час аварії.

### 3.4. Основні функції реклоузерів у складі пунктів секціонування

Реклоузер забезпечує наступні функції релейного захисту та автоматики: максимальний струмовий захист (3 ступені МСЗ-1, МСЗ-2, СВ); автоматичне повторне включення (АПВ, одно / дворазове); захист за мінімальною напругою (ЗМН) з функцією повторного включення при відновленні напруги.

Телекерування, телевимірювання (струм, напруга) та управління увімкненням / відключенням релоузера, а також сигналізація спрацьовування захистів і автоматики за допомогою реле і світлодіодів, з передаванням зареєстрованих подій по каналу АСУ (SCADA), по протоколу ModBus RTU або IEC 60870-5-104.

Налаштування функцій захисту та автоматики (зміна уставок, введення / виведення функцій захисту і автоматики) здійснюється: вручну через панель керування, через конфігураційний USB порт за допомогою ПК, по каналу АСУ (SCADA), інтерфейс ModBus RTU або IEC 60870-5-104. Мінімальний час спрацьовування захистів– не більше 0,04 с. Час повторної готовності захистів МСЗ після зниження вимірюваної величини нижче рівня повернення– не більше 0,04 с. Похибка відліку витримки часу спрацьовування захистів– не більше 0,01 с для витримок до 5 с. і не більше 0,05 с. при витримках від 5 до 600 с. Коефіцієнт повернення струмових захистів– не менше 0,95.

## **РОЗДІЛ 4. Секціонування повітряних розподільчих мереж напругою 10 кВ**

### **4.1. Секціонування мереж для підвищення їх надійності**

Як показують дослідження існуючі нині принципи проектування та експлуатації розподільчих електричних мереж були розроблені у другій половині минулого століття і в даний час не відповідають сучасним вимогам щодо надійності електропостачання споживачів, як визначено нормативними документами. Особливо такий стан справ характерний для повітряних ліній розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ. Це обумовлено великою протяжністю таких мереж, моральним та фізичним зносом основних конструктивних елементів. Як правило більше 80% пошкоджень та відключень припадає саме на ПЛ 6-10 кВ. В той же час зазначені пошкодження є нестійкими і, як правило, усуваються на протязі короткого часу (від кількох годин до доби). При використанні традиційних схем і комутаційних апаратів кожне таке пошкодження викликає вимкнення всієї або значної частини розподільчої мережі. Для усунення пошкодження залучаються аварійно-виїзні бригади із залученням великої кількості людей та техніки. Для уточнення та ліквідації пошкодження, здійснюються ручні перевідключення пошкодженої ділянки та забезпечення споживачів резервним живленням через непошкоджені ділянки. А вцілому це потребує часу та зменшує надійність електропостачання, призводить до недоотримання електроенергії споживачами, що підключені як до пошкодженої так і до непошкодженої ділянок. Тому електричні мережі сільської місцевості мають нижчу надійність електропостачання приєднаних до них споживачів, ніж мережі інших рівнів напруги.

Найчастіше проблема надійності у розподільчих мережах вирішується за рахунок розукрупнення ліній із спорудженням нових підстанцій, а також будівництвом нових ліній, що розукрупнюють існуючі. Цей спосіб досить

ефективний технічно, але потребує значних капіталовкладень на етапі будівництва та поточних витрат на етапі експлуатації.

Актуальним є питання підвищення надійності розподільних електричних мереж 10кВ, їх реконструкції та технічного переозброєння з мінімізацією витрат на здійснення цих заходів. При цьому слід враховувати, що надійність розподільчих електричних мереж досягається не тільки використанням сучасних конструктивних рішень, а й можливостями управління нею в ремонтних режимах та в режимах, що настають після виникнення стійких пошкоджень, що може бути досягнуто застосуванням автоматичного секціонування та резервування ПЛ-10кВ.

Автоматизований підхід до управління аварійними режимами забезпечує повну незалежність роботи пунктів секціонування зовнішнього управління. Кожен окремий апарат, будучи інтелектуальним пристроєм, аналізує режим роботи електричної мережі та автоматично здійснює локалізацію місця пошкодження та відновлення електропостачання споживачів неушкоджених ділянок мережі. Перевагою децентралізованого підходу є відсутність людського чинника. Вимкнення короткого замикання та локалізація пошкодження відбувається автоматично. Час відновлення живлення на неушкоджених ділянках обчислюється секундами, що сприяє суттєвому зменшенню збитків поставщикам та споживачам електричної енергії.

Ефективним засобом усунення збоїв в розподільчих мережах є реклоузер – інтелектуальний електричний апарат, що працює як автономний пристрій і використовується для автоматичного вимкнення і повторного вмикання лінії по попередньо заданій послідовності циклів вимикання та повторного вмикання з наступним поверненням функції автоматичного повторного вмикання (АПВ) в початковий стан збереженням ввімкненого положення або блокуванням у вимкненому положення.

Реклоузер поєднує в собі:

- вакуумний комутаційний модуль з вбудованими вимірювальними датчиками струму та напруги;
- автономну систему оперативного живлення;
- мікропроцесорну систему захисту та автоматики;
- систему портів для підключення пристроїв телемеханіки;
- комплекс програмного забезпечення.

Реклоузер спроможний виконувати наступні функції:

- оперативне перемикання повітряних розподільчих мереж;
- визначення місця виникнення пошкодження;
- автоматичне відключення пошкодженої ділянки;
- автоматичне повторне включення лінії (АПВ);
- автоматичне виділення пошкодженої ділянки;
- автоматичне відновлення живлення на неушкоджених ділянках мережі;
- автоматичне ввімкнення резервного живлення (АВР);
- автоматичний збір інформації про параметри режимів роботи мережі;
- інтеграція в системи телемеханіки (SCADA).

Протягом усього терміну служби, а це близько 25 років реклоузер не потребує обслуговування.

Аналіз функціонування розподільних електричних мереж сільських та примислових регіонів свідчить, що найбільша кількість відключень відбувається в повітряних лініях 10кВ, які в переважній більшості живлять саме сільських споживачів. У зв'язку з цим, для підвищення структурної надійності розподільних електричних мереж цих регіонів використовується багаторазове резервування: зменшення протяжності ліній 10кВ за рахунок спорудження нових підстанцій 35-110/10кВ; спорудження кабельних ліній; застосування додаткових засобів підвищення надійності (покажчиків пошкодженої ділянки, приладів для дистанційного вимірювання відстані до місць пошкодження, лінійних роз'єднувачів, автоматичних пунктів секціонування і резервування).

## 4.2. Схемні рішення для формування розподільних мереж з пунктами секціонування

Одним із способів підвищення ефективності функціонування електричних розподільчих мереж є раціональне розміщення комутаційних апаратів для підвищення надійності, що особливо є актуальним з впровадженням в експлуатаційну практику комутаційних апаратів нового типу – вакуумних реклоузерів Рис. 4.2.1.



Рис. 4.2.1. Реклоузер моделі E-NEXT

Реклоузер, за визначенням, є автономним електричним апаратом, який не вимагає цілодобового нагляду, містить основні необхідні елементи та має відповідну конструкцію, яка дозволяє розміщувати його на опорах ЛЕП. До складу реклоузера входить: • комутаційний апарат зовнішньої установки; • шафа

керування; • трансформатор власних потреб ТВП; • джерела вихідних даних: ТС;  
• конструкція для кріплення його на опорі. ТВП використовується для живлення внутрішніх кіл керування, роботи захистів та живлення засобів зв'язку і телемеханіки.

При цьому знижується як обсяг недовідпуску електроенергії а, отже, і збитки від аварійних вимикань, так і час пошуку пошкодження, оскільки суттєво скорочується довжина локалізованої аварійно вимкненої ділянки лінії, яка підлягає огляду з метою пошуку місця пошкодження. Найпростіший варіант – розподільна повітряна лінія з пунктом автоматичного секціонування лінії (ПС) на базі реклоузера, що встановлюється в магістралі лінії та ділить лінію на дві зони захисту, причому селективність спрацювання Б,В,Г комутаційних апаратів забезпечується тим, що установка витримки часу вимикача А в голові лінії на один ступінь вище, ніж установка витримки часу Б,В,Г вимикача реклоузера.

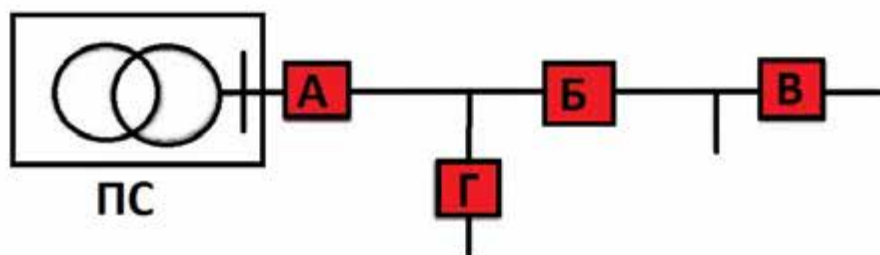


Рис. 4.2.2. Секціонована розподільна повітряна лінія з ПС на базі реклоузера

Оскільки у разі пошкодження на ділянці А1-ПС1 лінії знеструмлюються всі споживачі, то з метою підвищення надійності електропостачання будують умовно замкнену мережу, для чого в кінці лінії ПЛ1 (в точці А Рис. 4.2.2) встановлено пункт автоматичного вводу резерву (ПАВР) на базі реклоузера, який у разі втрати лінією ПЛ-1 живлення автоматично з витримкою часу (для надання можливості відновлення живлення у разі успішного АПВ) підключає

живлення від резервної лінії. В нормальному режимі вимикач реклоузера ПАВР знаходиться у розімкнутому стані.

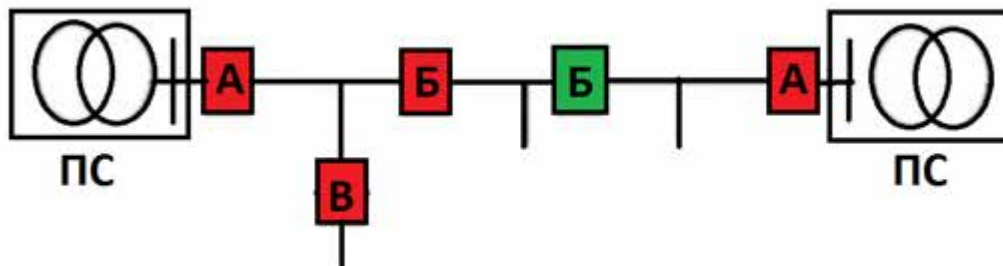


Рис. 4.2.3. Умовно замкнена розподільна мережа з ПС та ПВР на базі реклоузерів

Розподільні мережі середньої напруги виконуються, як правило, за радіальними схемами деревоподібної конфігурації з багаторазовим резервуванням магістралі. Захисні апарати встановлюються на центрах живлення. Відомо, що 80% пошкоджень виникають у повітряних розподільчих мережах. І якщо на лінії сталося ушкодження (хоч стійке, хоч нестійке), то електропостачання втрачають споживачі цілого фідера. Через неможливість достовірно визначити та локалізувати місце ушкодження тривалість відключення може досягати кількох годин (а іноді й доби). Пошук пошкодженої ділянки та подальше виділення її проводиться силами оперативно-виїзних бригад, із залученням великої кількості людей та техніки. Тому електричні мережі сільській місцевості мають нижчу надійність електропостачання приєднаних до них споживачів проти мережами інших рівнів напруги. Найчастіше проблема надійності у розподільчих мережах вирішувалася за рахунок розукрупнення ліній зі спорудженням нових підстанцій, а також будівництвом нових ліній, що розукрупнюють існуючі. Цей спосіб досить

ефективний технічно, проте потребує значних капітальних витрат на етапі будівництва та поточних витрат на етапі експлуатації. А інвестицій у їх реконструкцію та розвиток не вистачає. Актуальним питанням є завдання підвищення надійності розподільних електричних мереж 10 кВ, їх реконструкції та технічному переозброєнні з мінімізацією витрат на здійснення цих заходів. При цьому необхідно враховувати, що надійність розподільчих електричних мереж досягається не тільки використанням сучасних конструктивних рішень, а й можливостями управління нею в ремонтних режимах та в режимах, що настають після виникнення стійких пошкоджень, що може бути досягнуто застосуванням автоматичного секціонування та резервування ПЛ-10 кВ.

Децентралізований (автоматичний) підхід до управління аварійними режимами забезпечує повну незалежність роботи пунктів секціонування зовнішнього управління. Кожен окремий апарат, будучи інтелектуальним пристроєм, аналізує режими роботи електричної мережі та автоматично здійснює локалізацію місця пошкодження та відновлення електропостачання споживачів неушкоджених ділянок мережі. Перевагою децентралізованого підходу є відсутність людського чинника. Вимкнення короткого замикання та локалізація пошкодження відбуваються автоматично. Час відновлення живлення на неушкоджених ділянках мережі скорочується до секунд, як наслідок, знижується ризик збитків споживачам електричної енергії. Реклоузер (від англ. Reclosure - перемикач) - пункт автоматичного секціонування повітряної лінії стовпового виконання, що поєднує в собі:

- вакуумний комутаційний модуль з вбудованими вимірювальними датчиками струму та напруги;
- автономну систему оперативного живлення; – мікропроцесорну систему захисту та автоматики; – систему портів для підключення пристроїв телемеханіки;

– комплекс програмного забезпечення. Реклоузер здатний вирішувати наступні завдання:

– оперативного перемикання повітряних розподільчих мереж (тобто виконувати місцеву та дистанційну реконфігурацію мережі);

– визначення виникнення пошкодження;

– автоматичного відключення пошкодженої ділянки;

– автоматичного повторного включення лінії (АПВ);

– автоматичного виділення пошкодженої ділянки;

– автоматичного відновлення живлення на неушкоджених ділянках мережі;

– автоматичне введення резервного живлення (ABP);

– автоматичного збору інформації про параметри режимів роботи мережі;

– інтеграції в системи телемеханіки (SCADA).

Протягом усього терміну служби (25 років) реклоузер не обслуговується. У розподільчих мережах мережевих компаній найбільш доцільними є алгоритми секціонування радіальної мережі з одностороннім та двостороннім живленням. Основним ефектом від застосування реклоузерів у цьому випадку є зниження недовідпуску електричної енергії споживачам. На вздовжтрасових лініях найбільш актуальними є такі алгоритми:

1) заданий рівень надійності фідера. При відсутності на лінії споживачів, що вимагають високої надійності електропостачання, реклоузери можуть бути встановлені як пункти секціонування, що забезпечують розподіл повітряної лінії на кілька ділянок. Таке розміщення апаратів дозволяє забезпечити заданий рівень надійності по фідеру в цілому, полегшити пошук місця пошкодження та прискорити відновлення живлення;

2) максимальний захист конкретного споживача. У разі наявності споживачів, які потребують високої надійності електропостачання, пропонується установка реклоузерів. У цій схемі за наявності двох джерел

живлення, при КЗ на будь-якій ділянці вздовж трасової лінії електропостачання споживачів зберігається. У цьому варіанті можна забезпечити максимально високу надійність кожного споживача.

3) комбінований варіант. Комбінуючи перші два варіанти установки реклоузерів на лінії, можна досягти необхідної надійності електропостачання споживачів. При такому розташуванні реклоузерів у лінії можна забезпечити узгоджений рівень надійності фідера загалом, а також максимально високу надійність електропостачання будь-якого споживача на лінії.

### **4.3. Реклоузер як елемент децентралізованої автоматизації розподільної мережі**

Основні функціональні можливості реклоузера E.NEXT

Відповідно до п. 4.2.6 ПУЕ 2017 Секційний пункт (СП) - Електроустановка, призначена для автоматичного поділу мережі на ділянки, зокрема реклоузер – автономний інтелектуальний пристрій, який забезпечує в автономному режимі відділення від мережі пошкодженої ділянки. Відповідає вимогам стандарту ДСТУ ІЕС 60271-111:2016.

Використовується для автоматичного секціонування повітряних або комбінованих ліній електропередачі трифазного змінного струму частотою 50 Гц номінальної напруги 10-35 кВ. Призначається для роботи у складі автоматизованої системи керування лініями електропередачі. Може бути використаний, як автономна одиниця захисту та секціонування ліній за заданими параметрами.



Рис. 4.3.1. Реклоузер вакуумний ehvpp15630

#### ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Номінальна напруга котушки управління, В -230

Кількість полюсів 3

Артикул ehvpp15630

Номінальна вимикаюча здатність  $I_{sp}$ , кА 20

Номінальна напруга, кВ 15

Номінальна витримувана напруга (1хв), кВ 50 L (Довжина), мм 300 Н (Висота), мм 766 W (Ширина), мм 1060

Витримувана напруга вторинного ланцюга (1хв), В 2000

Імпульсна витримувальна напруга  $U_{imp}$ , кВ 75

Вага, кг (не більше) 115

Номинальна частота, Гц 50

Час роботи від акумулятору (при макс. потужності) 24-72

Номинальна напруга живлення, В -24

Кліматичне виконання У1

Ступінь захисту, IP 66

Номинальний струм In, А 630

Зносостійкість мех./електр., циклів У-В, не менше 10000

Відповідність стандартам ІЕС 62271-111:2016

Функціонал реклоузера дозволяє групою пристроїв улаштувати повноцінний захист ділянки ПЛ :

- відокремлення пошкодженої ділянки, та збереження живлення на не ушкодженій ділянці за рахунок часо - струмових уставок,
- забезпечити дотримання номінальних параметрів мережі за напругою, частотою,
- обмежити перетікання потужності понад нормовану величину у автоматичному режимі без втручання людини в процес відновлення режиму після ліквідації аварії .
- Пружинний механізм приводу (ввімкнення вимкнення під напругою оперативною штангою)
- Вимірювання струму – трансформаторами струму
- Підвищена ізоляція .
- Відкрите розташування полюсів – відсутність ризиків дугового розряду в корпусі
- Ремонтопридатність

№п/п	Назва	Одиниця виміров.	Значення			
1	Номинальна напруга	кВ	12	15	27	38
4	Номинальний струм	А	630/800/1250			
2	Номинальна частота	Гц	50/60			
3	Номинальний рівень ізоляції	Напруга грозового імпульсу (пik)	75	75	125	170
		Короточасна імпульсна перенапруга (1 хв) вологий/сухий	30/45	45/50	55/65	80/95
5	Номинальний струм відключення при короткому замиканні	кА	12,5/16/20			
6	Номинальний піковий допустимий струм	кА	31,5/40/50			
7	Номинальний короточасний допустимий струм 3с	кА	12,5/16/20			
8	Номинальна робоча послідовність		O-0,5s-CO-10s-CO-10s-CO			
9	Механічна зносостійкість	циклів	10 000			
10	Комутаційний ресурс при номинальному струмі короткого замикання	циклів	200			
11	Номинальна робоча напруга	Відкриття котушки	DC 220			
		Закриття котушки				
12	Коефіцієнт трансформації первинної і вторинної обмоток трансформаторів струму		400:1			
13	Потужність привода	Номинальна напруга	DC 220			
14		Потужність	≤ 200			
	Діапазон робочих температур	°C	від -45 до +85			
15	Висота над рівнем моря	м	≤ 2500			
16	Відносна вологість навколишнього середовища	%	До 95 без конденсації			
17	Степінь захисту реклоузера		IP66			
18	Сейсмостійкість по шкалі MSK-64	Балів	7			
19	Кліматичне виконання і категорія розміщення по ГОСТ 15150		У1			
20	Час автономної роботи від АКБ	годин	72			
21	Термін експлуатації акумуляторної батареї	років	10			
22	Термін експлуатації реклоузера	років	25			
23	Маса	кг	115	115	125	150

Таб. 4.3.1. Характеристики реклоузерів E-NEXT

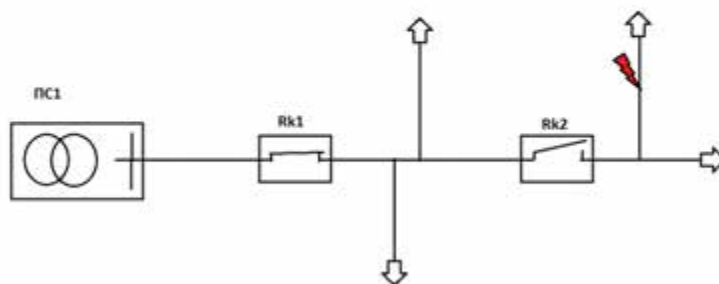


Рис. 4.3.2. Принцип спрацювання реклоузера в лінії електропередачі.

Реклоузер створений для переривання струмів перевантаження і струму витоку.

Також, він "повторно закриває" в разі несправності в певній послідовності, щоб усунути пошкодження.

Реклоузери переважно розташовані на розподільчій живильній лінії, але в разі збільшення рівня переривань, їх часто встановлюють на підстанціях, де зазвичай знаходиться вимикач.

Реклоузери мають дві основні функції- надійність і захист максимального струму. Надійність однак є фундаментальною функцією. У минулому багато підприємств використовували їх тому, що лінійний перемикач не мав захисного доступу до лінії живлення. Причиною тому слугувало те, що струм, який перевищував номінальний, піднімав мінімальні налаштування вимкнення на вищий рівень у кінці живильної лінії.

Нині реклоузери більше використовують для підвищення рівня надійності, з трьома важливими перевагами: можливість усунути несправності, віддалений контроль і функції Smart Grid.

Основною функцією реклоузера є захист РМ, шляхом виявлення умов перевантаження лінії, виникнення міжфазного короткого замикання (КЗ) та КЗ на землю, шляхом відключення пошкодженої ділянки у циклі автоматичного повторного включення (АПВ).

Якщо несправність, яка спричинила операцію, все ще існує (не була автоматично усунена), то реле залишатиметься відкритим після встановленої кількості операцій, тим самим ізолюючи несправну секцію від решти системи, до моменту виїзду технічної служби на місце пошкодження та усунення несправностей.

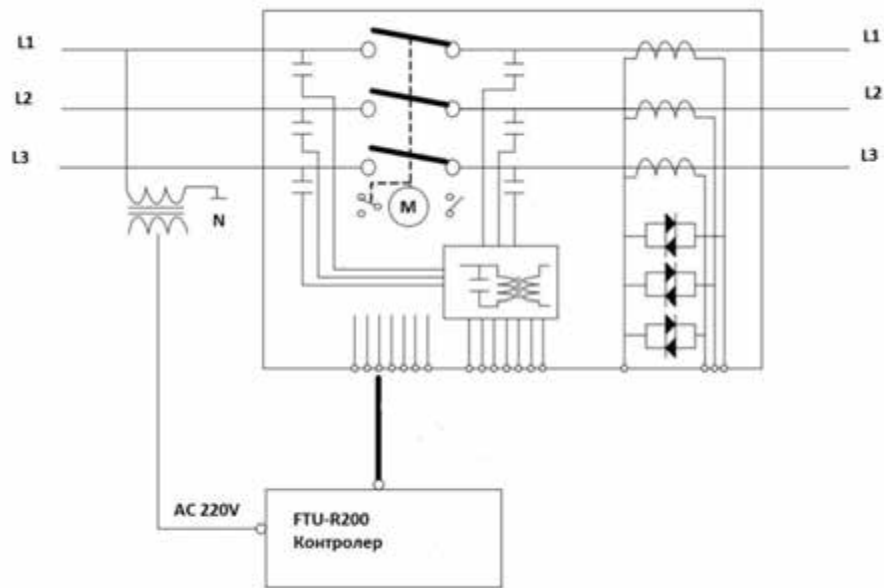


Рис. 4.3.3. Принципова схема реклоузера

- 1 Швидка крива реклоузера
- 2 Крива запобіжника
- 3 Повільна крива реклоузера

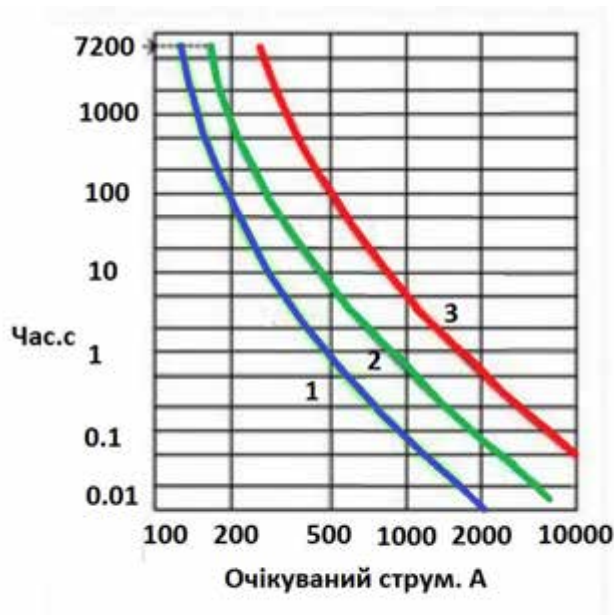


Рис. 4.3.4. Використання реклоузера та часо - струмова характеристика (ЧСХ) реклоузера до і після першого циклу АПВ

РЗіА реклоузера спільно з вбудованими у реклоузер вимірювальними датчиками і комплексом програмного забезпечення надає широкі можливості:

- управління вставками захисту;
- вимірювання і реєстрація параметрів режимів роботи РМ (струмів, напруг, графіків активної і реактивної потужності та енергія в прямому і зворотному напрямку, частоти, коефіцієнта потужності та ін.);
- самодіагностика стану власних (реклоузера) елементів;
- реєстрація всіх подій, які відбуваються з реклоузером (включення і відключення вимикача; пусків, спрацювань і повернень захистів і автоматики та ін.).

Наявність портів робить можливим інтеграцію реклоузера в систему телемеханіки, що дозволяє здійснювати телеуправління, телесигналізацію і телевимірювання в розподільчій мережі по провідним каналам зв'язку

(інтерфейс RS485 або RS232, волоконно-оптичні лінії зв'язку), або безпроводним каналам зв'язку (радіо зв'язок, GSM зв'язок). При цьому обладнання системи телемеханіки (наприклад, радіомодем) може бути встановлено безпосередньо в шафі керування реклоузера.

Обладнання провідних виробників та конструкція модулів обумовлює наступні характерні особливості реклоузера:

1. Не вимагає додаткового землевідведення, монтажу фундаментів і огорожень.
2. Великий комутаційний ресурс.
3. Простота монтажу на опори ліній.
4. Тривала експлуатація без обслуговування.
5. Забезпечення захисту від вандалів.
6. Можливість здійснення централізованого диспетчерського управління отриманням оперативної інформації.
7. Автоматична локалізація ушкоджень без виїзду оперативного персоналу.
8. Конструкція модулів перешкоджає скупченню снігу і гніздування птахів на даху.

#### **4.4. Автоматизація та управління “Реклоузером” на базі контролера FTU-R200**

##### **ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ FTU-R200**

Корпус повторного замикання послідовно з'єднаний з розподільною лінією для відкриття/закриття лінії, а контролер реклоузера відповідає за вимірювання струмів, напруг та ін. електричні значення, захист, контроль,

моніторинг стану, запис і зв'язок. FTU-R200 є різновидом IED (інтелектуальний електронний пристрій) для автоматизації енергосистеми, який є повністю цифровим і мікропроцесорним пристроєм керування, і через підключаючись до цього пристрою керування, реклоузер може відігравати роль автоматичного пристрою захисту.

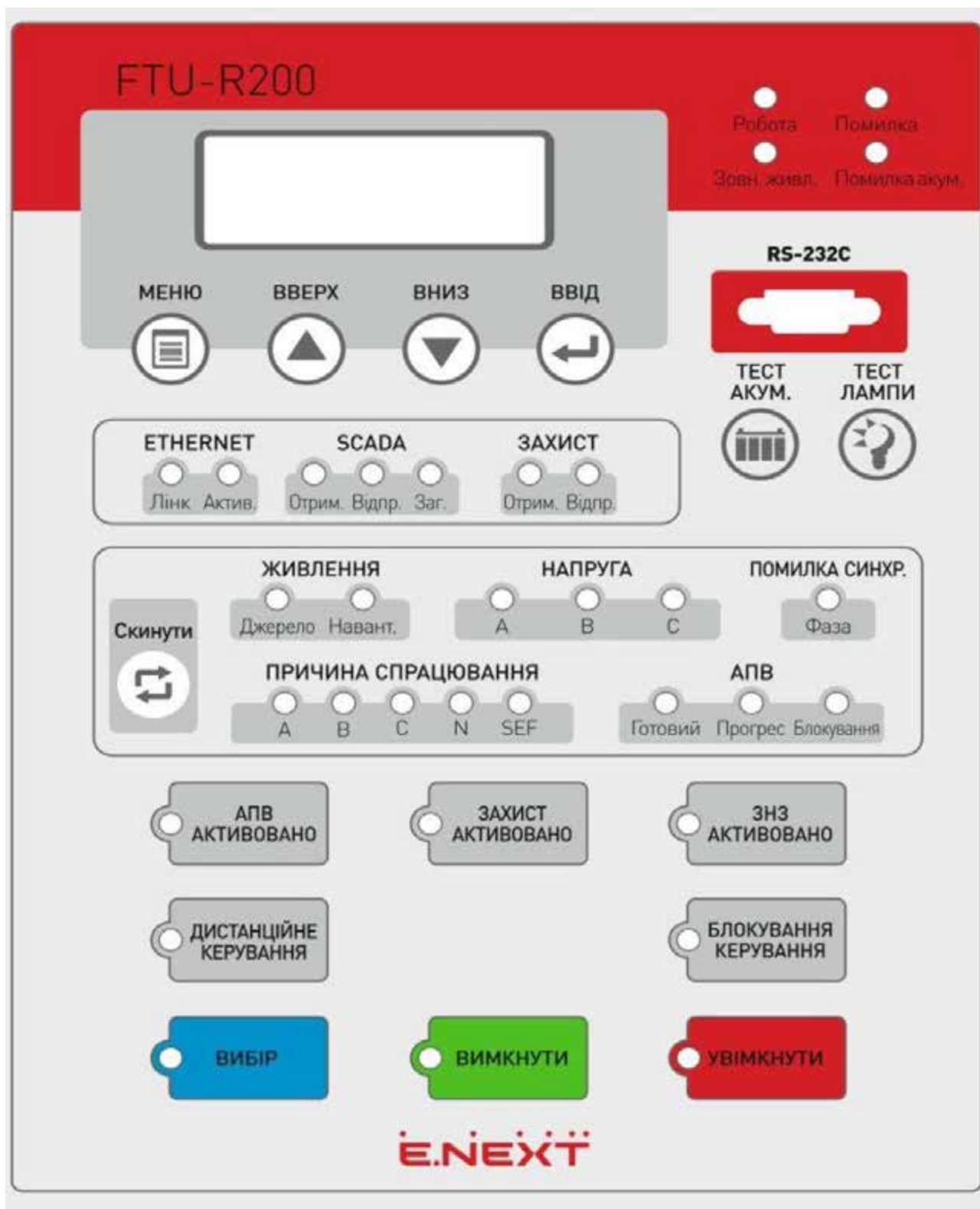


Рис. 4.4.1. Контролер управління FTU-R200

- Основні характеристики FTU-R200:
- Величина та фазовий кут напруг і струмів (основні частота)

- Компоненти послідовності 3-фазних напруг і струмів
- Справжнє середньоквадратичне значення, гармоніки та КНІ напруг і струмів
- Активна, реактивна та повна потужність для кожної фази та 3 фази
- Енергія (4-квADRантне вимірювання)
- Фактор потужності зміщення
- Частота
- PQM, помилка, лічильник THD
- Різниця фаз між напругою на стороні джерела та стороні навантаження
- FTU-R200 - помножувач фази холодного навантаження: 0~10 (крок: 1)
- Коефіцієнт заземлення при холодному навантаженні: 0~10 (крок: 1)
- Тривалість холодного завантаження: 0,00~60,00 с (крок: 0,01 с)
- Відновити час отримання: 0,00~30,00 с (крок: 0,01 с)
- Пуск 2-го гармонічного рівня: 5~50% (крок: 1%)
- Час виявлення кидка: 0,02~1,00 с (крок: 0,01 с)
- Фаза, Земля, Блок пускового напруги SEF: 1 (так) / 0 (ні)



Рис.4.4.2. Розташування в щіті АСУ 1. Плата інтерфейсу введення/виведення 2. Клемна колодка 3. Розетка змінного струму 220 В 4.Power Tr. 5. Двері відкриті SW 6.MCB 7.FTU 8. Внутрішні двері 9. Акумулятор V. I. Тестовий термінал 10. FTU On/Off SW 11. Акумулятори

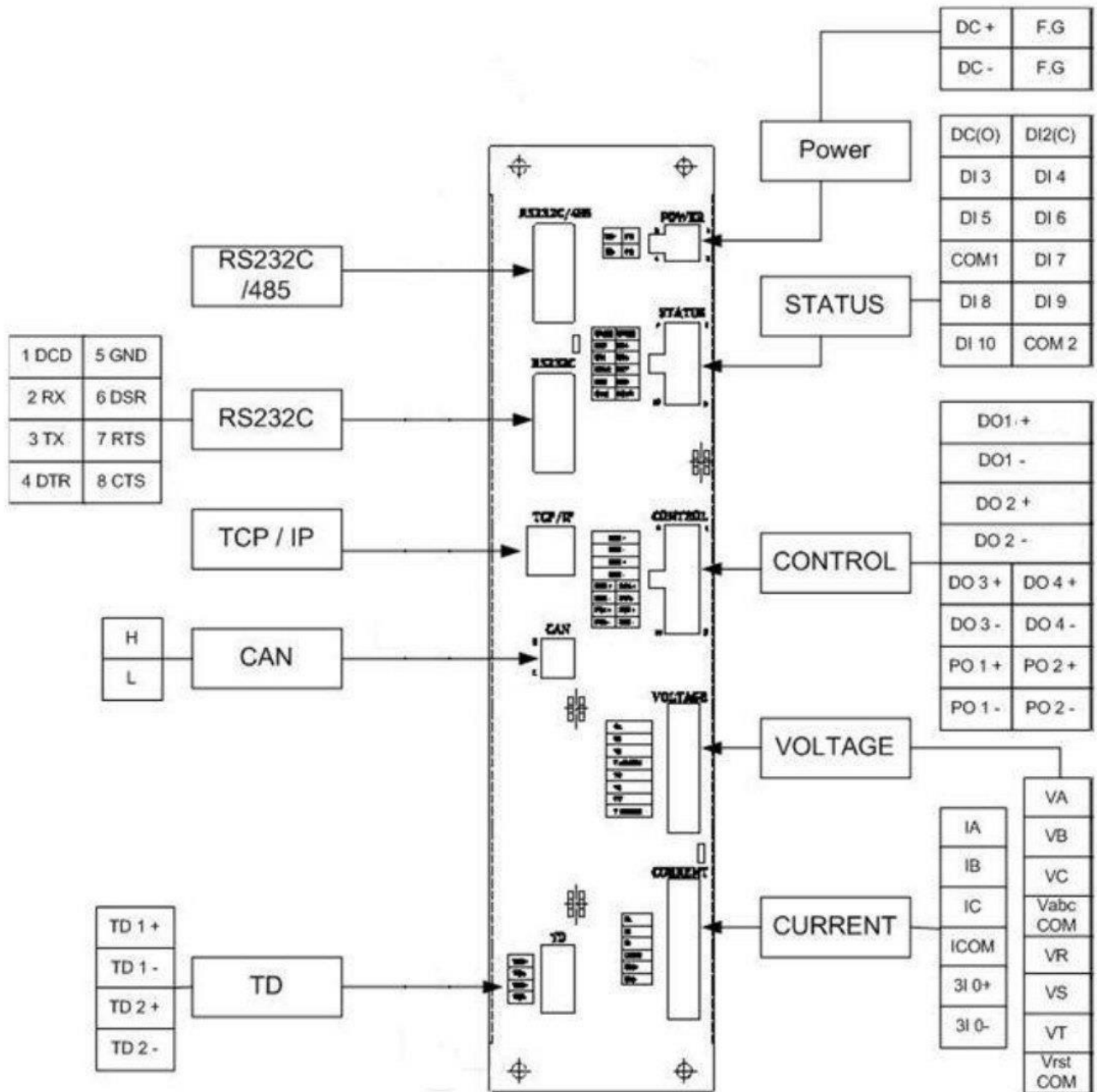


Рис. 4.4.3. Порти щіта управління

Параметр	Значення
Діапазон напруги	6 ... 35 кВ, також доступні версії для ліній 110 кВ
Струм спрацьовування при короткому замиканні	50 ... 1200 А, регульований (крок = 1 А), за замовчуванням = 150 А
Падіння напруги при замиканні фази на землю	Регульоване, крок = 1%, за замовчуванням = 30%
Затримка спрацьовування при замиканні на землю	Регульована, крок = 1 с, за замовчуванням = 30 с (мінімум = 1 с)
Скидання стану індикатора	1. вручну магнітом. 2. віддалений скидання через систему SCADA 3. час скидання: регульований, крок = 1 с, за замовчуванням = 24 год, макс. = 48 год 4. автоматичне скидання затримки після повторного ввімкнення лінії, крок = 1 с, за замовчуванням = 30 с, макс. = 5 хв, тільки для стійкого КЗ
Ступінь захисту індикатора / блоку концентрації даних	IP68 / IP65
Внутрішні типові випробування	IEEE495-2007
Діапазон робочих температур	-40 ... +70 °С
Елемент живлення індикатора	Літійова акумуляторна батарея 3,6 В / 9 А·год, змінна
Елемент живлення блоку концентрації даних	Літійова акумуляторна батарея 12 В / 7,8 А·год
Тривалість роботи світлодіодів	2000 год
Термін служби батареї	10 років
Маса індикатора / блоку концентрації даних	0,59 / 3,6 кг
Стійкість індикаторів до ультрафіолету	Так
Вимірювання струму навантаження	0 А ... 300 А ± 3 А 900 А .. 800 А ± 1%
Діаметр кабелю	6 мм ... 42 мм
Частота миготіння світлодіодів	10 раз на хвилину, регульована
Затримка світлодіодів	Регульована, за замовчуванням = 10 мс
Макс. струм навантаження / короткого замикання	1200 А
Витримуваний струм	11,5 кА / 4с
Канал передачі даних	Від індикатора до блоку концентрації даних: 433 МГц / 2,4 ГГц Від блоку концентрації даних до SCADA: 2G / 3G / 4G
Протокол передачі даних	Від індикатора до DCU: власний Від DCU до SCADA: IEC101, IEC104, DNP3.0, Modbus

Таб. 4.4.4. Характеристика FTU-R200

## ЗАХИСТ РОЗПОДІЛЬНИХ ЛІНІЙ

Розподільні лінії мають власне обладнання на відкритому повітрі, типи навантажень різні, і конфігурації мереж є гнучкими та складними. Є багато видів причини несправності, такі як прямий контакт дерев або птахів, природне явище блискавки або сильний сніг та поширення несправності через об'єкти замовника. Серед цих несправностей більшість розломи є тимчасовими, а домінуючим типом розлому є замикання на землю.

Для швидкого виявлення несправності та ізоляції ділянок несправності, мінімізації зони затемнення, багатьох застосовуються захисні пристрої, такі як повторне вмикання, секціонатор і запобіжник. Серед них пристроїв, автоматичне повторне вмикання є найважливішим пристроєм захисту, чий основний функціями є відключення струму пошкодження та автоматичне повторне вмикання.

Одна розподільна лінія має більше 2 реклозерів послідовних з'єднань або повторного вмикання – Секціалізатор – лінійний запобіжник послідовних з'єднань. Ця конфігурація є концепцією Primary Захист і резервний захист. Іншими словами, потрібна координація захисту спосіб, за якого захисний пристрій ближче до точки несправності спрацьовує першим, щоб усунути несправність і інші пристрої, розташовані далі від точки несправності, налаштовані на роботу пізніше з часовими затримками.

### ФУНКЦІЯ АВТОМАТИЧНОГО ПОВТОРНОГО ЗАКЛЮЧЕННЯ

Коли виникає несправність на стороні навантаження в місці встановлення АПВ, АПВ виявляє несправність струму, відключає струм замикання на високій швидкості та виконує дії повторного вмикання після встановленого часу, щоб повторно активувати пошкоджену ділянку. У разі тимчасової несправності її можна усунути самостійно відповідно до високошвидкісної поїздки та мертвого часу перед повторним замиканням. Але, в разі постійна несправність, оскільки струм несправності все ще виявляється після відключення та повторного вмикання попередньо встановлені лічильники, Recloser остаточно заблоковано як відкрито.

Повторне вмикання має елемент затримки часу у функції захисту свого контролера і може бути вільно конфігурується для координації захисту з іншими пристроями захисту.

FTU-R200 має 54 типи вбудованих кривих ТС, включаючи стандартні криві ANSI, IEC. І клієнт може визначити додаткові 4 криві як власні криві за допомогою програмного забезпечення для ПК. в основному, вбудовані криві мають обернені часові характеристики, але їх можна легко регулювати трьома такими параметрами, як множник, суматор часу та мінімальний час відповіді. На інженерному етапі, вибір і коригування кривих ТС повинні бути виконані для координації захисту з іншими пристроями захисту в годівниці.

Схема автоматизації контуру коли пристрій повторного вмикання використовується як розрив зв'язку, а функція «OT (Open Tie) closing» увімкнена, АПВ може закритися автоматично, коли одна сторона АПВ знеструмлена. The параметр «OT Source Side» у наступній таблиці вказує на сторону джерела. «OT Source Side» = «BOTH»: якщо будь-яка сторона АПВ знеструмлена та підтримується протягом «OT Closing Time», АПВ буде закрито автоматично “OT Source Side” =”ABC” : ABC -> RST

Коли лише сторона RST блоку повторного вмикання знеструмлена, він буде закритий. Таким чином джерело з боку ABC буде живити лінію розподілу. “OT Source Side” =”RST” : RST -> ABC

Коли тільки сторона ABC блоку повторного вмикання знеструмлена, пристрій повторного вмикання буде закрито. Таким чином джерело з боку RST буде живити лінію розподілу.

Просідання (також відоме як падіння) — це зниження середньоквадратичної напруги від 0,5 до 0,99 о.е. струму частоти живлення протягом короткого періоду часу від 0,5 до 10 циклів. Провисання становить 10%. вважали подію, під час якої середньоквадратична напруга знизилася на 10% до 0,9 о.е. Просадки напруги широко визнані одними з найбільш поширених і важливих аспектів якості електроенергії проблеми, що стосуються промислових і комерційних клієнтів. Вони особливо неприємні. Так як вони виникають випадково і їх важко передбачити.

Функції поточного контролю Лінійні значення струмів і напруги, напрямок протікання струмів; - Вихідна напруга РТ; - Частота; Напрямки струмів Лінійні та фазні значення напруги Повна потужність та коефіцієнт потужності Активна та реактивна потужність Запис споживаної електроенергії Струм та напруга прямої послідовності Струм та напруга зворотної послідовності Напруга нульової послідовності Частота Стан бінарного вводу/виводу Вимикач

зведений/виведений Час та дата Запис аварійних подій - 128 вибірок/цикл, збереження формату файлу COMTRADE. Реєстр аварійних подій (вбудованого осцилографа аналогових каналів і дискретних входів/виходів) Зоб.4.4.3.

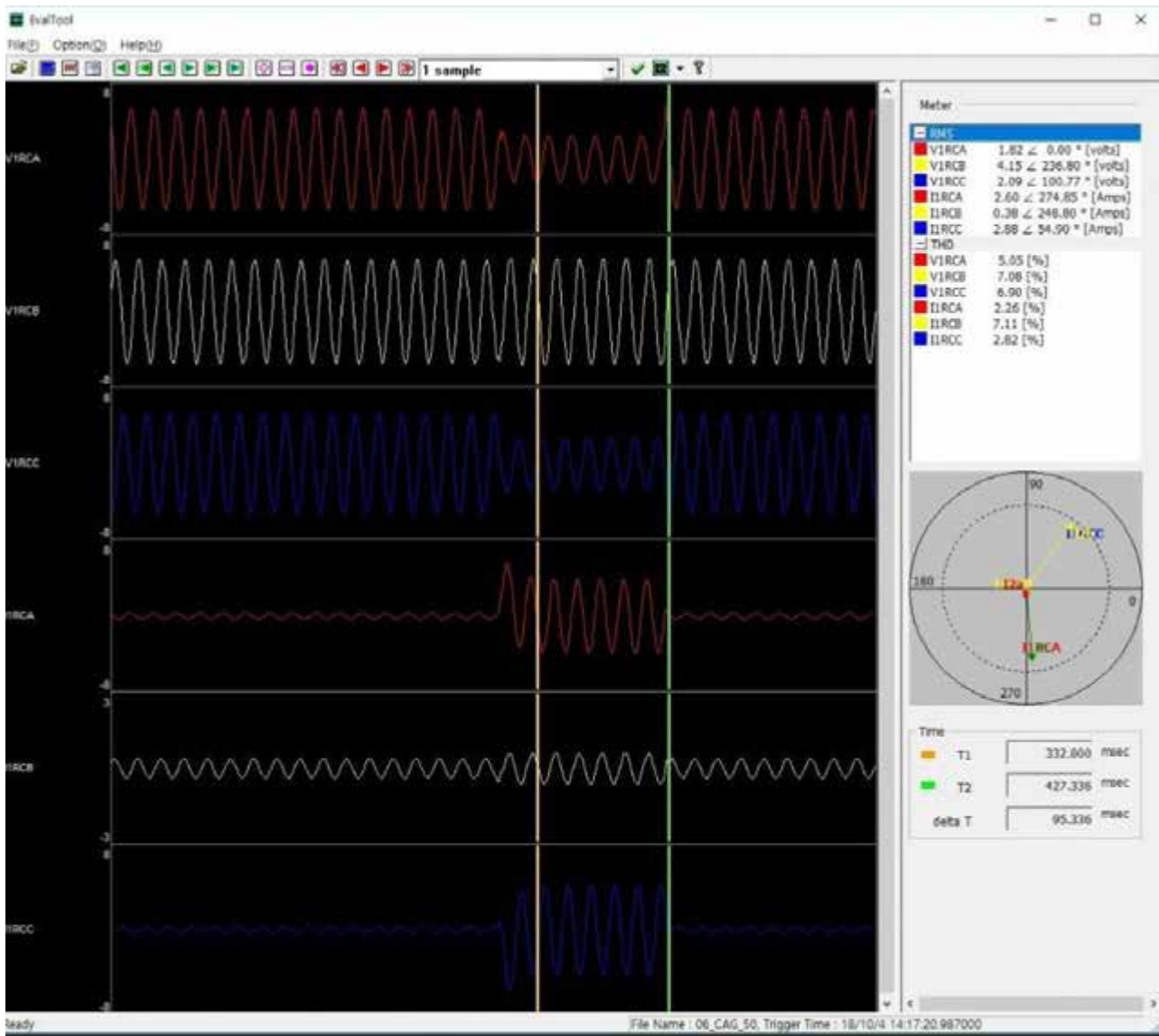


Рис. 4.4.5. Функції поточного контролю лінійні.

Підключення по SCADA систем якщо на місці розміщення реклоузера є можливість облаштувати стійкий зв'язок з диспетчерською, то функціональне оснащення дозволяє його використання, як елементу SMART-GRID у частині збору і передавання даних щодо режиму роботи мережі: • поточні значення напруги; • струмів; • частоти; • телекерування положенням вимикача, тощо. Рис. 4.4.4.



## ЕКОЛОГІЧНІ УМОВИ

Тип	Значення
Висота	< 2000 м
Швидкість вітру	< 40 м/с
Температура навколишнього середовища	- 25 ~ +70°C, KSC 0220/1
Температура зберігання	- 40 ~ +85°C
Вологість	< 95% RH
Діелектрична стійкість	IEC 60255-5, 2 кВ
Імпульсна напруга	IEC 60255-5, 6 кВ для струмового вхідного кола  IEC 60255-5, 4 кВ для напруги, вхідної потужності та контактів I/O
Опір ізоляції	IEC 60255-5, >500 МВт (500 В постійного струму)
Високочастотні перешкоди	IEC 61000-4-12 клас 3 (2,5 кВ)
Швидкий перехідний шум	IEC61000-4-4 клас 4 (4 кВ)
Радіочастотний шум	IEC 61000-4-3 10 В/м
Вібрації	IEC 60255-21-1 клас 2
Механічний удар	IEC 60255-21-2 клас 2
Ступінь захисту	IP54

Таб. 4.4.7. Характеристика Щіта управління

## **РОЗДІЛ 5. Проектні рішення для виконання монтажних робіт пунктів секціонування**

### **5.1. Додаткове обладнання опор повітряних ліній напругою 6-10 кВ для встановлення реклоузерів**

Маркування СІП означає - самоутримний ізольований провід. Застосування проводів СІП дозволяє посилити безпеку і зробити економічною роботу ліній електропередач. Безпека і надійність електропостачання збільшується завдяки тому, що немає прямого контакту з струмопровідними елементами (частково або повністю відсутні короткі замикання при контакті проводів між собою і з заземленими елементами, наприклад, будівельними механізмами або гілками дерев), дроти не обриваються в результаті атмосферних впливів (ожеледь, вітрові навантаження, падіння дерев), є можливість технічного обслуговування і ремонту ліній під напругою, скорочений обсяг аварійно-відновлювальних робіт. Ізольовану поверхню проводів майже не покриває ожеледь і мокрий сніг.



Рис. 5.1.1. Ізолятор ШП-20-01 (для СИП-3)

Характеристики	
Довжина шляху витoku не менше, мм	442
Номинальна напруга, кВ	20
Напруга, що витримується в сухому стані, кВ	65
Маса, кг	17.0
Мінімальна руйнівна сила при згинанні, кН	13
Код УКТ ЗЕД	8546
Витримувана напруга 50 Гц (під дощем), кВ	50

Таб. 5.1.2. . Характеристика Ізолятора ШП-20-01

Полімерний штир'ювий ізолятор ШП-20 призначений для ізоляції та кріплення проводів на повітряних лініях електропередачі та в розподільних пристроях електростанцій та підстанцій змінного струму напругою 10 кВ частотою до 100 Гц при температурі навколишнього повітря від мінус 60 ° С до плюс 50 ° С в районах з 1-2 ступенем забрудненості (С3) атмосфери відповідно до Правил пристрою електроустановок (ПУЕ) та СОУ МПЕ 40.1.51.301:2004 (І -

IV СЗА за ГОСТ 28856-90 та ДСТУ 3024-95 (ГОСТ 30284-97) Також допускається експлуатація ізолятора на ПЛ та ГРП 10 кВ в районах з 1-5 СЗ згідно ПУЕ та СОУ МПЕ 40.1.51.301:204 за ГОСТ 28856-90 та ДСТУ 3024-95 (ГОСТ 30284-97).

Вигляд кліматичного виконання ізолятора – УХЛ, категорія розміщення 1 та 2 за ГОСТ 15150-69.

В умовному позначенні ізолятора ШП-20 літери та числа означають:

-Ш - штирьовий;

-П - полімерний;

-20 - номінальна напруга ізолятора, кВ;

-01 - індекс виконання ізолятора для ізольованих проводів СП-3.

>Ізолятор ШП-20 складається з електроізоляційного полімерного корпусу 1 і ребристої цільнолитої оболонки 2 з кремнійорганічної гуми гарячої вулканізації.

Ізолятор ШП-20 виготовляється у двох варіантах виконання - в основному для проводу А, АС, та у виконанні -01 - для ізольованих проводів СП-3, ААСХН. У верхній частині корпусу 1 (головки) основного виконання ізолятора виконані кільцева шийка для бічного та канавка для верхнього кріплення дроту за допомогою дротяної в'язки ВШ-1.

Виконання 01 ізолятора - ШП-20-01 містить кільцеву шийку і ложемент під полімерну втулку (входить до комплекту ізолятора) с зовнішнім діаметром 50 мм для укладання самонесучого ізольованого дроту (СП).

У нижній частині корпусу 1 виконано конічний різьбовий отвір з розмірами за ДСТУ 2202-93 (ГОСТ 1232-93) для приєднання ізоляторів до штирям опор ПЛ і ОРУ за допомогою пластмасового ковпачка К-6 (КП-22), К-7

і К-9 . Ціліснолита оболонка 2 відформована з кремнійорганічної гуми на корпусі 1.

Ізолятор ШП-20 підходить для заміни полімерних ізоляторів ШПУ-20, ШПК-20, а також стандартних скляних та порцелянових ізоляторів ШС-20Г, ШС-20ЕД і ШФ-20Г. Основні споживачі ізолятора ШП-20 - підприємства залізниці, ГЗК та металургійні комбінати.

ВІС ОСНОВА ДЛЯ КРІПЛЕННЯ КАБЕЛЯ З РЕМІНЦЕМ.



Рис. 5.1.2. ВІС 3050.К.

Призначена для закріплення СПІ або кабелів при їх прокладанні по опорах.(в комплекті зі стрічкою ІФ207 - 1,5 м, скрепою СФ20 - 1 шт.)

Характеристики:

- Конструкція основи передбачає можливість його закріплення на опорі за

допомогою бандажної стрічки, болта або шурупа.  
 - Фіксація кабелю або проводу на основі проводиться стяжним ремінцем. Виконано з діелектрика з високим ступенем стійкості до механічних і погодно-кліматичних впливів.

Кріплення: настале ву монтажну стрічку IF207 (на вжена ву на опорі або на нову), або шурупом 6x60 мм.

Позначення	Діаметр охоплення	Маса
Значення	мм	кг
ВІС 3050.К	30-50	0,020

Таб.5.1.3. . Характеристика ВІС 3050.К

Монтаж проводу СИП та області його застосування. Завдяки простоті конструювання ліній з використанням СИП, а також застосування при монтажі стандартної арматури та інструменту, ці кабелі є економічно вигідними, що дозволяє облаштовувати лінії різного виконання за короткі терміни з однаковими капіталовкладеннями. Лінії по СИП вимагають менших експлуатаційних витрат.

## 5.2. Монтаж лінійної арматури та обладнання

Ізолятор лінійний підвісний ЛКЦ 70-150-3

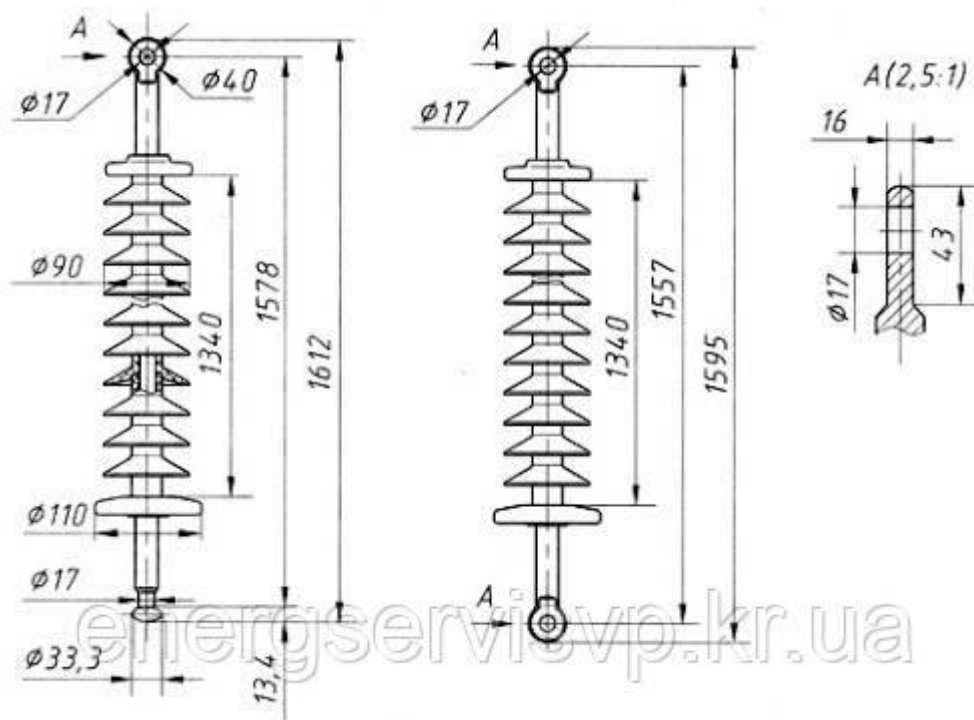


Рис. 5.2.1. Ізолятор лінійний підвісний ЛКЦ 70-150-3

Найменування характеристик	Одиниця вимірювання	Норма для ізоляторів
Позначення ізолятора	-	ЛКЦ 70-150-3

Номінальна напруга	кН	150
Руйнівна механічна сила під час розтягування, не менш ніж	мм	70
Довжина колії витоку, не менш ніж	кВ	4200
Витримувана напруга промислової частоти впродовж 1 хвилини в сухому стані/під дощем, не менш ніж	кВ	-/275
Витримувана напруга грозового імпульсу, «1,2/50», не менш ніж	кВ	650
Витримувана напруга комутаційного імпульсу «250/2500», не менш ніж	кВ	430
Маса, не більш ніж	кг	5,0
50% розрядна напруга промислової частоти у зволоженому та забрудненому стані під час питомої поверхневої провідності шару забруднення (20±2,0) мкСм, не менш ніж	кВ	150

Таб.5.2.2 Характеристика ЛКЦ 70-150-3

## Затискач NTD 401 50-150Al/50-150 SICAME



Рис. 5.2.2. Відповідний затискач NTD 401 50-150Al/50-150 SICAME

Відповідний затискач NTD застосовуються для виконання електричних з'єднань між неізолюваними дротами основної магістралі (Al) й ізолюваними дротами (Al/Cu).

Основні характеристики: Стиснення контролюється болтом зі знімним елементом. Корпус затискача виготовлений із поліаміду, посиленого скловолокном. Стійкий до впливу погодно-кліматичних умов і ультрафіолетового випромінювання. Контактні пластини змащені нейтральним мастильним матеріалом, виготовлені з алюмінієвого сплаву. Монтаж і зрив головки виконуються звичайним шестигранним ключем без застосування будь-яких спеціальних інструментів і тримачів. Допустима температура довкілля під час експлуатації: від  $-50^{\circ}$  до  $+50^{\circ}$  °C.

## Обмежувач перенапруги AZC 090



Грис. 5.2.3. Обмежувач перенапруги AZC 090

Характеристики	
Номінальна напруга, кВ	6
Найбільша тривало допустима робоча напруга	8,4
Номінальна напруга обмежувача, кВ	10.50
Пропускна здатність обмежувача, А	500 (II клас)
Номінальний розрядний струм хвилі 8/20 мкс, А	10
Довжина шляху витоку не менше, мм	400
Залишкова напруга при грозовому імпульсі 8/20 мкс з амплітудою 5 кА, кВ	32.30
Залишкова напруга при грозовому імпульсі 8/20 мкс з амплітудою 10 кА, кВ	35.10
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі 30/60 мкс з амплітудою 500 А, кВ	28.10
Варіанти позначення	AZC090
Код ДКТ ЗЕД	8535
Вага, кг.	1.50

Таб. 5.2.4. Характеристика AZC 090

Обмежувач перенапруги AZC 090 (Sicame) призначений для захисту електрообладнання в мережах класу напруги 6 кВ змінного струму частотою 50


Гц із ізольованою або компенсованою нейтраллю від грозових та комутаційних перенапруг в районах до V ступеня забрудненості атмосфери згідно з ГОСТ 28856 за температури навколишнього повітря від мінус 40°C до плюс 50°C на висоті не більше 1000 метрів над рівнем моря.

Обмежувач перенапруження AZC 090 являють собою захисний пристрій, що складаються з колонок послідовно з'єднаних нелінійних оксидно-цинкових варисторів ZnO і електродів, укладених у полімерний корпус, шпильок, гайок і шайб, що дозволяють монтувати їх до фазного і заземлюючого провідника. В ОПН AZC090 використовуються високоякісні оксидно-цинкові варистори виробництва EPCOS (Німеччина), що мають різко нелінійну вольтамперну характеристику. Контакт між окремими таблетками варисторів забезпечується за допомогою еластичних прокладок, які збільшують контактну поверхню варистора, що збільшує провідну здатність ОПН AZC 090. Варистори поміщаються у високоміцну герметизовану трубку з полімеру, армованого скловолокном. Вона впевнено витримує механічні навантаження, що виникають при транспортуванні, установці та експлуатації ГНН. Трубка поміщається в ізоляційну оболонку з кремнійорганічної гуми, яка є гідрофобним матеріалом і протягом всього терміну служби зберігає свої вологовідштовхувальні властивості. Крім того, кремнійорганічна гума стійка до впливу ультрафіолетового випромінювання, сольового туману та промислових забруднень.

Обмежувач перенапруг AZC 090 є найдешевшим варіантом з ОПН даної серії на клас напруги 6 кВ, т. к., на відміну від обмежувача AZC 091 не містить вбудованого індикатора виходу з ладу або роз'єднувача, як у AZC 092. При цьому, порівняно з більш дешевим обмежувачем AZBD 090 на перший клас, Un - 6 кВ, обмежувач AZC 090 розрахований другий клас розряду лінії (пропускної спроможності) за стандартом МЭК 60099-4 зі вигнанням  $I_{pr} = 500$  А.

Обмежувач перенапруги AZC 090 встановлюється на стандартні кронштейни KP10 (180.2н/5-11) для стійок прямокутного перерізу СВ105 або KP010 (180.2н/5-12) для стійок конічного перерізу типу СК у вертикальній або горизонтальній площині в кінці ПЛ або ВЛЗ-10 кВ у місцях введення в кабельну лінію або у місцях встановлення силових трансформаторів, КТП або іншого високовольтного обладнання для захисту його ізоляції.

Зусилля закріплення проводу в затискачі контролюється гайкою-метеликом зі зривним елементом. Це забезпечує фіксацію проводу при нормальному режимі роботи лінії (різниця поздовжніх тяжінь проводу менше 50 кг), а при Кут відхилення ПЛІ Опція F PSP 122 TRA PSP 122 TRAF Н Опція F PSP 120 збільшенні різниці поздовжніх тяжінь понад 150 кг забезпечується проковзування проводу в затискачі без порушення ізоляції. Особливості конструкції: • корпус затискача PSP 122 виконано з екструдованого алюмінію з високими механічними характеристиками; • корпус затискача PSP 120 виконано з поліаміду з високими механічними характеристиками; • внутрішні накладки для закріплення проводу виконано з полімеру з високою механічною міцністю, стійкого до несприятливих кліматичних умов, у тому числі впливу ультрафіолету; • додаткова ізоляція між проводом і опорою. Затискач PSP 122 TRAF має додаткову гайку-метелик зі зривним елементом (Опція F), що забезпечує монтаж затискача без застосування інструменту.


Технічні характеристики затискача апаратного CAU__G28 (ноз. 15)			
			
Герметичний наконечник CAU служить для приєднання алюмінієвого проводу PAS до мідних шин/виводів обладнання. Забезпечує надійну герметизацію зрізу проводу.			
Позначення	Переріз проводу, мм <sup>2</sup>	Розмір абпресувальної матриці, мм	Примітки
CAU 54 G28	50	14,0	
CAU 75 G28	70	17,3	
CAU 93 G28	90	17,3	
CAU 117 G28	120	21,0	

Таб. 5.2.5. Герметичний наконечник для приєднання алюмінієвого проводу до мідних шин

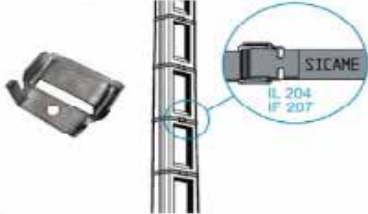
Відгалуджувальні затискачі з двостороннім проколюванням ізоляції та низьким перехідним опором. Затискач складається із: GUKр 2 Відповідність стандарту: EN 50483:2009 L3 L2 L1 - сталеві серезки для підвішування затискача на гаку, захищеної від корозії методом гарячого цинкування; - двох затискаючих щічок з алюмінієвого сплаву, що рівномірно розподіляють механічне навантаження на ізоляцію проводу; - ізолюючих щічок з поліаміду, армованого скловолокном, з високим ступенем стійкості до механічних і погоднокліматичних впливів.

Клиновий механізм фіксації проводу в затискачі забезпечує компенсацію пластичної деформації ізоляції проводу в процесі експлуатації і гарантує надійність закріплення проводу протягом усього терміну служби затискача.

Температура навколишнього середовища для виконання монтажу від -25 до +50 °С.

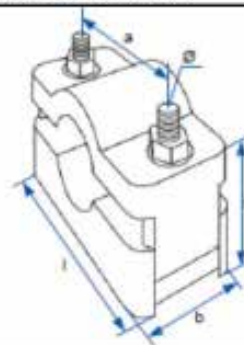
Технічні характеристики бандажної стрічки <b>IF 207 (ноз. 19)</b>	
	
Сталева стрічка зі скріпами використовується для постійного закріплення елементів оснащення опор.	
Технічні характеристики:	
Ширина стрічки, мм	20
Товщина стрічки, мм	0,7
Мінімальне руйнівне навантаження, кН	9,3
Кількість в упаковці, м	50
Матеріал	нержавіюча немагнітна сталь
Відносне подовження на розрив	не менше 40%
Маса упаковки, кг	5,800

Технічні характеристики скріпи <b>CF20 (ноз. 20)</b>	
	
Застосовується для фіксації бандажної стрічки на опорі. Дозволяє робити кріплення стрічкою в два обхвати.	
Технічні характеристики:	
Товщина металу, мм	≥ 1
Кількість обертів стрічки, що закріплюється	До 2
Кількість в упаковці, шт	100
Маса упаковки, кг	0,8

Таб. 5.2.6. Сталева стрічка для кріплення елементів до опор

Технічні характеристики утримувача для кабелю BS 35-50 (ноз. 21)



Кабельний утримувач BS призначений для кріплення трьохжильних кабелів.

Технічні характеристики:

Позначення		BS 35-50
Діапазон діаметрів кабелю, мм		35-50
Розміри, мм	l	117
	b	60
	h	44-59
	a	90
	φ	11

Влаштування:

- Хомут BS має міцну конструкцію.
- Нижня половинка хомути фіксується окремими заїками, що зменшує механічне навантаження на кабель.
- Хомут поставляється з болтами.
- Для кріплення кабельного хомути дандажною стрічкою використовується основа для кріплення MB 1 (замовляється окремо).

Таб. 5.2.7. Кабельний утримувач для кріплення трижильних кабелів

## Муфти кабельні кінцеві КВтп 10/70-120



Рис. 5.2.8. КВтп 10/70-120

Кабельні муфти КВтп 10/70-120, що термоусаджуються, вже давно зарекомендували себе на ринку кабельної арматури в Україні. Висока якість, простота монтажу та надійність є візитною карткою кабельних муфт Віклеон. Мафта КВтп 10/70-120 призначена для кінцеві кабелів з маслопророченою паперовою ізоляцією на напругу 6-10 кВ. Кінцеві муфти КВтп 10 універсальні та підходять на кілька розмірів перерізів кабелю.

Тип: КВТП	10/70-120
Напруга	6-10 кВ
Діапазон перерізів	70, 95, 120 мм <sup>2</sup>

Таб. 5.2.9. Характеристика КВТП 10/70-120

### 5.3. Монтажний комплект реклоузера

#### КОМПЛЕКТАЦІЯ



1. Комплектація реклоузер вакуумний e.hv.pp-15-630 з кронштейном - 1 шт.;
2. Шафа управління та захисту з кронштейном - 1 шт.;
3. трансформатор власних потреб - 1 або 2 шт.;
4. Кронштейн 1 шт.
5. Кабель контрольний 6 м - 1 шт.;
6. Кабель зв'язку 1 шт.
7. Інструкція з експлуатації - 1 шт.;
8. Пакування - 1 шт

### Перевірка реклоузера на термічну і електродинамічну стійкість.

Умова перевірки на електродинамічну стійкість має вигляд:

$$I_y \leq I_{\text{дин.ст.}}$$

де  $I_y$  – розрахунковий ударний струм установки;

$I_{\text{дин.ст.}}$  – допустимий струм короткого замикання обладнання.

Умова перевірки на термічну стійкість має вигляд:

$$W_k \leq I_{\text{тер.ст.}}^2 \cdot t_{\text{тер.ст.}}$$

де  $W_k$  – імпульс квадратичного струму короткого замикання, пропорційний кількості теплової енергії, виділеній за час короткого замикання;

$I_{\text{тер.ст.}}$  – номінальний струм термічної стійкості обладнання;

$t_{\text{тер.ст.}}$  – номінальний час термічної стійкості обладнання.

Струм 3-х фазного короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ "Худоліївка" складає 1,167 кА, що є максимальним значенням для даної мережі. Час спрацювання релейного захисту на лінії «Наріжжя» складає 0,2 с для струму 100 А і більше. Тож розрахунок на термічну і електродинамічну стійкість виконаємо для часу спрацювання захисту 0,2 с.

Теплова енергія, яка виділиться під час короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Худоліївка» за час відключення вимикача є максимальною і в інших точках мережі буде меншою і розраховується вона за формулою:

$$W_k = I_{\text{к.з.}}^2 \cdot (t_{\text{от}} + T_{\text{з}}).$$

де  $I_{\text{к.з.}}$  – струм 3-х фазного короткого замикання на шинах 10 кВ;

$t_{\text{от}}$  – час відключення, який складається із часу дії основного релейного захисту ( $t_{\text{от}}=0,2\text{с}$ ) і часу відключення вимикача ( $t_{\text{в.к.}}=0,1\text{с}$ ),  $t_{\text{от}}=t_{\text{от}} + t_{\text{в.к.}}=0,2+0,1=0,3\text{с}$ ;

$T_{\text{з}}$  – постійна часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання,  $T_{\text{з}}$

$$W_k = 1,167^2 \cdot (0,3+0,01)=0,42 \text{ кА}^2\cdot\text{с}.$$

Згідно характеристик реклоузера e.hv.pv-15-630-2 номінальний 3-х секундний струм термічної стійкості складає 12,5 кА, а отже тепла енергія, яку зможе поглинути реклоузер без виходу із ладу становить:

$$W_{\text{рек}}=12,5^2 \cdot 3,0=468,75 \text{ кА}^2\cdot\text{с}.$$

Таким чином параметри реклоузера задовольняють умову термічної стійкості, оскільки 0,42 кА<sup>2</sup>·с значно менше 468,75 кА<sup>2</sup>·с.

Ударний струм в розподільчих мережах 10 кВ визначаємо по формулі:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.з.}} \cdot K_{\text{уд.}}$$

де  $I_{\text{к.з.}}$  – струм 3-х фазного короткого замикання на шинах 10 кВ;

$K_{\text{уд.}}$  – ударний коефіцієнт,  $K_{\text{уд.}} = 1,369$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 1,167 \cdot 1,369 = 2,26 \text{ кА}.$$

Піковий номінальний струм реклоузера складає 31,5 кА, що перевищує можливий ударний струм в мережі 10 кВ, який складає 2,26 кА.

Згідно виконаним вище розрахункам, зробимо висновок що проєктований реклоузер задовольняє умову електродинамічної та термічної стійкості.

## Дані для розрахунку кошторису

Провід (СП-3, 50 мм<sup>2</sup>):

-Довжина лінії: 10 км.

-Вартість за метр: приблизно 30 грн/м.

-Загальна вартість:  $10,000 \text{ м} \times 30 \text{ грн/м} = 300,000 \text{ грн}$

Ізолятори (ПОЛІ-10-35):

-Кількість ізоляторів: 3 шт. на опорі, 50 опор.

-Ціна за один ізолятор: 150 грн/шт.

-Загальна вартість:  $3 \times 50 \times 150 = 22,500 \text{ грн}$

Реклоузер ("E-NEXT REC10-630"):

-Кількість: 1 шт.

-Вартість: приблизно 200,000 грн.

Роз'єднувачі та заземлювачі:

-Кількість роз'єднувачів: 2 шт.

-Вартість за одиницю: 20,000 грн.

-Кількість заземлювачів: 10 шт.

-Вартість за одиницю: 3,000 грн.

-Загальна вартість:  $2 \times 20,000 + 10 \times 3,000 = 70,000 \text{ грн}$

Монтажні роботи:

-Вартість робіт із встановлення 1 км лінії: 50,000 грн.

-Загальна вартість:  $10 \text{ км} \times 50,000 = 500,000 \text{ грн}$

Загальна вартість реалізації проекту

Загальна вартість = Провід + Ізолятори + Реклоузер + Роз'єднувачі та заземлювачі + Монтажні роботи

$$\text{Загальна вартість} = \text{Провід} + \text{Ізолятори} + \text{Реклоузер} + \text{Роз'єднувачі та заземлювачі} + \text{Монтажні роботи}$$

$\text{Загальна вартість} = 300,000 + 22,500 + 200,000 + 70,000 + 500,000 = 1,092,500 \text{ грн}$

$$\text{Загальна вартість} = 300,000 + 22,500 + 200,000 + 70,000 + 500,000 = 1,092,500 \text{ грн}$$

#### 4. Підсумок

Орієнтовна вартість реалізації проекту становить 1,092,500 грн. Ця сума враховує витрати на матеріали, монтаж та додаткові елементи.

Економія від зменшення втрат електроенергії \ розраховані втрати:

-До реконструкції:  $\Delta W_{\text{до}} = 2,441 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$

$$\Delta W_{\text{до}} = 2,441 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

-Після реконструкції:  $\Delta W_{\text{після}} = 1,220 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$

$$\Delta W_{\text{після}} = 1,220 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Економія:  $\Delta W_{\text{економія}} = \Delta W_{\text{до}} - \Delta W_{\text{після}} = 1,221 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$

$$\Delta W_{\text{економія}} = \Delta W_{\text{до}} - \Delta W_{\text{після}} = 1,221 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Грошовий еквівалент економії:

-Вартість електроенергії:  $2.5 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год} \cdot 2.5$  \,  $\text{грн/кВт} \cdot \text{год}$ .

-Загальна економія:  
Секоніомія =  $1,221 \cdot 2.5 = 3,052.5 \text{ грн/рік}$ .  $C_{\text{еконіомія}} = 1,221 \cdot 2.5 = 3,052.5$  \,  $\text{грн/рік}$ . Секоніомія =  $1,221 \cdot 2.5 = 3,052.5 \text{ грн/рік}$ .

Еконіомія від скорочення аварійності \ частота аварій до реконструкції:

-При старому обладнанні (без реклоузера) середня кількість аварійних відключень:  $8 \text{ разів/рік}$  \,  $\text{разів/рік}$ .

-Середній час простою під час аварії:  $5 \text{ год/раз}$  \,  $\text{год/раз}$ .

-Загальний час простоїв:  $8 \cdot 5 = 40 \text{ год/рік}$  \,  $\text{год/рік}$ .

Частота аварій після реконструкції:

-При встановленні реклоузера кількість аварійних відключень зменшується на  $50-70\%$  (приймаємо  $60\%$ ):  
Кількість аварій =  $8 \cdot (1 - 0.6) = 3.2 \text{ разів/рік}$ .  $\text{Кількість аварій} = 8 \cdot (1 - 0.6) = 3.2$  \,  $\text{разів/рік}$ .

Загальний час простоїв:  $3.2 \cdot 5 = 16 \text{ год/рік}$  \,  $\text{год/рік}$ .

Еконіомія часу простоїв:

$\Delta T_{\text{еконіомія}} = 40 - 16 = 24 \text{ год/рік}$ .  $\Delta T_{\text{еконіомія}} = 40 - 16 = 24$  \,  $\text{год/рік}$ .

Грошовий еквівалент:

-Середня вартість 1 години простою для промислових споживачів:  
2,000 грн/год  $2,000 \text{ грн/год}$

-Загальна економія:  
Секоніомія =  $24 \cdot 2,000 = 48,000 \text{ грн/рік}$ .  $C_{\text{еконіомія}} = 24 \cdot 2,000 = 48,000 \text{ грн/рік}$ .

Загальна економія \ Річна економія:

-Економія від зменшення втрат електроенергії:  $3,052.5 \text{ грн/рік}$   $3,052.5 \text{ грн/рік}$ .

-Економія від скорочення простоїв:  $48,000 \text{ грн/рік}$   $48,000 \text{ грн/рік}$ .

Загальна економія:  
Сзагальна =  $3,052.5 + 48,000 = 51,052.5 \text{ грн/рік}$ .  $C_{\text{загальна}} = 3,052.5 + 48,000 = 51,052.5 \text{ грн/рік}$ .

Термін окупності \ вартість проекту:

-Загальні витрати:  $1,092,500 \text{ грн}$   $1,092,500 \text{ грн}$ .

Окупність:

$T = \frac{\text{Вартість проекту}}{\text{Річна економія}} = \frac{1,092,500}{51,052.5} \approx 21.4 \text{ років}$ .  $T = \frac{1,092,500}{51,052.5} \approx 21.4 \text{ років}$ .

#### 5.4. Методика перевірки реклоузера при прийнятті в експлуатацію у складі автоматизованих систем диспетчерського керування

##### Функції АСУ

1. Диспетчерське управління Опитування контролерів реклоузерів, передача телеметричної інформації на диспетчерський пункт, забезпечення дистанційного керування.

2. Локалізація пошкодження та відновлення електропостачання.

-Визначення пошкодженої ділянки мережі.

-Видача команд управління на комутаційні апарати.

-Автоматичне відновлення схеми нормального режиму.

3. Логічні блокування.

-Блокування увімкнення реклоузера на пошкодження.

-Блокування увімкнення лінійного та секційного реклоузера за наявності напруги з обох сторін.

4. Автоматична зміна груп уставок контролерів виконується при зміні конфігурації мережі, зміні джерела живлення для забезпечення селективності роботи захисту.

5. Синхронізація часу Використання сервера часу АСУ для синхронізації часу всіх реклоузерів.

6. Організація локальної мережі Використання оптичного комутатора для зв'язку ПС-Хаджибей – ПС Орлівка Забезпечення вимог кібербезпеки шляхом побудови шифрованих каналів передачі інформації.

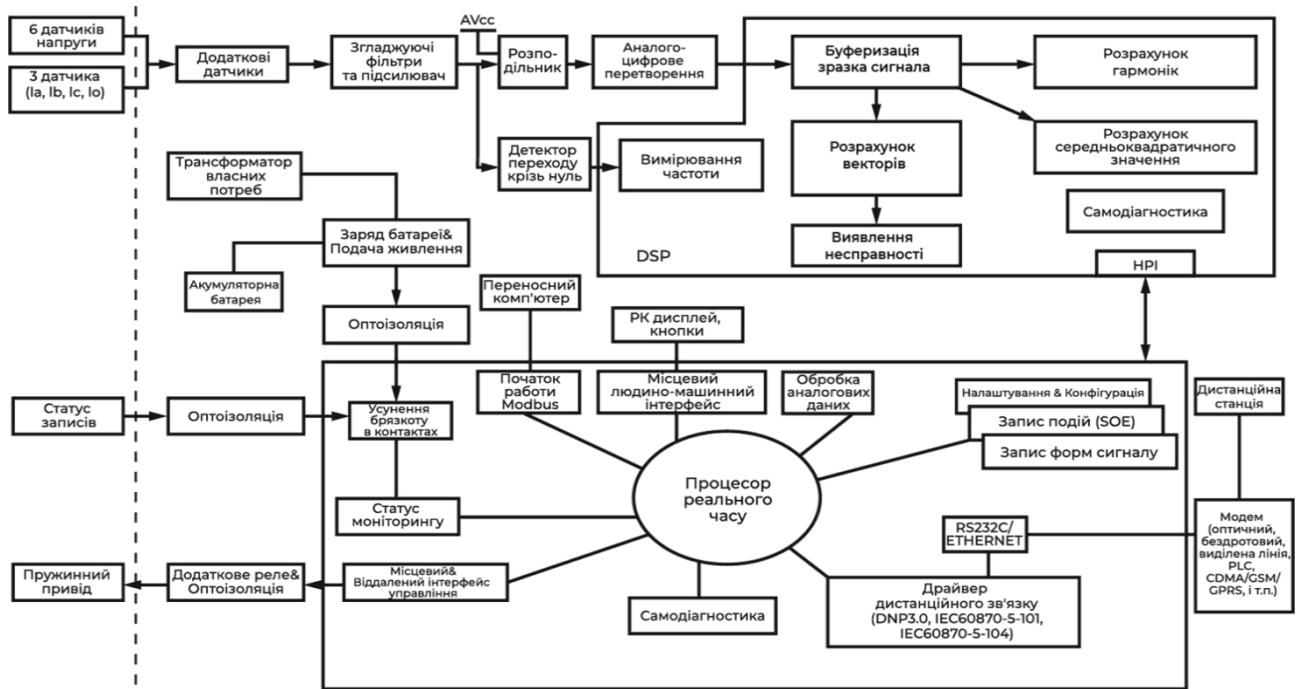


Рис. 5.4.1. Функціональна схема контролера

#### Формат записів у журналах подій і аварій в MicroSCADA

Дата і час	Підстанція	Приєднання	Пристрій	Параметр	Стан
03.11.18 08:55:27.826	Л-55 Реклоузер	ВВ	Л-55	Положення вимикача	Відключений
03.11.18 08:55:27.826	Л-55 Реклоузер	ВВ	Л-55	Положення вимикача	Підключений
01.11.18 06:35:04.866	Л-55 Реклоузер	АПС	Л-55	Попереджувальний сигнал	Є / Немає

Рис. 5.4.1.1. Формат записів у журналах подій і аварій в MicroSCADA

Перший ступінь МСЗ-1 (захист від перевантаження) – струмовий захист з залежною від значення струму витримкою часу. Може бути виведений з роботи. Залежна характеристика має вигляд прямої ( $y=kx+b$ ), що задається уставками МСЗ-1 ( $I_{МСЗ1}$ ,  $t_{МСЗ1}$ ) та МСЗ-2 ( $I_{МСЗ2}$ ,  $t_{МСЗ2}$ ). Час спрацьовування захисту на даній ділянці визначається за виразом:

$$t = \left( -\frac{t_{МСЗ2} - t_{МСЗ1}}{I_{МСЗ1} - I_{МСЗ2}} \right) \times I + \left( -\frac{I_{МСЗ2} \cdot t_{МСЗ1} - I_{МСЗ1} \cdot t_{МСЗ2}}{I_{МСЗ1} - I_{МСЗ2}} \right)$$

- де:  $I$  – значення струму, що протікає;  
 $I_{МСЗ1}$  – значення уставки струму МСЗ-1;  
 $t_{МСЗ1}$  – значення уставки витримки часу МСЗ-1;  
 $I_{МСЗ2}$  – значення уставки струму МСЗ-2;  
 $t_{МСЗ2}$  – значення уставки витримки часу МСЗ-2.

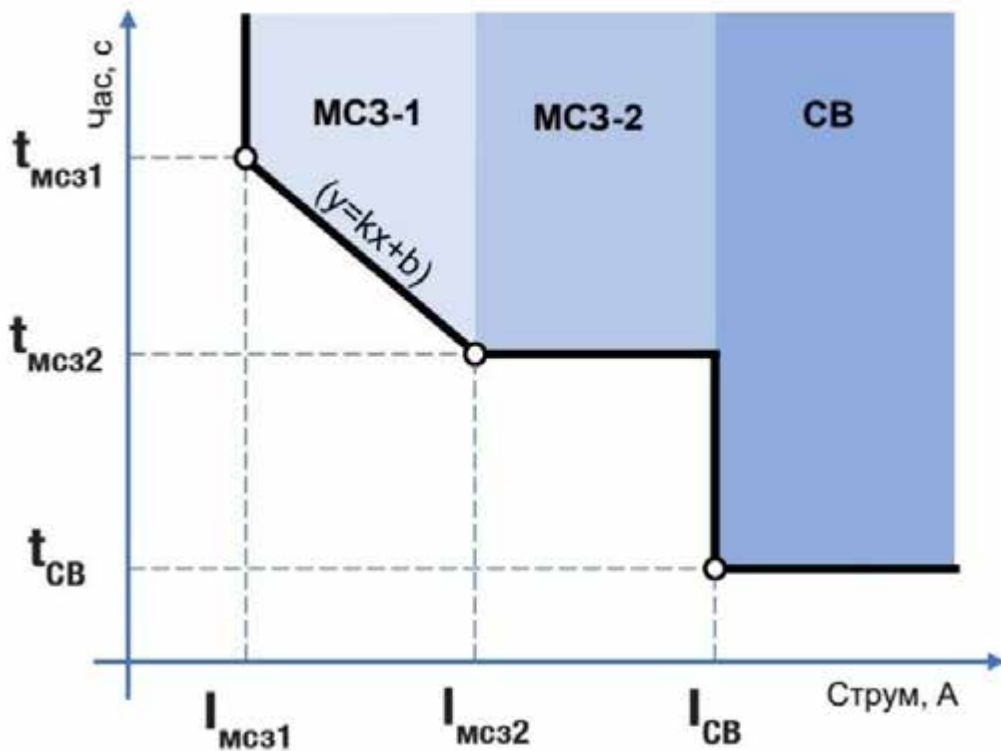


Рис. 5.4.2. Струмо-часові характеристики

(введено в роботу всі ступені МСЗ-1, МСЗ-2 та СВ)

Другий ступінь МСЗ-2 (захист від струмів КЗ) – струмовий захист з незалежною від значення струму витримкою часу. Виведення МСЗ-2 з роботи не передбачено.

Третій ступінь СВ (струмова відсічка) – струмовий захист з незалежною від значення струму витримкою часу. Може бути виведений з роботи.

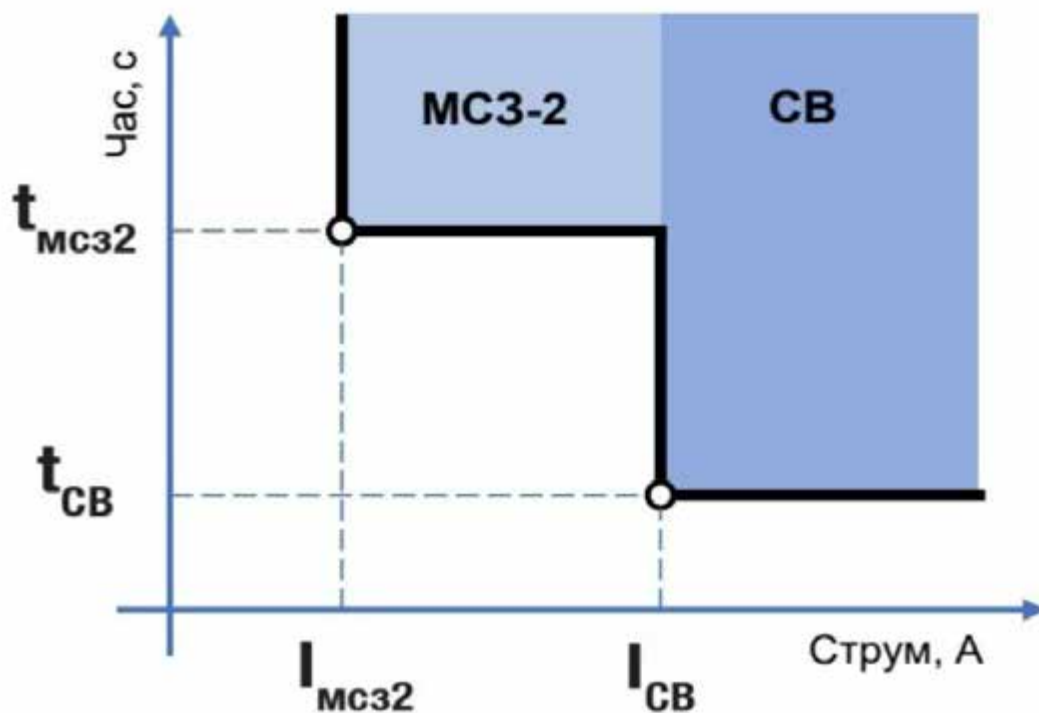


Рис. 5.4.3. MC3-1 (перевантаження) виведено з роботи

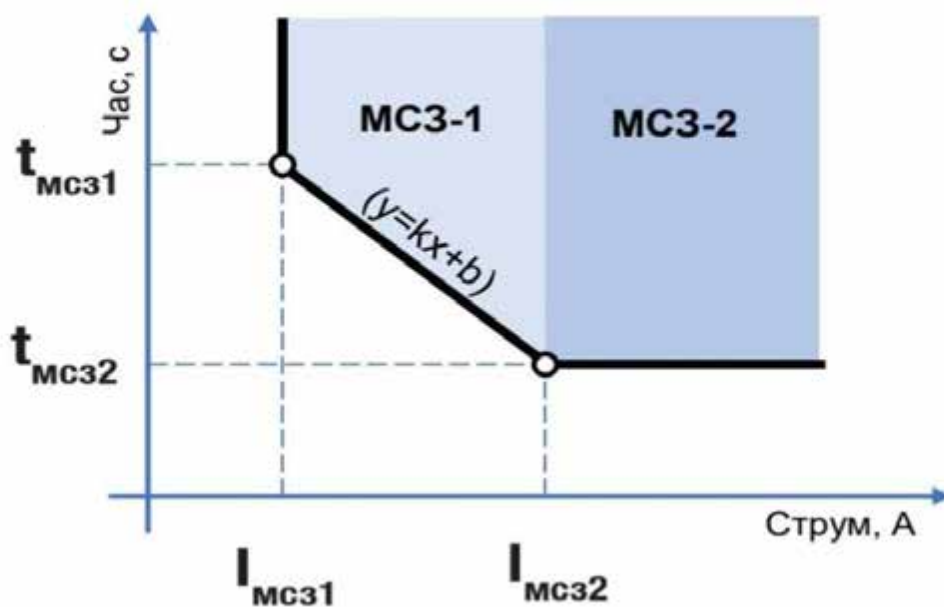


Рис. 5.4.4. СВ (струмову відсічку) виведено з роботи

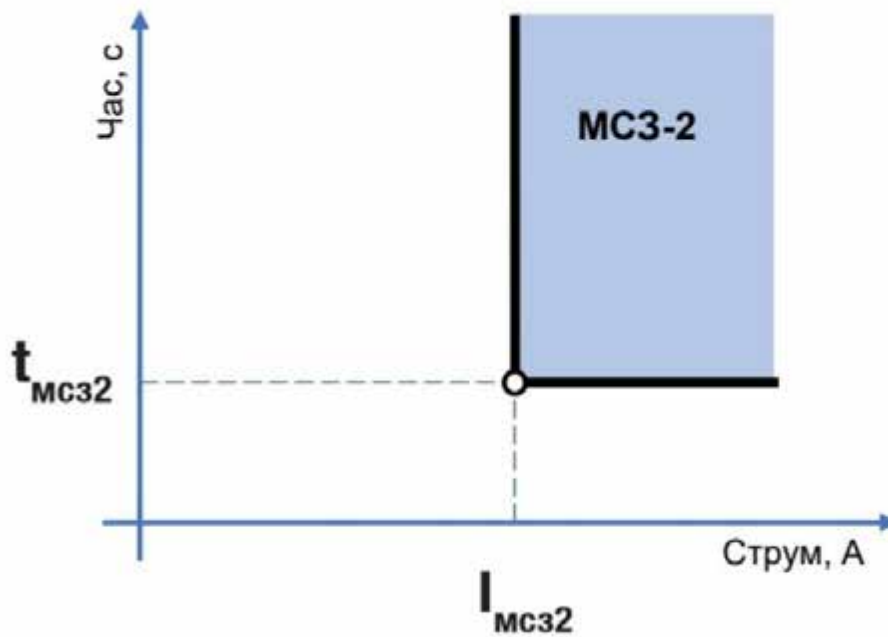


Рис. 5.4.5. МС3-1 та СВ виведено з роботи

Налаштування струмових захистів При налаштуванні струмових захистів за допомогою панелі керування користувачу доступно: - зміна значень уставок за струмом та часом спрацьовування захистів; - виведення з роботи або введення окремих ступенів МС3. В якості уставок МС3 за струмом вводяться первинні значення струму спрацьовування в Амперах. Час спрацьовування захистів вводиться в секундах.

Уставки	МС3-1	МС3-2	СВ
за струмом	від 5 до 400 А; крок 1 А; менше 5 А – виведено з роботи	Від 50 до 800 А крок 1	Від 50 до 1600 А крок 1 менше 50 А – виведено з роботи
за часом	від 1 до 7200 с Крок 1 с. менше 1 с – виведено з роботи	від 0,1 до 30 с Крок 0,1 с	від 0,01 до 5 с Крок 0,01 с. менше 0,01 с – виведено з роботи

Таб. 5.4.6. Діапазон значень для вводу уставок

#### Автоматичне повторне включення (АПВ)

Опис функції В Терміналі реалізовано двократне автоматичне повторне включення зі змінними витримками часу. Пуск АПВ передбачений при спрацьовуванні ступенів струмових захистів МСЗ-1, МСЗ-2 та СВ. При включенні вимикача циклами АПВ на пошкодження передбачено спрацьовування струмових захистів МСЗ-1, МСЗ-2 та СВ з прискоренням 0,2 с. Кнопка введення / виведення функції АПВ виводить з роботи одночасно всі цикли АПВ. Цикл АПВ-2 може бути окремо виведено з роботи кнопками для зміни уставок. Під час роботи АПВ або після спрацьовування циклів АПВ-1 та АПВ-2 на панелі керування буде відображено блиманням відповідних індикаторів.

Робота циклів АПВ Відлік таймеру Час готовності (Рис. 5.2.1) починається після включення вимикача кнопкою ВКЛ (вручну) або командою з АСУ (дистанційно), а також після циклів АПВ-1, АПВ-2. Якщо у продовж відліку часу готовності відбулося спрацювання захистів МСЗ-1, МСЗ-2 або СВ то відбувається блокування АПВ. При успішному відліку часу готовності всі введені цикли АПВ стають готовими до роботи.

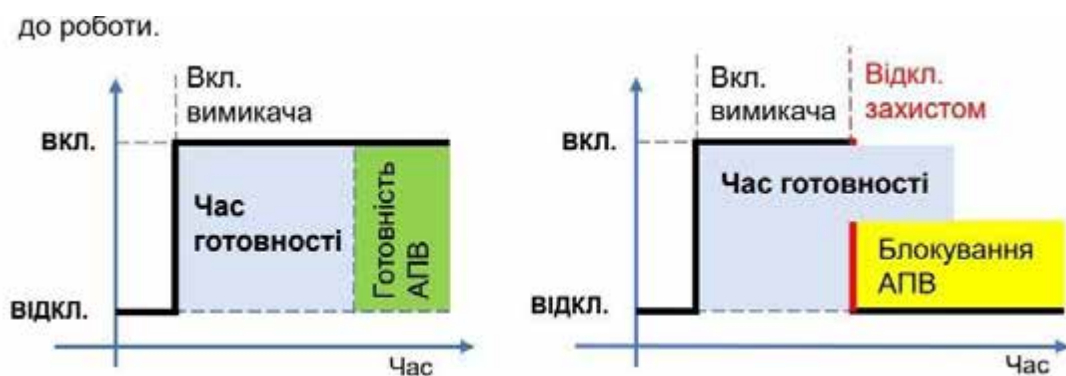


Рис. 5.4.7. Визначення готовності АПВ

Запуск в роботу Циклу АПВ-1 починається після відключення вимикача захистами МСЗ-1, МСЗ-2 та СВ. При закінченні відліку відбудеться включення вимикача та почнеться відлік Часу готовності. Якщо на протязі відліку часу готовності вимикач буде відключено захистами МСЗ-1, МСЗ-2, СВ і Цикл АПВ2

не введений, то відбудеться блокування АПВ. При успішному відліку часу готовності всі введені цикли АПВ стають готовими до роботи

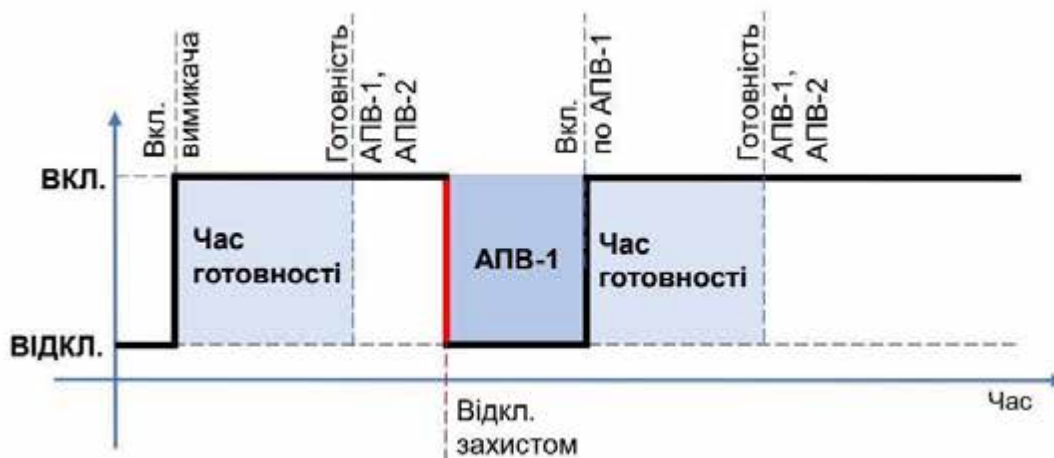


Рис. 5.4.8. Робота циклу АПВ-1

Коли в роботу введено два цикли АПВ-1 та АПВ-2, то запуск відліку часу Циклу АПВ-2 починається після невдалого циклу АПВ-1 (відключення вимикача захистами МСЗ-1, МСЗ-2 та СВ). При закінченні відліку часу циклу АПВ-2 відбудеться включення вимикача та почнеться відлік Часу готовності. Якщо на протязі відліку часу готовності після АПВ-2 вимикач буде відключено захистами МСЗ-1, МСЗ-2, СВ відбудеться блокування АПВ. При успішному відліку часу готовності всі введені цикли АПВ-1 та АПВ-2 стають готовими до роботи.

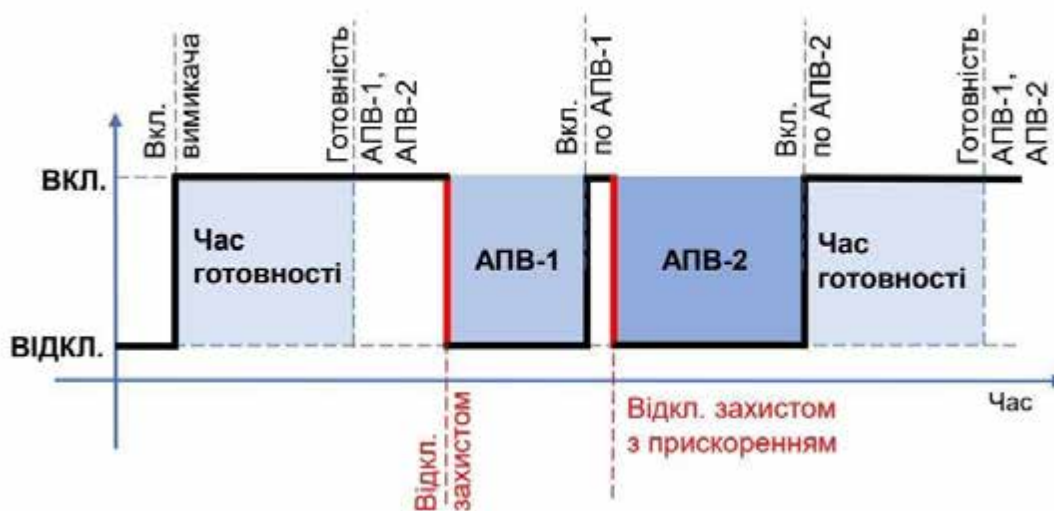


Рис. 5.4.9. Робота циклів АПВ-1 та АПВ-2

Налаштування циклів АПВ При налаштуванні роботи функції АПВ за допомогою панелі керування користувачу доступно: - зміна значень уставок за часом; - виведення з роботи функції АПВ або окреме виведення з роботи циклу АПВ-2. Значення уставок для циклів АПВ-1, АПВ-2 та Часу готовності вводяться в секундах.

	Час готовності	АПВ-1	АПВ-2
Уставки	Від 1 до 90 с Крок 1 с.	Від 0,1 до 5 с Крок 0,1 с.	Від 1 до 60 с Крок 1 с.

Таб. 5.4.10. Діапазон значень для вводу уставок

Робота ЗМН з відключенням та блокуванням вимикача

1. ЗМН з АПВ з відключенням вимикача після зниження напруги та повторним включенням після відновлення напруги.

2. Робота ЗМН При зниженні рівня напруги нижче значення уставки Рівень відключення (задається у % від номінального значення напруги мережі) починається відлік уставки Затримка відключення. Якщо на протязі відліку рівень напруги мережи лишився нижчим за значення рівня відключення – то відбувається відключення вимикача з блокуванням включення.

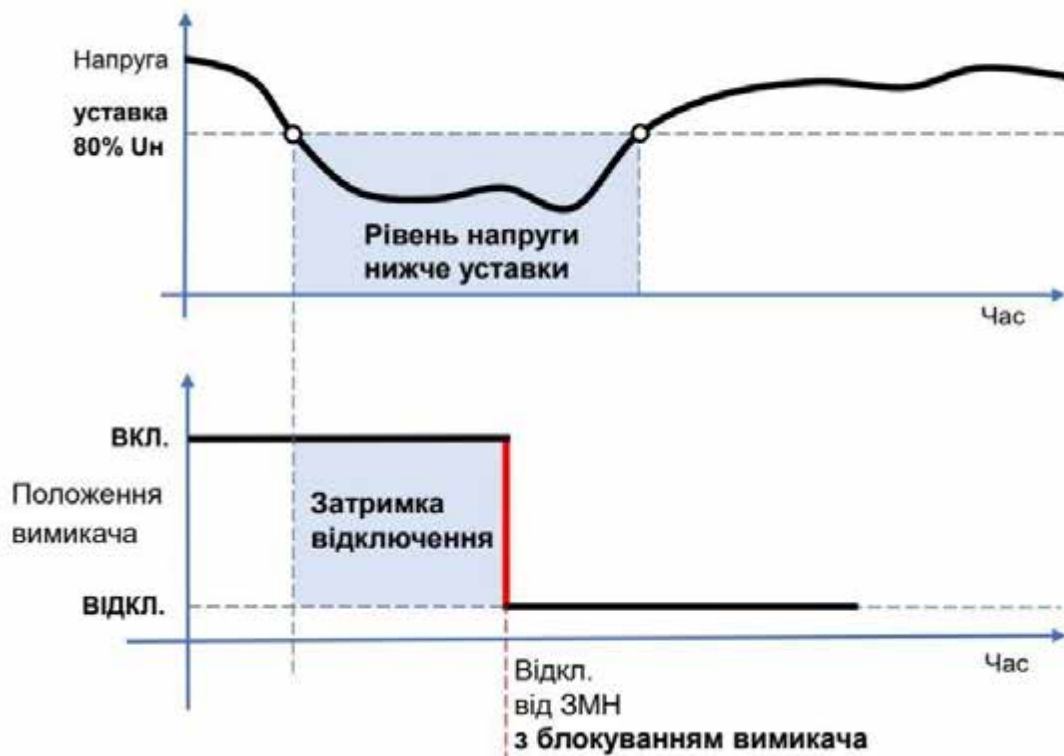


Рис. 5.4.11. Робота ЗМН

Робота ЗМН з АПВ після відновлення напруги. При зниженні рівня напруги нижче значення уставки Рівень відключення (задається у % від номінального значення напруги мережі) починається відлік уставки Затримка відключення. Якщо на протязі відліку рівень напруги мережі лишився нижчим за значення рівня відключення – то відбувається автоматичне відключення вимикача. Якщо після відключення вимикача рівень напруги мережі зріс вище значення уставки Рівень відключення починається відлік уставки Затримка включення. Якщо на протязі відліку рівень напруги мережі лишився вищим за значення Рівня відключення – то відбувається автоматичне включення вимикача.

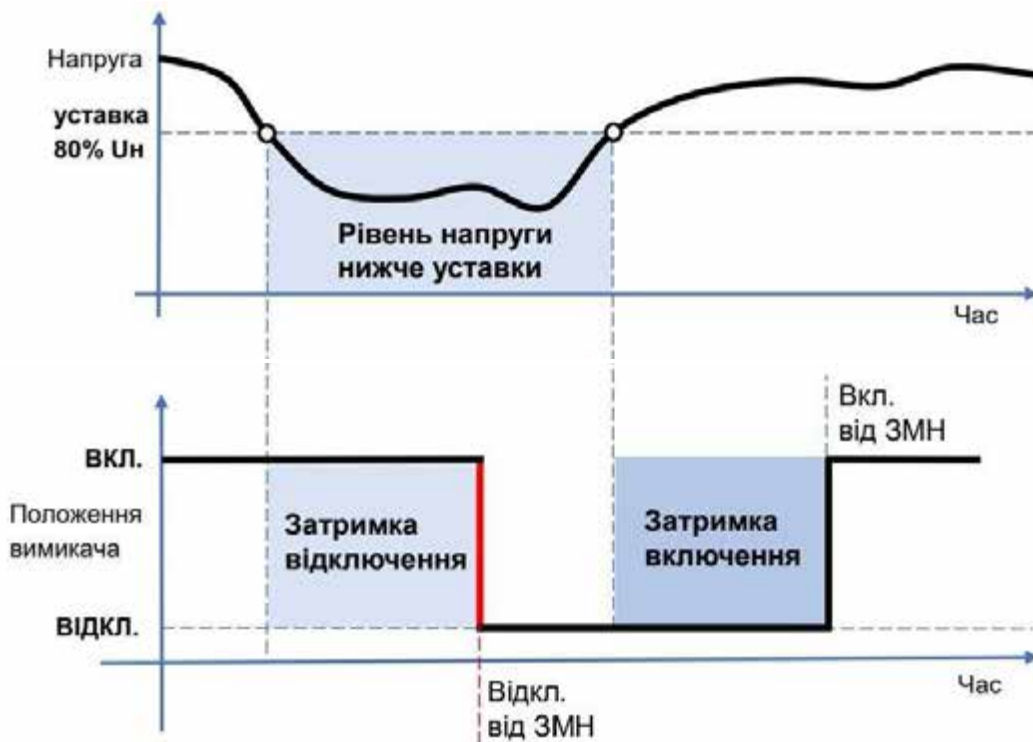


Рис. 5.4.12. Робота ЗМН з АПВ

Робота ЗМН з АПВ не має обмежень за кількістю циклів. Для запобігання частих ВКЛ. / ВІДКЛ. вимикача рекомендовано встановлювати значення затримки вклучення не меншою за 10 секунд.

FTU забезпечує активну енергію, реактивну енергію для кожної фази або 3-фазну сукупність. Також імпорт, експортна енергія акумулюється в окремих реєстрах. Одиницями вимірювання енергії є кВт\*год, кВарг, які представляють потік енергії первинної лінії розподілу. Значення накопичуються на 32-бітних і 16-бітні лічильники кВт/год, кВарг, які перекидаються. 32-розрядний регістр призначений для локального відображення та 16-розрядний регістр призначений для передачі даних про енергію в SCADA, як показано на наступному малюнку Рис. 5.4.13 .

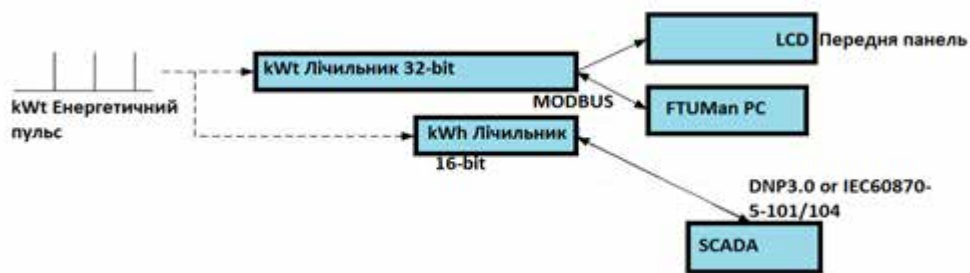


Рис. 5.4.13. Структура лічильника енергії

Зазвичай для накопичення значень енергії система SCADA зчитує 16-бітну енергію лічильник у FTU періодично обчислює прирости між двома показаннями та додає прирости до енергетичного реєстру в SCADA. Протокол DNP3.0 або IEC підтримує функцію зустрічні об'єкти, щоб легко накопичувати енергетичну цінність. Наприклад, функція «заморозити та очистити». корисно для накопичення енергетичних імпульсів.

FTU підтримує блоковий і постійний попит. Якщо блок і інтервал кочення однакові, FTU обчислює значення попиту на основі інтервалу блоку. Це блоковий режим попиту. Для прокатки попиту, ковзаючий інтервал буде підінтервалом у межах блокового інтервалу. Так розраховує ФТУ значення попиту на основі N інтервалів кочення на кожному інтервалі кочення. Тут N – значення відповідає інтервалу блоку, розділеному на інтервал кочення. Види значень попиту бувають фазні струми та активні, реактивні потужності.

FTU показує приблизний термін служби контакту переривника шляхом розрахунку за допомогою відключення поточний. Функція дає лічильник, що залишився для відключення переривника при 1 кА. І FTUMan показує криву роботи переривника. Допустима кількість відключень на 1 кА буде зменшено на  $(I_{trip}(kA))$

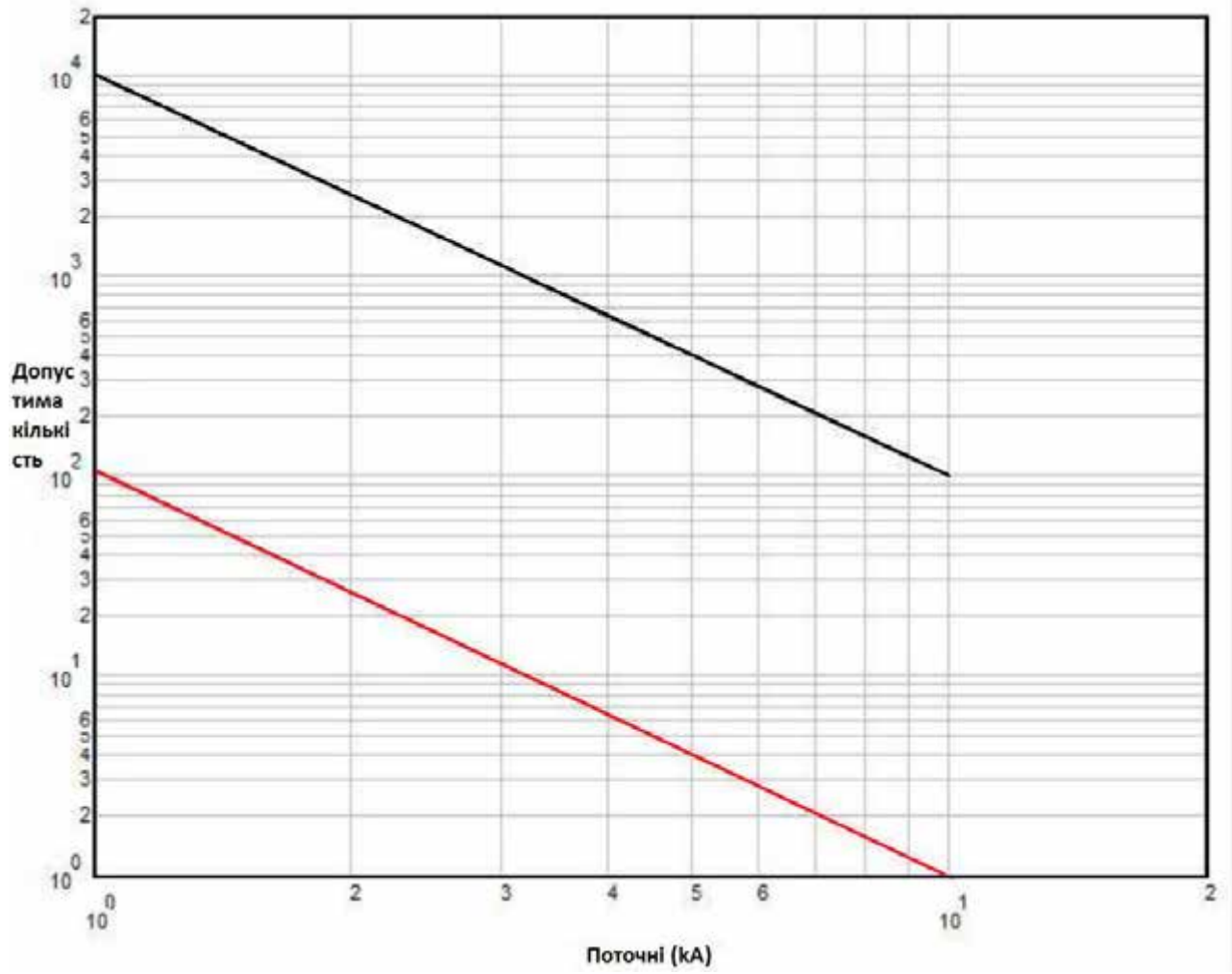


Рис. 5.4.14. Монітор роботи переривника

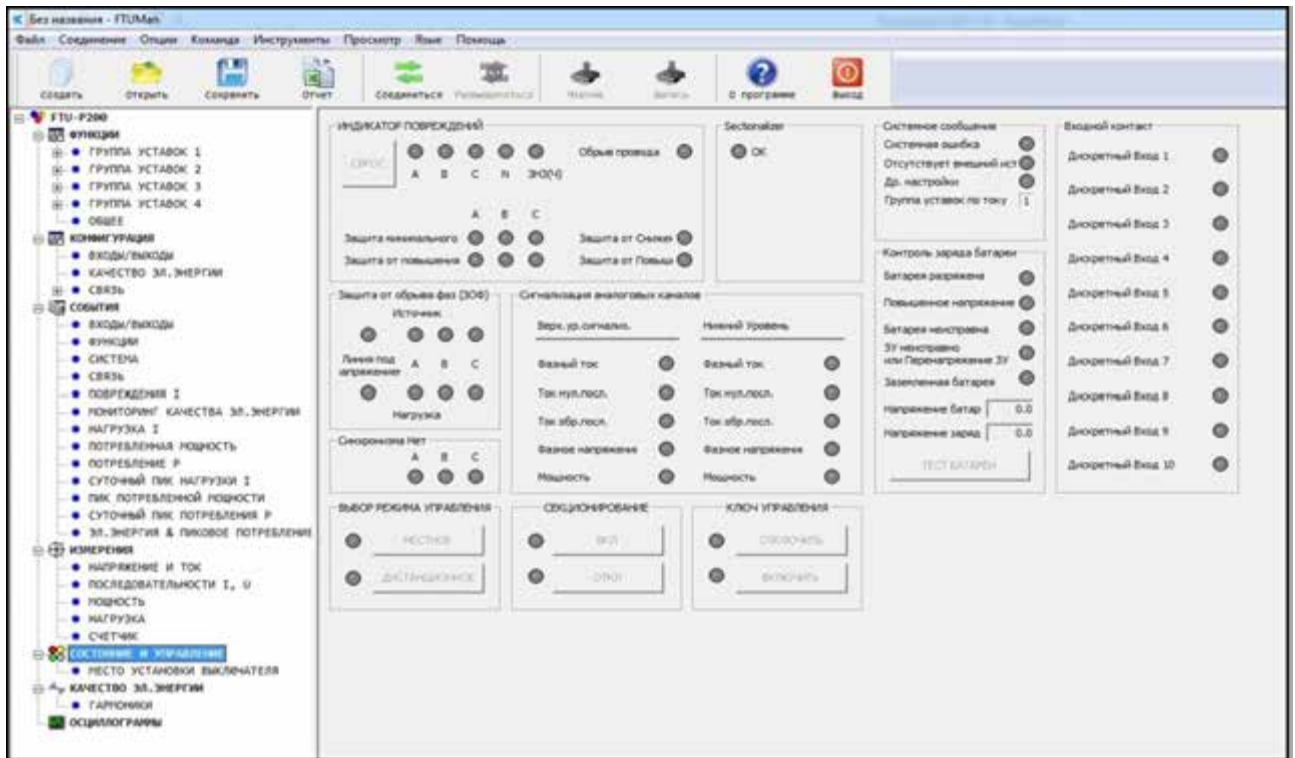


Рис. 5.4.15. Інтерфейс програми управління мережею

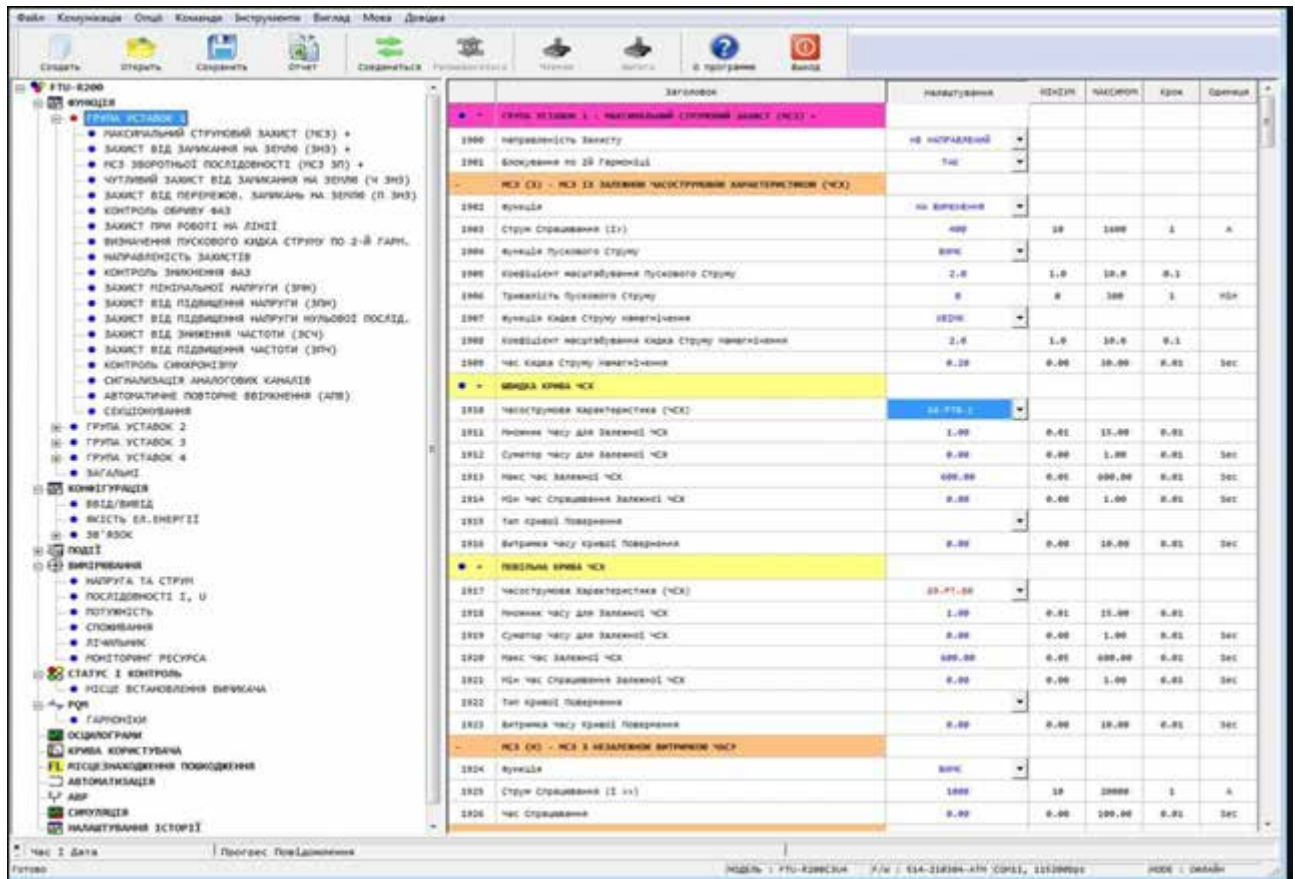


Рис.5.4.16. Основні функції захисту в інтерфейсі програми

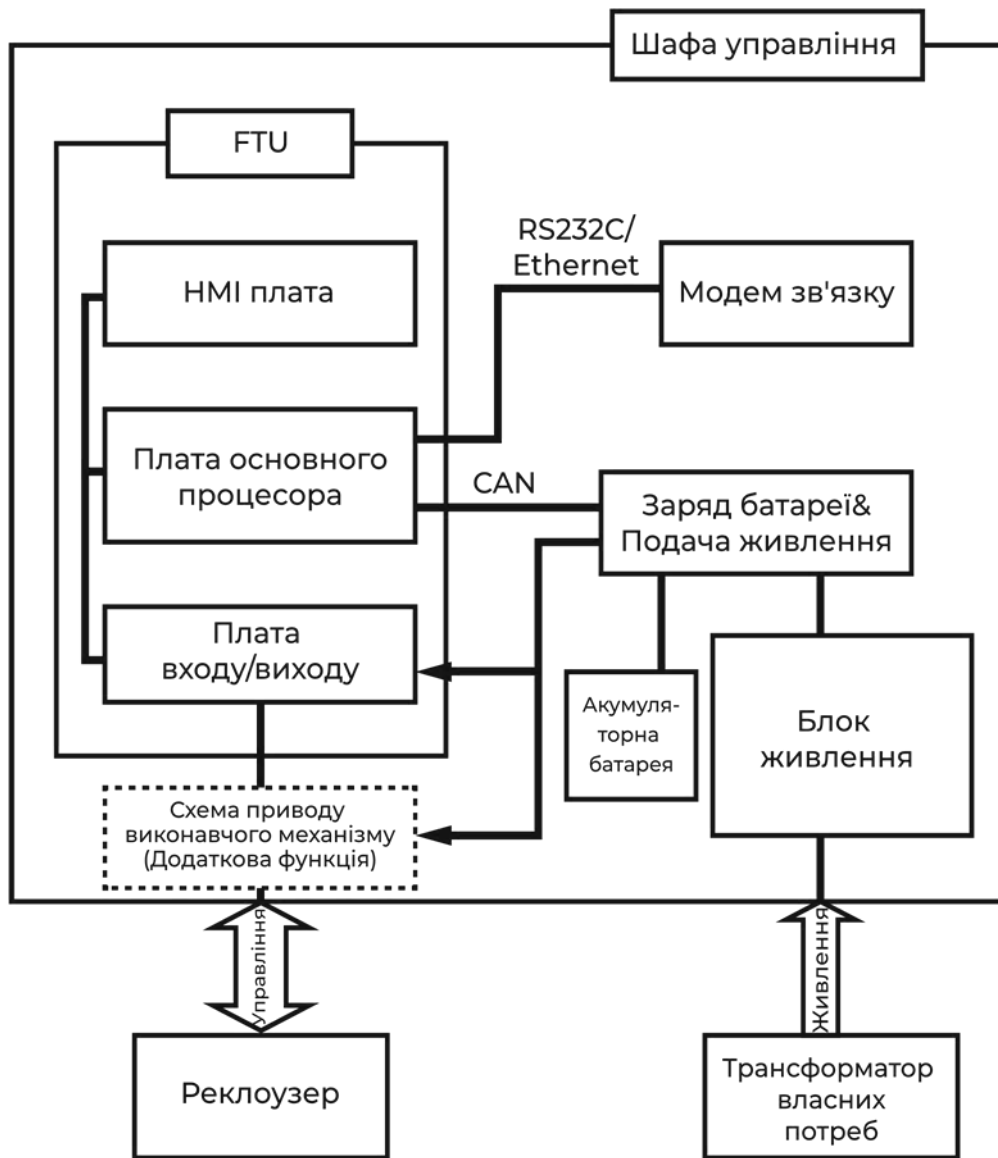


Рис. 5.4.17. Функціональна схема

## ВИСНОВКИ

Модернізація ПЛ - 10 кВ "Наріжжя" із встановленням реклоузера "E-NEXT" і заміною обладнання є технічно виправданою та економічно доцільною. Вона забезпечує надійне, безпечне і якісне електропостачання для споживачів, зменшуючи втрати енергії та екологічний вплив. Застосування реклоузерів призведе до значного підвищення надійності електропостачання споживачів, культури експлуатації мережі, зменшення часу пошуку пошкодження на лінії. Зокрема кількість пошкоджень від однофазних замикань на землю (одного з найпоширеніших типів пошкодження) значно знизиться. Пристрої майже не потребують обслуговування. Достатньо мати лише одну легкову машину та двох осіб для проведення періодичних оглядів зовнішнього стану вимикачів. Досвід експлуатації реклоузерів продемонстрував, що застосування подібних технологій дозволяє набагато ефективніше використовувати пропускну здатність ПЛ та надійно забезпечувати споживачів в умовах значної віддаленості їх один від одного. Основна складова економічного ефекту від впровадження реклоузерів – зниження збитків від недовідпустки електроенергії споживачам. Знижуються витрати на профілактичне обслуговування реклоузерів, розслідування аварій, пов'язаних з неправильними діями РЗА, ремонт пошкодженого обладнання, збір та обробку інформації про режими та події, пошук місця пошкодження на лініях електропередачі та встановлення додаткових засобів захисту. Застосування реклоузерів підвищує безпеку обслуговуючого персоналу. Очікуваними результатами реалізації цієї Концепції є: поліпшення надійності та якості електропостачання, експлуатаційних характеристик та загальної продуктивності всього енергетичного сектору; підвищення операційної ефективності, ефективна інтеграція розподіленої генерації, можливість забезпечення проведення віддаленого моніторингу та діагностики, оптимізація використання активів та ресурсів, вдосконалення конфігурації електромереж; підвищення рівня енергоефективності, що дасть

змогу зменшити втрати в електричних мережах оператора системи передачі та операторів системи розподілу, покращення ефективності управління навантаженням (активним та реактивним), зниження рівня викидів вуглецю (очікуване зниження рівня технологічних витрат електроенергії до 2030 року — не менш як на 30 відсотків); зменшення частоти та тривалості відключень споживачів; надання споживачам можливості керувати споживанням електричної енергії, зменшувати енергетичні витрати та заощаджувати без шкоди для свого способу життя та надмірних обмежень споживання електричної енергії для задоволення власних побутових потреб (очікуване зниження індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні).

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Міністерство освіти і науки України, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії, Кафедра електричної інженерії, "Реконструкція системи електропостачання Селища міського типу", Автор: Киведжі В.В., 2021 р.

2. Сумський національний аграрний університет, м. Суми, Україна, УДК 621.332.6, "СЕКЦІОНУВАННЯ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 6 (10) КВ ІЗ АСТОСУВАННЯМ РЕКЛОУЗЕРІВ", Автор: Ольховик Я. В.

3. Кодекс систем розподілу, ПАТ "Черкасиобленерго", 2023р.: <https://cherkasyoblenergo.com/static/2132-kodeks-sistem-rozpodlu>

4. Міністерство освіти і науки України, Луцький національний технічний університет, "ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ "Луцьк, РВВ Луцького НТУ, 2016Р. [lib.lntu.edu.ua/sites/default/files/2021-02/ПОСІБНИК%20спуск%2016%20листів%20%281%29.pdf](http://lib.lntu.edu.ua/sites/default/files/2021-02/ПОСІБНИК%20спуск%2016%20листів%20%281%29.pdf)

5. Дніпровська політехніка» Інститут Електроенергетики, "виконання секціонування на повітряних лініях...", Автор: ІС Цемкало, 2021Р.

<https://ir.nmu.org.ua/jspui/bitstream/123456789/162848/1/%2B141%D0%BC-20-1%20%D0%A6%D0%B5%D0%BC%D0%BA%D0%B0%D0%BB%D0%BE%20%D0%86.%D0%A1.pdf>

6. Кабінет міністрів України, Розпорядження, Про схвалення Концепції впровадження "розумних мереж" в Україні до 2035 року: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-skhvalennia-kontseptsii-vprovadzhennia-rozumnykh-merezh-v-ukraini-do-2035-roku-908-141022>

7. Міністерство енергетики України, Впровадження і розвиток розумних мереж: <https://mev.gov.ua/storinka/vprovadzheniya-i-rozvytok-rozumnykh-merezh>
8. ТОВ «E-NEXT» <https://enext.ua/uk/>
9. ДП «НЕК «Укренерго». Зарубіжний досвід підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах всіх рівнів напруги. Київ, 2015. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/4.-Efektyvn-peredav-rozpod-elektroen.pdf>.
10. Провід самонесучий ізольований (СП) <https://watt.ua/kabel-sip-provod.html/?srsltid=AfmBOorM5HIId29ddI-Paj6UXtDMniLB2FSbZEW9Wfhkw6cScHiRv-wbo>
11. Область застосування дроту СП [https://vse-e.com/ua/novosti/vse-o-provode-sip?srsltid=AfmBOoozLupg\\_xBdyRoR3Xx1in7frs\\_SfHLHNbHyIhrNEsMVhc775t1](https://vse-e.com/ua/novosti/vse-o-provode-sip?srsltid=AfmBOoozLupg_xBdyRoR3Xx1in7frs_SfHLHNbHyIhrNEsMVhc775t1)
12. Інститут (факультет) ННІТІ ім.акад.І.С.Гулого, Кафедра Електропостачання і електроменеджменту, Дипломна кваліфікаційна робота, виконавець: Йовбак Василь Васильович, Київ – 2022 р
13. НКРЕКП. Рейтинг компаній за показниками якості електропостачання. Національна Комісія, Що Здійснює Державне Регулювання У Сферах Енергетики Та Комунальних Послуг (НКРЕКП, Регулятор) Офіційний Веб-Сайт. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?news=10826>.
14. Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення : постанова НКРЕКП від 12.06.2018 р. № 374. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=32506>.

15. Про затвердження Мінімальних вимог до якості обслуговування споживачів електричної енергії кол-центрами : постанова НКРЕКП від 12.06.2018 р. № 373. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=32493>.

16. Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості недотримання : постанова НКРЕКП від 12.06.2018 р. № 375. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=32498>.

17. Про забезпечення надійної роботи електричних мереж, Броварська міська рада, 2024 р., <https://brovary-rada.gov.ua/upravlinnia-mistom/vykonavchi-orhany/upravlinnia-zemelnykh-resursiv/pro-zabezpechennia-nadiinoi-roboty-elektrychnykh-merezh>

18. Державна інспекція енергетичного нагляду України, «захист і автоматика», [https://sies.gov.ua/storage/app/sites/4/uploaded-files/%D0%97%D0%B0%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D0%B2%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE.%D0%9D%D0%B0%D0%BA%D0%B0%D0%B7%D0%B8%D0%9C%D1%96%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%BE/Nakaz 476 vid 21.07.2017/stranitsy-iz-pue-skan3.pdf](https://sies.gov.ua/storage/app/sites/4/uploaded-files/%D0%97%D0%B0%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D0%B2%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE.%D0%9D%D0%B0%D0%BA%D0%B0%D0%B7%D0%B8%D0%9C%D1%96%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%BE/Nakaz%20476%20vid%2021.07.2017/stranitsy-iz-pue-skan3.pdf)

19. Офіційний портал Верховної Ради України, «Про затвердження Правил технічної експлуатації ...», <https://zakon.rada.gov.ua/go/z1143-06>

20. КПІ ім. Ігоря Сікорського, «Релейний захист та автоматика підстанції 110/10 кВ», Автор: Є.Г. Савкун, 2024 р.: <https://ela.kpi.ua/items/e8162ffa-402c-47f4-b885-62d1fa050d05>