

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2022 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема: «Модернізація розподільних мереж з використанням реклоузерів»

Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав: студентгр. ЕТ.мз-11с _____ С. М. Шумицький

Керівник: к.т.н., доцент _____ П. О. Василега

Консультанти:

з економічної частини: к.е.н., доцент _____ О. М. Маценко

з питань охорони праці й безпеки в

надзвичайних ситуаціях: к.т.н., доцент _____ П. О. Василега

Нормоконтроль _____ М. А. Никифоров

Суми-2022

Сумський державний університет
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання
Кафедра електроенергетики

Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

І.Л. Лебединський

“ ” 2022 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу

Шумицького Сергія Миколайовича

1 Тема роботи: «Модернізація розподільних мереж з використанням реклоузерів»

Затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом закінченої роботи: 19.12.2022 р.

3 Вихідні дані до роботи: дані про розташування підстанцій їх параметри, протяжність ліній електропередач та їх параметри взяті на підприємстві з розподілу електричної енергії.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):

Вступ.

1. Розрахункова частина.

2. Науково-дослідна частина.

3. Економічна частина.

4. Охорона праці.

Висновки.

Список використаної літератури.

Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Розрахунок економічної частини	Маценко О.М.		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розрахункова частина	26.02.22 по 10.04.22	
2.	Науково-дослідна частина	11.04.22 по 30.07.22	
3.	Економічна частина	01.09.22 по 30.10.22	
4.	Охорона праці	01.11.22 по 07.12.22	
5.	Графічна частина	01.11.22 по 07.12.22	

Магістрант _____ С.М. Шумицький
(підпис)

Керівник роботи:

к.т.н., доцент _____ П.О. Василега
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 55, рис. 28, табл. 3.

Бібліографічний опис «Модернізація розподільних мереж з використанням реклоузерів».

[Текст] робот на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 енергетична, електротехнічна та електромеханіка / Шумицький С.М. к.т.н., доцент керівник П.О. Василега – Суми: СумДУ, 2022. – 82 с.

Ключові слова:

коротке замикання, підстанція, повітряна лінія, комутаційний модуль, трансформатор власних потреб, шафа керування, автоматика, магістральна лінія, роз'єднувач, опора, релейний захист, недовідпуск електроенергії.

short circuit, substation, overhead line, switching module, self – needs transformer, control cabinet, automation, main line, disconnecter, support, relay protection, power failure.

короткое замыкание, подстанция, воздушная линия, коммутационный модуль, трансформатор собственных нужд, шкаф управления, автоматика, магистральная линия, разъединитель, опора, релейная защита, недоотпуск электроэнергии.

Об'єкт дослідження – повітряна лінія ПЛ - 6кВ від РДН – 5 до с. Хомене, яка проходить по житлового масиву Баранівки м. Суми.

В магістерській роботі проаналізовано робота розподільної мережі. Виконані розрахунки з використанням реклоузера як зменшаться втрати при його використанні та вибір оптимального місця його встановлення.

Перелік прийнятих скорочень

ПЛ – повітряна лінія

РПВ – ручне автоматичне вмикання

АПВ – автоматичне повторне вмикання

ОСР – оператор системи розподілу

ОПН – обмежувач перенапруги

КЗ – коротке замикання

МСЗ – максимальний струмовий захист

СВ – струмова відсічка

ТВП – трансформатор власних потреб

ЗМН – захист за мінімальною напругою

ТП – трансформаторна підстанція

РЗА – релейний захист та автоматики

ЗМІСТ

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА	9
1.1 Визначення та призначення реклоузерів	9
1.2 Головні складові частини реклоузерів.....	10
1.3 Типові схеми розміщення реклоузерів.....	14
1.4 Алгоритм роботи реклоузера	20
1.5 Функціональні можливості шафи керування реклоузера	20
1.6 Розрахунок вибору місць оптимізації розміщення реклоузера.....	25
1.6.1 Методи розрахунку показників надійності.....	28
1.6.2 Час відновлення електропостачання	29
1.6.3 Тривалість відновлення електропостачання в аварійному режимі	29
1.7 Перевірка за номінальними параметрами.....	31
1.7.1 Номінальна напруга.....	31
1.7.2 Номінальний струм.....	32
1.7.3 Номінальний струм відключення.....	32
1.7.4 Струм електродинамічної стійкості.....	32
1.7.5 Струм термічної стійкості та тривалість його проходження.....	33
РОЗДІЛ 2 НАУКОВО – ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	34
2.1 Дослідження за допомогою моделювання.....	34
2.2 Налаштування програми	34
2.3 Моделювання короткого замикання на повітряній лінії електропередач.....	36
РОЗДІЛ 3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	43
3.1 Розрахунок коефіцієнта окупності реклоузера.....	43

					MP 5.8.141.321 ПЗ			
<i>Ізм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>	Модернізація розподільних мереж з використанням реклоузерів	<i>Арк</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
Розробив		Шумицький С.М.				6	57	
Перевірів.		Василега П.О.						
Реценз.						СумДУ ЕТ.мз-11с		
Н. Контр.		Никифоров М. А						
Затверд.		Лебединський І						

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ	45
4.1 Охорона праці персоналу на трансформаторній підстанції.....	45
4.2 Вимоги безпеки перед початком роботи в ТП	46
4.3 Заходи безпечного виконання робіт	46
4.4 Заходи при завершенні роботи в ТП	49
4.5 Розрахунок захисного заземлення ТП 10/0,4кВ	50
ВИСНОВКИ.....	53
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	54

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							7
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

ВСТУП

Основною функцією розподільних мереж є забезпечення надійного функціонування обладнання. Надійне, безперебійне та якісне забезпечення розподілу електроенергії споживачам які підключені до розподільних мереж. Розробка і впровадження заходів щодо зниження технологічних втрат електроенергії. Здійснення оперативного обслуговування, складання і дотримання графіків відключень для ремонту та обмежень споживачів при дефіцитній потужності.

В Україні 74% повітряних ліній напругою 10 кВ, вони є основним засобом передачі електричної енергії в розподільних мережах [1]. Ситуація погіршується в зв'язку з великим терміном експлуатації обладнання та арматури. В зв'язку з цим відбувається недовідпуск електроенергії який залежить від часу переривання електропостачання і недовідпуск зростає, страждають споживачі, збільшуються втрати на відновлення пошкодження.

Тривалість відновлення електропостачання в неавтоматизованих розподільних мережах 6-10 кВ складає приблизно 3 – 10 години. Близько 60% йде на пошук місця пошкодження, а 40% йде на ремонтні роботи. Наявність реклоузера зменшує час знаходження місця пошкодження, підвищує надійність електропостачання.

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							8
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

1.1 Визначення та призначення реклоузерів

Реклоузер — це вимикач, який захищає ЛЕП від струмів короткого замикання та інших пошкоджень. Призначений для використання в повітряних розподільних мережах 6-35 кВ з ізольованою нейтраллю.

Вперше реклоузери застосували в США в 40-ві роки ХХ століття. На території України в розподільних мережах 6-10 кВ перші зразки реклоузерів з'явилися в 60-ті роки ХХ століття й одержали назву пунктів автоматичного секціонування повітряних ЛЕП. Вони були модульними пристроями з масляними вимикачами й електричними апаратами керування їх роботою. Широке впровадження реклоузерів відбулося в перші роки ХХІ століття, коли як комутаційний електричний апарат у складі реклоузера почали використовувати швидкодійні вакуумні вимикачі [2].

Використання реклоузерів дозволяє реалізовувати повноцінний захист, протиаварійну автоматику, дистанційне керування у повітряній розподільній мережі без будівництва підстанцій. Вони встановлюються для секціонування мережі. І у випадку коли трапляється пошкодження лінії за реклоузером (наприклад, коротке замикання), реклоузер вимкне лише ту кількість споживачів, які знаходяться після нього. Споживачі, які знаходяться до нього, залишаться з електроенергією. Таким чином зменшується частота відключень. Крім того, можна зменшити тривалість відключень [3].

Однією з головних функцій реклоузера є ручне або автоматичне повторне увімкнення (РПВ та АПВ). Ручне — це коли диспетчер дистанційно може увімкнути реклоузер. В автоматичному режимі реклоузер сам намагається увімкнути лінію.

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дат	МР 5.8.141.321 ПЗ			
Розробив		Шумицький С.М.			Модернізація розподільних мереж з використанням реклоузерів	Арк	Аркуш	Аркушів
Перевірів.		Василега П.О.					9	25
Реценз.						СумДУ ЕТ.мз-11с		
Н. Контр.		Никифоров М. А						
Затверд.		Лебединський І						

Справа в тому, що більшість пошкоджень лінії є нестійкими, та такими, що швидко самоусуваються. Наприклад, через сильний вітер фазні проводи можуть торкнутись один одного на короткий час. В таких випадках реклоузер намагається сам відновити постачання електроенергії за допомогою функції АПВ. До речі, самоусунення пошкодження трапляється у 50-90% випадків. Якщо пошкодження триває, реклоузер знову вимкнеться після циклу АПВ, якщо пошкодження самоусунулося, енергопостачання відновиться і зменшиться тривалість відключення.

В операторів системи розподілу (ОСР зараз так називають обленерго) є показники SAIDI та SAIFI. SAIDI (англ. System Average Interruption Duration Index) — індекс середньої тривалості переривання в роботі системи або кількість часу, який споживачі були відключені від мережі, коли було відсутнє електропостачання. А SAIFI (англ. System Average Interruption Frequency Index) — індекс середньої частоти відключень, скільки разів це відбувалося за проміжок часу. Ці показники є дуже важливими для всіх ОСР. Так от реклоузери допомагають покращити показники тривалості та частоти відключень.

1.2 Головні складові частини реклоузера

Комутаційний модуль - конструкція модуля являє собою блок з трьох комутаційних полюсів з вакуумними камерами зовнішнього або внутрішнього розташування. При зовнішньому розташуванні ізоляційна оболонка з силіконового полімеру. У складі комутаційних полюсів передбачено вбудовані трансформатори струму. Пружинний привод комутаційних полюсів оснащений електричним та ручним приводами взведення пружин, що дозволяє проводити ручне включення і відключення при повній відсутності живлення, або виході з ладу шафи керування [4,5]. Влаштування комутаційного модулю наведено на рис. 1.1.

При внутрішньому розташуванні комутаційного модуля має корпус, виготовлений із міцного корозійностійкого алюмінієвого сплаву й покритий шаром порошкової фарби. Зверху корпуса розміщені високовольтні виводи, що

						МП 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							10
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

забезпечують підключення модуля до ПЛ. Комутаційний модуль зображений на рис. 1.2.

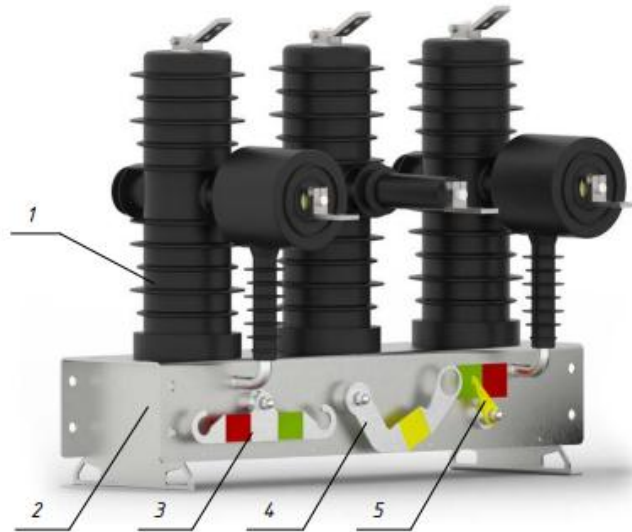


Рисунок 1.1 - Комутаційний модуль реклоузера Sicame AP12:

- 1 - Комутаційний полюс з вбудованими трансформаторами струму; 2 - Корпус з пружинним приводом; 3 - Важіль ручного керування вимикачем;
4 - Ручний привод взведення пружин; 5 - Індикатор положення вимикача.

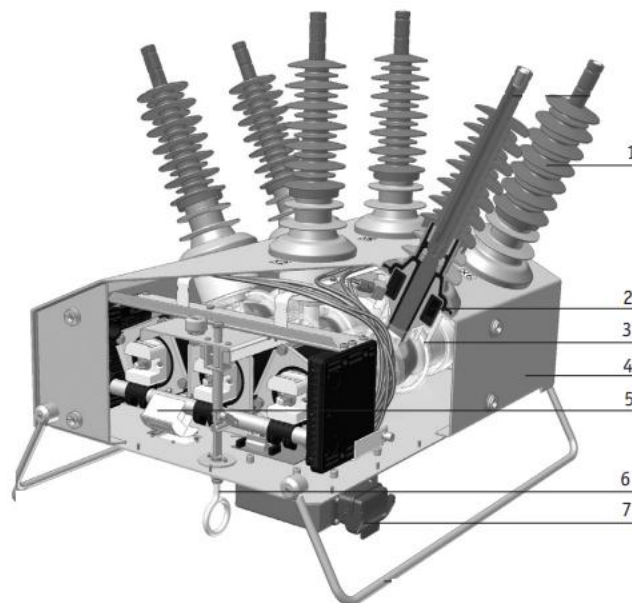


Рисунок 1.2 – Комутаційний модуль реклоузера типу PVA/TEL:

- 1 – Високовольтні вивода; 2 – Комбінований датчик напруги та струму;
3 – Вакуумний вимикач; 4 – Корпус; 5- Індикатор положення вимикача;
6 – Привід ручного вимкнення; 7 – Штепсельний роз’єм для з’єднання кабеля реклоузера з шафою керування

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							11
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

Розвиток комутаційних апаратів мав такий вигляд

Покоління I – закрита металева конструкція, масляна ізоляція, вимірювання трансформатором струму (фірми виробники: Cooper, Rey Role, Hawker, Sidley, S&C) 1940 р. – 1970 р.

Покоління II – закрита металева конструкція, газова ізоляція, вимірювання трансформатори струму (фірми виробника: Schneider, Rey Roie, Hawker, Siddley, NGK, Mitsubishi) 1970 р. – 2000р

Покоління III – закрита металева конструкція, повітряна ізоляція, вимірювання котушка Роговського (фірми виробники: Таврида, Nod, ZPUE) 1980р. – по теперішній час.

Покоління IV – відкрите встановлення полюсів, тверда ізоляція, вимірювання магнітний трансформатором струму (фірми виробники: Hhughes, Cooper, ABB, Schneider, Siemens) 1990р. – по теперішній час.

Трансформатор власних потреб (ТВП) - однофазний, трансформатор напруги, обладнаний однією первинною та двома вторинними обмотками. Виводи вторинної обмотки виведено в контактну коробку, закріплену на основі корпусу. Виводи первинної обмотки обладнані запобіжниками з плавкими вставками на номінальний струм 0,5 А. ТВП забезпечує живлення власних потреб реклоузера в мережах з рівнями номінальної напруги 10 кВ і 6 кВ і зображений на рис. 1.3.

	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата

МР 5.8.141.321 ПЗ

Лист

12

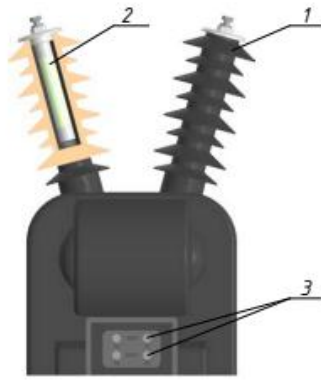


Рисунок 1.3 - Трансформатор власних потреб.

1 - Виводи первинної обмотки; 2 – Запобіжник;
3 - Виводи вторинної обмотки: - 1a, 1b - 100V; - 2a, 2b - 220 V

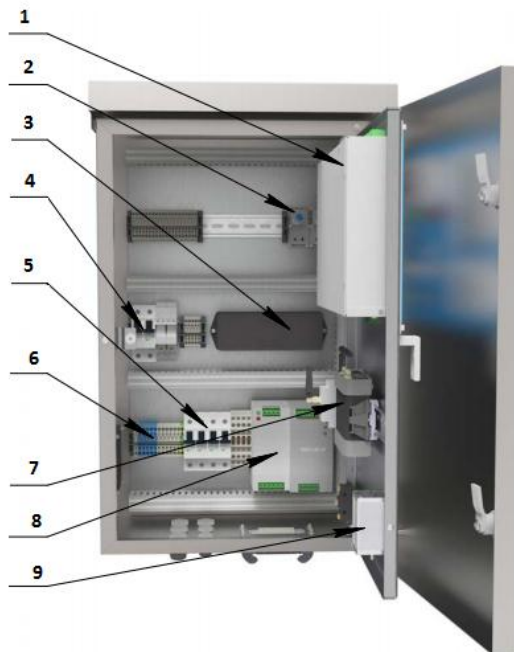


Рисунок 1.4 - Шафа керування та захисту реклоузера Sicame AR12:

1 – Пристрій релейного захисту AR12; 2 – Термостати обігріву та вентиляції;
3 – Модуль безперебійного живлення; 4 – Автоматичні вимикачі кіл напруги 24В; 5 - Автоматичні вимикачі кіл напруги 220В; 6 - Шини нейтралі та заземлення; 7 – Роутери для зв'язку з АСУ; 8 – Модуль живлення;
9 – Антиконденсатний підігрівач

Шафа керування призначена для реалізації функцій захисної протиаварійної автоматики, вимірювання та контролю параметрів розподільчої мережі. Забезпечує місцеве і дистанційне керування, моніторинг стану і обмін

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							13
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

даними з SCADA. У шафі керування передбачено розміщення терміналу релейного захисту, пристроїв передачі даних і джерела резервного живлення. Розміщення основного обладнання всередині шафи керування наведено на рис. 1.4.

Сигналізація спрацьовування захистів і автоматики за допомогою реле і світлодіодів, з передаванням зареєстрованих подій по каналу АСУ (SCADA), по протоколу ModBus RTU. 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. Телекерування, телевимірювання (струм, напруга) та управління увімкненням / відключенням релоузера по каналу АСУ (SCADA), по протоколу ModBus RTU [4, 5].

1.3 Типові схеми розміщення реклоузера

Основи секціонування розподільної мережі принципу розташування реклоузерів приведені на рис. 1.5.

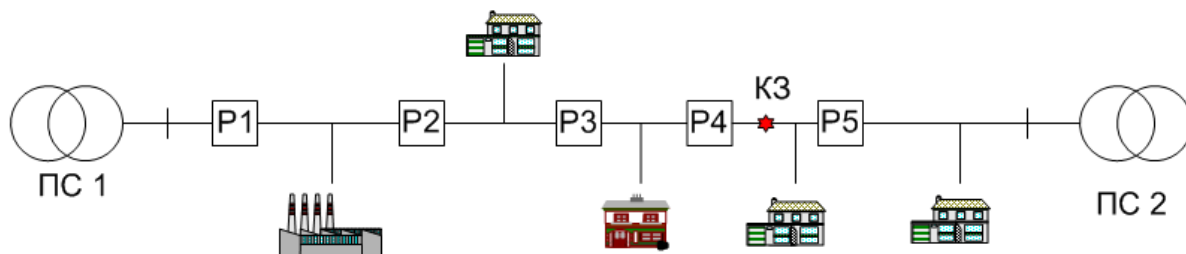


Рисунок 1.5 – Схема розподільної мережі з використанням реклоузера

В нормальному режимі роботи реклоузер Р2 вимкнений і живлення відбувається від ПС 1 до Р2 та від ПС 2 до Р2. При виникненні короткого замикання на магістральній лінії між реклоузерами Р4 та Р5 відбувається вимкнення комутаційного апарата реклоузера Р5 в результаті проходження по ньому надструму. Ділянка лінії від ПС 2 до Р5 залишається під наругою, із затримкою в часі відбувається АПВ вимикача Р5, якщо коротке замикання на

Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата	

пошкодженій ділянці не стійке реклоузер Р5 вмикається та поновлює роботу магістральної мережі. Якщо коротке замикання стійке реклоузери Р2 і Р4 спрацьовують. Реклоузери Р4 та Р5 залишаються вимкненим відокремивши пошкоджену ділянку, а реклоузер Р2 вмикається і виконує живлення споживачів напругою до Р4 [2].

В залежності від схеми організації електроспоживання реклоузери поділяються на два типи: з одностороннім або двостороннім живленням. Реклоузери з одностороннім живленням, отримують оперативне живлення від одного ТВП який підключений зі сторони подачі живлення, а з двостороннім живленням від ТВП які підключені до різних сторін живлення, принципові схеми розташування реклоузерів зображено на рис. 1.6 та рис. 1.7 [6].

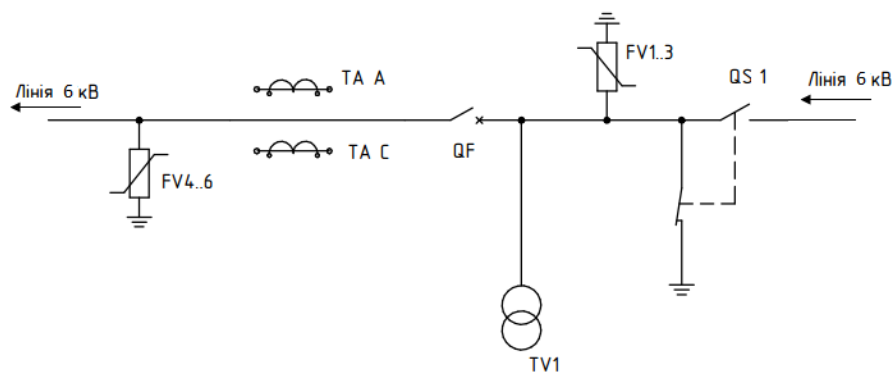


Рисунок 1.6 – Принципова схема ввімкнення реклоузера в лінію з одностороннім живленням.

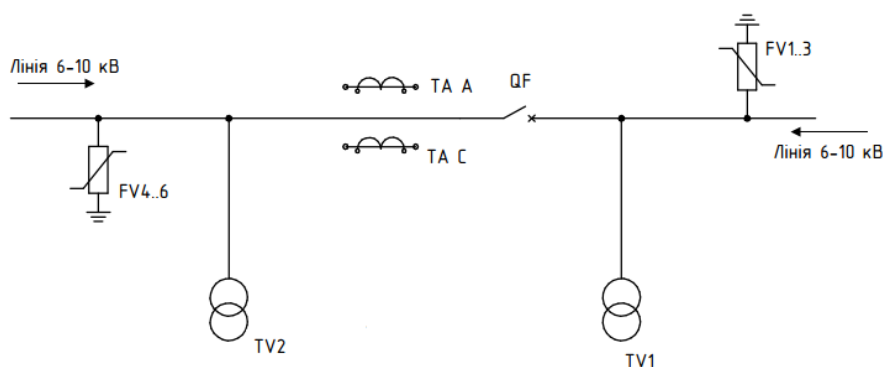


Рисунок 1.7 – Принципова схема ввімкнення реклоузера в лінію з двостороннім живленням.

Рекомендується встановлення двох комплектів обмежувачів перенапруги (ОПН) FV1..6 з обох сторін реклоузера, для захисту від перенапруги яка

з'являється від комутації вакуумної апаратури. Для створення видимого розриву при обслуговуванні реклоузера необхідне встановлення одного або двох роз'єднувачів на сусідніх опорах ПЛ [6].

Можливе розміщення реклоузерів на схемі з одностороннім рис.1.8 та двостороннім рис.1.9 живленням.

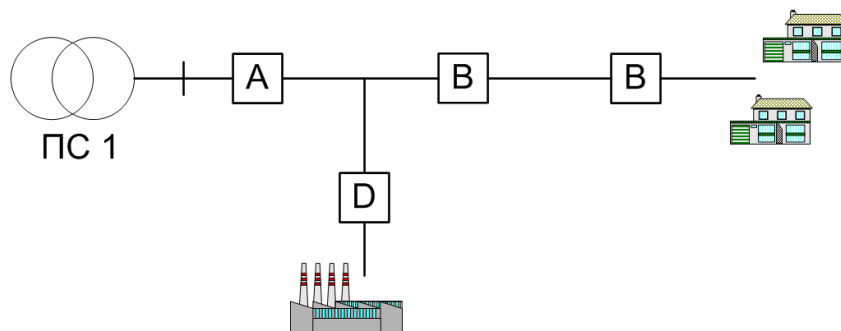


Рисунок 1.8 – Схема розміщення реклоузерів в розподільній мережі з одностороннім живленням

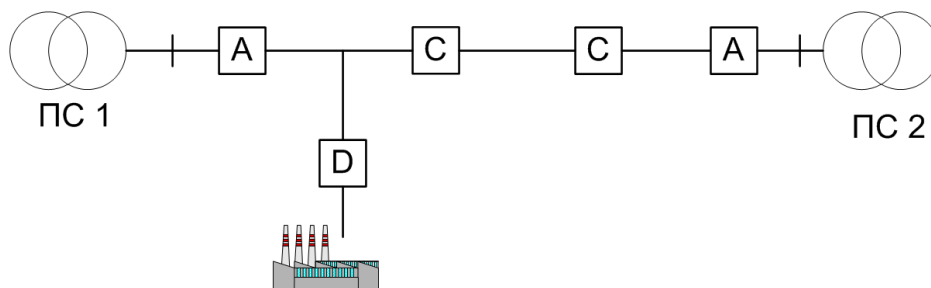


Рисунок 1.9 – Схема розміщення реклоузерів в розподільній мережі з двостороннім живленням

А – комутаційний апарат розташований в підстанції або на невеликій відстані від підстанції, він виконує функцію захисту обладнання підстанції від аварій на лінії.

В – в мережі з одностороннім живленням якщо лінія проходить по місцевості де відбуваються часті пошкодження, відключення аварійних ділянок.

С – комутаційний апарат використовується для вводу резерва для секціонування, захист від зникнення живлення.

D – комутаційний апарат на лінії відгалуження коли через споживача відбуваються часті відключення.

Варіанти місць встановлення реклоузера на опорі зображені на рис.1.9, 1.10, 1.11.

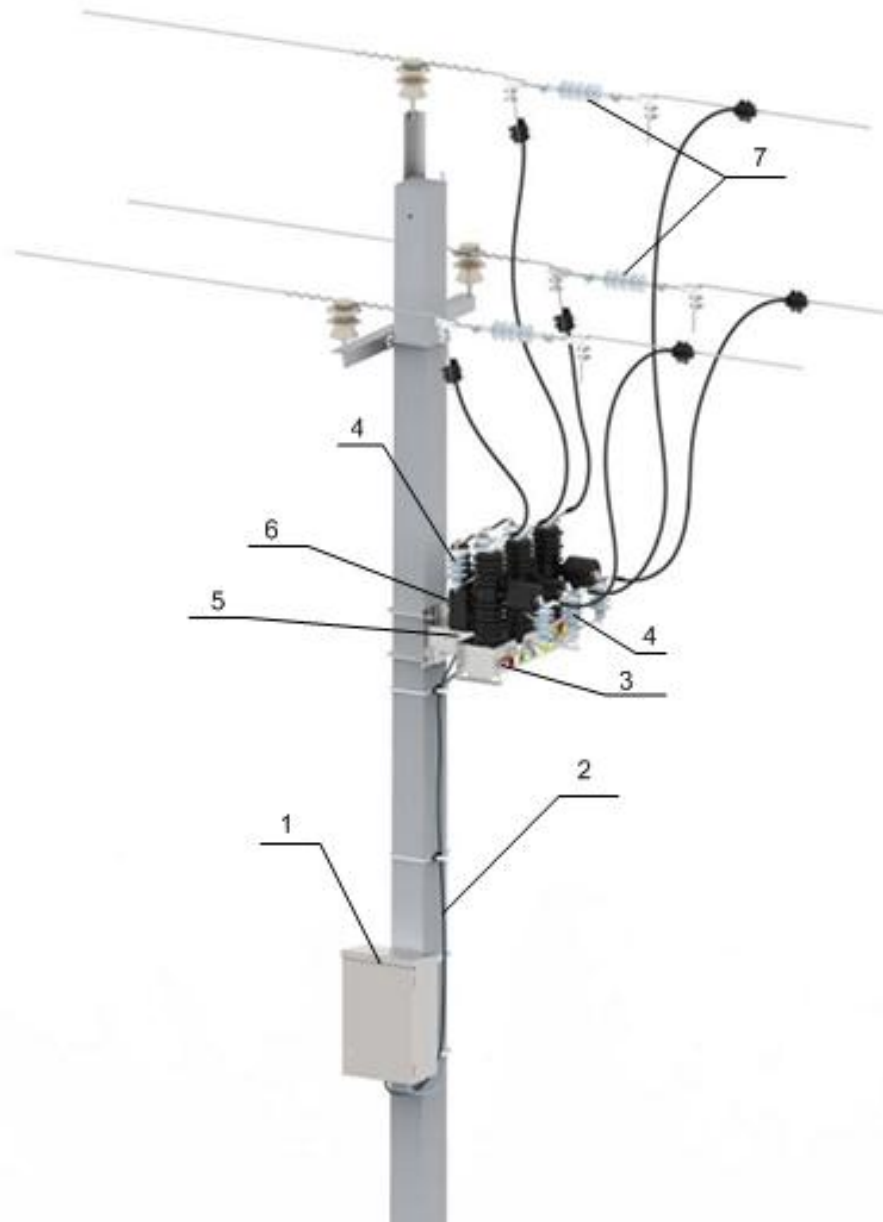


Рисунок 1.10 – Монтаж реклоузера на одностояковій опорі з одностороннім живленням:

- 1 – Шафа керування; 2 – Контрольний з'єднувальний кабель;
3 – Комутаційний пристрій; 4 – Обмежувачі перенапруги; 5 – Кронштейн кріплення вакуумного вимикача та ТВП; 6 – ТВП; 7 – Ізолятори

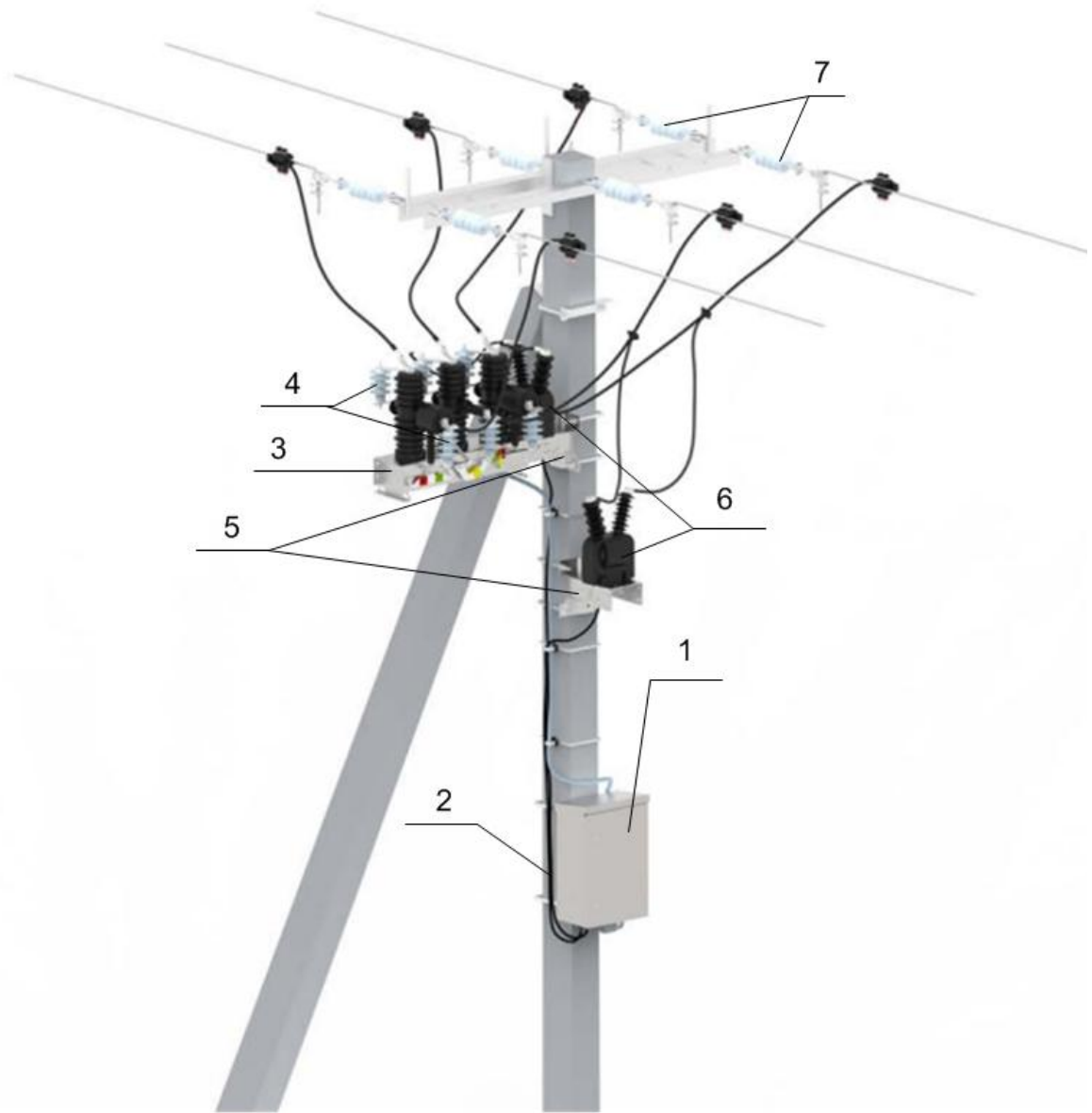


Рисунок 1.11 – Монтаж реклоузера на анкерній опорі з двостороннім живленням:

- 1 – Шафа керування; 2 – Контрольний з'єднувальний кабель та кабель живлення; 3 – Комутаційний пристрій; 4 – Обмежувач перенапруги;
 5 – Кронштейн кріплення вакуумного вимикача та ТВП; 6 – ТВП;
 7 – Ізолятори

Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата	



Рисунок 1.12 – Монтаж реклоузера на двох анкерних опорах з двостороннім живленням:

1 – Шафа керування, 2 – контрольний з'єднувальний кабель, 3 – ТВП, 4 – комутаційний пристрій, 5 – Роз'єднувач, 6 – Кронштейн кріплення вакуумного вимикача та ТВП, 7 – Ізолятори.

Кіл.	Лист	№ док	Підпис	Дата	

1.4 Алгоритм роботи реклоузера

Трансформатори струму, встановлені у високовольтному модулі, вимірюють струм в лінії і передають сигнал на термінал захисту, що знаходиться в шафі керування.

Мікропроцесорний термінал захисту порівнює струм у лінії (а також, можливо, інші параметри) із заданими уставками. Якщо поточні параметри лінії виходять за межі заданого діапазону, термінал захисту видає команду відключення вакуумного вимикача, який розриває ланцюг [4, 5].

Якщо автоматичне повторне включення не допомогло усунути несправність, то реклоузер відключає лінію, передає по лінії зв'язку сигнал у диспетчерську та чекає на приїзд ремонтної бригади, яка ліквідувавши несправність на лінії, вручну включає реклоузер.

1.5 Функціональні можливості шафи керування реклоузера

Функціональні можливості реклоузера визначаються обладнанням встановленим в шафі керування реклоузера.

Встановлений в реклоузері термінал може працювати у двох режимах:

- дистанційному;
- місцевому.

Релейний захист та автоматика

Блок РЗА реклоузера з сторони захисту виконує наступні функції.

Максимальний струмовий захист.

В пристрої реалізовано триступеневий максимальний струмовий захист (МСЗ) без визначення напрямку струму пошкодження.

Кожен із струмів МСЗ діє на відключення вимикача з можливістю АПВ.

Перша ступінь МСЗ-1 – захист від перевантаження струмовий захист з залежною від значення струму витримкою часу [5].

Залежна характеристика має вигляд прямої ($y=kx+b$), що яка задається налаштуванням рис.1.13.

Час спрацювання на даній ділянці розраховується за формулою (1.1):

$$t = \left(-\frac{t_{МСЗ2} - t_{МСЗ1}}{I_{МСЗ2} - I_{МСЗ1}} \right) \cdot I + \left(-\frac{I_{МСЗ2} \cdot t_{МСЗ1} - I_{МСЗ1} \cdot t_{МСЗ2}}{I_{МСЗ2} - I_{МСЗ1}} \right) \quad (1.1)$$

						МП 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							20
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

де I – значення струму, що протікає;

I_{MC31} – значення встановлення струму для MC3-1;

t_{MC31} – значення для встановлення витримки часу MC3-1;

I_{MC32} – значення встановлення струму для MC3-2;

t_{MC32} – значення для встановлення витримки часу MC3-2;

Друга ступінь MC3 – 2 – захист від струмів КЗ струмовий захист з незалежною від значення струму витримкою часу.

Третій ступінь СВ – струмова відсічка струмовий захист з незалежною від значення струму витримкою часу.

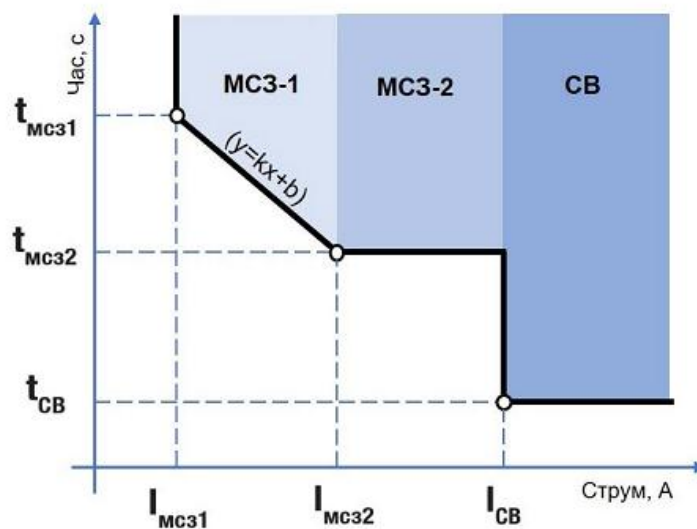


Рисунок 1.13 – Часо-струмові характеристики MC3 -1, MC3 – 2, СВ
В пристрої реалізоване двократне АПВ з змінними витримками часу.

Робота циклу АПВ.

Якщо в продовж відліку часу готовності відбулося спрацювання захисту MC3 – 1, MC3 – 2, СВ то відбувається блокування АПВ рис.1.14.

Запуск в роботу циклу АПВ – 1 починається відключення вимикача захистами MC3 – 1, MC3 – 2, СВ. При закінченні відліку відбудеться включення вимикача та почнеться відлік часу готовності. Якщо на протязі відліку часу готовності вимикач буде відключено захистами MC3 – 1, MC3 – 2, СВ, АПВ – 2 не включений, то відбудеться блокування АПВ.

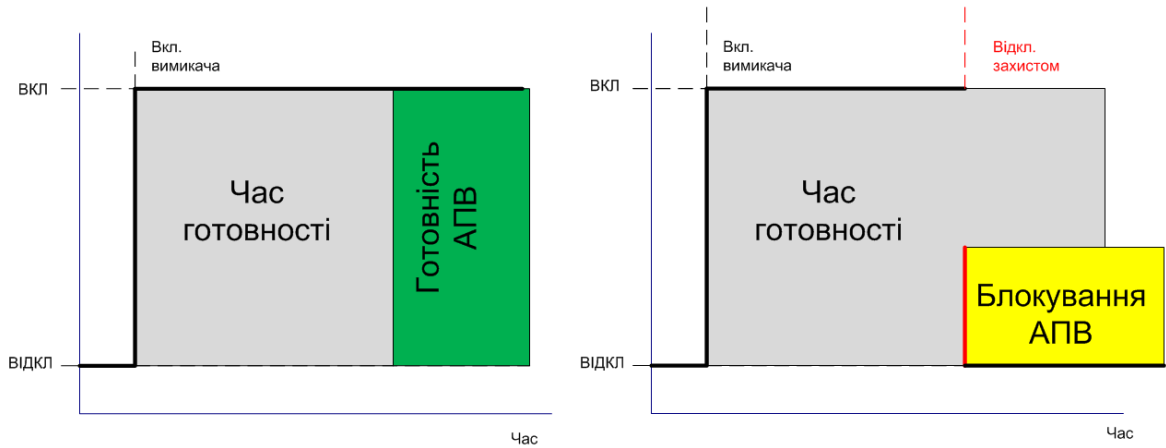


Рисунок 1.14 - Визначення готовності АПВ

При успішному відліку часу готовності всі введені цикли АПВ стають готовими до роботи рис.1.15.

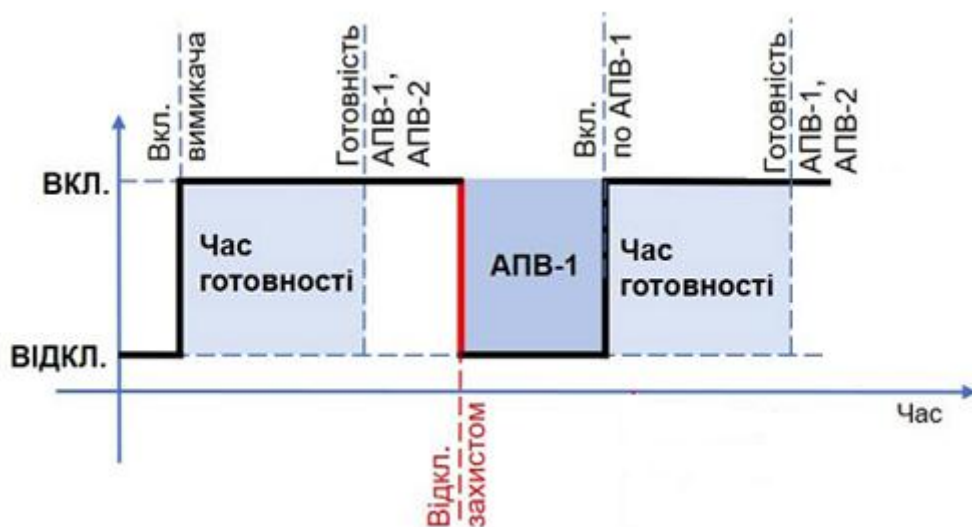


Рисунок 1.15 – Робота циклу АПВ-1

Коли в роботу введено два цикли АПВ-1 та АПВ-2, то запуск відліку часу АПВ-2 починається після невдалого циклу АПВ-1.

При закінченні відліку часу АПВ-2 відбудеться включення вимикача та відлік часу готовності.

При успішному відліку часу готовності всі введені цикли АПВ-1 та АПВ-2 стають готовими до роботи рис. 1.16.

	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата

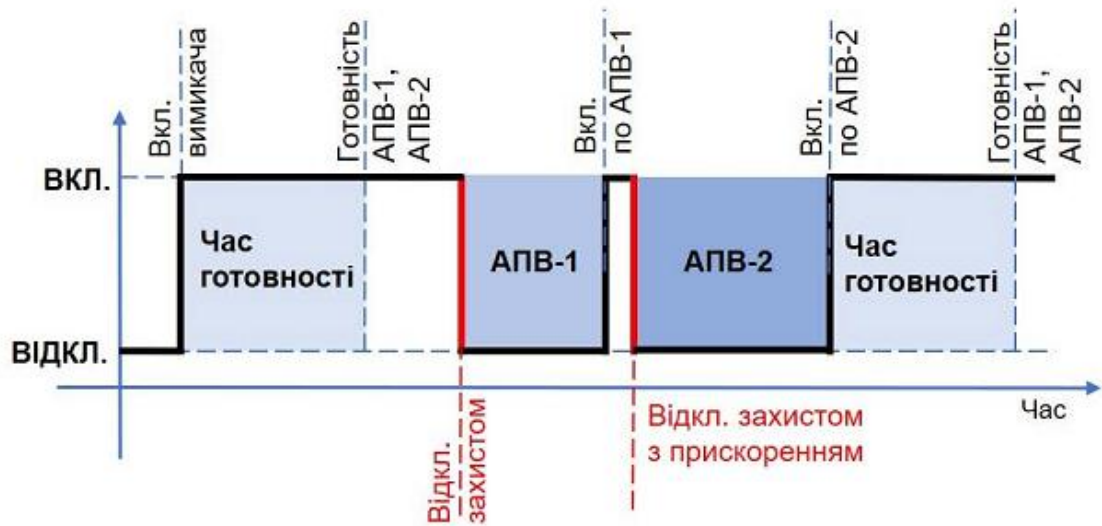


Рисунок 1.16 – Робота циклів АПВ-1 та АПВ-2

Захист за мінімальною напругою

Захист спрямований на захист споживача від тривалого зниження напруги в мережі.

Вимірювання рівня напруги відбувається через кола напруги ТВП 6-10/0,22. Робота може бути налаштована за двома алгоритмами:

- ЗМН з відключенням та блокуванням після зниження напруги,
- ЗМН з АПВ з відключенням вимикача після зниження напруги та повторним включенням після відновлення напруги.

Робота ЗМН

При зниженні рівня напруги нижче встановленого значення рівня відключення починається відлік уставки затримка відключення.

Якщо на протязі відліку рівень напруги мережі залишився нижчим за значення рівня відключення – то відбувається відключення вимикача з блокуванням включення рис.1.17.

При зниженні рівня напруги нижче значення установки рівень відключення починається відлік установки затримка відключення. Якщо на протязі відліку рівень напруги мережі лишається нижчим за значення рівня відключення – то відбувається автоматичне відключення вимикача.

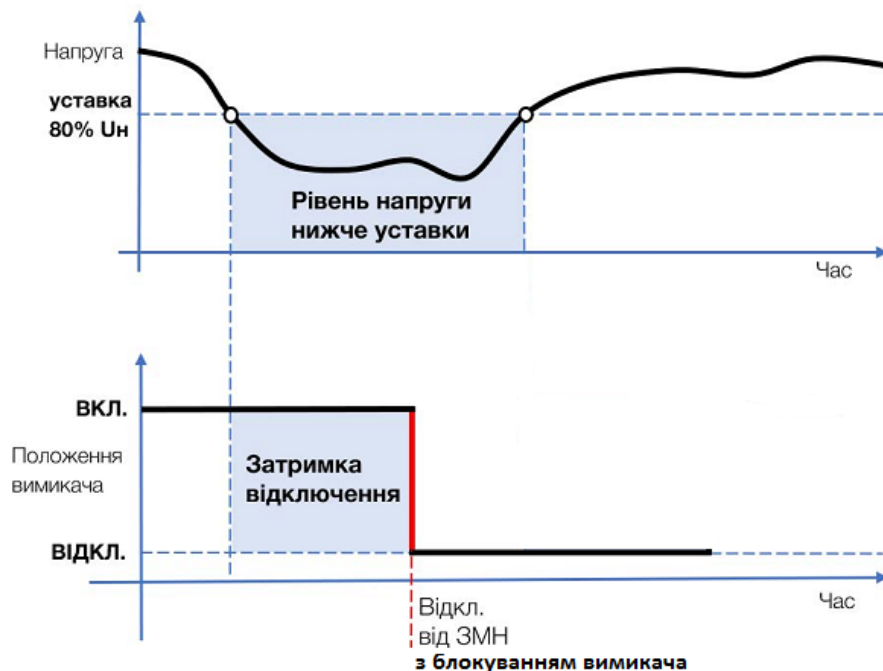


Рисунок 1.17 – Робота ЗМН

Робота ЗМН з АПВ після відновлення напруги

Якщо після відключення вимикача рівень напруги мережі зріс вище значення установки рівень відключення починається відлік установки затримка включення. Якщо на протязі відліку рівень напруги мережі лишився вищим за зазначене рівня відключення – то відбувається автоматичне включення вимикача рис. 1.18.

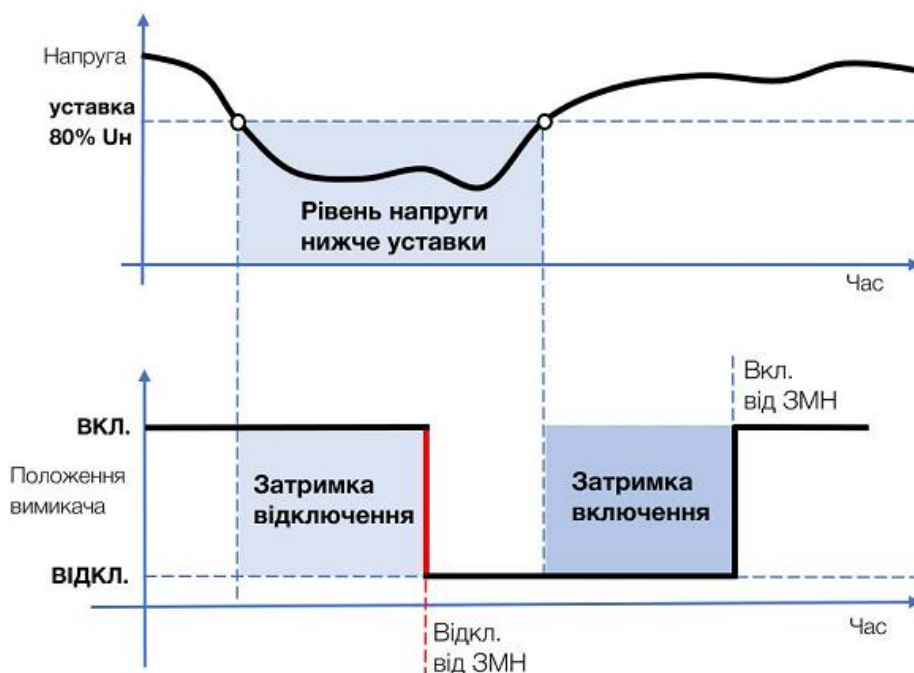


Рисунок 1.18 – Робота ЗМН з АПВ.

	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата

1.6 Розрахунок вибору місць оптимізації розміщення реклоузера

При розробці та оптимізації електричних мереж в виборі оптимального місця розміщення реклоузера потрібно виконати певний алгоритм.

В радіальних електричних мережах 6-10 кВ необхідно сконцентруватися на об'ємі сумарного річного недовідпуску електроенергії на який впливає ряд факторів [7]:

- кількість відключення споживачів;
- час відключення споживачів.

Сумарний річний недовідпуск електроенергії ΔW_{HO} використовується як інтегральний критерій у випадку необхідності підвищення надійності споживачів на фідері в цілому. Метою оптимізації є зменшення цього параметра в цілому.

Схема електричної мережі для розрахунку зображена на рис. 1.19.

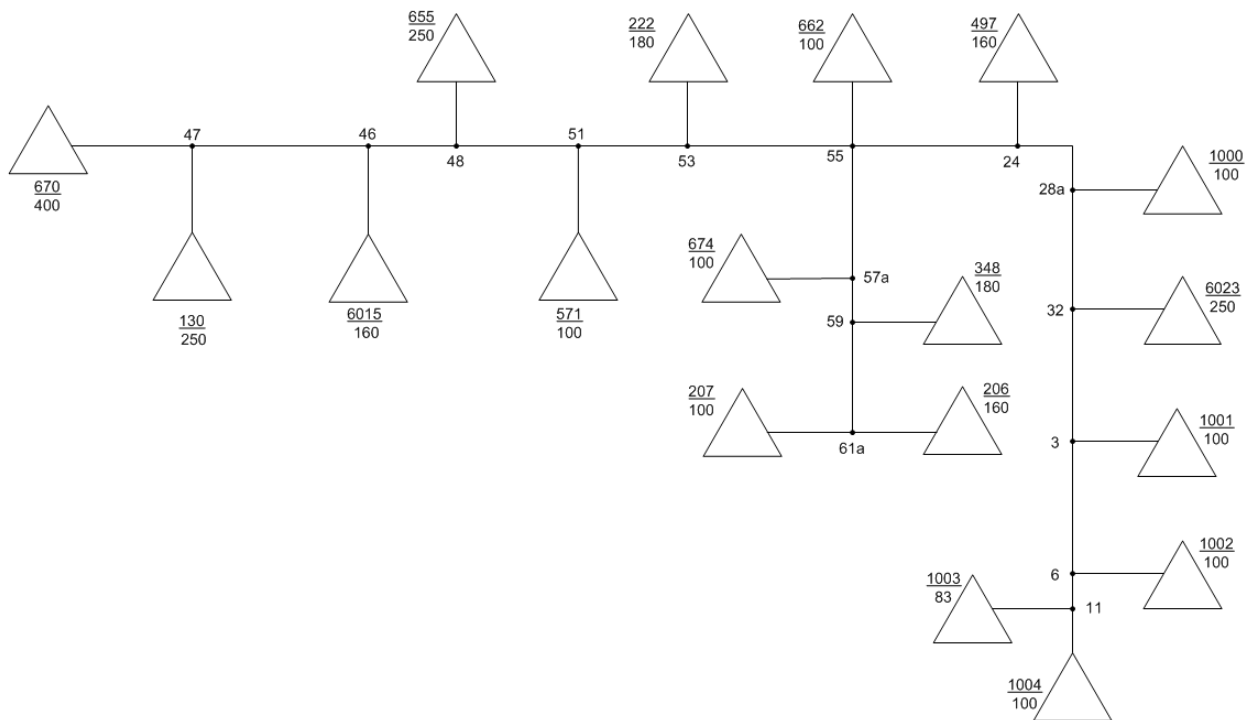


Рисунок 1.19 – Розрахункова схема ПЛ – 6 кВ від ТП-670

Розрахуємо сумарний річний недовідпуск електроенергії без реклоузера за формулою (1.2):

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot S_{НОМ} \cdot \cos \varphi \cdot k_3, \quad (1.2)$$

де ΔW_{HO} - річний недовідпуск електроенергії,

ω_0 – питома частота пошкоджень ПЛ 6-10 кВ, 1/100 км в рік, $\omega_0 = 25$;

T – середній час за який відбувається відновлення одного стійкого ушкодження, $T = 6$ год;

L – загальна довжина фідера та його відпайок, $L = 7,725$ км;

$S_{\text{НОМ}}$ – повна номінальна потужність підстанцій яка знаходиться на цьому фідері, $S_{\text{НОМ}} = 2473$ кВА;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності, $\cos \varphi = 0,92$;

k_3 – коефіцієнт завантаження, $k_3 = 0,95$.

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot 25 \cdot 6 \cdot 2473 \cdot 7,725 \cdot 0,92 \cdot 0,95 = 25045 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}},$$

Визначемо кількість ω_{Π} та тривалість відключення споживача або групи електроприймачів T_{Π} використовуються в якості критерія при адресному підвищенні надійності електрозабезпечення. Оптимізацією є зменшення значень параметрів, які впливають на надійність електрозабезпечення групи електроприймачів.

Параметрами визначаються індивідуально для електроприймачів на ділянці лінії за формулою (1.3), (1.4):

Кількість відключень споживачів в рік, 1/рік;

$$\omega_{\Pi} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L, \quad (1.3)$$

$$\omega_{\Pi} = 0,01 \cdot 25 \cdot 7,725 = 2 \text{ год}^{-1},$$

Тривалість відключення споживачів в рік, год/рік.

$$T_{\Pi} = \omega_{\Pi} \cdot T, \quad (1.4)$$

$$T_{\Pi} = 2 \cdot 6 = 12 \frac{\text{год}}{\text{рік}},$$

Виконаємо розрахунки послідовного секціонування з одностороннім живленням після встановлення реклоузера Р на опорі 24, рис.1.20. Фідер поділений на дві ділянки.

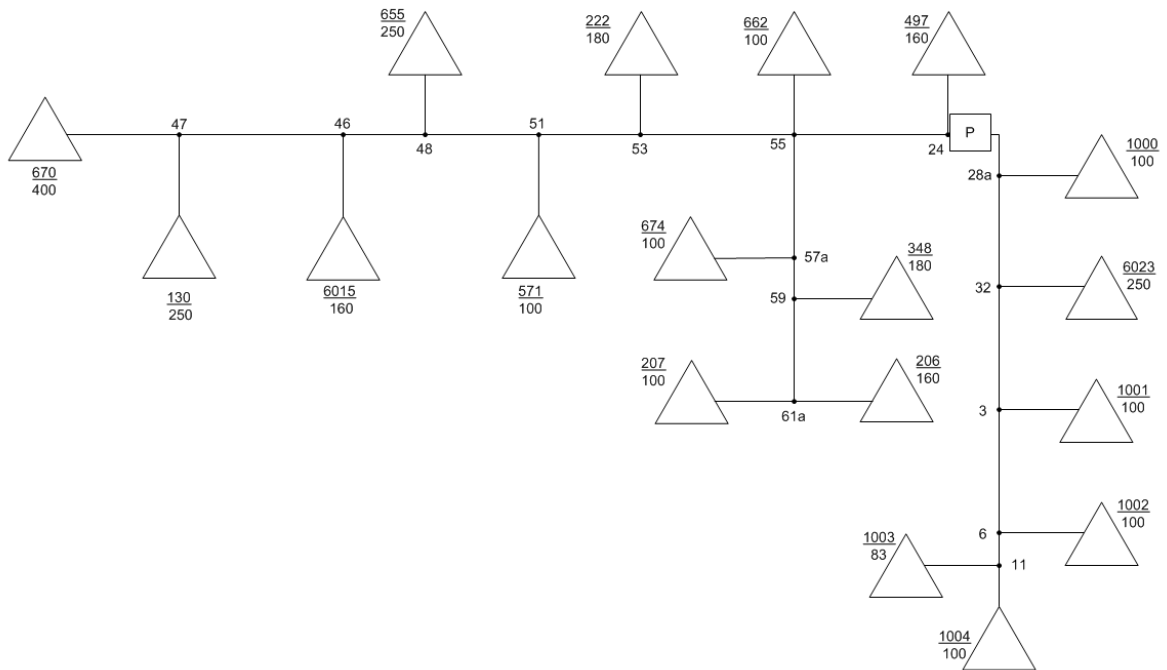


Рисунок 1.20 – Розрахункова схема ПЛ – 6 кВ від ТП-670 з використанням реклоузера (P)

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot (L_1 \cdot S_{НОМ} + L_2 \cdot S_{НОМ2}) \cdot \cos \varphi \cdot k_3,$$

де L_1 – довжина фідера та його відпайок від ТП670 до P, $L_1 = 5,825$ км;

L_2 – довжина фідера та його відпайок від P до ТП1004, $L_2 = 1,9$ км;

$S_{НОМ}$ – повна номінальна потужність підстанцій яка знаходиться на всьому фідері $S_{НОМ} = 2473$ кВА;

$S_{НОМ2}$ – повна номінальна потужність підстанцій яка знаходиться на фідері від P до ТП1004, $S_{НОМ2} = 733$ кВА;

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot 25 \cdot 6 \cdot (5,825 \cdot 2473 + 1,9 \cdot 733) \cdot 0,92 \cdot 0,95 = 20710 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}},$$

Кількість відключень споживачів в рік та тривалість відключень споживачів складає:

$$\omega_{П1} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L_1,$$

$$\omega_{П1} = 0,01 \cdot 25 \cdot 5,825 = 1,5 \text{ год}^{-1},$$

$$T_{П1} = \omega_{П1} \cdot T,$$

$$T_{П1} = 1,5 \cdot 6 = 9 \frac{\text{год}}{\text{рік}},$$

$$\omega_{П2} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (L_1 + L_2),$$

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							27
Кіл.	Лист	Модок	Підпис	Дата			

$$\omega_{П2} = 0,01 \cdot 25 \cdot (5,825 + 1,9) = 2 \text{ год}^{-1},$$

$$T_{П2} = \omega_{П2} \cdot T,$$

$$T_{П2} = 2 \cdot 6 = 12 \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку технічної ефективності варіантів секціонування

Варіант секціонування	Ділянка	Річний недовідпуск ΔW_{HO} , кВт*год/рік	Кількість відключень в рік, $\omega_{П}$, год ⁻¹	Тривалість відключення споживача $T_{П}$, год/рік
Ручне-місцеве	ТП670 до ТП1004	25045	2	12
Послідовне з одностороннім живленням	ТП670 до Р	20710	1,5	9
	Р до ТП1004		2	12

Виконавши розрахунки з реклоузером ми помітили, що річний недовідпуск електроенергії знизився в 1,2 рази. Тривалість та кількість відключень у споживачів які живляться від ділянки фідера від ТП670 до Р знизилась в 1,3 рази, а споживачі які від ділянки фідера Р до ТП1004 на змінилася.

1.6.1 Методи розрахунку показників надійності

Для визначення параметрів, які впливають на надійність необхідні наступні данні:

- 1) наявність в розподільних мережах автоматичних пунктів секціонування;
- 2) наявність в мережах засобів АПВ;
- 3) питома частота пошкоджень ω_0 – значення стійких відключень на 100 км ліній електропередач, на якій планується встановлення реклоузера;

4) середня тривалість відновлення електропостачання T – середня часу, який необхідний на відновлення електропостачання споживачів при одному стійкому ушкодженні;

5) потужність споживачів та середній коефіцієнт завантаження трансформаторних пунктів ТП 6-10/0,4кВ;

6) довжина фідерів та відпайок.

Приблизно 80% пошкоджень ПЛ є нестійкими або самовідновлюються це необхідно для встановлення АПВ. Спрацювання АПВ скорочує кількість відключень на 60%. В навтоматизованих мережах функцію АПВ виконує лінійна ремонтна бригада, яка виконує перше пробне включення фідера при його аварійному відключенні.

1.6.2 Час відновлення електропостачання

Відновлення електропостачання має такі стадії:

1 – від моменту вимкнення ПЛ до початку пошука – час, через який диспетчер отримає сповіщення про пошкодження та віддасть розпорядження лінійній бригаді для пошуку пошкодження ПЛ;

2 – відключення місця пошкодження – перше пробне ввімкнення вимкнення в мережі живлення або ручне повторне ввімкнення та наступні переходи по зоні обхода, ручне перемикання роз'єднувачів QS на ПЛ до моменту виявлення пошкодженої ділянки;

3 – виділення пошкодженої ділянки ПЛ – ввімкнення роз'єднувачів між пошкодженими ділянками та мережевим резервом;

4 – ввімкнення споживачів на непошкоджених ділянках лінії шляхом вводу мережевого резерву;

5 – обхід пошкодженої ділянки та пошук місця пошкодження;

6 – виконання ремонтних робіт в залежності від характеру пошкодження.

1.6.3 Тривалість відновлення електропостачання в аварійному режимі

Час відновлення електропостачання зводиться до часу який потрібний для обходу пошкодженої ділянки та ремонт в місці пошкодження. В зв'язку з тим

						МП 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							29
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

що для оцінки ефективності децентралізованої системи керування в після аварійному режимі необхідний значний об'єм даних, в розширених розрахунках можливо оперувати середніми значенням коефіцієнта впливу децентралізованої системи секціонування на загальну тривалість відновлення електропостачання, $k_{BB} = 0,6$ для 40% часу виконання ремонтних робіт формула(1.5) матиме вигляд:

$$\Delta W''_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot (L_1 \cdot S_{НОМ} + L_2 \cdot S_{НОМ2}) \cdot k_{BB} \cdot \cos \varphi \cdot k_3, \quad (1.5)$$

$$\begin{aligned} \Delta W''_{HO} &= 0,01 \cdot 25 \cdot 6 \cdot (5,825 \cdot 2473 + 1,9 \cdot 733) \cdot 0,6 \cdot \\ &\cdot 0,92 \cdot 0,95 = 12426 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}, \end{aligned}$$

Кількість відключень споживачів в рік та тривалість відключень споживачів складе:

$$\omega''_{П1} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L_1,$$

$$\omega''_{П1} = 0,01 \cdot 25 \cdot 5,825 = 1,5 \text{ год}^{-1},$$

$$T''_{П1} = \omega''_{П1} \cdot T \cdot k_{BB},$$

$$T''_{П1} = 1,5 \cdot 6 \cdot 0,6 = 5,4 \frac{\text{год}}{\text{рік}},$$

$$\omega''_{П2} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (L_1 + L_2),$$

$$\omega''_{П2} = 0,01 \cdot 25 \cdot (5,825 + 1,9) = 1,9 \text{ год}^{-1},$$

$$T''_{П2} = \omega''_{П2} \cdot T \cdot k_{BB},$$

$$T''_{П2} = 1,9 \cdot 6 \cdot 0,6 = 6,8 \frac{\text{год}}{\text{рік}}.$$

Порівняємо між розрахунковими та базовими варіантами відношення параметрів які впливають на надійність за формулою (1.6), (1.7), (1.8).

$$\Delta W_{\text{від}} = \frac{\Delta W_B - \Delta W_P}{\Delta W_B} 100\% = \frac{25045 - 12426}{25045} 100 = 50,4\%, \quad (1.6)$$

$$\omega_{\text{П1від}} = \frac{\omega_{\text{П1Б}} - \omega_{\text{П1Р}}}{\omega_{\text{П1Б}}} \cdot 100\% = \frac{2 - 1,5}{2} 100 = 25\%, \quad (1.7)$$

$$T_{\text{П1від}} = \frac{T_{\text{П1Б}} - T_{\text{П1Р}}}{T_{\text{П1Б}}} 100\% = \frac{12 - 5,4}{12} 100 = 55\%, \quad (1.8)$$

$$\omega_{\text{П2від}} = \frac{\omega_{\text{П2Б}} - \omega_{\text{П2Р}}}{\omega_{\text{П1Б}}} \cdot 100\% = \frac{2 - 1,9}{2} 100 = 5\%,$$

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							30
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

$$T_{\text{П2від}} = \frac{T_{\text{П2Б}} - T_{\text{П2Р}}}{T_{\text{П2Б}}} 100\% = \frac{12 - 6,8}{12} 100 = 43,3\%$$

Таблиця 1.2 – Уточнені результати розрахунку ефективності варіантів секціонування

Варіант секціонування	Ручне-місцеве		Послідовне з одностороннім живленням	
	ТП670 до Р	Р до ТП1004	ТП670 до Р	Р до ТП1004
$\Delta W''_{\text{НО}}$, кВт*год/рік	25045		12426	
$\Delta W_{\text{від}}$, %			50,4	
$\omega''_{\text{П}}$, год ⁻¹	2		1,5	1,9
$\omega_{\text{Пвід}}$, %			25	5
$T''_{\text{П}}$, год/рік	12		5,4	6,8
$T_{\text{П від}}$, %			55	43,3

Виконавши розрахунок річного недовідпуску електроенергії ПЛ-6кВ ми помітили зниження на 50,4%.

1.7 Перевірка за номінальними параметрами

Головною складовою частиною реклоузера є високовольтний вимикач. Для розрахунку виберемо високовольтний комутаційний апарат фірми Sicame Україна типу AR12 на напругу 10кВ та виконаємо його перевірку за такими параметрами:

- номінальна напруга, $U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$;
- номінальний струм, $I_n = 400\text{ А}$;
- номінальний струм відкнення, $I_{\text{н від}} = 12,5\text{ кА}$;
- струм електродинамічної стійкості, $I_{\text{дин}} = 32\text{ кА}$;
- струм термічної стійкості і тривалість його проходження, $(I_{\text{тер}}/t_{\text{тер}}) = 12,5\text{кА}/3\text{с}$;
- час відключення $t_{\text{ВІД}} = 0,04\text{ с}$.

1.7.1 Номінальна напруга

Вакуумний вимикач який знаходиться в комутаційному апараті реклоузера, повинен задовольняти умови (1.9):

$$U_C \leq U_H, \quad (1.9)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

1.7.2 Номінальний струм

Розрахунковий струм, у нормальному режимі, що протікає в мережі повинна виконуватися умова (1.10):

$$I_{\text{РОЗРАХ}} \leq I_H, \quad (1.10)$$

$$I_{\text{РОЗРАХ}} = \frac{S_D}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (1.11)$$

де $I_{\text{РОЗРАХ}}$ – номінальний струм, А;

S_D – потужність споживачів первинної ділянки, $S_D = 733 \text{ кВА}$;

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга мережі, $U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$;

$$I_{\text{РОЗРАХ}} = \frac{733}{\sqrt{3} \cdot 6} = 70,62 \text{ А},$$

$$70,62 \text{ А} \leq 400 \text{ А}.$$

1.7.3 Номінальний струм відключення

Струм короткого замикання, який протікає там де встановлений реклоузера, і повинна виконуватися умова (1.12):

$$I_{\text{КЗ}} \leq I_{\text{Н ВІД}}, \quad (1.12)$$

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (z_0 \cdot l)}, \quad (1.13)$$

де $I_{\text{КЗ}}$ – струм короткого замикання, кА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга мережі, $U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$;

z_0 – питомий опір 1 км повітряної лінії, $z_0 = 0,5784 \text{ Ом/км}$;

l – довжина повітряної лінії, $l = 1,9 \text{ км}$;

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot (0,5784 \cdot 1,9)} = 3,16 \text{ кА},$$

$$3,16 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}.$$

1.7.4 Струм електродинамічної стійкості

Повинна виконуватись умова струму електродинамічної стійкості (1.14):

$$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}, \quad (1.14)$$

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							32
Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата			

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{кз}, \quad (1.15)$$

де $I_{уд}$ – ударний струм, кА;

$I_{кз}$ – струм короткого замикання, $I_{кз} = 3,16$ кА;

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,16 = 7,17 \text{ кА},$$

$$7,17 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

1.7.5 Струм термічної стійкості та тривалість його проходження

Повинна виконуватись умова відповідно до значень інтегралу Джоуля (1.16):

$$B_K \leq I_{TEP}/t_{TEP}, \quad (1.16)$$

$$B_K = I_{кз}^2 \cdot (t + T_a), \quad (1.17)$$

де B_K – інтеграл Джоуля, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$I_{кз}$ – струм короткого замикання, $I_{кз} = 3,16$ кА;

t – час відключення вимикача, $t = 0,04$ с;

T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової, с.

$$T_a = t + 0,01 = 0,04 + 0,01 = 0,05 \text{ с},$$

$$B_K = 3,16^2 \cdot (0,04 + 0,05) = 0,899 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$0,899 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РОЗДІЛ 2 НАУКОВО – ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Дослідження за допомогою моделювання

Для дослідження певних процесів, об'єктів, явищ та аналізу використовується моделювання. Щоб не робити великі економічні затрати та проводити експерименти над певними моделями користуються імітаційним математичним моделюванням MATLAB/Simulink.

За допомогою моделювання програми Simulink яка є додатком до пакету MATLAB є можливість удосконалювати проекти, імітувати динамічні системи, досліджувати роботоздатність систем та будувати графічні блок – схеми. Simulink дає можливість створювати моделі з блоків які знаходяться в її бібліотеці та здійснювати розрахунки. Доступ до інших функцій MATLAB відкритим та може використовуватися в Simulink.

Для різних областей застосування є додаткові бібліотеки (наприклад, Digital Signal Processing Blockset – набір блоків для розробки цифрових пристроїв, Power System Blockset – моделювання електротехнічних пристроїв, та ін.). Є можливість створювати власні бібліотечні блоки, модернізувати їх та створювати нові за допомогою підпрограм, які написані на мові C++, Ada, Fortran та MATLAB.

При моделюванні користувач може вибрати спосіб модельного часу (з змінним або фіксованим кроком), та вибрати метод розв'язку диференційних рівнянь. Під час моделювання є можливість спостерігати за процесом роботи моделі за допомогою пристроїв які входять в бібліотеку Simulink. При завершенні роботи процесу моделювання ми можемо бачити результати у вигляді таблиць або графіків [8, 9, 10].

2.2 Налаштування програми

Робота розпочинається з налаштування параметрів розрахунків програми. Налаштування потрібно вносити в панелі керування меню Simulation внести

					MP 5.8.141.321 ПЗ			
<i>Ізм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>	Модернізація розподільних мереж з використанням реклоузерів	<i>Арк</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розробив</i>		Шумицький С.М.						
<i>Перевірів.</i>		Василега П.О.					34	9
<i>Реценз.</i>						СумДУ ЕТ.мз-11с		
<i>Н. Контр.</i>		Никифоров М. А						
<i>Затверд.</i>		Лебединський І						

параметри в Configuration Parameters в Commonly Used Parameters

Рисунок 2.1:

- час початку та закінчення процесу моделювання режиму, секунд (Start time та Stop time);
- величина кроку дискретизації – змінний (Variable step) або фіксований крок (Fixed step);
- математичний метод розрахунку режимів роботи моделі;
- відносна та абсолютна похибки (Relative та Absolute tolerance).

Variable step, цей режим дає змогу автоматично збільшити крок дискретизації або зменшити його в залежності від швидкості зміни функції, тому що він є більш точним [8, 9, 10].

Fixed step фіксований крок потрібне лише для вузького кола задач, наприклад при необхідності знаходження значень параметру через фіксовані інтервали часу.

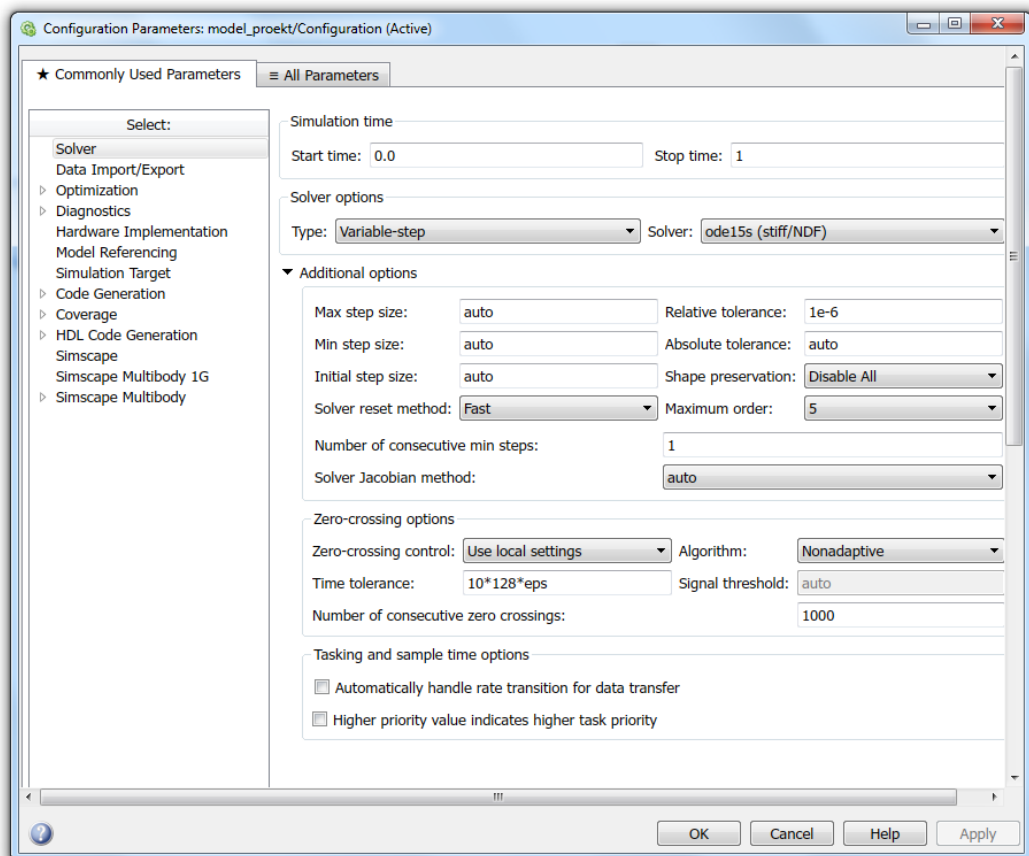


Рисунок 2.1 – Вікно налаштування параметрів Configuration Parameters

Для розрахунку режимів роботи моделі можна обрати один з наступних математичних методів:

- ode45 – однокроковий явний метод Рунге-Кутта 4-го та 5-го порядків;
- ode23 – однокроковий явний метод Рунге-Кутта 2-го та 3-го порядків;
- ode23tb – використання неявного методу Рунге-Кутта на початку розв'язку та зворотне диференціювання другого порядку потім.
- ode113 – багатокроковий метод Адамса-Башворта-Мултона змінного порядку;
- ode23s – однокроковий метод, який використовує модифіковану формулу Розенброка другого порядку;
- ode15s – багатокроковий метод змінного порядку (від 1 до 5), що використовує формули чисельного диференціювання;
- ode23t – метод трапецій з інтерполяцією;

Методи ode15s, ode23tb, ode23t, використовуються для розв'язку систем диференціальних рівнянь з жорсткими обмеженнями (при наявності в моделях нелінійних елементів, наприклад, ключів, діодів, транзисторів тощо).

2.3 Моделювання короткого замикання на повітряній лінії електропередач

Для моделювання дослідження процесу к.з. на ПЛ 6кВ електропередач було побудовано модель, яка зображена на рис. 2.2. Вона складається з блока джерела живлення Three-Phase Source, ділянок ПЛ - 6кВ довжинами 8 км 5 км та відгалуження довжиною 3 км.. Вимірювальних пристроїв виконаних блоком Three-PhaseV-I Measurement та блоки виведення інформації Scope. Трансформатори Three-Phase Transformer. Блоки в яких є можливість виконати умови к.з. Blok_k.z., Споживач електричної енергії блок Three-Phase Series RLC Load.

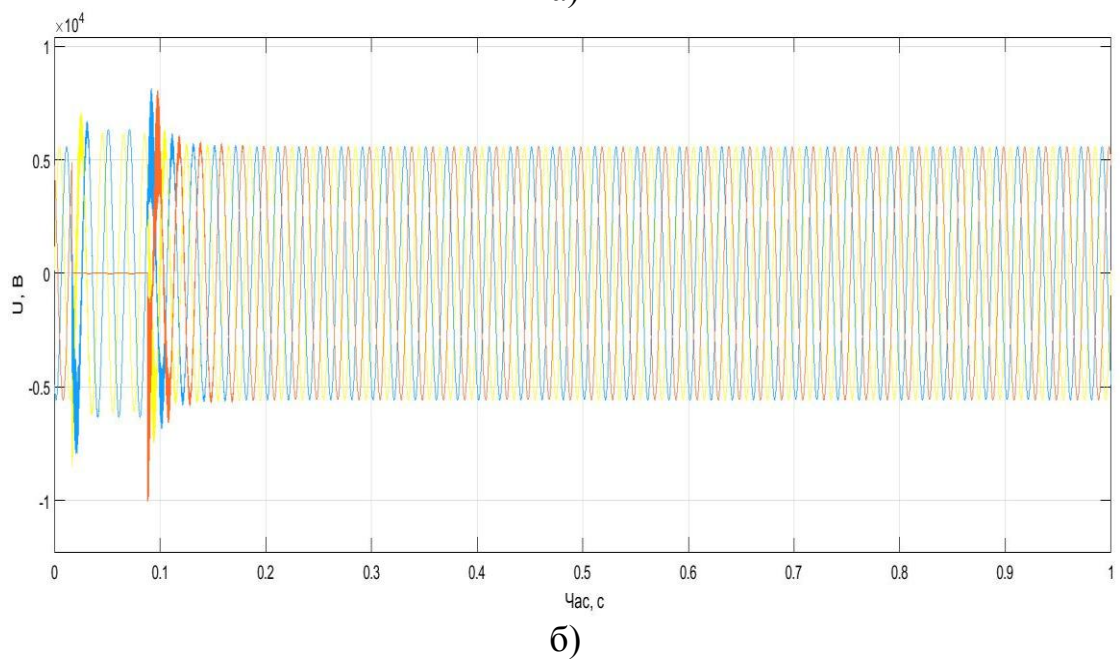
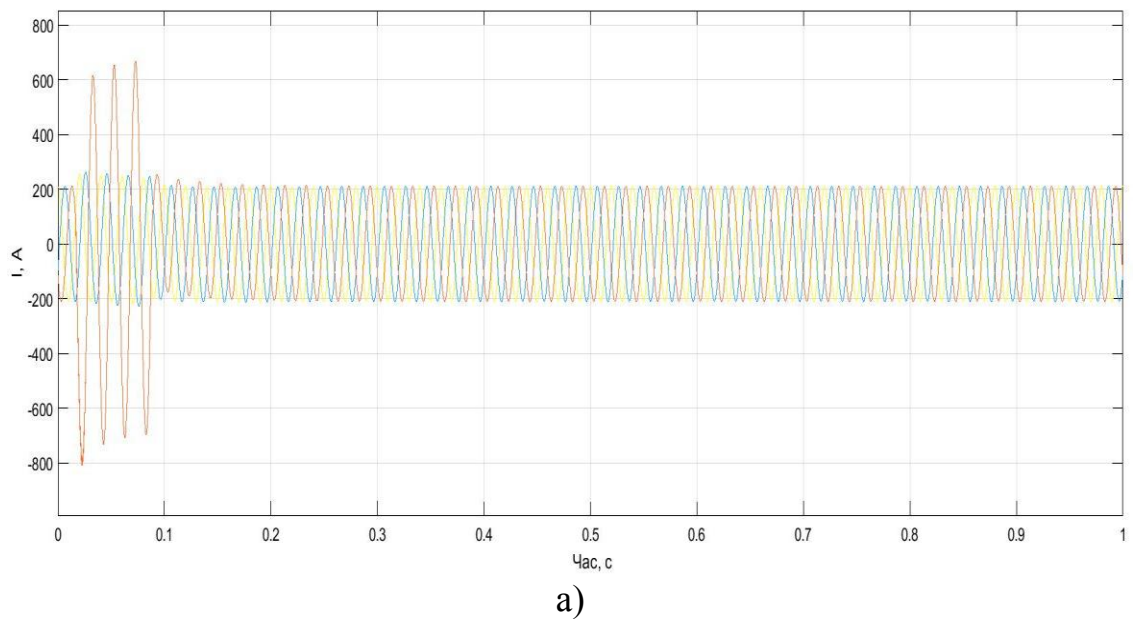
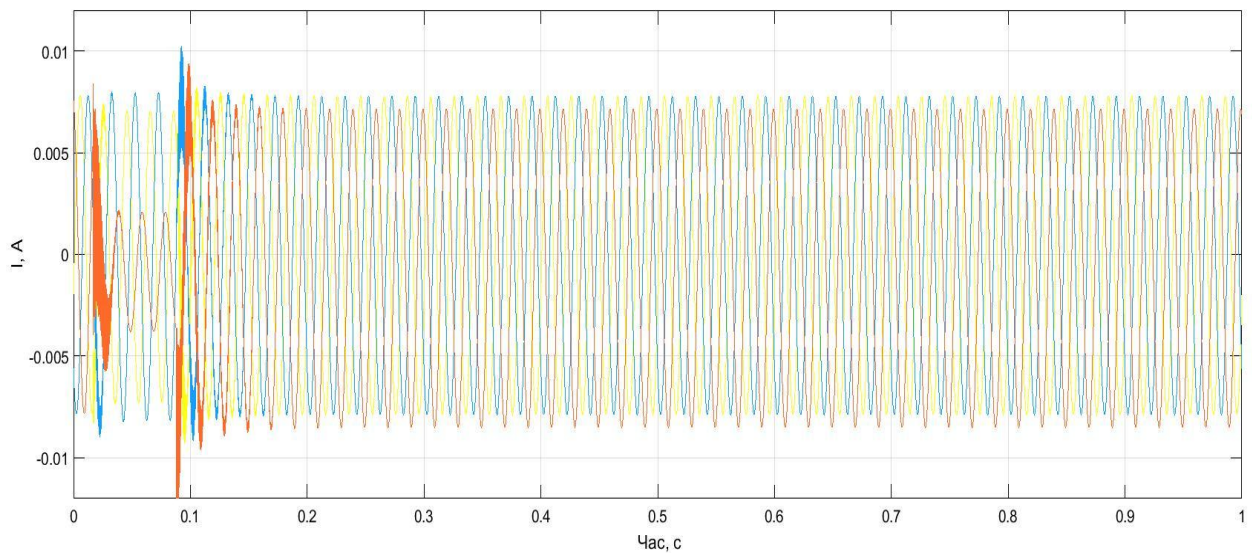


Рисунок 2.3 – Зміна струму з часом (а), зміна напруги з часом (б) при КЗ фази С на землю Blok_k.z._2

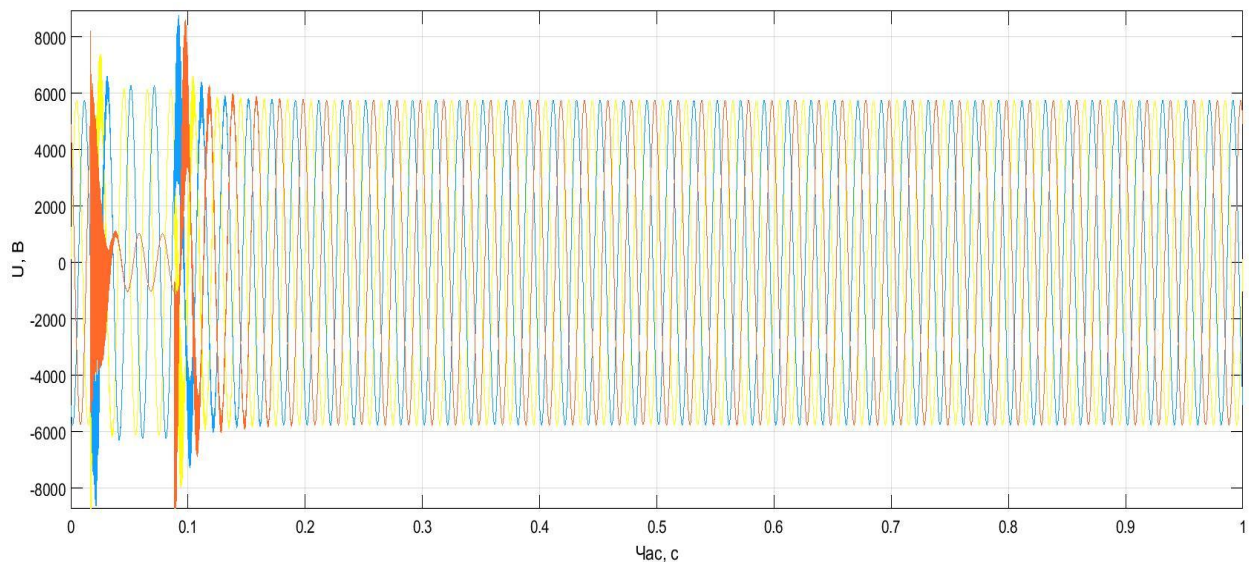
Коментар до рисунку 2.3, показники вимірювального пристрою 2:

а) На графіку КЗ фази С на землю яке виникло на блоці Blok_k.z._2, на блоці Blok_k.z._1 відсутнє КЗ. Ми спостерігаємо зміну струму з часом, різке підвищення струму на фазі С де виникло КЗ.

б) На графіку КЗ фази С на землю яке виникло на блоці Blok_k.z._2, на блоці Blok_k.z._1 відсутнє КЗ. Ми спостерігаємо падіння напруги на фазі С де було КЗ до нуля в той момент часу коли було КЗ.



а)



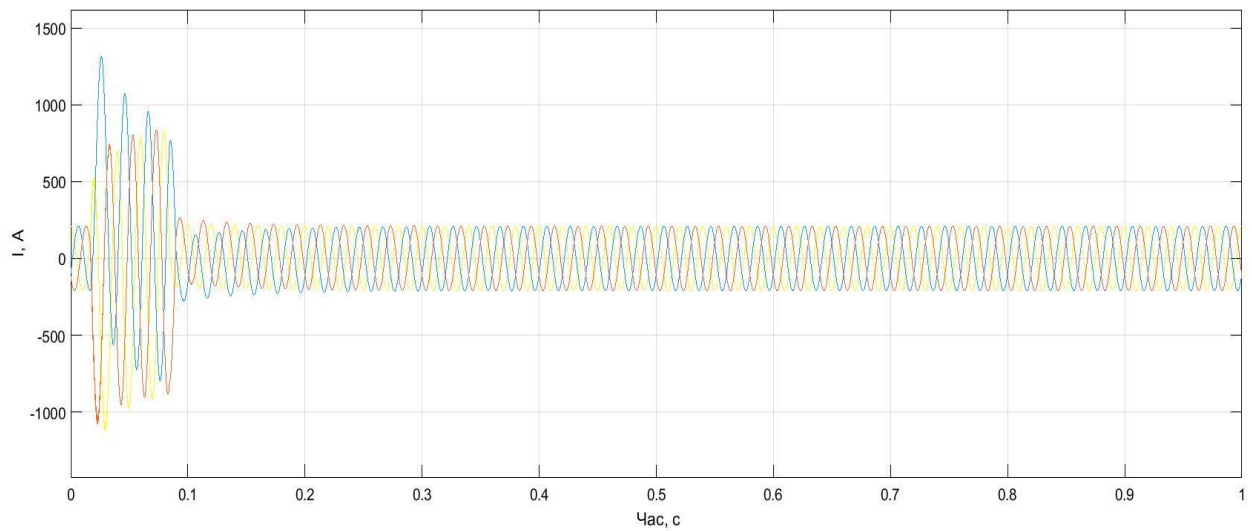
б)

Рисунок 2.4 – Зміна струму з часом (а), зміна напруги з часом (б)

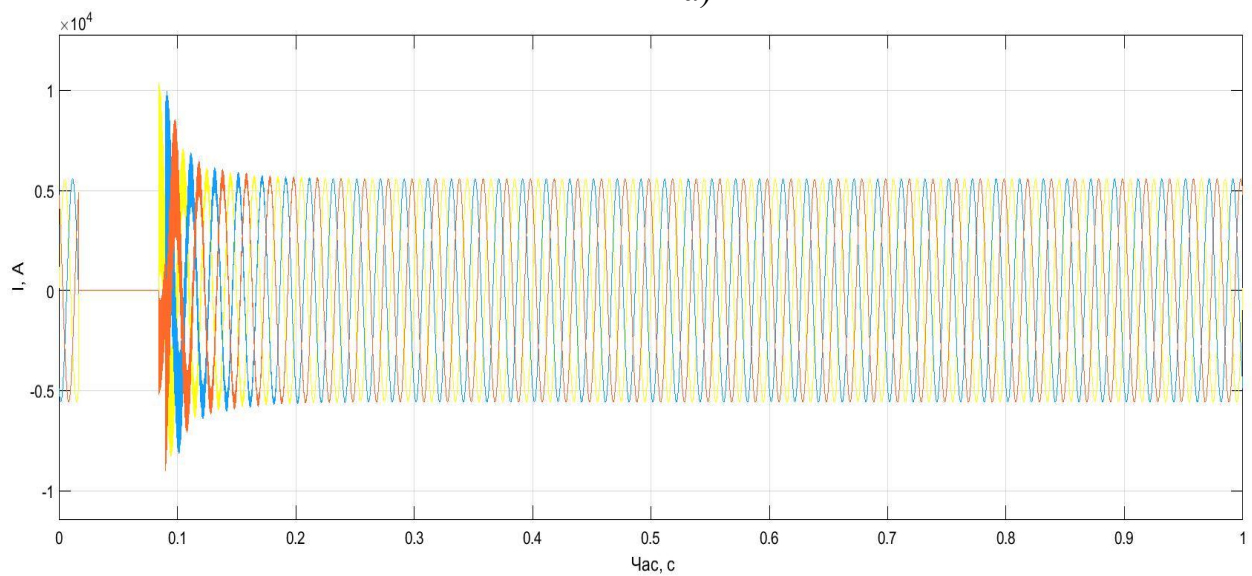
Коментар до рисунку 2.4, показники вимірювального пристрою 1:

Однофазне КЗ фази С на землю яке виникло на блоці Влок_k.z._2, на блоці Влок_k.z._1 відсутнє КЗ. Це призвело до падіння струму(а) та напруги (б) на ділянці ПЛ, що йде до ТП-2.

Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата	



а)



б)

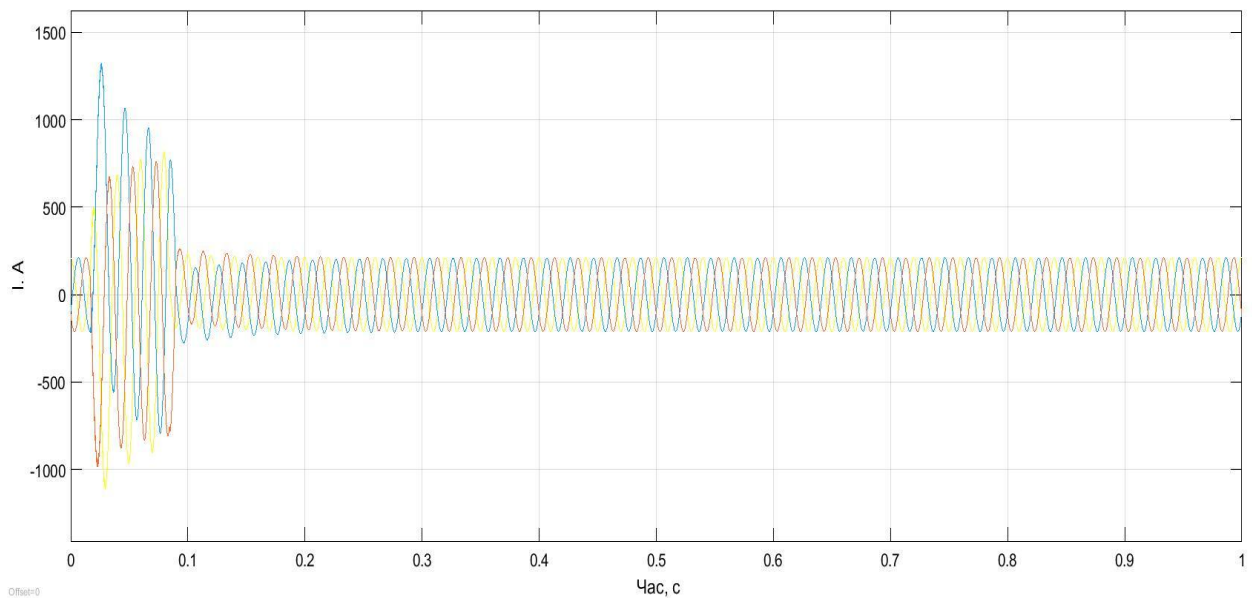
Рисунок 2.5 – Зміна струму з часом (а), зміна напруги з часом (б) при КЗ між фазами АВС на блоці Blok_k.z._2

Коментар до рисунку 2.5, показники вимірювального пристрою 2:

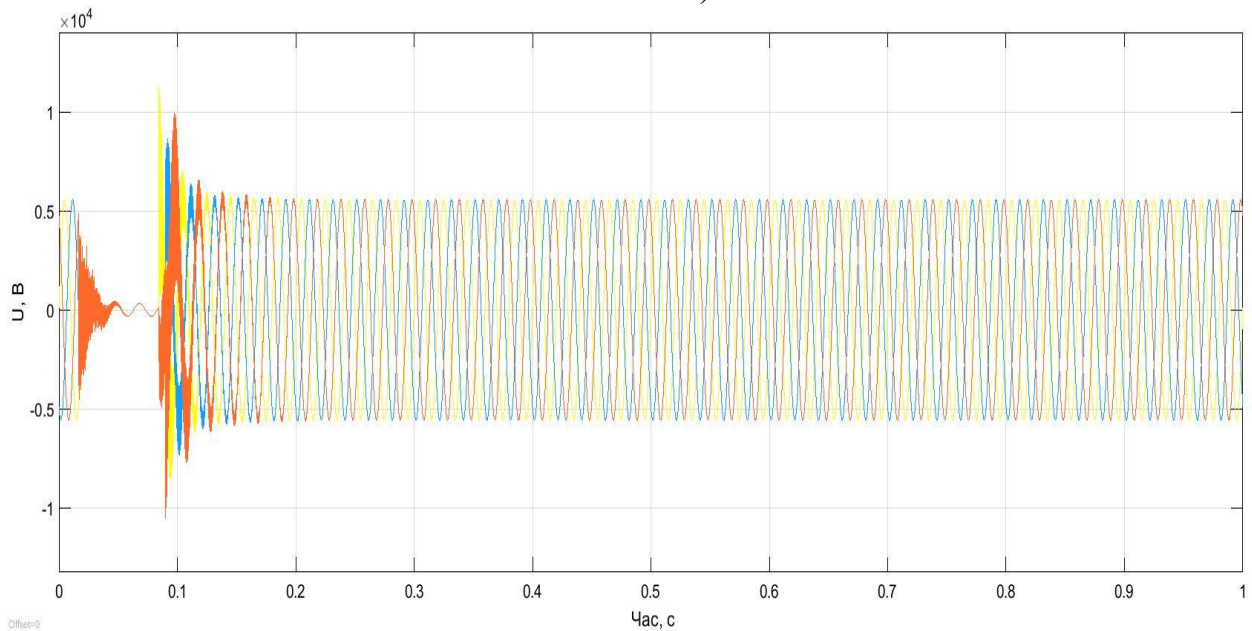
а) На графіку КЗ між фазами АВС яке виникло на блоці Blok_k.z._2, на блоці Blok_k.z._1 відсутнє КЗ. Ми спостерігаємо зміну струму з часом, різке підвищення струму на всіх фазах де виникло КЗ.

б) На графіку КЗ між фазами АВС яке виникло на блоці Blok_k.z._2, на блоці Blok_k.z._1 відсутнє КЗ. Ми спостерігаємо падіння напруги до нуля.

Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата	



а)



б)

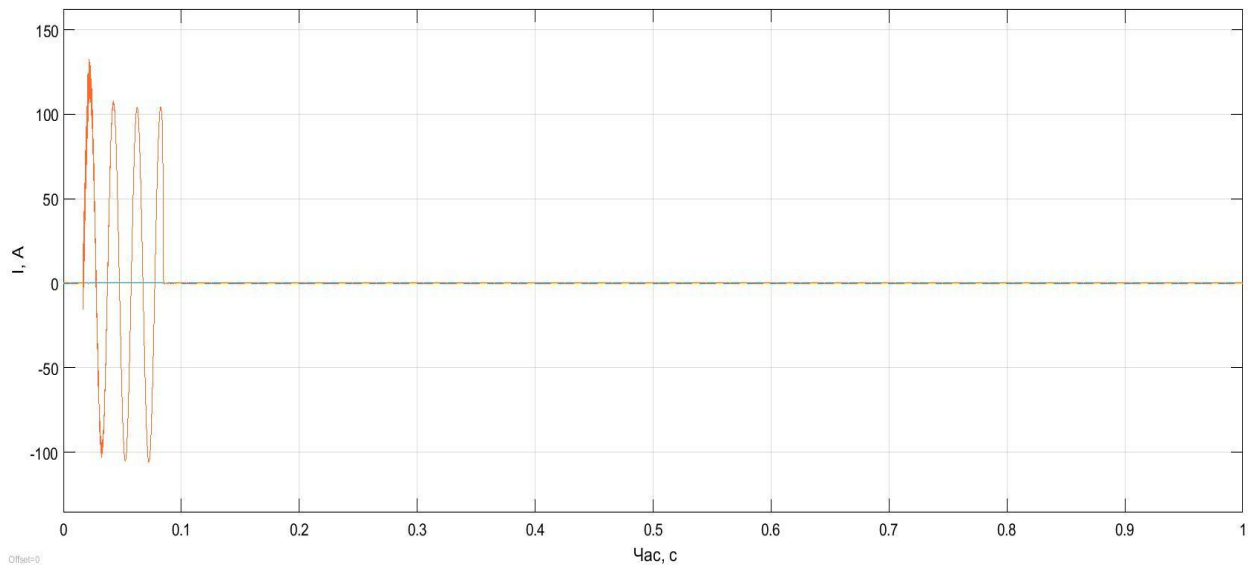
Рисунок 2.6 – Зміна струму з часом (а), зміна напруги з часом (б) при КЗ між фазами АВС на блоці Blok_k.z._2, та між фазою С та землею на блоці Blok_k.z._1

Коментар до рисунку 2.6, показники вимірювального пристрою 1:

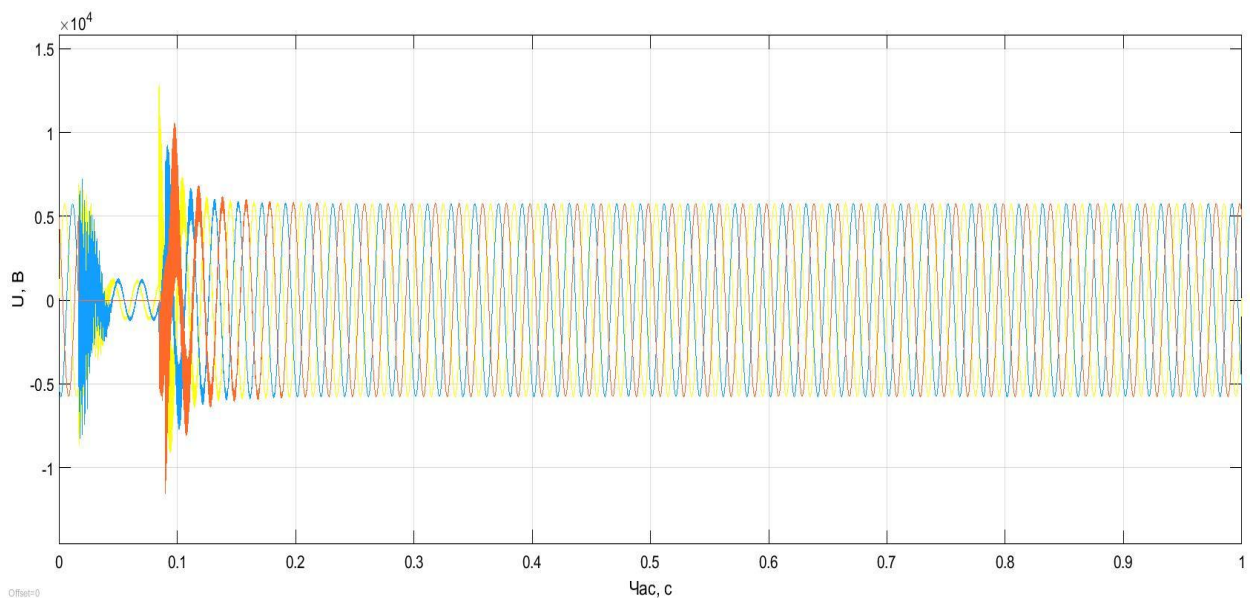
а) На графіку КЗ між фазами АВС яке виникло на блоці Blok_k.z._2, на блоці Blok_k.z._1 відсутнє КЗ. Ми спостерігаємо зміну струму з часом, різке підвищення струму на всіх фазах де виникло КЗ.

б) На графіку КЗ між фазами АВС яке виникло на блоці Blok_k.z._2 на блоці Blok_k.z._1 відсутнє КЗ. Ми спостерігаємо падіння напруги до нуля потім різке зростання.

Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата	



а)



б)

Рисунок 2.7 – Зміна струму з часом (а), зміна напруги з часом (б) при КЗ між фазами АВС на блоці Blok_k.z._2, та між фазою С та землею на блоці Blok_k.z._1

Коментар до рисунку 2.7, показники вимірювального пристрою 1:

а) На графіку КЗ між фазами АВС яке виникло на блоці Blok_k.z._2, на блоці Blok_k.z._1 КЗ між фазою С та землею. Ми спостерігаємо різке збільшення струму фази С на якій фазі відбувається більше КЗ.

б) На графіку КЗ між фазами АВС яке виникло на блоці Blok_k.z._2, на блоці Blok_k.z._1 КЗ між фазою С та землею. Ми спостерігаємо різке падіння напруги, а на фазі С майже рівна нулю.

РОЗДІЛ 3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок коефіцієнта окупності реклоузера

В економічній частині було проведено розрахунок використання одного реклоузера на лінії ПЛ – 6 кВ, частина якої проходить по лісовим масивам, при падінні гілок на ПЛ призводить до КЗ на лінії або обриву проводів. На даному фідері 17 ТП потужність яких складає 2,473 МВа, від них живиться 100 побутових споживачів.

Ця ПЛ відключалася 25 разів в зв'язку падінням гілок дерев. Так як при кожному аварійному відключенню даної лінії необхідно виконати позаплановий огляд. Для позапланового огляду необхідно 2 електромонтери та бригадний автомобіль для доставки персоналу до об'єкта. Відповідно до «Норм часу на ремонт та технічне обслуговування електричних мереж» [11].

Кошторисний розрахунок на позачерговий огляд ПЛ без реклоузера за формулою (3.1):

$$K_{OG} = L \cdot n \cdot t_M \cdot N \cdot k_E + L \cdot (n \cdot t_M \cdot k_M + n \cdot t_D \cdot k_D) \quad (3.1)$$

де $t_E = 0,9$ люд/год, на 1 км лінії;

$t_{II} = 0,5$ маш/год, на переїзд персоналу;

$t_M = 1$ люд/год, видача розпорядження майстром;

$t_D = 1$ люд/год, реєстрація розпорядження – диспетчером;

n – кількість персоналу;

N – кількість відключень за рік, $N=25$;

L - довжина ПЛ, $L = 7,725$ км;

k_E – вартість 1 год електромонтер 3 розряду, $k_E = 76,62$ грн/год;

k_M – вартість 1 год майстра, $k_M = 85,20$ грн/год;

k_D – вартість 1 год диспетчера, $k_D = 89,50$ грн/год;

Затрати складають:

$$K_{OG} = 7,725 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 25 \cdot 76,62 + 25 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 85,20 + 1 \cdot 1 \cdot 89,50) = 31002,53 \text{ грн}$$

					MP 5.8.141.321 ПЗ			
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дат				
Розробив		Шумицький С.М.			Економічна частина	Арк	Аркуш	Аркушів
Перевірів.		Василега П. О.					43	2
Реценз.		Маценко О.М.				СумДУ ЕТ.мз-11с		
Н. Контр.		Никифоров М. А						
Затверд.		Лебединський І						

Кошторисну вартість транспорту, розрахуємо за формулами (3.2), (3.3):

$$B = N \cdot (a \cdot l / 100) \cdot k_{II} \quad (3.2)$$

де k_{II} – вартість палива, $k_{II} = 50,00$ грн;

l – середня відстань проїзду автомобіля туди і назад, $l = 30$ км;

a – витрати палива автомобілем на 100 км, $a = 15$ л;

N_{no} – кількість поїздок, $N_{no} = 25$.

Витрати на паливо будуть:

$$B = 25 \cdot (15 \cdot 30/100) \cdot 50 = 5625,00 \text{ грн}$$

Витрати на роботу автотранспорту

$$B_{авто} = n \cdot k_B \cdot t \cdot N_{no} \quad (3.3)$$

де k_B – вартість 1 год. водія, $k_B = 78,90$ грн/год;

t – час роботи автотранспорту, $t = 8$ год;

$$B_{авто} = 1 \cdot 78,90 \cdot 8 \cdot 25 = 15780,00 \text{ грн}$$

Загальні витрати автотранспорту (3.4):

$$B_{заг} = B + B_{авто} \quad (3.4)$$

$$B_{заг} = 5625,00 + 15780,00 = 21405,00 \text{ грн}$$

Відповідно до формули (1.2) недовідпуск електроенергії без реклоузера складає $\Delta W_{HO} = 25045$ кВт · год/рік.

Кошторис недовідпуску електроенергії за формулою (3.5):

$$K_H = \Delta W_{HO} \cdot 1,68 \text{ грн/кВт} \quad (3.5)$$

$$K_H = 25045 \cdot 1,68 = 42075,60 \text{ грн}$$

При вартості обладнання реклоузера 500000 грн, економічна окупність впровадження буде розраховане за формулою (3.6):

$$E = Ц_P / (K_H + B_{заг} + K_{ог}) \quad (3.6)$$

$$E = 500000 / (42075,60 + 21405,00 + 31002,53) = 5,3 \text{ рік}$$

Одже після розрахунків реклоузер окупиться через 5 років та 3 місяці.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Охорона праці персоналу на трансформаторній підстанції

При виконанні робіт в ТП працівники повинні виконувати Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС), Правила улаштування електроустановок (ПУЕ), Правила технічної експлуатації електроустановок (ПТЕЕ) [12, 13, 14].

При обслуговуванні ТП можуть виникати шкідливі фактори:

- розташування робочого місця на висоті більше 1,3 м;
- машини та механізми, які рухаються, піднімають обладнання та переміщуються;
- при роботі в темний час недостатнє освітлення;
- підвищене значення напруги в електромережі, при доторканні до струмопровідних частин через тіло людини може виникнути замикання;
- загазованість повітря при пожежі робочої зони;
- ожеледиця;
- хімічно небезпечні та шкідливі речовини при пайці, фарбуванні та зварюванні;
- висока або низька температура;
- відкриті колодязі на території;
- падіння предметів з висоти.

Працівник зобов'язаний:

- дбати про свою безпеку та безпеку оточуючих під час виконання робіт;
- виконувати та знати вимоги нормативно - правових актів з охорони праці, правила поведінки з механізмами , машинами устаткуванням;
- проходити у встановленому законодавстві порядку попередній та періодичний медичний огляд.

					MP 5.8.141.321 ПЗ			
<i>Ізм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>	Охорона праці	<i>Арк</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>РозробивР</i>		<i>Шумицький С.М.</i>						
<i>Перевірів.</i>		<i>Василега П.О.</i>					45	8
<i>Реценз.</i>						СумДУ ЕТ.мз-11с		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А</i>						
<i>Затверд.З</i>		<i>Лебединський І</i>						

Якщо було помічено несправність обладнання, приладів та інструментів, що створюють небезпеку для працівників та оточуючих, необхідно повідомити своєму керівнику, та не починати роботу без його дозволу.

4.2 Вимоги безпеки перед початком роботи в ТП

Перед початком роботи в приміщенні ТП, необхідно оглянути своє робоче місце і підготувати його до роботи.

- прибрати зайві предмети та деталі;
- звільнити прохід;
- зробити місце освітлення таким щоб робоча зона була досить освітленою і не засліплювало світло очі.

За призначенням працівника, який видає наряд або розпорядження, персонал по ремонту ТП може виконувати роботу в якості допускатч, керівника робіт, члена бригади.

Допускач в електроустановках понад 1000 В, повинен мати групу з електробезпеки IV, а в електроустановках до 1000 В – групу з електробезпеки III.

Керівник робіт електроустановках понад 1000 В, повинен мати групу з електробезпеки IV, а в електроустановках до 1000 В – групу з електробезпеки III.

Якщо роботи виконуються за розпорядженням то керівник робіт повинен мати групу з електробезпеки III.

Керівник робіт коли поєднує обов'язки допускатча, він повинен виконувати підготовку робочого місця з одним з членів бригади який має групу III.

Перевірку відсутності напруги в електроустановках до 1000 В повинен виконувати член бригад из групою III, а понад 1000 В – з групою IV.

4.3 Заходи безпечного виконання робіт

При підготовці робочого місця необхідно виконати організаційні та технічні заходи.

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							46
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

Організаційні заходи.

Робота в електроустановках діляться на ті, що виконуються: за нарядом-допуском, за розпорядженням, в порядку поточної експлуатації.

- затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядом-допуском, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, відповідальних за безпечне виконання робіт;
- оформлення робіт нарядом-допуском, розпорядженням або затвердженням переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв в роботі та її закінчення.

Технічні заходи.

Для підготовки робочого місця до роботи, при знятті напруги, необхідно виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що перешкоджають помилковому або самовільному ввімкненню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, які слід заземлити для захисту людей від ураження електричним струмом;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- за необхідності обгородити, робоче місце або струмопровідні частини, що залишилися під напругою, та вивісити плакати безпеки.

Роботи в електроустановках поділяються:

- роботи зі зняттям напруги;
- роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах та поблизу них;

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							47
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

- роботи без зняття напруги віддалік від струмопровідних частин, що перебувають під напругою.

У випадку одночасної роботи в електроустановках напругою до та понад 1000 В, категорії робіт визначаються як для установок понад 1000 В.

Огляд обладнання в ТП дозволяється проводити без відключення електропостачання за умови виконання вимог відстані до струмопровідних частин що перебувають під напругою згідно таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Відстань до струмопровідних частин що перебувають під напругою

Напруга, кВ	Відстань від людини огорожі та інструментів, не менше, м	Відстань від механізмів, не менше, м
До 1 кВ	До дотику	1,0
6-35	0,6	1,0
110	1,0	1,5
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5

Огляд обладнання вище 1000В ТП 10/0,4кВ дозволяється проводити тільки тоді, коли відключені та заземлені усі струмопровідні частини 0,4 кВ та 10 кВ, що підлягають огляду.

Забороняється під час огляду виконувати будь які роботи.

При перемиканнях необхідно дотримуватися послідовності дій встановлених бланком перемикань.

При виникненні сумнівів у відносності та безпеці під час проведення операцій, перемикання повинні бути припинені, послідовність операцій перевірена та у випадку необхідності одержано від чергового диспетчера роз'яснення на перемикання.

При роботі в ТП необхідно користуватися основними засобами захисту які торкаються до струмопровідних частин, що знаходяться під напругою, та допоміжні - застосовуються сумісно з основними.

Перед початком роботи необхідно перевірити справність та цілісність засобів захисту які будуть використовуватися на даному робочому місці.

- на відсутність зовнішніх пошкоджень проколів, тріщин, сторонніх пошкоджень, цілісність окулярів;
- інструмент повинен бути чистим, без пошкоджень;
- цілісність та міцність з'єднувальних частин, деталей, вузлів, кріплень запобіжного пояса;
- перевірити на справність карабін запобіжного поясу, наявність стопорного пристосування на страхувальному канаті;
- дату наступного випробування.

Засоби захисту повинні в приміщенні спеціально відведених місцях вони повинні бути сухими та чистими, та щоб не було на них впливу шкідливих факторів.

При виявленні на приладах захисту, інструменті, дефектів або простроченої дати випробування необхідно видалити з використання та повідомити керівника робіт.

При виконанні роботи на висоті більше 1,3м від поверхні, на приставці або драбині необхідно користуватися запобіжним поясом.

4.4 Заходи при завершенні роботи в ТП

Після повного закінчення роботи необхідно:

- привести в порядок робоче місце,
- прибрати інструмент, прилади та засоби захисту,
- оглянути обладнання та внести до журналу дефектів,
- доповісти керівнику робіт про закінчення роботи.

Переносні заземлення необхідно спочатку зняти з струмопровідних частин, а потім з заземлювача.

Після повного закінчення роботи керівник робіт повинен вивести бригаду з робочого місця, зняти встановлені переносні заземлення та плакати відновити схему, зачинити двері електроустановок на замок та повідомити про це допускача.

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							49
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

У випадку наближення грози слід припинити всі роботи в ТП які мають приєднання до повітряних ліній.

4.5 Розрахунок захисного заземлення ТП 10/0,4кВ

При виконанні робіт в приміщенні з використанням електроустановок, які живляться напругою 36В, 220В, 380В, щоб захистити людину від ураження електричним струмом при дотику до металевих частин які не повинні бути під напругою, необхідне захисне заземлення, опір якого не більше ніж 4 Ом.

Для розрахунку заземлюючого контуру візьмемо круглу сталь для стержнів та з'єднувальної полоси.

Розрахуємо питомий опір ґрунту за формулою (4.1):

$$\rho_{роз} = \tau \cdot \rho_{гр} \quad (4.1)$$

де τ – коефіцієнт сезонності, беремо І кліматичну зону, вологість землі нормальна [15]:

$\tau_{стерж} = 1,7$ – для заземлюючого стержня довжиною $L_{ст} = 3\text{м}$;

$\tau_{пол} = 5,5$ – для заземлюючої полоси довжиною $L_{пол} = 10\text{ м}$;

$\rho_{гр}$ – питомий опір ґрунту, беремо суглинок $\rho_{гр} = 100\text{ Ом}\cdot\text{м}$.

$$\rho_{роз стерж} = 1,7 \cdot 100 = 170\text{ Ом}\cdot\text{м},$$

$$\rho_{роз пол} = 5,5 \cdot 100 = 550\text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Опір розтікання струму стержня розраховуємо за формулою (4.2):

$$R_{стерж} = \frac{\rho_{роз стерж}}{2 \cdot \pi \cdot L_{стерж}} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L_{стерж}}{D_{стерж}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot \alpha + L_{стерж}}{4 \cdot \alpha - L_{стерж}} \right) \quad (4.2)$$

де $L_{стерж}$ - довжина стержня, $L_{стерж} = 3\text{м}$;

$D_{стерж}$ – діаметр стержня, $D_{стерж} = 0,016\text{ м}$;

α – відстань від поверхні землі до середини стержні заземлювача, вона розраховується за формулою (4.3):

$$\alpha = H_{стерж} + \frac{L_{стерж}}{2} \quad (4.3)$$

де $H_{стерж}$ – глибина закладання заземлюючого стержня від поверхні землі, $H_{стерж} = 0,9\text{ м}$.

$$\alpha = 0,9 + \frac{3}{2} = 2,4\text{ м},$$

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							50
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

$$R_{\text{стер}} = \frac{170}{2 \cdot 3,13 \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,016} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2,4 + 3}{4 \cdot 2,4 - 3} \right) = 56,1 \text{ Ом},$$

Теоретичну кількість вертикальних заземлювачів розраховуємо за формулою (4.4):

$$N = \frac{R_{\text{стер}}}{R_{\text{доп}}} \quad (4.4)$$

де $R_{\text{доп}}$ – допустимий опір заземлювача беремо $R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}$.

$$N = \frac{56,1}{4} = 14,03 \approx 14 \text{ шт.}$$

Коефіцієнт використання заземлюючого стержня без врахування впливу з'єднувальної полоси, для 14 стержнів буде $\eta_{\text{стер}} = 0,53$.

Розрахуємо необхідну кількість стержнів для захисного заземлення використовуючи коефіцієнт використання $\eta_{\text{стер}}$ за формулою (4.5):

$$N_{\text{стер}} = \frac{R_{\text{стер}}}{R_{\text{доп}} \cdot \eta_{\text{стер}}} \quad (4.5)$$

$$N_{\text{стер}} = \frac{56,1}{4 \cdot 0,53} = 26,4 \approx 26 \text{ шт.}$$

Розрахуємо довжину з'єднувальної полоси за умови що відстань між заземлюючими стержнями $L = 3 \text{ м}$, за формулою (4.6):

$$L_{\text{пол}} = 1,05 \cdot L \cdot (N_{\text{стер}} - 1) \quad (4.6)$$

$$L_{\text{пол}} = 1,05 \cdot 3 \cdot (26 - 1) = 78,75 \text{ м.}$$

Розрахуємо опір розтікання струму полоси заземлювача $R_{\text{пол}}$ за формулою (4.7):

$$R_{\text{пол}} = \frac{\rho_{\text{роз пол}}}{2 \cdot \pi \cdot L_{\text{пол}}} \cdot \ln \frac{L_{\text{пол}}}{D_{\text{пол}} \cdot H_{\text{пол}}} \quad (4.7)$$

де $H_{\text{пол}}$ – глибина закладання заземлюючої полоси від поверхні землі, $H_{\text{пол}} = 0,9 \text{ м}$.

$$R_{\text{пол}} = \frac{550}{2 \cdot 3,14 \cdot 78,75} \cdot \ln \frac{78,75}{0,012 \cdot 0,9} = 9,87 \text{ Ом.}$$

Коефіцієнт використання заземлювальної полоси для необхідної кількості заземлюючих стержнів $N_{\text{стер}} = 26 \text{ шт}$, буде $\eta_{\text{пол}} = 0,255$.

Виконаємо розрахунок опору заземлюючого стержня та полоси разом за формулою (4.8):

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							51
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

$$R_{зп} = \frac{R_{стер} \cdot R_{пол}}{R_{ст} \cdot \eta_{пол} + R_{пол} \cdot N_{стер} \cdot \eta_{стер}} \leq R_{доп} \quad (4.8)$$

$$R_{зп} = \frac{56,1 \cdot 9,87}{56,1 \cdot 0,255 + 9,87 \cdot 26 \cdot 0,53} = 3,68 \text{ Ом} \leq R_{доп} = 4 \text{ Ом.}$$

Зобразимо схему захисного заземлення на рис. 4.1.

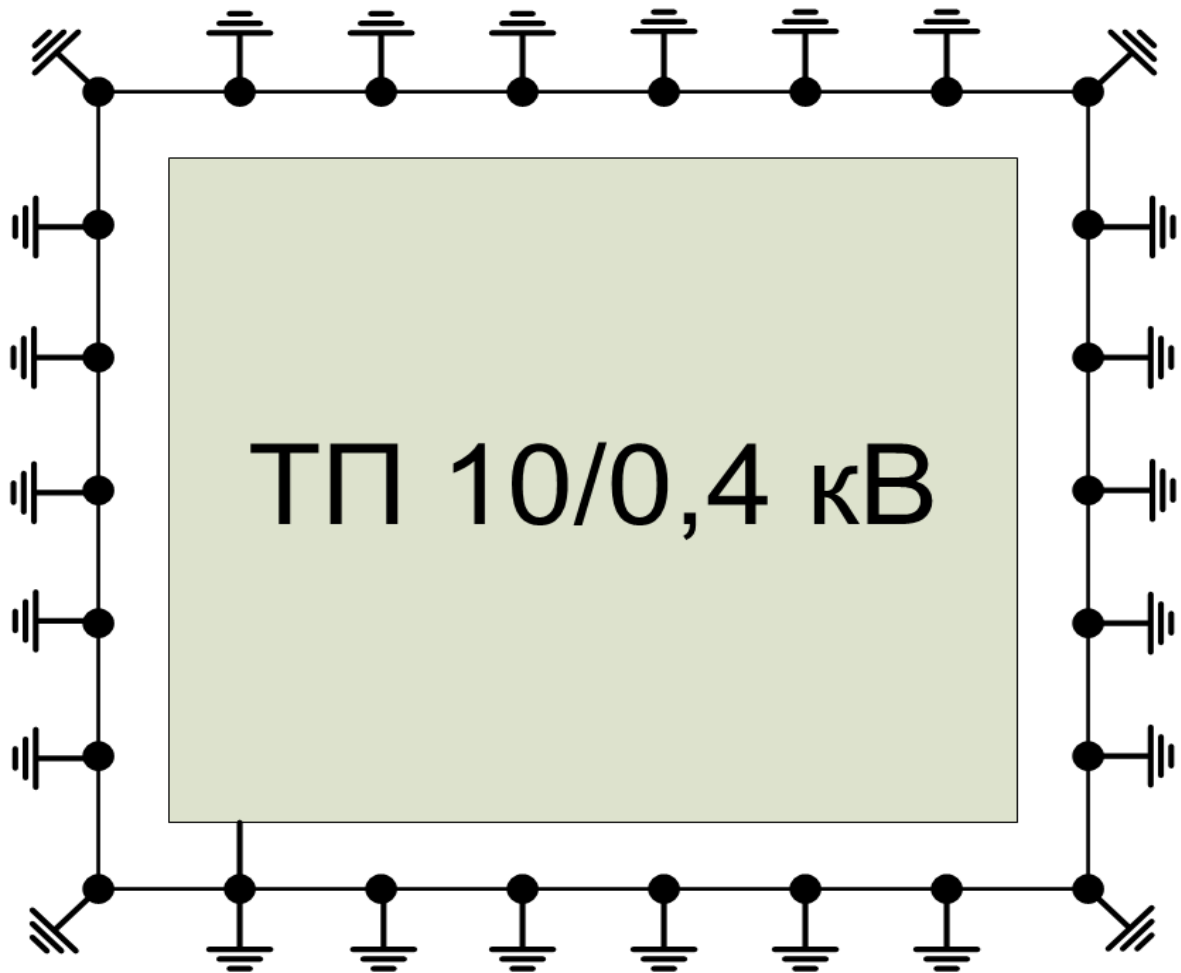


Рисунок 4.1 – Розташування елементів захисного заземлення

ВИСНОВКИ

В даній магістерській роботі було розглянуто використання реклоузера в розподільних мережах 6кВ. Шафа керування за допомогою неї відбувається керування комутаційним апаратом реклоузера. Розглянута робота РЗА при максимальному струмі та робота АПВ. Виконано розрахунок та порівняння недовідпуску електроенергії за рік з використанням реклоузера та без нього і було помічено що даний показник при його використанні знизився в 1,2 рази, а також зменшилась кількість відключень споживачів.

В науково – дослідній частині було досліджено за допомогою програмного комплексу Matlab зміну напруги та струму з часом при міжфазному, фазою та землею КЗ в мережі 6 кВ.

В економічній частині розраховано термін окупності одного реклоузера який склав 5 років та 3 місяці.

В частині з охорони праці розраховано контур заземлення трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, та заходи безпеки при виконанні робіт в трансформаторних підстанціях.

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							53
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Состояние коммутационного оборудования в сетях 6-35 кВ Украины. //Отчет. ГП УНИПИКТИ "Укрсельэнергопроект". Инв.№114 н/1.-Киев, 2003.-135 с.
2. Електропостачання: підручник / П. О. Василега. – Суми : Сумський державний університет, 2019. – 520 с.
3. <https://core.ac.uk/download/pdf/80501193.pdf>
4. Руководство по эксплуатации АРТА 674153.101 РЕ. Вакуумный реклоузер РВА/ТЕЛ 10-12.5/630 У1.
5. Руководство по эксплуатации реклоузер СИКАМЕ- Україна.
6. ТОВ «ЕНЕРГОЛОГІКА» Проект повторного застосування. Встановлення автореклоузерів.
7. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
8. Моделювання об'єктів та систем керування засобами MatLab: навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / М. В. Коржик. – Київ : НТУУ “КПІ”, 2016. – 174 с. : іл.
9. Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ/ Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро: НГУ, 2016. – 600с.
10. Пакети прикладних програм для ПЕОМ. Частина 1. MATLAB, Simulink, Simpowersystem. Основи програмування. Лабораторний практикум.
11. <https://chernihivoblenergo.com.ua> ,ПЗ ІІ 2021 НКРЕКП зі змінами.docx – Чернігівобленерго.
12. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів затверджена Наказом Міністерства топлива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905) та від 16.05.2013 (наказ № 273).

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							54
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		

13. Правила улаштування електроустановок. ПУЕ. Нова редакція. Станом на 21.07.2017 р.

14. НПАОП 40.1-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.

15. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011 Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання.

						MP 5.8.141.321 ПЗ	Лист
							55
	Кіл.	Лист	№док	Підпис	Дата		