

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНЖЕНЕРИ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

# НУБІП України

УДК \_\_\_\_\_

**ПОГОДЖЕНО**

Директор ННІ енергетики,  
автоматики і енергозбереження

Каплун В.В.

(підпис)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ**

В.о. завідувача кафедри  
інженерії енергосистем

Антипов Є.О.

(підпис)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 р.

# НУБІП України

## МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Управління надійністю розподільних мереж 10 кВ шляхом автоматичного секціонування»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)  
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

**Гарант освітньої програми**  
К.Т.Н., доцент (науковий ступінь та вчене звання) Усенко С.М. (підпис) (ПІБ)

**Керівник магістерської кваліфікаційної роботи**

д.т.н., проф  
(науковий ступінь та вчене звання)

**Виконав**

Каплун В.В.  
(підпис) (ПІБ)

Негора М.О.  
(підпис) (ПІБ)

# НУБІП України

КИЇВ – 2023

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНЖЕНЕРИ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри  
інженерії енергосистем

К.Т.Н. доцент

Антипов Є.О.

(ступінь, звання)

(підпис)

(ІПБ)

20 р

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНЖЕНЕРИ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАВДАННЯ  
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Негорі Максиму Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)  
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи « Управління надійністю розподільних мереж 10 кВ шляхом автоматичного секціонування » затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від 06.03.2023р. № 324 «С»  
Термін подання завершеної роботи на кафедру 31.10.2023  
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи \_\_\_\_\_

Перелік питань, що підлягають дослідженню: \_\_\_\_\_

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНЖЕНЕРИ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНЖЕНЕРИ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

Перелік графічного матеріалу: презентація виконана в програмному забезпеченні MS Power Point

Дата видачі завдання « 28 » червня 2023 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНЖЕНЕРИ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

Керівник магістерської роботи

(підпис)

Каплун В.В.

(ІПБ)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Негора М.О.

(ІПБ)

## РЕФЕРАТ

# НУБІП України

Дипломний проєкт сформований на 59 аркушах, включає в себе 12 таблиць, 11 рисунків та 13 літературних джерел

**Актуальність теми** – зменшення показників SAIDI та SAIFI у

# НУБІП України

енергомережі

**Мета дослідження** – аналіз рентабельності встановлення реклоузерів для покращення надійності енергомережі шляхом секціонування.

# НУБІП України

Об'єкт дослідження – електрична мережа 10 кВ.

**Предмет дослідження** – вибір та встановлення енергообладнання для покращення надійності мережі.

# НУБІП України

Методи дослідження – аналіз відомих досліджень по даній темі, розрахунок струмів КЗ для вибору обладнання.

**Ключові слова:** НАДІЙНІСТЬ ЕНЕРГОМЕРЕЖІ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ,

КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РЕКЛОУЗЕРИ, ЗАКРИТИЙ РОЗПОДІЛЬЧИЙ

# НУБІП України

пункт.

# НУБІП України

# НУБІП України

## ЗМІСТ

<b>1. Управління надійністю як складовою впровадження «розумних» мереж в Україні.....</b>	<b>6</b>
<b>1.1 Огляд нормативних та літературних джерел, присвячених проблемі управління надійністю розподільних мереж.....</b>	<b>6</b>
<b>1.2 Шляхи підвищення надійності розподільних електричних мереж: міжнародний та національний досвід.....</b>	<b>11</b>
<b>1.3 Аналіз стану розподільних мереж в Україні та вимоги НКРЕКП щодо забезпечення їх надійності .....</b>	<b>13</b>
<b>2. Типові проєктні рішення електричної частини підстанції 35/10 кВ.....</b>	<b>20</b>
<b>2.1 Опис електричної частини ЗРП 10 Кв.....</b>	<b>20</b>
<b>2.2 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ.....</b>	<b>21</b>
<b>2.3 Вибір комутаційних апаратів та збірних шин на стороні 10 кВ.....</b>	<b>25</b>
<b>2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....</b>	<b>27</b>
<b>2.5 Визначення електричних навантажень споживачів та ЛЕП.....</b>	<b>32</b>
<b>2.6 Оцінювання відповідності встановлених типорозмірів ЛЕП за показниками пропускної спроможності та якості електроенергії (відхилення напруги).....</b>	<b>33</b>
<b>3. Обґрунтування секціонування розподільчих електричних мереж для підвищення їх надійності.....</b>	<b>37</b>
<b>3.1 Обґрунтування та розрахунок релейного захисту лінії 10 кВ.....</b>	<b>37</b>
<b>3.2 Мікропроцесорні засоби для реалізації релейного захисту лінії 10 кВ.....</b>	<b>43</b>
<b>3.3 Моделі та зони мереж оператора системи розподілу для обґрунтування встановлення секціонуючих пунктів.....</b>	<b>45</b>
<b>4. Розрахунок показників надійності та ефективності роботи мережі з урахуванням розроблених рішень.....</b>	<b>49</b>
<b>5. Апаратне забезпечення для реалізації пунктів секціонування розподільних мереж.....</b>	<b>51</b>
<b>Висновки.....</b>	<b>57</b>
<b>Джерела:.....</b>	<b>58</b>

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

НУБІП України

ПЛ – повітряна лінія  
КЛ – кабельна лінія

ПС – підстанція

НУБІП України

РП – розподільчий пункт  
ЛЕП – лінія електропередавання  
ВН – висока напруга

НН – низька напруга

НУБІП України

КЗ – коротке замикання  
ХХ – холостий хід  
КАСМ – комутаційний автоматичний секціонуєчий модуль  
ВДЕ – відновлюване джерело енергії

АПВ – автоматичне повторне включення

НУБІП України

ДСТУ – державний стандарт України  
ККД – коефіцієнт корисної дії  
ОЕС – об'єднана енергетична система

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

# 1. Управління надійністю як складовою впровадження «розумних» мереж в Україні

## 1.1 Огляд нормативних та літературних джерел, присвячених проблемі управління надійністю розподільних мереж

Надійність розподільних мереж 10 кВ є критичною проблемою для енергетичних компаній і суспільства в цілому. Ці мережі відповідають за доставку електроенергії від високовольтних ліній електропередач до кінцевих користувачів, таких як будинки, підприємства та фабрики. Будь-які перебої або збої в мережі можуть мати серйозні економічні, соціальні та екологічні наслідки.

Управління розподільними мережами 10 кВ передбачає забезпечення надійної та ефективної доставки електроенергії кінцевим споживачам. Це вимагає підтримки мережевої інфраструктури, виявлення й усунення потенційних несправностей, а також швидкого реагування на будь-які збої або перебої.

Проте управління надійністю розподільних мереж 10 кВ є складним завданням. Ці мережі складаються з великої кількості взаємопов'язаних

компонентів, включаючи

- трансформатори,
- комутатори,
- кабелі,
- інші пристрої.

Будь-який збій або несправність будь-якого з цих компонентів може призвести до порушення електропостачання. Крім того, розподільна мережа піддається впливу різноманітних зовнішніх факторів таких як погодні явища, збої обладнання та людські помилки.

Щоб вирішити ці проблеми, енергетичні компанії все частіше використовують системи автоматичного секціонування для управління надійністю розподільних мереж 10 кВ. Системи автоматичного розділення

призначені для виявлення несправностей або збоїв у мережі та ізоляції їх від решти мережі, таким чином запобігаючи перебоєм з електропостачанням, які впливають на всю систему.

Загалом, управління надійністю розподільних мереж 10 кВ є критичним питанням для енергетичних компаній, а використання систем автоматичного секціонування є важливим інструментом для забезпечення ефективної та надійної доставки електроенергії кінцевим споживачам.

Крім технічних проблем, пов'язаних з управлінням надійністю розподільних мереж 10 кВ, існують також фінансові міркування. Енергетичні компанії повинні збалансувати витрати на підтримку та модернізацію мережевої інфраструктури з необхідністю надання надійних послуг споживачам. Це вимагає ретельного планування та інвестицій у нові технології та методи для покращення продуктивності мережі та скорочення часу простою.

Одним із підходів, який набув популярності в останні роки, є використання технологій розумних мереж для управління розподільчою мережею. Технології Smart Grid включають вдосконалені датчики, комунікаційні мережі та інструменти аналізу даних, які дозволяють енергетичним компаніям контролювати та керувати розподільчою мережею в режимі реального часу.

Збираючи та аналізуючи дані про продуктивність мережі, енергетичні компанії можуть виявляти потенційні проблеми, перш ніж вони стануть критичними, і вживати профілактичних заходів для запобігання відключень.

Іншим ключовим питанням в управлінні надійністю розподільних мереж 10 кВ є необхідність збалансування попиту та пропозиції електроенергії.

Енергетичні компанії повинні забезпечити наявність достатньої потужності в мережі для задоволення періодів пікового попиту, а також підтримувати стабільне та ефективне постачання електроенергії. Це вимагає ретельного планування та координації між постачальниками енергії, мережевими операторами та кінцевими споживачами.

Управління надійністю розподільних мереж 10 кВ є складним і непростим завданням, яке вимагає поєднання технічного досвіду, фінансових ресурсів і стратегічного планування. Використання систем автоматичного розділення, технологій розумних мереж та інших передових інструментів і методів може допомогти енергетичним компаніям підвищити надійність і ефективність розподільної мережі, а також забезпечити своєчасну та надійну доставку електроенергії кінцевим споживачам.

Крім того, надійність розподільних мереж 10 кВ стає все більш важливою, оскільки суспільство стає все більш залежним від електроенергії в повсякденному житті. Це особливо вірно в галузях промисловості, які покладаються на електроенергію для критичних операцій, таких як заклади охорони здоров'я, центри обробки даних і транспортні системи. Будь-які збої в електропостачанні можуть мати серйозні наслідки для цих галузей, а також для населення в цілому.

Тому дуже важливо, щоб енергетичні компанії інвестували в технології та стратегії, які підвищують надійність розподільних мереж 10 кВ, і гарантували, що вони здатні швидко та ефективно реагувати на будь-які проблеми, що виникають. Це вимагає постійного моніторингу, обслуговування та модернізації мережевої інфраструктури, а також використання передових інструментів і методів для виявлення та усунення несправностей у мережі.

Управління надійністю розподільних мереж 10 кВ є критичним питанням для енергетичних компаній і суспільства в цілому. Ефективне та безперебійне постачання електроенергії має важливе значення для економічного зростання, соціального розвитку та екологічної стійкості. У цьому розділі ми більш детально дослідимо важливість цієї проблеми для енергетичних компаній і суспільства.

Для енергетичних компаній надійність розподільчої мережі є ключовим фактором їх здатності постачати електроенергію своїм споживачам. Розподільча мережа, яка схильна до перебоїв або відключень, може призвести до втрати прибутку, шкоди репутації компанії та збільшення витрат, пов'язаних



з ремонтом мережевої інфраструктури. Тому енергетичні компанії зацікавлені в тому, щоб їхні розподільні мережі були надійними, ефективними та здатними задовольнити зростаючий попит на електроенергію.

Крім того, управління надійністю розподільних мереж 10 кВ є критичним для енергетичних компаній, які переходять на відновлювані джерела енергії.

Інтеграція відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна та вітрова енергія, у розподільчу мережу вимагає нових технологій і стратегій, щоб гарантувати, що вони здатні забезпечувати стабільне та надійне постачання електроенергії. Без

надійних розподільних мереж перехід на відновлювані джерела енергії може бути неможливим, а енергетичним компаніям може бути важко досягти своїх цілей сталого розвитку.

З точки зору суспільства, надійність розподільчої мережі має важливе значення для збереження здоров'я та благополуччя окремих людей і громад.

Електроенергія є важливою для повсякденного життя, і будь-які перебої або відключення можуть мати серйозні наслідки для окремих осіб, підприємств і громадських служб.

Наприклад, у закладах охорони здоров'я відключення електроенергії може вивести з ладу важливе медичне

обладнання та поставити під загрозу безпеку пацієнтів. У транспортних системах відключення електроенергії може призвести до загорів і затримок, спричиняючи незручності та економічні втрати для окремих осіб і підприємств.

Крім того, надійність мережі розподілу є важливою для сприяння економічному зростанню та соціальному розвитку. Електроенергія є важливою для роботи підприємств і галузей, і будь-які перебої або відключення можуть призвести до втрати продуктивності та доходу. Крім того, наявність надійної електроенергії може залучити в регіон нові підприємства та галузі, створивши робочі місця та сприяючи економічному зростанню.

Нарешті, управління надійністю розподільних мереж 10 кВ має вирішальне значення для екологічної стійкості. Використання викопного палива для виробництва електроенергії сприяє викидам парникових газів, які сприяють

зміні клімату. Підвищуючи ефективність і надійність розподільчої мережі, енергетичні компанії можуть зменшити потребу у виробництві електроенергії на основі викопного палива та перейти на відновлювані джерела енергії, тим самим зменшуючи свій вуглецевий слід і сприяючи глобальним зусиллям у боротьбі зі зміною клімату.

Підсумовуючи, управління надійністю розподільних мереж 10 кВ є критичним для енергетичних компаній і суспільства в цілому. Ефективне та безперебійне постачання електроенергії має важливе значення для економічного зростання, соціального розвитку та екологічної стійкості.

Інвестуючи в нові технології та стратегії, а також вирішуючи проблеми, пов'язані з переходом на відновлювані джерела енергії, енергетичні компанії та суспільство можуть гарантувати, що розподільна мережа зможе постачати надійну та ефективну електроенергію кінцевим споживачам, а також сприяти загальному добробуту суспільства.

На додаток до вищезазначених причин, важливість управління надійністю розподільних мереж 10 кВ також можна пояснити зростаючим попитом на електроенергію. Зі швидким розширенням міських районів і зростанням населення попит на електроенергію значно зріс за ці роки. Цей підвищений попит створив значний тиск на розподільчу мережу, щоб забезпечити надійне та безперебійне живлення кінцевим споживачам. Таким чином, потреба в ефективному управлінні розподільними мережами стала як ніколи актуальною.

Крім того, із поширенням інтелектуальних пристроїв та Інтернету речей (IoT) мережа розподілу стала складнішою та взаємопов'язаною, ніж будь-коли раніше. Ця складність ускладнила для енергетичних компаній моніторинг і управління надійністю розподільчої мережі. Таким чином, нові технології та стратегії, такі як автоматичне розділення, стали необхідними для більш ефективного та результативного управління розподільчою мережею.

Іншим важливим фактором, який слід враховувати, є нормативне середовище. У багатьох країнах регулюючі органи запровадили суворі правила

та стандарти для управління мережею розподілу. Енергетичні компанії повинні дотримуватися цих правил, щоб уникнути покарань і штрафів. Недотримання нормативних вимог може призвести до погіршення репутації, втрати клієнтів і значних фінансових втрат.

Нарешті, управління надійністю розподільних мереж 10 кВ має вирішальне значення для забезпечення безпеки працівників і населення. Електроенергія може бути небезпечною, якщо з нею поводиться неналежним чином, і будь-які перерви або

відключення можуть призвести до загрози безпеці працівників і населення.

Тому ефективне управління розподільною мережею є необхідним для мінімізації ризиків безпеки та забезпечення безпеки працівників і населення.

Підсумовуючи, важливість управління надійністю розподільних мереж 10 кВ є багатогранною. Це критично важливо для задоволення зростаючого попиту на електроенергію, управління складністю розподільної мережі, дотримання нормативних вимог і забезпечення безпеки працівників і населення. Інвестуючи в нові технології та стратегії, енергетичні компанії можуть ефективно керувати розподільною мережею, мінімізувати перебої та відключення та забезпечувати надійне та безперебійне електропостачання кінцевим споживачам.

## **1.2 Шляхи підвищення надійності розподільних електричних мереж: міжнародний та національний досвід**

Забезпечення надійності розподільних електричних мереж є важливим аспектом сучасної електроенергетики. Це включає в себе заходи технічного, організаційного та стратегічного характеру для підвищення стійкості системи електропостачання до різних внутрішніх та зовнішніх впливів. Ось деякі шляхи підвищення надійності розподільних електричних мереж на основі міжнародного та національного досвіду:

1. **Моніторинг та діагностика:** Використання сучасних технологій для моніторингу стану обладнання та мережі дозволяє вчасно виявляти потенційні

проблеми і уникати аварій. Системи дистанційного моніторингу, сенсори та аналітика даних можуть допомогти в цьому процесі.

2. **Автоматизація та дистанційне керування.** Впровадження автоматичних систем керування може допомогти швидко реагувати на зміни у навантаженні та стані мережі. Вони можуть виконувати дії, що раніше вимагали б втручання оператора.

3. **Резервне живлення:** Встановлення резервних джерел живлення, таких як дизельні генератори або акумуляторні системи, дозволяє забезпечити електропостачання навіть у разі відмови основного джерела.

4. **Розподільні мережі з мікрогенерацією:** Впровадження систем мікрогенерації (сонячні панелі, вітрові турбіни тощо) дозволяє децентралізувати виробництво електроенергії і зменшити ризик відмови великих централізованих електростанцій.

5. **Системи зберігання енергії:** Використання систем зберігання енергії дозволяє компенсувати піки навантаження та забезпечити стабільність в розподільних мережах.

6. **Управління навантаженням:** Використання систем "розумного" управління навантаженням може допомогти знизити піки споживання електроенергії, що сприяє більш стабільному функціонуванню мережі.

7. **Заходи запобігання відмовам:** Регулярне технічне обслуговування та перевірки стану обладнання допомагають виявляти та усувати потенційні проблеми перед тим, як вони призведуть до відмови.

8. **Навчання та підготовка персоналу:** Добре навчений персонал знає, як ефективно діяти в ситуаціях аварій та відмов.

9. **Стратегічне планування:** Розробка довгострокових стратегій розвитку мережі та управління ризиками дозволяє більш ефективно реагувати на зміни у внутрішньому та зовнішньому середовищі.

10. **Резервування компонентів.** Матеріальне забезпечення запасними компонентами, які можуть швидко замінювати вразливі частини мережі, допомагає знизити час відновлення після аварій.

Ці підходи базуються на міжнародному та національному досвіді управління надійністю розподільних електричних мереж. Індивідуальний вибір стратегій може залежати від конкретних умов кожної мережі та енергетичної системи.

### 1.3 Аналіз стану розподільних мереж в Україні та вимоги НКРЕКП щодо забезпечення їх надійності

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України — це сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, об'єднаних спільним режимом генерування, перетворення, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом.

ОЕС України є основою електроенергетики країни, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Система поєднує в собі енергогенеруючі потужності, розподільні мережі регіонів України, які пов'язані між собою магістральними лініями електропередавання (ЛЕП) напругою 220...750 кВ.

ОЕС України представляє собою одне з найбільших енергооб'єднань Європи, у складі якої діють 6 регіональних електроенергетичних систем та 33 оператори систем розподілу.

Функції оператора системи передачі (ОСП), а також адміністратора комерційного обліку та адміністратора розрахунків на ринку електричної енергії України виконує Приватне Акціонерне Товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго» (ПРАТ «НЕК «Укренерго») до функцій якого входить передача електроенергії магістральними електричними мережами від генерації до розподільних мереж та оперативного-технологічного управління системою.

Клас напруги	Всього, км		У т.ч. знаходяться в експлуатації (років)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25–30	30–40	більше 40
800 кВ	98,54	98,54	–	–	–	98,54
750 кВ	4403,171	4403,171	692,65	0	2045,95	1664,571
500 кВ	374,76	374,76	38,1	–	159,6	177,06
400 кВ	338,95	338,95	–	–	–	338,95
330 кВ	12970,839	13533,652	1112,645	467,058	2063,988	9889,961
220 кВ	3019,385	3975,965	178,628	0	265,517	3531,82
110 кВ	458,288	568,9	66,43	5,42	61,005	436,045
35 кВ	112,441	114,051	18,858	2,46	12,53	80,203
Разом:	21776,374	23407,989	2107,311	474,938	4608,59	16217,15

Таблиця 1.3.1. Довжина та терміни експлуатації ПЛ електропередавання за класом напруги (станом на 01.01.2021)

Належний технічний стан електричних мереж є запорукою надійності електропостачання і визначається здатністю об'єктів електричної мережі підтримувати свої технічні параметри протягом певного періоду часу, що забезпечує виконання мережею своїх технологічних функцій. Однією з

основних складових надійності електропостачання, поряд зі схемою та

режимом роботи, є надійність роботи окремих її компонентів. Рівень надійності електроустаткування насамперед характеризується його нормативним терміном функціонування. Термін служби електроустаткування визначається його здатністю виконувати свої функції з урахуванням фізичного зношення.

Одним з основних показників надійності електропостачання операторами систем розподілу є індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI).

Загальний показник SAIDI по Україні з 2020 року підвищено на 19,6% порівняно з попереднім роком, зокрема показники SAIDI у 2020 році зросли у 21 операторів системи розподілу електроенергії. Зростання загального показника SAIDI по Україні у 2020 році обумовлене внаслідок вжитих НОСРЕКП заходів щодо підвищення достовірності наданих компаніями даних щодо показників постачання електроенергії, зокрема впровадження заходів державного контролю та постійного моніторингу дотримання ліцензіатом законодавства щодо дотримання вимог електропостачання.

Традиційно електричні мережі ОЕС України мають ієрархічну структуру відповідно до класів номінальної напруги. Розподільні мережі номінальною

напругою 6, 10 та 35 кВ використовуються для створення промислових, міських та сільських розподільних мереж. Мережі 35 кВ, окрім того, широко використовуються для створення центрів електропостачання в сільських регіонах. Районні мережі 110, 150 кВ, як правило, використовуються для створення мережі розподілу електроенергії загального користування, а також для зовнішнього енергопостачання потужних споживачів («глибоких вводів»). Магістральні мережі напругою 220 кВ і вище використовуються для створення системоутворювальних зв'язків для об'єднання на паралельну роботу регіональних енергосистем у складі ОЕС України. На теперішній час на балансі

ОЕС України знаходиться 21,3 тис. км магістральних і міждержавних повітряних ліній електропередачі (ПЛ) із напругою 220... 800 кВ (Табл. 1). Відповідно до даних, наведених в Табл. 1, в ЦЕК «Укренерго» 20822,74 км ПЛ знаходиться в експлуатації більше 30 років (89,0 % довжини усіх ліній), з яких 16 217,15 км ПЛ мають термін експлуатації більше 40 років (69,3 % довжини усіх ліній).

Збільшення довжини ліній електропередавання за роки експлуатації порівняно з 2018 роком становить 0,9% (понад 30 років експлуатації) та 3,9% (понад 40 років експлуатації). Це свідчить про подальше старіння та

недостатню реконструкцію ліній електропередавання, що ускладнює роботу електричної мережі. Стохастичний аналіз показує, що понад 86 % ліній напругою 35... 800 кВ перевищують встановлений термін служби, що є чинником завищених втрат потужності

та аварійних ситуацій в мережі.

Статистика витрат потужності в мережах системи передачі, які на теперішній час складають 3078,15 млн. кВт год, свідчить про тенденцію зниження показників витрат електричної енергії в магістральних мережах, що наведено на Рис. 3

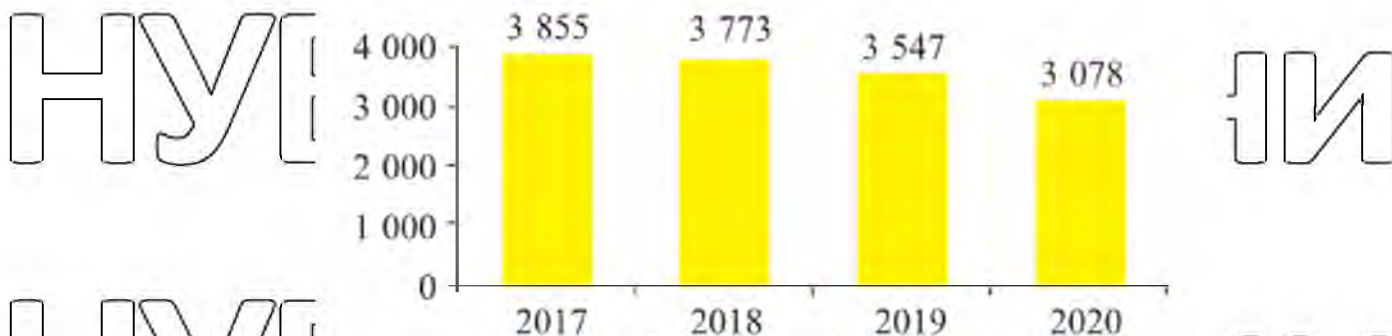


Рис. 1.3.1. Фактичні втрати електроенергії в магістральних електричних мережах України, за 2017...2020 роки, млн. кВт·год.

Загальна протяжність розподільної мережі номінальною напругою до 150 кВ по повітряних лініях і кабельних лініях становить понад 820 тисяч кілометрів. Розподільні мережі територіально закріплені між операторами на адміністративно-територіальній основі відповідно до умов дсзвслів Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та кому-нальних послуг. Технологічні втрати електроенергії в розподільних електричних мережах напругою 0,38...154 кВ за 2020 рік склали 12377,2 млн. кВт·год або 10,13 % від генерованої електроенергії в мережу (122155,7 млн. кВт·год), що менше на 509,5 млн. кВт·год, ніж за 2019 рік [3]. Але ще мають місце в окремих енерговузлах сільських регіонів, де експлуатуються мережі напругою 6 кВ, втрати електроенергії, які перевищують 30 %, а в кінцевих пунктах падіння напруги сягає 40 %.

Нормативні втрати на електроенергії в розподільних мережах склали 14333,3 млн. кВт·год у 2020 році, або 11,73% від постачання електроенергії в мережу, що на 333,4 млн. кВт·год менше, ніж у 2019 році. Динаміка споживання електроенергії у розподільних мережах за період 2018...2020 років показана на Рис. 4.

Беззаперечним фактом в ОЕС України є те, що електричні мережі знаходяться в зношеному стані внаслідок довгого періоду експлуатації ЛЕП та замиженого фінансування модернізації електроустановки. Слід також зазначити, що через зміну кліматичних умов в останні десятиліття значна кількість ліній електропередавання, побудованих у 70...80-х роках, чутлива до



посиленого впливу клімату. Це проявляється значною мірою в осінньо-зимовий періоду південній та північній частинах України (Південна, Дніпровська та Північна енергосистеми). Збільшення навантаження та вплив штормового вітру, льоду, вібрації та галопування проводів призводять до збільшення кількості пошкоджень елементів ПЛ, що прискорює їх зношення.

Статистика фінансування та виконання робіт з капітального ремонту, технічного переоснащення і реконструкції ПЛ свідчить про те, що обсяги реконструкції не тільки не зменшують існуючу диспропорцію між старінням та відновленням, але й не покривають фактичного зношення ПЛ. Старіння

конструкцій та обладнання настає значно швидше, ніж виконується їх заміна під час реконструкції та капітального ремонту.

Крім того, значна частина ПЛ Донбаської, Луганської ЕС а також частина ЕС інших областей були знищені за час війни і досі не відновлені. У

майбутньому реконструкція ПЛ потребуватиме значних капіталовкладень та людських ресурсів. Відключення вищевказаних трансформаторних станцій у поєднанні з іншими факторами також суттєво впливає на стабільність роботи всієї ОЕС України та ускладнює відключення ПЛ інших енергосистем для проведення робіт з їх капітального ремонту.

ЛЕП	Довжина, км
ПЛ 110 (150) кВ	35 079
ПЛ 35 кВ	60 858
ПЛ 6 (10) кВ	267 034
ПЛ 0,4 кВ	384 245
КЛ 110 (150) – 35 кВ	712
КЛ 6 (10) кВ	41 931
КЛ 0,4 кВ	30 205

Таблиця 1.3.2. Довжина повітряних та кабельних ліній розподілу станом на 31.12.2020.



Рис. 1.3.2. Технологічні втрати електроенергії в розподільчих мережах С... 150 кВ України за 2018...2020 роки.

**Вимоги НКРЕКП щодо забезпечення надійності:** НКРЕКП є органом,

відповідальним за регулювання енергетичного ринку та забезпечення дотримання стандартів та вимог щодо надійності постачання електроенергії. Ці вимоги включають:

- 1. Стандарти надійності:** НКРЕКП встановлює стандарти надійності, які повинні дотримуватися операторами розподільних мереж. Ці стандарти визначають максимально допустимий час перерви в постачанні електроенергії для різних категорій споживачів.
- 2. Звіти та моніторинг:** Оператори розподільних мереж повинні регулярно звітувати перед НКРЕКП щодо стану надійності мереж та виконання стандартів надійності.
- 3. Плани розвитку:** Оператори повинні розробляти плани розвитку мереж з урахуванням потреб споживачів та вимог до надійності.
- 4. Модернізація і технічне обслуговування:** НКРЕКП може встановлювати вимоги до обсягів технічного обслуговування, ремонту та модернізації обладнання розподільних мереж.

5. **Впровадження нових технологій:** З метою поліпшення надійності можуть сприяти впровадження сучасних технологій, таких як системи автоматизації, моніторингу та керування.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## 2. Типові проєктні рішення електричної частини підстанції 35/10 кВ

### 2.1 Опис електричної частини ЗРП 10 кВ

ЗРП 10 кВ означає Закритий Розподільний Пункт напругою 10 кВ. Це спеціально спроектована споруда у системі електропостачання, яка виконує роль точки перетворення напруги та розподілу електроенергії з вищої напруги (наприклад, з ліній 35 кВ або інших) на напругу 10 кВ для подальшого розподілу до споживачів.

#### Опис електричної частини ЗРП 10 кВ:

1. **Високовольтні вводи:** Закритий Розподільний Пункт приймає вхідні лінії високої напруги (наприклад, 35 кВ) через високовольтні вводи. Ці лінії призначені для перетворення високої напруги на 10 кВ.

2. **Трансформатори:** Одні з головних компонентів ЗРП 10 кВ - це потужні трансформатори. Вони використовуються для зниження напруги з вищої рівні (наприклад, 35 кВ) до напруги розподілу 10 кВ.

3. **Розподільний пункт:** Після трансформації напруги електроенергія надходить до розподільного пункту, де проводиться розподіл електроенергії на різні відгалуження і лінії для подальшого подачі споживачам.

4. **Розподільні лінії:** ЗРП 10 кВ має розподільні лінії, які виходять від розподільного пункту. Ці лінії можуть направлятися до різних районів, де розташовані підстанції напругою 10/0,4 кВ для подачі електроенергії на дрібніші відстанції або прямо до споживачів, які використовують електроенергію напряму.

5. **Захисні та вимірювальні прилади:** ЗРП 10 кВ також обладнана захисними та вимірювальними приладами, які допомагають виявляти та виправляти несправності в мережі та забезпечують контроль параметрів електроенергії, таких як напруга, струм, потужність тощо.

6. **Відключаючі прилади:** Для обслуговування та ремонту мережі у ЗРП встановлені відключаючі прилади, які дозволяють відключити певні ділянки мережі для безпечної роботи технічного персоналу.

7. **Керуючі прилади:** Модерні ЗРП можуть бути обладнані автоматичними системами керування та моніторингу, що дозволяють дистанційно контролювати та керувати процесами в підстанції.

8. **Заземлення та безпека:** Безпека персоналу та надійність експлуатації ЗРП 10 кВ забезпечується належними заземленнями, ізоляцією та захисними пристроями.

9. **Системи захисту та автоматики:** З метою забезпечення надійності та оперативності реакції на відмови в мережі, можуть бути встановлені системи автоматичного захисту та керування.

## 2.2 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ

Базисні умови:

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ};$$

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}$$

Визначимо приведені значення опорів обмоток трьообмоточних трансформаторів, встановлених на ПС

$$x_e = x_e(35) = x_e(10) \cdot \left(\frac{10,5}{38,5}\right)^2 = 1,2 \cdot \left(\frac{10,5}{38,5}\right)^2 = 0,089 \text{ в. о.}$$

$$X_{ТВ} = \frac{1}{200} \cdot (U_{кв-с\%} + U_{кв-н\%} - U_{кв-н\%}) \cdot \frac{S_6}{S_{Н}} = \frac{1}{200} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1000}{10} = 10,75 \text{ в. о.}$$

•  $X_{ТВ}$ : струм короткого замикання на шинах 10 кВ (А)

•  $U_{кв-с\%}$ : розрахункова напруга короткого замикання на шинах 38,5 кВ (В)

•  $U_{кв-н\%}$ : розрахункова напруга короткого замикання на шинах 10,5 кВ (В)

•  $U_{кв-н\%}$ : розрахункова напруга короткого замикання між шинами 35 кВ та 10 кВ (В)

•  $S_6$ : потужність короткого замикання на шинах 35 кВ (МВА)

•  $S_n$ : потужність короткого замикання на шинах 10 кВ (МВА)

$(U_{кв-с\%} + U_{кв-н\%} - U_{кв-н\%})$ : Ця частина формули представляє різницю між розрахунковими напругами короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ, а також між напругою короткого замикання між шинами 35 кВ та 10 кВ. Це враховує вплив напруги на величину струму короткого замикання.

$(S_6/S_n)$ : Цей коефіцієнт враховує співвідношення потужностей короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ. Він використовується для коригування струму короткого замикання на шинах 10 кВ залежно від потужності короткого замикання на шинах 35 кВ.

Загалом, ця формула дозволяє врахувати різницю напруг та потужностей короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ для розрахунку струму короткого замикання на шинах 10 кВ.

$$x_{тс} = \frac{1}{200} \cdot (U_{кв-с\%} + U_{кв-н\%} - U_{кв-н\%}) \cdot \frac{S_6}{S_n} = \frac{1}{200} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) \cdot \frac{1000}{10} = 0$$

В. О.

Ця формула враховує різницю між розрахунковими напругами короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ, а також між напругою короткого замикання між шинами 35 кВ та 10 кВ. Крім того, вона враховує

співвідношення потужностей короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ.

$$x_{тн} = \frac{1}{200} \cdot (U_{кв-н\%} + U_{кв-н\%} - U_{кв-с\%}) \cdot \frac{S_6}{S_n} = \frac{1}{200} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) \cdot \frac{1000}{10} = 6,75 \text{ В. О.}$$

Ця формула враховує різницю між розрахунковими напругами короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ, а також між напругою короткого замикання між шинами 35 кВ та 10 кВ. Крім того, вона враховує співвідношення потужностей короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ.

3-фазне коротке замикання на шинах напругою 35 кВ:

а) Опір при включеному ШСВ Q2:

$$x_{3\phi e} = x_e + \frac{x_{TH} + x_{TB}}{2} = 0,089 + \frac{6,75 + 10,75}{2} = 8,839 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання:

$$i_{3\phi по} = \frac{U \cdot I_6}{x_{3\phi e}} = \frac{1 \cdot 54,986}{8,839} = 6,22 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_y = 1,8$

$$i_{3\phi уд} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot i_{3\phi по} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,22 = 15,833 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{3\phi п} = i_{3\phi по} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,22 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 9,39 \text{ кА}$$

б) Опір при відключеному ШСВ Q2:

$$x_{3\phi e} = x_e + x_{TH} + x_{TB} = 0,089 + 6,75 + 10,75 = 17,589 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання

$$i_{3\phi по} = \frac{U \cdot I_6}{x_{3\phi e}} = \frac{1 \cdot 54,986}{17,589} = 3,126 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_y = 1,8$

$$i_{3\phi уд} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot i_{3\phi по} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,126 = 7,957 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{3\phi п} = i_{3\phi по} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,126 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 5,646 \text{ кА}$$

2-фазне коротке замикання на шинах напругою 35 кВ: а) Опір при

включеному ШСВ Q1:

$$x_{2\phi e} = x_e + x_e = 8,839 + 8,839 = 17,678 \text{ в.о.}$$

Коефіцієнт пропорційності при двухфазном КЗ  $m_{2\phi} = \sqrt{3}$ .

Періодична складова струму короткого замикання:

$$i_{2\phi по} = m_{2\phi} \cdot \frac{U \cdot I_6}{x_{2\phi e}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 54,986}{17,678} = 5,387 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання:  $k_y = 1,8$

$$i_{2\phi уд} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot i_{2\phi по} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,387 = 13,71 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{2\phi п} = i_{2\phi по} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5,387 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 8,134 \text{ кА}$$

б) Опір при відключеному ШСВ Q1:

$$x_{2\phi e} = x_e + x_e = 17,678 + 17,678 = 35,356 \text{ в.о.}$$

Коефіцієнт пропорційності при двухфазном КЗ  $m_{2\phi} = \sqrt{3}$ . Періодична складова струму короткого замикання:

$$i_{2\phi по} = m_{2\phi} \cdot \frac{U \cdot I_6}{x_{2\phi e}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 54,986}{35,356} = 2,694 \text{ кА}$$



Ударний струм короткого замикання,  $k_y = 1,8$

$$I_{2\phi уд} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{2\phi по} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,694 = 6,858 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{2\phi п} = i_{2\phi по} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,694 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,068 \text{ кА}$$

Так як розрахунок нульової послідовності виконують для мережі до 1 кВ чи 110 кВ та більше, а в нас мережа 10 кВ, тому розрахунок нульової послідовності не виконується. Зведемо отримані данні до табл. 1.

Місце та умови КЗ	Вид КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$I_{п}, \text{кА}$	
ЗРП 10 кВ	ШСВ вкл.	Трифазне	6,22	15,833	9,39
	ШСВ вкл.	Двофазне	3,126	7,957	5,646
	ШСВ викл.	Трифазне	5,387	13,71	8,134
	ШСВ викл.	Двофазне	2,694	6,858	4,068

Таблиця 2.2.1. – Розрахункові значення струмів короткого замикання

### 2.3 Вибір комутаційних апаратів та збірних шин на стороні 10 кВ

Вимикачі в ланцюзі трансформаторів і ШСВ вибираються з умови протікання по ним струму рівному сумарному номінальному струму приєднань обох секцій, відповідають випадку, коли обидві секції живляться від одного трансформатора:

$$I_{н,вим} = 630 \geq I_{max} = \frac{S_{нн}}{\cos \phi_{нн} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{7,76 \cdot 10^3}{0,83 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 539,79 \text{ А.}$$

До установки передбачається ВР1-10-20/630У2.

Перевірка вимикача за умовами КЗ для випадку роздільної роботи секцій

РП 10 кВ представлена в таблиці 2. Перевірка вимикача ВР1-10-20/1250У2

наведена в табл 2.

Розрахункові дані (ШСВ вимк.)	Параметри вимикача
$I_{по} = 6,22 \text{ кА}$	$I_{пр.с.} = 20 \text{ кА}$
$I_y = 15,833 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 118,21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{п} = 9,39 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$

Таблиця 2.3.1. – Перевірка вимикача 10 кВ

До встановлення приймаємо вимикач ВР1-10-20/630У2.

ЗРП-10 кВ передбачається з установкою шаф КМ-1Ф

З розрахунку	По каталозі
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 539,79 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_y = 3,126 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$
Термічна стійкість забезпечується при виготовленні КРП	

Таблиця 2.3.2. – Перевірка роз'єднувача 10 кВ.

Шини розташовуються у відповідному відсіку КРП серії КМ-1Ф у вершинах рівностороннього трикутника та кріпляться на опорних ізоляторах.

а) Вибір збірних шин.

Відстань між фазами  $a = 0,34 \text{ м}$ , проліт  $l = 0,8 \text{ м}$ . Вибір шин проводиться по струму самого потужного приєднання – приєднання трансформатора при найбільш важкому режимі, коли в роботі перебуває один трансформатор і

покриває все навантаження НН. Вибираємо тверді алюмінієві шини розміром 60x6 перетином 360мм<sup>2</sup> і  $I_{\text{доп}} = 870 \text{ А}$

$$I_{\text{доп}} = 870 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\cos \varphi_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{7,76 \cdot 10^3}{0,83 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 539,79 \text{ А.}$$

Обраний перетин задовольняє вимогам припустимого нагрівання шин у нормальному режимі.

б) Перевірка шин на термічну стійкість:

Тепловий імпульс на шинах 10 кВ при трифазному КЗ дорівнює  $B_{\text{к}} = 4,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Визначення температури шин до КЗ:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{оном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}}\right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{539,79}{870}\right)^2 = 42,32 \text{ }^\circ\text{C,}$$

де  $\theta_0 = \theta_{\text{оном}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  – температура навколишнього середовища (прийнята як середньомісячна температура самого жаркого місяця);

$\theta_{\text{доп}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$  – припустима температура нагрівання шин.

Температура нагрівання провідників при КЗ для  $f = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ :

$$f_{\text{к}} = f + k \cdot \frac{B_{\text{к}}}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{118,21 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 33,025 \text{ }^\circ\text{C}$$

По кривій визначаємо  $\theta_{\text{доп}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ , що значно менше припустимої температури для алюмінієвих шин ( $200 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

## 2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.

Трансформатор струму – це електротехнічний пристрій, який вибирається для кожного приєднання підстанції, що споруджується, для підключення

вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту і автоматики.

Трансформатори струму вибирають за такими параметрами:

- по номінальній напрузі;
- номінальному струму;
- по електродинамічній стійкості;
- по термічній стійкості.

Додатковими параметрами для вибору трансформатора струму (ТС) служить

номінальне вторинне навантаження  $Z_{2H}$  або номінальна вторинна потужність

$S_{2H}$  для даного класу точності. Повинні виконуватися умови:

$$Z_{2H} \geq Z_2$$

де  $Z_{2H}$  – номінальне вторинне навантаження трансформатора струму при певному класі точності, Ом;

$Z_2$  – фактичне вторинне навантаження вторинних обмоток ТС, Ом.

$$S_{2H} \geq S_2$$

де  $S_{2H}$  – номінальна вторинна потужність трансформатора струму при певному класі точності, В·А;

$S_2$  – фактичне вторинне навантаження вторинних обмоток ТС, В·А. Оскільки індуктивний опір у вторинному колі незначний, то приймаємо:

$$Z_2 \approx r_2$$

В якості вимірювального обладнання, яке підключається до трансформатора струму використовується трифазний лінійник «Каскад». Лінійник призначений для використання в електричних мережах змінного

трифазного струму напругою 0,4 – 110 кВ. Лічильник «Каскад» є інтелектуальним багатofункціональним засобом вимірювання нового покоління, відкритим для нових застосувань і технологій, виконуючи роль єдиного уніфікованого джерела отримання точної і достовірної вимірювальної інформації про об'єкт, який контролюється. Лічильники задовольняють всім сучасним вимогам до лічильників активної і реактивної енергії відповідного класу точності з одночасним виконанням функцій ряду вимірювальних перетворювачів:

- активної і реактивної потужностей;

- струмів і напруг;

- частоти і реалізацією наступних додаткових функцій:

- індикації повної потужності і коефіцієнта потужності;

- формування, видачі і ретрансляції команд управління комутаційними

- апаратами приєднання;

- телесигналізації стану комутаційної апаратури приєднань.

Лічильники фіксує наступні величини на розрахунковому інтервалі і час їх досягнення, що вимірюються, по кожній з тарифних зон:

- максимальні поточні активні потужності;

- максимальні усереднені активні і реактивні потужності;

- значення поточної реактивної потужності у момент фіксації максимальної поточної активної потужності.

Для зв'язку і обміну інформацією в лічильнику використовуються цифрові інтерфейси:

- RS-485 при роботі у складі системи;

- RS-232 при роботі з комп'ютером через COM-порт.

Технічні характеристики лічильника:

діапазон вимірювань струму, А 0,05-6,0;  
 діапазон вимірювань напруги, В 46-250;  
 діапазон робочої частоти, Гц 47,5-52,5;

– потужність, яка споживається (на фазу) не більше, В·А

2,0;  
 клас точності лічильника 0,5.

В якості захисного обладнання будемо використовуватись прилад фірми «Київприлад» МРЗС – 05, потужність споживання якого не більше 0,5 В·А на фазу.

Таким чином номінальна вторинна потужність трансформатора струму  $S_{2н}=2$  В·А для вимірювальної обмотки та  $S_{2н}=0,5$  В·А для захисної обмотки. Вторинне навантаження  $r_2$  складається з опору приладів  $r_{прил}$ , проводів  $r_{пр}$  і перехідного опору контактів  $r_k$ :

$$r_2 = r_{прил} + r_{пр} + r_k$$

Знайдемо опір лічильника по формулі :

$$r_{прил} = \frac{S_{2н}}{I_{2ном}^2}$$

де  $S_{2н}$  – фактичне вторинне навантаження вторинних обмоток ТС, В·А;

$I_{2ном}$  - номінальний вторинний струм фаз, А.

Визначимо опір за формулою :

$$r_{прил.л.} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

По цій же формулі знайдемо опір МРЗС – 05 :

$$r_{прил.МРЗС} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Опір контактів  $r_k$  приймаємо рівним 0,05 Ом.

Щоб трансформатор струму працював в заданому класі точності, необхідно витримати умову:

$$Z_{2н} \geq r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}$$

Приймаємо  $Z_2 = Z_{2н\text{ном}}$ , визначаємо  $r_{\text{пр}}$

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}$$

Визначимо тепер мінімальний переріз приєднаних проводів:

$$r_{\text{пр}} = 2 - 0,08 - 0,05 = 1,87 \text{ Ом.}$$

$$s = \rho \cdot \frac{l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}$$

де  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу (в нашому випадку для алюмінію це  $\rho = 2,83 \cdot 100 \text{ м}\cdot\text{м}$ )

$l_{\text{розр}}$  – розрахункова довжина з'єднуючих проводів в один кінець, для

комплектних розподільчих пристроїв  $l_{\text{розр}} = 6 \text{ м}$ ;

$r_{\text{пр}}$  – максимальний опір проводу.

$$s = 0,0283 \cdot \frac{6}{1,87} = 0,09 \text{ мм}^2$$

Найближчий стандартний переріз становить  $2 \text{ мм}^2$ . Тоді опір приєднаних проводів складе:

$r_{\text{пр}} = 0,0283 \cdot \frac{6}{2} = 0,0849 \text{ Ом}$

Отже, фактичне вторинне навантаження для вимірювальної обмотки складе :

$Z_2 = 0,0849 + 0,08 + 0,05 = 0,2149 \text{ Ом.}$

Для обмотки захисту:

$$Z_2 = 0,0849 + 0,02 + 0,05 = 0,1549 \text{ Ом}$$

В якості трансформатора струму вибираємо трансформатор марки: ТПЛУ 10 600/5 0,5 s/10р з номінальним вторинним струмом  $I_{н2} = 5 \text{ А}$  з двома вторинними обмотками (одна для захисту і одна для вимірювань) та номінальним вторинним навантаженням  $20 \text{ В}\cdot\text{А}$  для вимірювальної обмотки, класу точності 0,5, і  $20 \text{ В}\cdot\text{А}$  для захисної обмотки.

## 2.5 Визначення електричних навантажень споживачів та ЛЕП

Всі лінії в мережі виконані кабелем АС-95. Схема є розімкненою з резервним джерелом живлення 02 під'єднаною до пункту 6. Дані про навантаження, типи трансформаторів, наведено у табл. 2.5.1., а довжини ліній наведено у табл. 2.5.2. Варто відмітити, що мережа виконана одним типом кабелю, а саме АС-95/16.



Рисунок 2.5.1 – Задана схема електричної мережі

Пункт №	Тип трансформатора	Навантаження, кВт
1	ТМ-1000	687
2	ТМ-630	441
3	ТМ-630	459
4	ТМ-250	154



5	ТМ-1000	695
6	ТМ-1000	682

Таблиця 2.5.1 – Вихідні данні мережі

Лінія	Довжина лінії, км
01-1	1,5
1-2	1,2
2-3	0,9
3-4	1,0
3-5	0,8
5-6	1,7
6-02	1,5

Таблиця 2.5.2 – Довжини ліній

## 2.6 Оцінювання відповідності встановлених типорозмірів ЛЕП за показниками пропускної спроможності та якості електроенергії (відхилення напруги)

Розрахунковий струм на лінії ми розрахуємо за формулою:

$$I_{\text{роз}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U}$$

За цією формулою розрахуємо декілька ліній:

$$I_{\text{роз}01-1} = \frac{687}{\sqrt{3} \cdot 10} = 39,66 \text{ А}$$

$$I_{\text{роз}2-3} = \frac{441}{\sqrt{3} \cdot 10} = 25,46 \text{ А}$$

Результати наступних розрахунків занесемо в таблицю 2.6.1

Номер пункту, №	Довжина лінії	Потужність лінії, Р	Розрахунковий струм на лінії, $I_{роз}$	Допустимий струм проводу АС, $I_{п}$	Виконання умови $I_{роз} \leq I_{п}$
01-1	1,5	687 кВт	39,66 А	330 А	Відповідає умові
1-2	1,2	687 кВт	39,66 А	330 А	Відповідає умові
2-3	0,9	441 кВт	25,46 А	330 А	Відповідає умові
3-4	1,0	459 кВт	26,5 А	330 А	Відповідає умові
4-5	0,8	154 кВт	8,89 А	330 А	Відповідає умові
5-6	1,7	695 кВт	40,13 А	330 А	Відповідає умові
6-02	1,5	682 кВт	39,37 А	330 А	Відповідає умові

Таблиця 2.6.1. Оцінка відповідальності типорозмірів ЛЕП за показниками пропускної спроможності

Враховуючи що ми знаємо активну потужність ділянок, ми можемо знайти реактивну потужність таким чином:

$$Q = P \cdot \tan \varphi,$$

Так як ми не знаємо  $\tan \varphi$ , але нам відомо що  $\cos \varphi = 0,83$ . Ми можемо

визначити  $\tan \varphi$  за наступною формулою:

$$\tan \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = 0,67$$

Тепер можна вирахувати реактивну потужність для кожної ділянки. Декілька

з них розрахуємо нижче як приклад:

$$Q_{01-1} = P_{01-1} \cdot \tan \varphi = 687 \cdot 0,67 = 460,29 \text{ кВАр}$$

$$Q_{2-3} = P_{2-3} \cdot \tan \varphi = 441 \cdot 0,67 = 295,47 \text{ кВАр}$$

Тепер проведемо інші розрахунки та занесемо їх в таблицю 2.6.2

Для перевірки відхилення напруги використаємо таку формулу:

$$\Delta U_{д\text{іл}} = \frac{(P_{д\text{іл}} \cdot r_0 + Q_{д\text{іл}} \cdot x_0) \cdot L_{д\text{іл}}}{U_{ном}^2}$$

Де  $P_{\text{діл}}$  – активна потужність ділянки,

$Q_{\text{діл}}$  – реактивна потужність ділянки,

$r_0$  – активний опір 1 км проводу,

$x_0$  – індуктивний опір 1 км проводу,

$L_{\text{діл}}$  – довжина ділянки,

$U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга мережі

Розрахуємо відхилення напруги на декількох ділянках:

$$\Delta U_{\text{р01-1}} = \frac{(687 \cdot 0,33 + 460,29 \cdot 0,234) \cdot 1,5}{10} = 50 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\text{2-3}} = \frac{(441 \cdot 0,33 + 295,47 \cdot 0,234) \cdot 0,9}{10} = 19 \text{ В}$$

Інші розрахунки занесемо в таблицю 2.6.2

В умовах нормальної роботи приймачів електроенергії відхилення напруги

від номінального значення допускається в межах  $\pm 5\%$ , згідно ГОСТ 13109-97.

Для того щоб дізнатись відсоток відхилення напруги на ділянці використаємо наступну формулу:

Відхилення напруги =  $\frac{\text{Втрата напруги}}{\text{Номінальна напруга}} \cdot 100\%$ , дані занесемо в таблицю 2.6.2

Ділянка, №	активна потужність ділянки, $P_{\text{діл}}$	реактивна потужність ділянки, $Q_{\text{діл}}$	активний опір 1 км проводу, $r_0$	індуктивний опір 1 км проводу, $x_0$	довжина ділянки, $L_{\text{діл}}$	номінальна напруга мережі, $U_{\text{ном}}$	Відхилення напруги	Відсоток відхилення напруги від номінального показника
01-1	687 кВт	460,29 кВАр	0,33 Ом	0,234 Ом	1,5 км	10 кВ	50 В	0,5%
1-2	687 кВт	460,29 кВАр	0,33 Ом	0,234 Ом	1,2 км	10 кВ	50 В	0,5%
2-3	441 кВт	295,47 кВАр	0,33 Ом	0,234 Ом	0,9 км	10 кВ	19 В	0,19%
3-4	459 кВт	307,53 кВАр	0,33 Ом	0,234 Ом	1,6 км	10 кВ	22 В	0,22%

3-5	154 кВт	102,18 кВАр	0,33 Ом	0,234 Ом	0,8 км	10 кВ	6 В	0,06%
5-6	695 кВт	465,65 кВАр	0,33 Ом	0,234 Ом	1,7 км	10 кВ	58 В	0,58%
6-02	682 кВт	456,94 кВАр	0,33 Ом	0,234 Ом	1,5 км	10 кВ	50 В	0,5%

Таблиця 2.6.2. Оцінка відповідності типорозмірів ЛЕП за якістю електроенергії (відхилення напруги).

За результатами оцінювання зроблено висновок що даний типорозмір ЛЕП відповідає всім вимогам. Тобто відсоток відхилення напруги на усіх ділянках не перевищує допустимі норми, а також розрахунковий струм на ділянці менший ніж допустимий струм проводу  $I_{роз} \leq I_{п}$ .

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

### 3. Обґрунтування секціонування розподільчих електричних мереж для підвищення їх надійності

#### 3.1 Обґрунтування та розрахунок релейного захисту лінії 10 кВ

Для частини схеми електричної мережі (рис.3.1.1) необхідно розрахувати параметри двоступеневого струмового захисту та побудувати карту селективності. Вихідні дані введено в табл. 3.1.1.

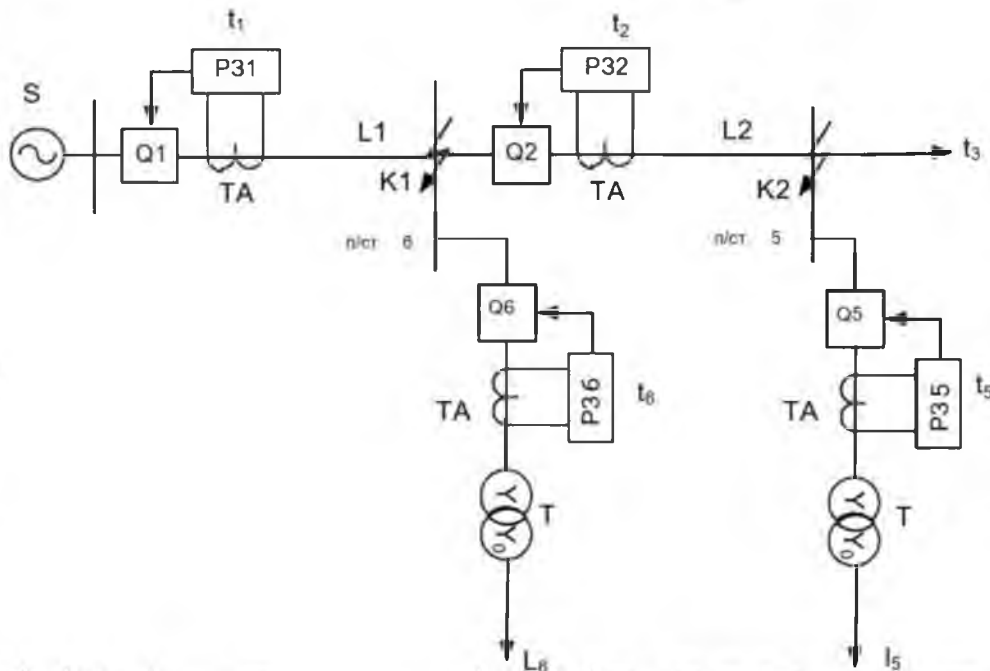


Рисунок 3.1.1 – Розглядувана електрична схема

Параметр	Значення
1	2
$I_3, A$	40,13
$I_6, A$	39,37
$t_3, c$	0,5
$t_5, c$	0,7
$t_6, c$	0,9
$I_{K1}, A$	1400
$I_{K2}, A$	700

Таблиця 3.1.1 – Вихідні дані електричної схеми

Максимально-струмовий захист (МСЗ) може бути здійснений з незалежною та обмеженою характеристиками витримки часу. Струмові захисти з відносною селективністю можуть бути дво- або триступеневі. Щоб збільшити швидкість спрацювання захисту при коротких замиканнях на головній ділянці електропередачі (в міру наближення до джерела струму)

максимально-струмовий захист застосовується спільно з струмовою відсічкою.

Гамма пристроїв захисту і вимірювання Seram серії 40, зовнішній вигляд якого наведено на рис. 3.1.2, призначені для експлуатації електричних апаратів та розподільчих мереж промислових установок і підстанцій для всіх рівнів напруги.



Рисунок 3.1.2 Зовнішній вигляд Seram 40

У пристроях Seram серії 40 втілені найбільш повні, прості і надійні рішення, адаптовані до високих вимог застосування, коли необхідно забезпечити вимірювання струму і напруги.

Так основними Seram є:

а) Захист: в фазах і захист на землю з регульованим часом повернення, з перемиканням груп; активних уставок і логічної селективність; захист на землю, нечутлива до току включення трансформаторів, тепловий захист RMS, що враховує зовнішню робочу температуру і вентиляцію, спрямований захист

від замикань на землю, адаптована до всіх систем заземлення нейтралі; спрямований захист в фазах з корекцією по напрузі; захист по напрузі і частоті (хв. / макс.).

б) Зв'язок. Всі дані, необхідні для дистанційного керування обладнанням з диспетчерського пункту, доступні завдяки порту зв'язку Modbus, що підтримує такі функції: зчитування даних вимірювань, аварійних повідомлень, уставок; запис команд телеуправління вимикача.

в) Діагностика. Пристрій дозволяє фіксувати 3 типи діагностичної інформації, що забезпечує кращу роботу: діагностика мережі і машини (струм відключення, причини п'яти останніх відключень, коефіцієнт небалансу, запис осцилограм аварійних режимів), діагностика комутаційного апарату (кумулятивне значення струмів відключення, контроль ланцюга відключення, час роботи); діагностика пристрої захисту та його додаткових модулів (постійне самотестування, пристрій відстеження готовності).

г) Управління та контроль: логіка управління за допомогою програмованого контролера, що дозволяє відмовитися від використання допоміжних реле і додаткового монтажу; адаптація функцій управління за рахунок застосування програми редактора рівнянь; можливість передачі заздалегідь запрограмованих і індивідуалізованих аварійних повідомлень через вдосконалений ІІМ.

### **Розрахунок параметрів спрацювання захисту**

Розрахунок параметрів МСЗ починають з кінця ділянки мережі, що розглядається. В нашому випадку починають розрахунок захисту лінії Л3.

### **Розрахунок струму спрацювання МСЗ2 лінії Л2**

Струм спрацювання МСЗ вибирається таким чином, щоб захист надійно повертався в початкове положення після відключення зовнішніх

коротких замикань в режимі, що супроводжується струмами самозапущів електродвигунів споживачів, і щоб не спрацював захист при успішній дії АПВ:

$$I_{с.з.2} = \frac{K_H \cdot K_3 \cdot I_5}{K_{\Pi}},$$

де  $K_H = 1,1$  - коефіцієнт надійності;

$K_3 = 2$  - коефіцієнт самозапуску електродвигунів;  $K_{\Pi} = 0,85$  - коефіцієнт повернення реле струму.

Розрахуємо струм спрацювання МЗ для лінії L2:

$$I_{с.з.2} = \frac{1,1 \cdot 2 \cdot 4013}{0,85} = 103,87 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле МС32:

$$I_{с.р.2} = \frac{I_{с.з.2} \cdot K_{сх}}{K_{\text{ін}}},$$

де  $K_{\text{ін}}$  - коефіцієнт трансформації трансформатора струму (в нашому випадку  $K_{\text{ін}} = 600/5 = 120$ );

$K_{сх}$  - коефіцієнт схеми.

$$I_{с.р.2} = \frac{103,87 \cdot \sqrt{3}}{120} = 1,5 \text{ А.}$$

Перевірка МС32 на чутливість:

$$K_{ч2} = \frac{I_{\text{кз2}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з.2} \cdot K_{сх}}$$



де  $I_{кз}$  – струм КЗ.  
 $K_{ч2} \geq 1,5,$   
 Перевіримо МС32 на чутливість:

$$K_{ч2} = \frac{700 \cdot \sqrt{3}}{103,87 \cdot \sqrt{3}} = 3,37 \text{ A};$$

$$3,37 \geq 1,5$$

**Розрахунок струму спрацювання відсічки лінії Л2**

Струм спрацювання відсічки знаходиться за формулою:

$$I_{с.в.2} = K_H \cdot I_{кз2}$$

Розрахуємо струм спрацювання відсічки:

$$I_{с.в.2} = 1,1 \cdot 700 = 770 \text{ A.}$$

Струм спрацювання реле відсічки:

$$I_{р.в.2} = \frac{I_{с.в.2} \cdot K_{сх}}{K_{ін}}$$

По цій формулі розрахуємо дані нижче:

$$I_{р.в.2} = \frac{770 \cdot \sqrt{3}}{120} = 11,12 \text{ A.}$$

**Розрахунок струму спрацювання МС31 лінії Л1**

Струм спрацювання МС31 знаходиться за класичною формулою:

$$I_{с.з.1} = \frac{K_H \cdot K_3 \cdot (I_5 + I_6)}{K_H}$$

Розрахуємо струм спрацювання МЗ для лінії Л1:

$$I_{с.з.1} = \frac{1,1 \cdot 2 \cdot (40,13 + 39,37)}{0,85} = 205,76 \text{ A.}$$

Струм спрацювання реле МС31:

НУБІП України

$$I_{с.р.1} = \frac{205,76 \cdot \sqrt{3}}{120} = 2,97 \text{ А.}$$

Перевірка МСЗ1 на чутливість:

а) для основного захисту лінії Л1

НУБІП України

$$K_{ч2} = \frac{I_{кз1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з.1} \cdot K_{сх}}$$

$$K_{ч2} \geq 1,5,$$

НУБІП України

$$K_{ч1} = \frac{1400 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{205,76 \cdot \sqrt{3}} = 3,4 \text{ А.}$$

$$3,4 \geq 1,5$$

НУБІП України

б) для МСЗ1 як резервної для лінії Л2

$$K_{ч1р} = \frac{I_{кз2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з.1} \cdot K_{сх}}$$

НУБІП України

$$K_{ч1р} \geq 1,2,$$

$$K_{ч1р} = \frac{700 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{205,76 \cdot \sqrt{3}} = 1,7 \text{ А.}$$

$$1,7 \geq 1,2$$

НУБІП України

**Розрахунок струму спрацювання відсічки лінії Л1**

Струм спрацювання відсічки знаходиться за формулою:

$$I_{с.в.1} = K_{н} \cdot I_{кз1}$$

НУБІП України

Розрахуємо струм спрацювання відсічки:

$$I_{с.в.1} = 1,1 \cdot 1400 = 1540 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле відсічки:

НУБІП України

$$I_{р.в.1} = \frac{I_{с.в.1} \cdot K_{сх}}{K_{ін}}$$

По цій формулі розрахуємо дані нижче:

НУБІП України

$$I_{р.в.1} = \frac{1540\sqrt{3}}{120} = 22,23 \text{ А.}$$

### 3.2 Мікропроцесорні засоби для реалізації релейного захисту лінії 10 кВ

НУБІП України

Сучасні мікропроцесорні струмові захисти, як за кордоном, так і в Україні виконують, зазвичай, багатофункційні. Один пристрій може виконувати функції МСЗ, СВ, струмової відсічки з витримкою часу, захисту від замикання на землю, функції автоматики, наприклад, АПВ, пристрою резервування

НУБІП України

відмові вимикачів (ПРВВ), функції реєстрації аварійних сигналів і т.д.. Для прикладу розглянемо схему захисту лінії 10 кВ із використанням однієї з модифікацій вітчизняного мікропроцесорного захисту МРЗС-05, що серійно випускає об'єднання "Київприлад". Як і попередні аналоги, виконані на електромеханічній базі, пристрій виконаний так, що він може без додаткових переробок установлюватись в наявні коміртки 6, 10 кВ.

НУБІП України

Пристрій має 8 аналогових входів, на які подається інформація про миттєві значення трьох фазних струмів, струму нульової послідовності від традиційних трансформаторів струму, трьох фазних (лінійних) напруг та напруги нульової послідовності від трансформатора напруги. Крім того, у пристрої (базовий варіант) передбачено 8 дискретних входів, 7 дискретних виходів. На дискретні входи можна подавати інформацію від зовнішніх пристроїв – ключа управління вимикачем, команди від зовнішніх пристроїв РЗА, увід у роботу функцій АПВ,

НУБІП України

АЧР (автоматичне частотне розвантаження), про спрацювання дугового захисту тощо. З дискретних виходів можна подавати інформацію в схему керування вимикачем (команди "увімкнути", "вимкнути"), в кола пуску АЧР, ЧАПВ

(частотне АПВ), ПРВВ, а також у кола центральної сигналізації про спрацювання пристрою та його несправність.

Пристрій МРЗС-05 може виконувати функції триступеневого струмового захисту з пуском за напругою, не напрямленого струмового захисту від однофазних замикань на землю, АПВ, ПРВВ, вимірювання, реєстрації тощо.

Схема під'єднання пристрою МРЗС-05 наведена на рис. 3.2.1.

Струмові кола та кола напруги під'єднують до проміжних трансформаторів, що є в пристрої (на схемі не показані). Це потрібно для гальванічної розв'язки пристрою від кіл струму та напруги, а також для узгодження вхідного сигналу

із сигналом, необхідним для оптимальної роботи АЦП пристрою. У пристрої є

7 дискретних виходів РО1–РО7 для передавання дискретних сигналів з пристрою МРЗС до зовнішніх пристроїв:

- несправність пристрою (РО1);
- спрацювання пристрою (РО2);
- блокування вимикача (РО3, РО4);
- дія на вихідні реле ПРВВ (РО5);
- повторювач пускового органа МСЗ (РО6);
- у кола АЧР, ЧАПВ (РО7).

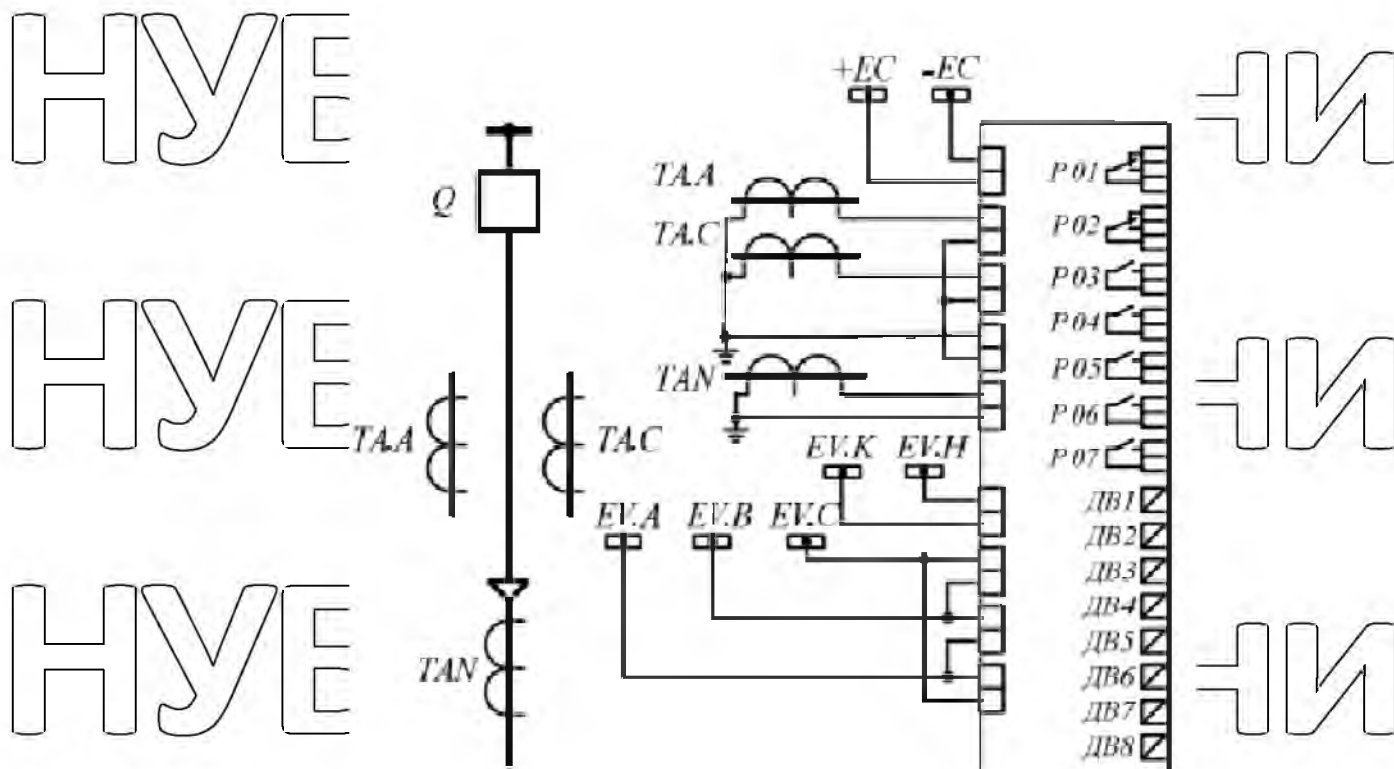


Рисунок 3.2.1 - Схема під'єднання мікропроцесорного пристрою MP3C-05

Для передавання інформації від зовнішніх пристроїв до MP3C-05 передбачені

дискретні входи, які мають гальванічну розв'язку (ДВ1–ДВ8):

- кола вимкнення (увімкнення) вимикача (ДВ1, ДВ2);
- кола вводу (виводу) АПВ (ДВ3, ДВ4);
- кола вводу (виводу) АЧР, ЧАПВ (ДВ5, ДВ6);
- спрацювання дугового захисту кабельної воронки (ДВ7);
- блок-контакти вимикача (ДВ8).

### 3.3 Моделі та зони мереж оператора системи розподілу для обґрунтування встановлення секціонуючих пунктів

Визначаємо сумарну потужність мережі та довжину:

$$P_{\Sigma} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 = 687 + 441 + 459 + 154 + 695 + 682 = 3118 \text{ кВт};$$

$$L_{\Sigma} = L_{011} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{35} + L_{56} + L_{602} = 1,5 + 1,2 + 0,9 + 1,0 + 0,8 + 1,7 + 1,5 = 8,6 \text{ км}$$

Визначаємо відносну потужність та довжину мережі:

$$P_1^* = \frac{687}{3118} = 0,220$$

$$L_1^* = \frac{1,5}{8,6} = 0,174$$

$$P_2^* = \frac{687+441}{3118} = 0,362$$

$$L_2^* = \frac{1,5+1,2}{8,6} = 0,314$$

Решту даних зведемо в табл. 1.3.

Місце встановлення КАСМ	Потужність зони, кВт	Довжина зони, км	Відносна потужність зони	Відносна довжина зони
$P_1^*$	687	1,5	0,220	0,174
$P_2^*$	1128	2,7	0,362	0,314
$P_3^*$	1741	4,6	0,558	0,535
$P_5^*$	2436	5,4	0,781	0,628

Таблиця 3.3.1 – Відносна сумарна потужність

Проілюструємо області сумарної потужності на рис.3.3.1, області довжини зони аналогічні та побудуємо залежність  $P_{\Sigma}^* = f(L_{\Sigma}^*)$  рис.3.3.2

НУБІП України

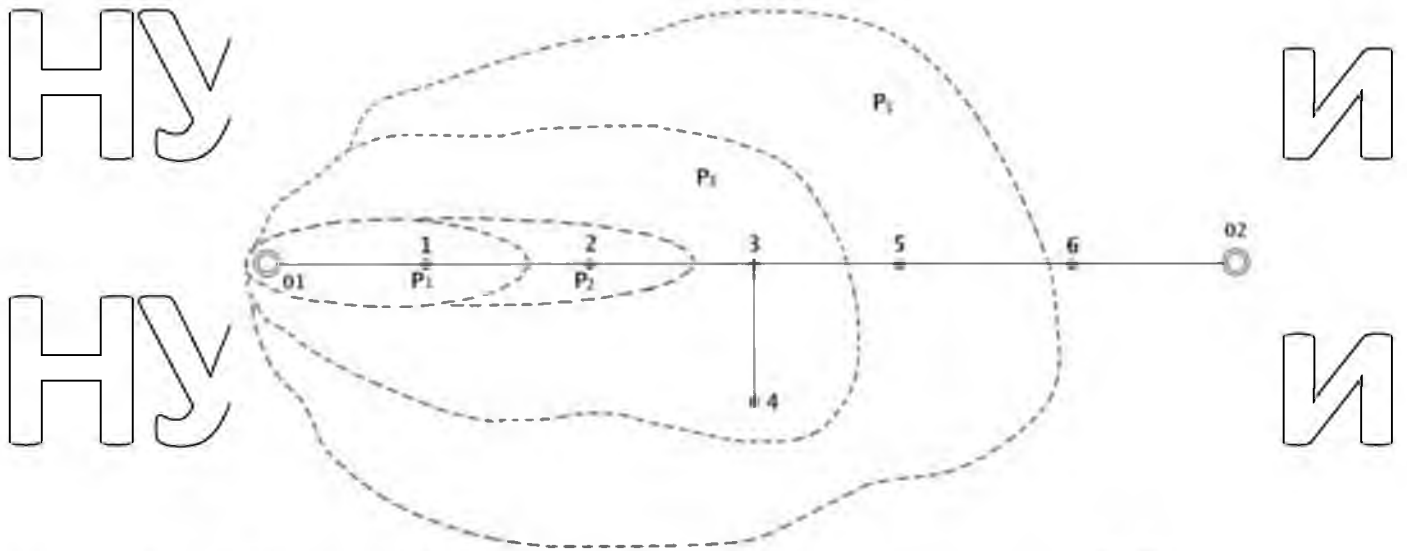


Рисунок 3.3.1 – Ілюстрація визначення потужності та зони в залежності від місця встановлення КАСМ

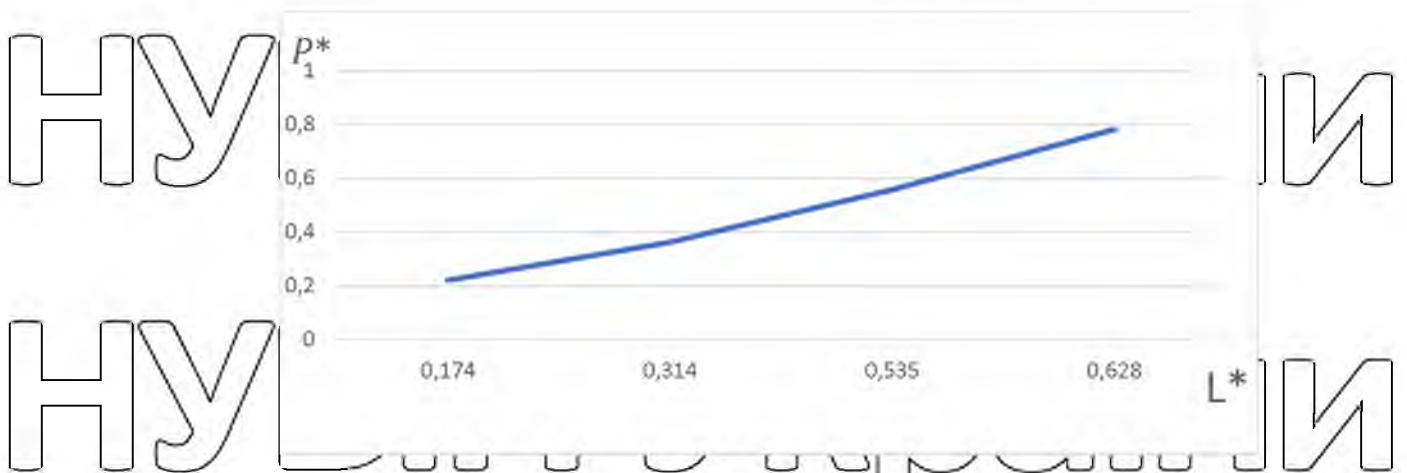


Рисунок 3.3.2 – Графік залежності  $P_1^* = f(L^*)$

Віднесемо ЛЕП до певного виду за критерієм розподілу потужності:

$$\lambda = \frac{1}{4} \cdot \sum_{a=1}^4 (P_{\Sigma}^*(\alpha) - L_{\Sigma}(\alpha)) = 0,067$$

Як бачимо з розхунку наша мережа входить в область  $-0,2 < \lambda < 0,2$ , тому

ми можемо вважати її такою, що потужність споживачів рівномірно розподілена по довжині ЛЕП.

У разі встановлення одного КАСМ раціональне його місце

встановлення повинно відповідати:

# НУБІП України

$$L_{1\Sigma} = x_1 \cdot L_{\Sigma} = 0,5 \cdot 8,6 = 4,3 \text{ км}$$

Виходячи з отриманих даних раціональне місце встановлення одного

КАСМ буде знаходитись на ділянці ЛЕП 3

У разі встановлення двох КАСМ раціональне місце встановлення

повинно відповідати:

# НУБІП України

$$L_{1\Sigma} = x_1 \cdot L_{\Sigma} = 0,39 \cdot 8,6 = 3,35 \text{ км}$$

# НУБІП України

$$L_{2\Sigma} = x_2 \cdot L_{\Sigma} + L_{1\Sigma} = 0,36 \cdot 8,6 + 3,35 = 6,41 \text{ км}$$

Дивлячись на розрахунок ми можемо дійти висновку, що оптимальним місцем становлення двох КАСМ є ділянки 2-3 та 5-6.

# НУБІП України

# НУБІП України

# НУБІП України

# НУБІП України



#### 4. Розрахунок показників надійності та ефективності роботи мережі з урахуванням розроблених рішень

Цілі розрахунку та основні допущення

Основними цілями розрахунку надійності мережі 10кВ є:

1) визначення показників надійності мережі та її елементів лінії, ділянки лінії, а також показників надійності електропостачання споживачів.

2) визначення ефекту від заходів з підвищення надійності електропостачання. Основний показник надійності роботи мережі - сумарний недовідпуск електроенергії по мережі за рік.

Розрахункове значення очікуваного недовідпуску електричної енергії для мережі без КАСМ:

$$\Delta W_{\Sigma} = 0,93 \cdot 3118 \cdot 8,6 = 24937,764 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Розрахункове значення очікуваного відносного зниження недовідпуску електроенергії:

$$\delta W_{\Sigma 1}^* = 1 - \Delta W_{\Sigma 1}^* = 1 - 0,5 = 0,5,$$

$$\delta W_{\Sigma 2}^* = 1 - \Delta W_{\Sigma 2}^* = 1 - 0,39 = 0,61.$$

Очікуване значення зниження недовідпуску електричної енергії для розрахунку інтегрального ефекту від встановлення КАСМ.

$$\delta W_{\Sigma 1} = \delta W_{\Sigma 1}^* \cdot \Delta W_{\Sigma} = 0,5 \cdot 24937,764 = 12468,882 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

$$\delta W_{\Sigma 2} = \delta W_{\Sigma 2}^* \cdot \Delta W_{\Sigma} = 0,61 \cdot 24937,764 = 15212,036 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Згідно з типовим договором [xxx] у разі перерви в електропостачанні з вини постачальника електричної енергії останній несе економічну відповідальність

у розмірі 2-х кратної вартості невідпущеної споживачам електричної енергії. А згідно з ПУЕ постачальник несе 5-ну економічну відповідальність.

Також, при недовідпуску електричної енергії постачальник буде мати збиток

від нереалізованої електроенергії, окрім витрат на її придбання на оптовому ринку. Тому, ефект  $E_n$  у тис. гривень визначають за наступною формулою:

$$E_n = (2 \cdot \delta W \cdot C_H + \delta W \cdot (C_H - C_0)) \cdot 10^{-3}$$

Де  $\delta W$  – зниження недовідпуску, кВт – год/рік;

$C_H$  – нормативна договірна вартість електричної енергії, грн./кВт-год, прийнята/установлена НКРЕ (6,20 грн/кВт);

$C_0$  – середня вартість електричної енергії на Оптовому ринку, грн./кВт-год (4,05 грн/кВт.год)

Розрахуємо ефект, що досягається на  $n$ -у році у разі підписання типового договору:

$$E_{n1} = (2 \cdot \delta W_{\Sigma 1} \cdot C_H + \delta W_{\Sigma 1} \cdot (C_H - C_0)) \cdot 10^{-3} = (2 \cdot 12468,882 \cdot 6,20 + 12468,882 \cdot (6,20 - 4,05)) \cdot 10^{-3} = 181,43 \text{ тис. грн.}$$

$$E_{n2} = (2 \cdot \delta W_{\Sigma 2} \cdot C_H + \delta W_{\Sigma 2} \cdot (C_H - C_0)) \cdot 10^{-3} = (2 \cdot 15212,036 \cdot 6,20 + 15212,036 \cdot (6,20 - 4,05)) \cdot 10^{-3} = 221,94 \text{ тис. грн.}$$

Розраховуємо інтегральний ефект на 10 років підписання типового договору

$$IE1_{10} = \sum_{n=1}^{10} \frac{181,43}{(1+0,1)^n} - 600 = 506,89 \text{ тис. грн.}$$

$$IE2_{10} = \sum_{n=1}^{10} \frac{221,94}{(1+0,1)^n} - 900 = 449,94 \text{ тис. грн.}$$

Розрахуємо ефект, що досягається на  $n$ -у році у разі договору за стандартами ПУЕ:

$$E_{n1} = (5 \cdot \delta W_{\Sigma 1} \cdot C_H + \delta W_{\Sigma 1} \cdot (C_H - C_0)) \cdot 10^{-3} = (5 \cdot 12468,882 \cdot 6,20 + 12468,882 \cdot (6,20 - 4,05)) \cdot 10^{-3} = 413,35 \text{ тис. грн.}$$

$$E_{n2} = (5 \cdot \delta W_{\Sigma 2} \cdot C_H + \delta W_{\Sigma 2} \cdot (C_H - C_0)) \cdot 10^{-3} = (5 \cdot 15212,036 \cdot 6,20 + 15212,036 \cdot (6,20 - 4,05)) \cdot 10^{-3} = 504,28 \text{ тис. грн.}$$

Розраховуємо інтегральний ефект на 10 років підписання договору за ПУЕ:

$$IE1_{10} = \sum_{n=1}^{10} \frac{413,35}{(1+0,1)^n} - 600 = 1998,2 \text{ тис. грн.}$$

$$IE2_{10} = \sum_{n=1}^{10} \frac{504,28}{(1+0,1)^n} - 900 = 2152,1 \text{ тис. грн.}$$

## 5. Апаратне забезпечення для реалізації пунктів секціонування розподільних мереж

Для секціонування обраної енергомережі було обрано реклоузер E.NEXT.

Основні функціональні можливості реклоузера E.NEXT

1. Відповідно до п. 4.2.6 ПУЕ 2017.
2. Секційний пункт (СП) - Електроустановка, призначена для автоматичного поділу мережі на ділянки, зокрема.
3. Реклоузер – автономний інтелектуальний пристрій, який забезпечує в автономному режимі відділення від мережі пошкодженої ділянки.
4. Відповідає вимогам стандарту ДСТУ-ТЭС 60271-111:2016.
5. Використовується для автоматичного секціонування повітряних або комбінованих ліній електропередачі трифазного змінного струму частотою 50 Гц номінальної напруги 6-35 кВ.
6. Призначається для роботи у складі автоматизованої системи керування лініями електропередачі.
7. Може бути використаний, як автономна одиниця захисту та секціонування ліній за заданими параметрами.

Функціонал реклоузера дозволяє групою пристроїв улаштувати повноцінний захист ділянки ПЛЛ, тобто:

- Відокремлення пошкодженої ділянки, та збереження живлення на не ушкодженій ділянці за рахунок часострумівих 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.
- Реклоузер E.NEXT з контролером тепломеханіки має такі переваги:
- Канали зв'язку: **GSM, GPRS, LAN, 433 МГц.**

Відповідність міжнародному стандарту: IEC 62271-171.

- Підключення до існуючих в обленерго SCADA-системам із стандартними протоколами.
- Автономна робота, без зовнішнього живлення, від АКБ - 72 години.

Основні технічні характеристики реклоузера E.NEXT наведені в таблиці 5.1

№п/п	Назва		Одиниця виміров.	Значення			
1	Номинальна напруга		кВ	12	15	27	38
4	Номинальний струм		А	<b>630/800/1250</b>			
2	Номинальна частота		Гц	50/60			
3	Номинальний рівень ізоляції	напруга грозового імпульсу (пік)	кВ	75	75	125	170
		короткочасна 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 короткочасний допустимий струм 3 с		кА	12,5/16/20			
8	Номинальна робоча послідовність			0-0,5s-CO-10s-CO-10s-CO			
9	Механічна зносостійкість		циклів	10 000 / 30 000 (опція)			
10	Комутаційний ресурс при номинальному струмі короткого замикання		циклів	200			
11	Номинальна робоча напруга	відкриття котушки	В	DC 220			
		закриття котушки					
12	Коефіцієнт трансформації первинної і вторинної обмоток трансформаторів струму			400:1			
13	Потужність приводу	номинальна напруга	В	DC 220			
14		потужність	Вт	≤ 200			
15	Діапазон робочих температур		°С	від -45 до +85			
16	Висота над рівнем моря		м	≤ 2500			
17	Відносна вологість навколишнього середовища		%	До 95 без конденсації			
18	Ступінь захисту реклоузера			IP66			
19	Сейсмостійкість по шкалі MSK-64		Балів	7			
20	Кліматичне виконання і категорія розміщення по ГОСТ 15150			У1			
21	Час автономної роботи від АКБ		годин	72			
22	Термін експлуатації акумуляторної батареї		років	10			
23	Термін експлуатації реклоузера		років	25			
24	Маса		кг	115	115	125	150

Таблиця 5.1 Основні технічні характеристики реклоузера E.NEXT.

## Основні функції захисту

- Максимальний струмовий захист (МСЗ)
  - Захист від замикання на землю (ЗНЗ)
  - Мсз зворотної послідовності (МСЗ ЗП)
- Чутливий захист від замикання на землю (Ч ЗНЗ)
- Захист від переминок. Замикань на землю (П ЗНЗ)
  - Контроль обриву фаз
  - Захист при роботі на лінії
- Визначення пускового кидка струму по 2-й гарм.
- Направленість захистів
- Контроль зникнення фаз
- Захист мінімальної напруги (ЗМН)
- Захист від підвищення напруги (ЗПН) • Захист від підвищення напруги нульової послід.
- Захист від зниження частоти (ЗСЧ)
  - Захист від підвищення частоти (ЗПЧ)
- Контроль синхронізму
- Автоматичне повторне ввімкнення (АПВ)
- Секціонування

## Моніторинг:

Контроль справності схеми керування Контроль VS (контроль датчиків напруги, або ТВП працюючих у режимі вимірювання напруги).

## Контроль:

Блокування АПВ; Дистанційне/місцеве керування.

## Функціональні можливості:

Використання трьох трансформаторів струму та 6 датчиків напруги для повноцінного збору і обробки даних.

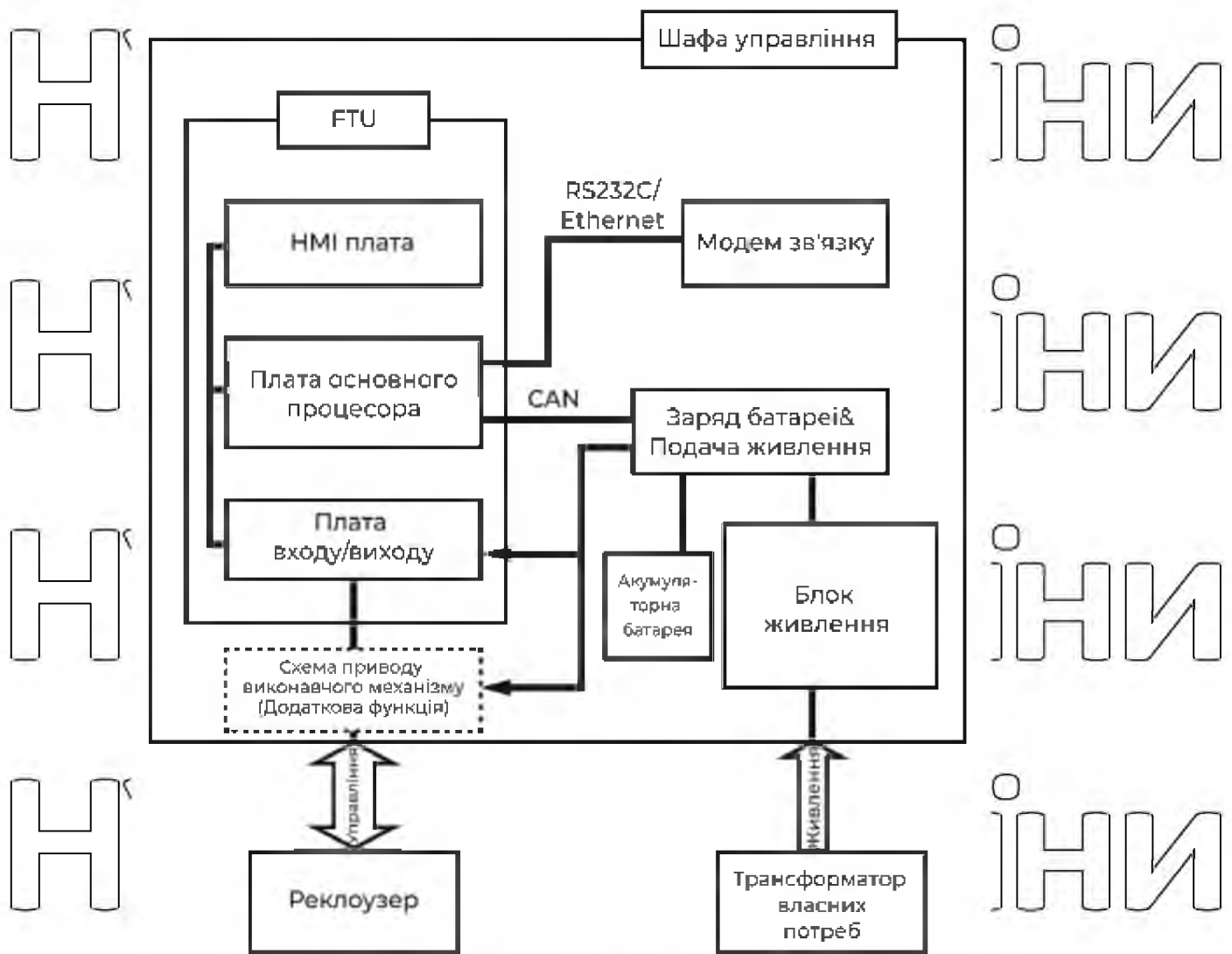


Рис 5.2 Схема підключення реклоузера

Функції потонного 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 прямих послідовностей;

- струм та напруга зворотної послідовності;
- напруга нульової послідовності;
- частота;

- стан бінарного вводу/виводу;
- вимикач зведений/виведений;

- час та дата;
- запис аварійних подій - 128 вибірок/циклів, збереження формату файлу COMTRADE;

- реєстр аварійних подій (вбудованого осцилографа аналогових каналів і дискретних входів/виходів).

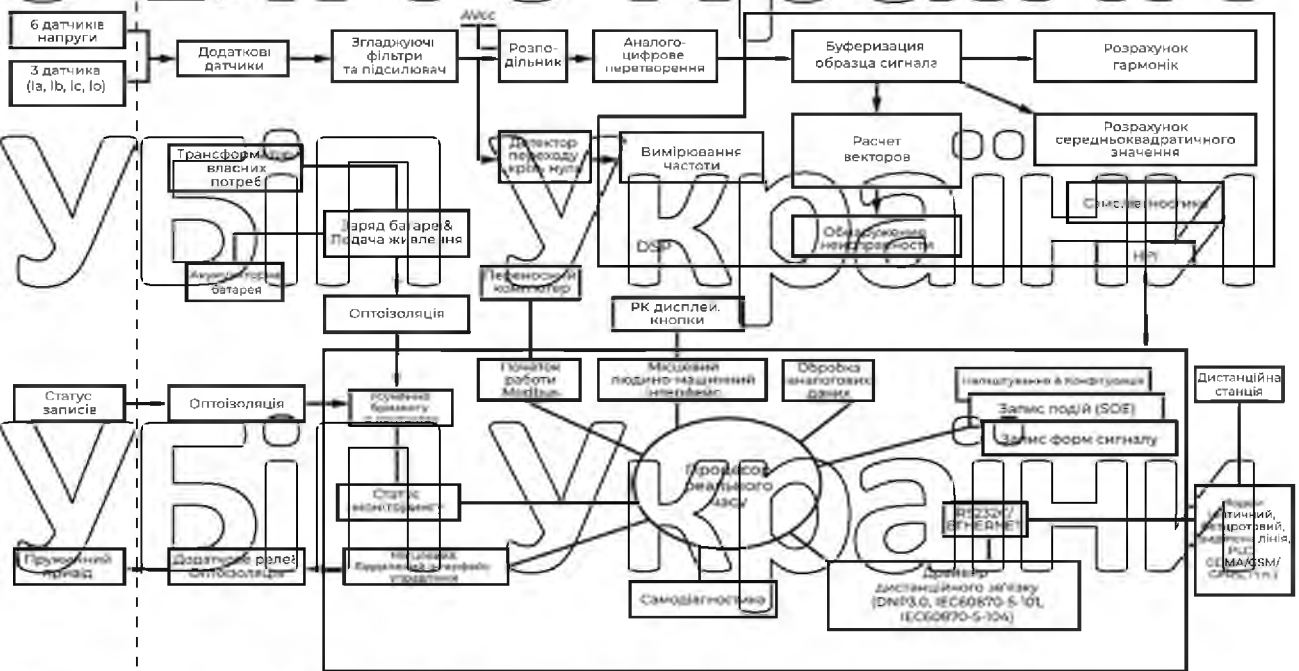


Рис. 5.3 Функціональна блок-схема контролера

Якщо на місці розміщення реклоузера є можливість облаштувати стійкий зв'язок з диспетчерською, то функціональне оснащення дозволяє його використання, як елемента SMART-GRID у частині збору і передавання даних щодо режиму роботи мережі:

- Поточні значення напруги;
- Струмів;

Частоти;

Телекерування і положенням вимикача, тощо.

Реконструкція ВРП 35 кВ з заміною звичайних пристроїв захисту на

реклоузери надає такі переваги:

1. Застосування новітніх функцій релейного захисту та автоматики;

2. Використання протоколу «цифрової підстанції»

IEC61850;

3. Можливість віддаленого керування

4. Контроль жорсткості ел.ен;

5. Комплектація вимикача з трансформаторами

струму та датчиками напруги;

6. Відсутність потреби в обслуговуванні;

7. Простота і швидкість монтажу.



Рис. 5.4 Приклад встановлення реклоузера E-NEXT.



## Висновки

В даній роботі визначається актуальність питань управління та підвищення надійності розподільних мереж, оскільки на сьогоднішній день збільшується

використання відновлюваних джерел енергії, зростає навантаження та ризики

аварій у мережі 10 кВ. Тому завданням цієї роботи стало вивчення теоретичної складової даного питання, а також пошуку вирішення цієї проблеми (знаходження методу покращення надійності енергосистем). Робота містить

опис та аналіз розроблених рішень, які покращують надійність роботи мережі

10 кВ за допомогою автоматичного секціонування, також проведена оцінка

ефективності впроваджених рішень. Результати дослідження можуть бути

корисними для енергетичних компаній, які володіють мережами 10 кВ, а також науковцям та інженерам які працюють у сфері електроенергетики. Також

робота розкриває можливості для подальших досліджень у галузі управління

розподільними мережами, вдосконалення систем автоматичного секціонування та впровадження нових технологій.

**Джерела:**

1) Методи та моделі розрахунку надійності систем електропостачання В.В. Козирський, О.В. Гай.

2) АНАЛІЗ СТАНУ ТА ТЕХНІЧНОЇ ВІДПОВІДНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОЕС УКРАЇНИ ВИМОГАМ ENTSO-E:

<https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2021-12/16.pdf>

3) Розробка заходів щодо підвищення надійності та ефективності роботи розподільчих електричних мереж 6кВ.

<https://ir.nmu.org.ua/bitstream/handle/123456789/162848/%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?sequence=1>

4) Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкції щодо їх заповнення: постанова НКРЕКП від 12.06.2018 р. № 374.

URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=32506>.

5) Розрахунок струмів короткого замикання:

[https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feem/9kulyk-modelyvannya-zadachah-rozvytku-elektrosvytem/4\\_2.htm](https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feem/9kulyk-modelyvannya-zadachah-rozvytku-elektrosvytem/4_2.htm)

6) Електропостачання промислових підприємств:

[https://sites.kpi.kharkov.ua/es/data/uploaded/file/Methods/44\\_mv\\_2.pdf](https://sites.kpi.kharkov.ua/es/data/uploaded/file/Methods/44_mv_2.pdf)

7) Вибір трансформаторів струму: <https://studfile.net/preview/2495691/page:15/>

8) Проектування систем забезпечення споживачів електричною енергією В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк:

<https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/44192/1/Projektuvannya.pdf>

9) Електричні мережі та системи В.В. Кирик:

[https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/19121/1/POSS\\_EMS2014%20-kyryk.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/19121/1/POSS_EMS2014%20-kyryk.pdf)

10) Електропостачання Ф.П. Шкрабець:

<https://core.ac.uk/download/132413036.pdf>

11) Електричні системи та мережі:

[https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48808/1/Elektrochni\\_merezhi\\_ta\\_systemy.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48808/1/Elektrochni_merezhi_ta_systemy.pdf)

12) Релейний захист та автоматизація електричних систем:

[https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/18267/1/Metodichka\\_LR\\_RZA\\_EV-ED\\_1.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/18267/1/Metodichka_LR_RZA_EV-ED_1.pdf)

13) Релейний захист і автоматика С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов, М. М. Одегов, Ю. О. Семененко:

<http://lib.kart.edu.ua/bitstream/123456789/3227/1/%D0%9D%D0%B0%D0%B2%D1%87%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B8%D0%B9%20%D0%BE%D0%BE%D1%81%D1%96%D0%B1%D0%BD%D0%B8%D0%BA.pdf>

та автоматики,

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України