

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут (факультет) _____ **ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого**
Кафедра _____ **Електропостачання і енергоменеджменту**

«До захисту в ЕК»
Директор інституту(декан факультету)

_____ (підпис) _____ (прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 20__ р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри

_____ (підпис) _____ (прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 20__ р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехніка та електротехнології»

на тему: «Вдосконалення системи релейного захисту трансформаторної підстанції 35/10 кВ ПрАТ «Київенерго» та обґрунтування режиму регулювання напруги на підстанції 35/10 кВ»

Виконав: здобувач 4 курсу, групи ЕЛ-4-11ск

Березанський Ігор Ігорович
_____ (прізвище, ім'я, по батькові повністю) _____ (підпис)

Керівник Омельчук Анатолій Олександрович
_____ (прізвище, ім'я та по батькові повністю) _____ (підпис)

Консультанти Сірик А.О.
_____ (прізвище та ініціали) _____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали) _____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали) _____ (підпис)

Рецензент _____ (прізвище та ініціали) _____ (підпис)

Засвідчую, що в цій кваліфікаційній роботі немає запозичень із праць інших авторів без відповідних посилань.

Здобувач _____ (підпис)

Київ - 2020р.

Національний університет харчових технологій

Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім акад І.С. Гулого

КАФЕДРА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ

ОСВІТНІЙ СТУПЕНЬ БАКАЛАВР

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Балюта С.М./

« 08 » квітня 2020 р.

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційний (дипломний) проект (роботу) студентові

Березанському Ігорю Ігоровичу

(ПРИЗВИЩЕ, ІМ'Я, ПО БАТЬКОВІ)

1. Тема проекту (роботи): Вдосконалення системи релейного захисту трансформаторної підстанції 35/10 кВ ПрАТ «Київенерго» та обґрунтування режиму регулювання напруги на підстанції 35/10 кВ.

керівник проекту (роботи): доцент Омельчук Анатолій Олександрович

затверджені наказом вищого навчального закладу від « 08 » 04. 2020 р. № 260- кс

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 03 червня 2020 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) _____

розрахункова потужність на шинах підстанції, схема трансформаторної підстанції та тип електрообладнання, добові графіки навантаження підстанції

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

Характеристика трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ.

Функції і призначення релейного захисту.

Вибір пристроїв релейного захисту підстанції 35/10 кВ «Артемівська».

Регулювання напруги в мережі підстанції.

Охорона праці.

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

Схема електрична з'єднань підстанції 35/10 кВ „Артемівська”.

Вимикач ВЭБ-110. Зовнішній вигляд. Схема електромагнітного блокування для двох систем шин. Схема управління приводом вимикача.

Схема управління, захисту і сигналізації ПЛ 10 кВ.

Схема управління вакуумним вимикачем ВВ/TEL-10. Викотний елемент шафи КР-10У4. Зовнішній вигляд вимикача ВВ/TEL-10.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
	Доц. каф. ЕБтаОП Сірик А.О.		

7. Дата видачі завдання _____ 8 квітня 2020 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів виконання проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Отримання завдання на дипломне проектування	08.04.2020 р	
2	Характеристика трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ		
3	Функції і призначення релейного захисту		
4	Вибір пристроїв релейного захисту підстанції 35/10 кВ «Артемівська»		
5	Регулювання напруги в мережі підстанції		
6	Охорона праці		
7	Оформлення графічної частини проекту		
8	Оформлення пояснювальної записки проекту		
9	Подача роботи на перевірку на плагіат	03.06.2020 р.	

Студент

(підпис) _____ (прізвище та ініціали) Березанський І.І.

Керівник проекту

(підпис) _____ (прізвище та ініціали) Омельчук А.О.

Зміст

Анотація.....	6
Вступ.....	9
Розділ 1. Характеристика трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ	12
1.1. Головна схема підстанції 35/10 кВ.....	12
1.2. Вибір обладнання підстанції 35/10 кВ «Артемівська».....	12
Розділ 2. Функції і призначення релейного захисту	33
2.1. Основні вимоги до релейного захисту.....	33
2.2. Вимоги релейного захисту відхідних ліній 10 кВ.....	40
Розділ 3. Вибір пристроїв релейного захисту підстанції 35/10 кВ «Артемівська».....	47
3.1. Порівняльний аналіз пристроїв релейного захисту різних поколінь.....	47
3.2. Розробка АВР на підстанції 35/10 кВ «Артемівська».....	64
3.3. Розрахунок уставок захисту ліній 10 кВ	66
3.4. Розрахунок захисту вводу 10 кВ трансформатора ТД -10000/35.....	68
3.5. Розрахунок захисту силового трансформатора ТД -10000/35.....	72
Розділ 4. Регулювання напруги в мережі підстанції.....	77
4.1. Актуальність проблеми регулювання напруги.....	77
4.2. Пристрій регулювання напруги на підстанції.....	78
4.3. Алгоритм регулювання напруги в розподільній мережі.....	82
Розділ 5. Охорона праці.....	88
5.1. Аналіз стану охорони праці на підприємстві.....	88

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Зміст	Літера	Аркуш	Аркушів
Розробив		Березанський І.І						
Перевірив		Омельчук А.О.						
Рецензент						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						

5.2. Організаційні та технічні засоби з охорони праці.....	89
5.3. Практичний розрахунок.....	91
Висновки.....	95
Список використаних джерел.....	97

					ДП 2020 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Анотація

Березанський І.І. Вдосконалення системи релейного захисту трансформаторної підстанції 35/10 кВ ПрАТ «Київенерго» та обґрунтування режиму регулювання напруги на підстанції 35/10 кВ. Дипломний проект на здобуття ступеня бакалавра за спеціальністю 141 “ Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”. Національний університет харчових технологій, Київ, 2020. Пояснювальна записка складається зі вступу, п’яти розділів та списку використаних джерел.

Вибраний пристрій релейного захисту і автоматики для введів та фідерів 10 кВ МРЗС-05-01 має широкий набір функцій, які забезпечують надійний захист елементів електричних мереж. Узгодження з іншими пристроями спрощується за рахунок гнучких функцій автоматики. Обґрунтовані види захистів для приєднань підстанції і її силових трансформаторів. Розраховано параметри релейного захисту на базі мікропроцесорних пристроїв типу СПАД. Для надійного електропостачання споживачів в зоні підстанції запропоновано швидкодіючий пристрій АВР, заснований на цифрових системах обробки вхідних параметрів. Скорочується час переключення на резервне джерело при к.з. в колах живлення секції розподільчого пристрою до 44мс. Термін окупності релейного захисту та пристрою автоматичного повторного вмикання становить 1,24 р.

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ; ПІДСТАНЦІЯ; АВР; НАПРУГА

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Березанський І.І			Анотація	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Омельчук А.О.						
Рецензент								
Н. контр.								
Затвердив		Балота С.М.						
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		

Аннотация

Березанский И.И. Совершенствование системы релейной защиты трансформаторной подстанции 35/10 кВ ЗАО «Киевэнерго» и обоснование режима регулирования напряжения на подстанции 35/10 кВ. Дипломный проект на соискание степени бакалавра по специальности 141 "Электроэнергетика, электротехника и электромеханика". Национальный университет пищевых технологий, Киев, 2020. Пояснительная записка состоит из введения, пяти глав и списка использованной литературы.

Выбранное устройство релейной защиты и автоматики для вводов и фидеров 10 кВ МРЗС-05-01 имеет широкий набор функций, обеспечивающих надежную защиту элементов электрических сетей. Согласование с другими устройствами упрощается за счет гибких функций автоматики. Обоснованные виды защит для присоединений подстанции и ее силовых трансформаторов. Рассчитаны параметры релейной защиты на базе микропроцессорных устройств типа СПАД. Для надежного электроснабжения потребителей в зоне подстанции предложено быстродействующий устройство АВР, основанный на цифровых системах обработки входных параметров. Сокращается время переключения на резервный источник при к.з. в цепях питания секции распределительного устройства к 44мс. Срок окупаемости релейной защиты и устройства автоматического повторного включения составляет 1,24 г.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА; ПОДСТАНЦИЯ; АВР; НАПРЯЖЕНИЕ

Annotation

Berezansky I.I. Improvement of the relay protection system of the 35/10 kV transformer substation of PJSC Kyivenerho and substantiation of the voltage regulation regime at the 35/10 kV substation. Diploma project for a bachelor's degree in specialty 141 "Electrical Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics". National University of Food Technologies, Kyiv, 2020. The explanatory note consists of an introduction, five chapters and a list of sources used.

The selected device of relay protection and automation for inputs and feeders of 10 kV MRZS-05-01 has a wide range of functions that provide reliable protection of elements of electrical networks. Coordination with other devices is simplified due to flexible automation functions. Substantiated types of protections for connections of substation and its power transformers. The parameters of relay protection based on microprocessor devices of the SPAD type are calculated. For reliable power supply to consumers in the substation area, a high-speed AVR device based on digital input processing systems is proposed. Reduces the time of switching to a backup source at short circuit. in the power supply circuits of the switchgear section up to 44ms. The payback period of the relay protection and the device of automatic reconnection is 1.24.

RELAY PROTECTION; SUBSTATION; AVR; HIGH-VOLTAGE

Вступ

Однією з важливих проблем у вітчизняній енергетиці в нинішній час є заміна застарілого парку устаткування на електростанціях і підстанціях електроенергетичних систем (ЕС) України.

Оцінка сучасного технічного стану електричних мереж виявила ряд негативних факторів, а саме:

– виконання по спрощених схемах (з використанням віддільників і короткозамикачів) багатьох розподільних підстанцій, значна вага одно трансформаторних та тупикових підстанцій;

– відсутність на більшій частині трансформаторів працюючих пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН), а також обмежене застосування заземлюючих дугогасних пристроїв (ДГП) для автоматичної компенсації струмів короткого замикання на землю й обмеження перенапруг нейтралі електричної мережі; високий у цілому узагальнений коефіцієнт трансформації (УКТ);

– використання на підстанціях застарілого, малонадійного і неекономічного електротехнічного устаткування з малим робочим ресурсом, не відповідним сучасним вимогам: трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів, вентильних розрядників, комплектних розподільних пристроїв та ін;

– значна частка трансформаторів на розподільних і споживчих підстанціях має високу ступінь старіння і знос комплектуючих деталей і вузлів;

– використовувані пристрої релейного захисту й автоматики недосконалі, морально і фізично застаріли і вимагають значних витрат на налагодження і технічне обслуговування; відсутні чутливі захисти від однофазного короткого замикання в низьковольтних мережах; незначна кількість диспетчерських пунктів оснащена телемеханізованими щитами; не створені інтегровані автоматизовані системи керування підстанціями.

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Березанський І.І			Вступ	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Омельчук А.О.						
Рецензент						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						

Так, експлуатація морально застарілих комплексів релейного захисту може привести до помилкових спрацьовувань захистів або навіть їх відмові, що у свою чергу приведе до розвитку небезпечних аварійних ситуацій і зниження надійності функціонування ЕС в цілому.

Необхідно відмітити, що підвищення ефективності електропостачання споживачів електричної енергії відбувається за рахунок правильного розрахунку та вибору сучасного обладнання та релейного захисту силових трансформаторів.

У релейного захисту в останнє десятиліття відбулися якісні зміни, викликані широким використанням цифрової (мікропроцесорної) техніки. Зазначене обумовлено, в першу чергу, істотними перевагами релейного захисту на мікропроцесорній основі порівняно з електромеханічного та електронного релейного захистом.

Підвищення ефективності може бути досягнуто лише при правильному розумінні і застосуванні функцій цифрового релейного захисту, і в першу чергу функцій складних захистів. Це обумовлено тим, що ЦРЗ має ряд істотних особливостей порівняно з попередніми поколіннями пристроїв релейного захисту. Зазначене стосується, перш за все, до самої структури побудови ЦРЗ, де не існує фізичних блоків, що відповідають окремим захисним функціям.

Диференціальна захист є захистом з абсолютною селективністю, що діє без витримки часу, і застосовується для організації захисту електричних машин, силових трансформаторів, збірних шин і приєднань всіх рівнів напруги. Значні удосконалення були привнесені з початком використання цифрових технологій, що дозволило зробити даний принцип ще більш привабливим для користувача; приміром, була реалізована функція програмного вирівнювання вторинних струмів і забезпечена можливість стійкої роботи захисту при високих ступенях насичення вимірювальних трансформаторів струму.

Усе це зумовлює актуальність теми на сьогодні по заміні, реконструкції і модернізації комплексів релейного захисту з метою підвищення надійності електропостачання споживачів електроенергії в районі підстанції, а також можливість автоматичного і дистанційного управління окремими підстанціями.

У цьому дипломним проектом передбачається модернізувати електрообладнання головної схеми підстанції напругою 35/10 кВ "Артемівська" і доопрацювати основні питання модернізації комплексів релейного захисту силових трансформаторів і ліній, що відходять.

На першому етапі проекту необхідно привести загальні відомості про об'єкт проектування, які включають опис головної схеми електричних силових ланцюгів, а також призначення підстанції в районній енергосистемі.

Далі по даних навантажень приєднань підстанції слід зробити перевірку пропускну здатності силових трансформаторів і трансформаторів власних потреб. Окрім цього необхідно розрахувати усі види струмів короткого замикання (КЗ) і на підставі результатів розрахунку виконати перевірку вибраного устаткування, налаштування релейного захисту підстанції.

Метою дипломного проекту є підвищення надійності трансформаторної підстанції шляхом заміни електрообладнання та модернізації комплексу релейного захисту підстанції із застосування сучасних пристроїв.

Розділ 1. Характеристика трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ

1.1. Головна схема підстанції 35/10 кВ.

Згідно завдання кафедри для проектування релейного захисту розглядається двотрансформаторна підстанція з трансформаторами типу ТД-10000-35/10,5, група з'єднання обмоток «зірка-трикутник»; напруга короткого замикання – 7,5%; струм неробочого ходу – 0,8%.

Згідно схеми підстанцій на ній використовується схема розподільного пристрою 35 кВ без вимикачів, а із застосуванням роз'єднувачів і корокозамикачів. В розподільчому пристрої 10 кВ застосовуються застарілі масляні вимикачі типу ВМП-10 з пружинним приводом ПП-67. Захист від перенапруги здійснюється за допомогою вентилярних розрядників типу РВС-35 та РВП-10.

Для вибору і перевірки сучасного комутаційного обладнання підстанції необхідно визначити струми короткого замикання (к.з.).

1.2. Вибір обладнання підстанції 35/10 кВ «Артемівська».

1.2.1. Розрахунок струмів короткого замикання.

Короткі замикання (к.з.) виникають при порушенні ізоляції електричних ланцюгів. Причини таких порушень різні: старіння і внаслідок цього пробій ізоляції, накидання на дроти ліній електропередачі, обриви дротів з падінням на землю, механічні пошкодження ізоляції кабельних ліній при земляних роботах, удари блискавки в лінії електропередачі і ін.

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Березанський І.І			Характеристика трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Омельчук А.О.						
Рецензент								
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		

Розрахунки струмів к.з. виконується для вибору або перевірки параметрів електроустаткування, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту. Розрахунок струмів к.з. виконується в наступному порядку:

- для даної енергосистеми складається розрахункова схема;- за розрахунковою схемою складається схема заміщення;

- шляхом перетворення наводять схему заміщення до найбільш простого вигляду так, щоб кожне джерело живлення були пов'язані з точкою к.з. одним результуючим опором $X_{РЕЗ}$.

На розрахунковій схемі вказують необхідні номінальні параметри напруги, потужності, опору окремих елементів. В цілях спрощення розрахунків для кожного електричного рівня в розрахунковій схемі вказують замість дійсної напруги середню напругу $U_{СР.К}$, кВ.

Підстанція, що реконструюється, отримує живлення по повітрю ЛЕП 35кВ. від енергосистеми, потужність к.з., на шинах якої $S_{к.з.}=1300$ кВА.

Розрахунок трифазного струму к.з. на шинах підстанції 35/10 кВ.

Розрахунок виконуємо у в.о. з урахуванням базисних величин:

$$S_{\bar{o}} = 100 \text{ МВА}, \quad U_{\bar{o}.в.} = 36,75 \text{ кВ}, \quad U_{\bar{o}.н.} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$I_{\bar{o}.в.} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}.в.}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 1,571 \text{ кА},$$

$$I_{\bar{o}.н.} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}.н.}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

Визначимо опори схеми заміщення, показаної на рис.1.2.а.

Опір енергосистеми:

$$X_{c*} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{к.з.}} = \frac{100}{1300} = 0,077 \text{ о.е.}$$

де $S_{к.з.}$ – потужність к.з. на шинах 35кВ підстанції «Артемівська» (за умовами технічного завдання $S_{к.з.}=1300$ МВ·А).

Опір повітряній лінії «Печери» - «Артемівська»:

$$X_{1*} = X_{\text{Лл-ШЛ}} \frac{S_{\delta}}{U_{\delta.в.}^2} = 5,469 \cdot \frac{100}{36,75^2} = 0,405 \text{ в.о.}$$

Опір повітряній лінії «Артемівська» - «Октябрська» складається з опорів

$$X_{2*} = \frac{S_{\delta}}{U_{\delta.в.}^2} (X_{\text{Тр-К2}} + X_{\text{К2-ЖЛ}}) = \frac{100}{36,75^2} (4,927 + 3,494) = 0,624 \text{ в.о.}$$

Опір трансформатора підстанції «Артемівська»:

$$X_{m*} = \frac{X_m \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,75 \text{ в.о.}$$

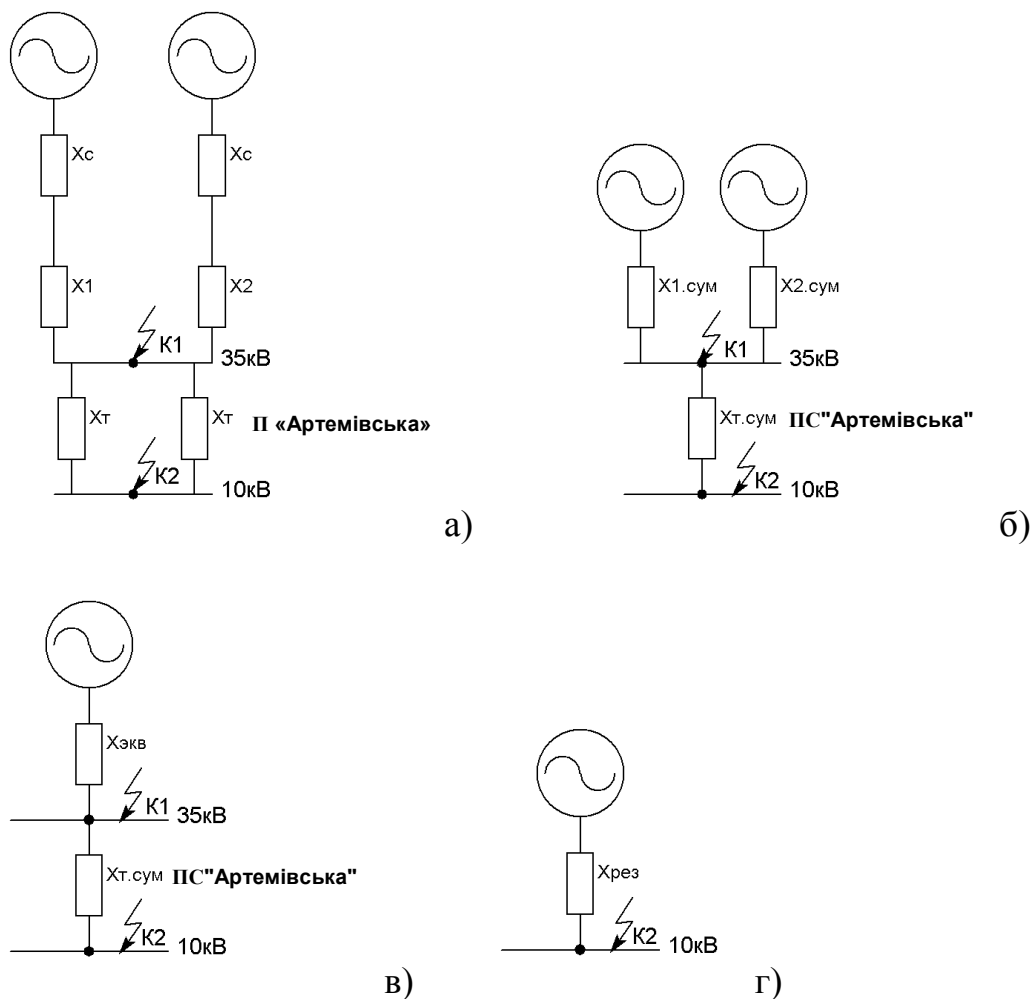


Рис.1.2. Схема заміщення для розрахунку струмів к.з. і її перетворення.

Послідовно перетворимо схему заміщення для розрахунку струмів к.з. на стороні ВН і НН.

$$X_{1.сум*} = X_c + X_{1*} = 0,077 + 0,405 = 0,482 в.о.$$

$$X_{2.сум*} = X_c + X_{2*} = 0,077 + 0,624 = 0,701 в.о.$$

$$X_{m.сум*} = \frac{X_{m*}}{2} = 0,938 в.о.$$

Еквівалентний опір системи до шин підстанції (35кВ)

$$X_{экв*} = \frac{X_{1.сум*} \cdot X_{2.сум*}}{X_{1.сум*} + X_{2.сум*}} = \frac{0,482 \cdot 0,701}{0,482 + 0,701} = 0,286 в.о.$$

Сумарний опір системи до шин підстанції 10 кВ

$$X_{рез*} = X_{экв*} + X_{m.сум*} = 0,472 + 0,938 = 1,410 в.о.$$

Визначимо періодичну складову струму трифазного к.з. I_{n0} в точці $K1$:

$$I_{n0.K1} = \frac{I_{б.в.}}{X_{экв*}} = \frac{1,571}{0,286} = 5,493 кА.$$

Аналогічно визначимо значення струму к.з. в точці $K2$:

$$I_{n0.K2} = \frac{I_{б.н.}}{X_{рез*}} = \frac{5,499}{1,410} = 3,900 кА.$$

Ударний струм к.з. в початковий момент часу визначається згідно виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_y. \quad (1.1)$$

Значення ударного коефіцієнта k_y і постійною часу загасання аперіодичної складової струму к.з. приймаємо згідно [14]:

З урахуванням значень коефіцієнтів ударний струм в точках к.з. рівний:

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.K1} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 5,493 \cdot 1,608 = 12,491 кА,$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.K2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,900 \cdot 1,6 = 8,825 кА.$$

Розрахунок струму двофазного к.з. на шинах підстанції 35/10 кВ.

При однофазних, двофазних на землю або двофазних к.з., коли трифазна система стає несиметричною, фази опиняються в різних умовах, що не дозволяє виконати розрахунок, як це робилося при розрахунку трифазного к.з., лише для

однієї з фаз.

Для визначення струмів при несиметричних к.з., потрібно було б скласти декілька рівнянь Кірхгофа для багатьох контурів і вузлів, що утворюються в даній несиметричній трифазній системі. Розв'язання цих рівнянь з врахуванням індуктивних зв'язків між фазами навіть для порівняно простої схеми є складним завданням. З метою спрощення розрахунків несиметричних режимів в трифазній мережі запропонований метод симетричних складових, суть якого полягає в тому, що будь-яку несиметричну трифазну систему векторів (струмів, напруги) можна представити у вигляді трьох симетричних систем. Одна з них має пряму послідовність чергування фаз ($\vec{A}_1 \rightarrow \vec{B}_1 \rightarrow \vec{C}_1$), інша - зворотну ($\vec{A}_2 \rightarrow \vec{B}_2 \rightarrow \vec{C}_2$). Третя система нульової послідовності складається з трьох рівних векторів, співпадаючих по фазі ($\vec{A}_0, \vec{B}_0, \vec{C}_0$).

Схема заміщення зворотної послідовності складається з тих же елементів, що і схема прямої послідовності, оскільки струми прямої і зворотної послідовностей протікають одним і тим же шляхом:

$$x_{2_{рез}} = x_{2_2} + x_{2_m} + x_{2_л}. \quad (1.2)$$

Електрорушійні сили зворотної послідовності джерел живлення приймають рівними нулю, тому початком схеми зворотної послідовності є точка - початок всіх генераторних гілок, а кінцем схеми - точка к.з., в якій прикладена напруга зворотної послідовності, що виникає внаслідок несиметрії.

Отже, для спрощення розрахунків струмів двофазного к.з. доцільно використовувати схему заміщення, показану на рис.1.1, але при ЕРС рівних нулю.

Також можна прийняти, що індуктивний опір зворотної провідності $x_{2_{рез}}$ дорівнює опорі прямої провідності $x_{1_{рез}}$ тобто тому опорі, котрий використовувався при розрахунку струмів трифазного к.з. При цьому отримаємо співвідношення:

$$\frac{I_{n,0}^{(3)}}{I_{n,0}^{(2)}} = \frac{2}{\sqrt{3}} \Rightarrow I_{n,0}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{n,0}^{(3)},$$

Даний вираз також дійсний і для значень ударного струму:

$$i_y^{(2)} = 0,87 \cdot i_y^{(3)}, \quad (1.3)$$

Використовуючи чисельні значення струмів трифазного к.з., знайдемо значення періодичної складової і ударного значення струму двофазного к.з.:

$$I_{n,0K1}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{n,0K1}^{(3)} = 0,87 \cdot 5,493 = 4,779 \text{кА};$$

$$I_{n,0K2}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{n,0K2}^{(3)} = 0,87 \cdot 3,900 = 3,393 \text{кА};$$

$$i_{yK1}^{(2)} = 0,87 \cdot i_{yK1}^{(3)} = 0,87 \cdot 12,491 = 10,867 \text{кА};$$

$$i_{yK1}^{(2)} = 0,87 \cdot i_{yK1}^{(3)} = 0,87 \cdot 8,825 = 7,678 \text{кА}.$$

1.2.2. Вибір і перевірка електрообладнання підстанції 35/10 кВ.

У розподільних пристроях підстанції знаходиться велика кількість електричних апаратів і з'єднуючих провідників від правильного вибору яких залежить надійність роботи підстанції.

1.2.2.1. Вибір електрообладнання РП 35 кВ.

Вибір вимикачів.

Вимикачі заздалегідь вибираються за умовами роботи: умов розміщення, кліматичних умов, частоти комутацій, необхідних циклів АПВ (однократні, багатократні, швидкодіючі), міри швидкодії. Крім того, вирішується питання про типи вживаних вимикачів (масляні, повітря, елегазові або вакуумні).

Вибір вимикачів виконується за наступними параметрами:

- номінальна напруга апарату має бути більшою або рівною напрузі електроустановки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (1.4)$$

- номінальний струм апарату має бути більшим або рівним струму максимальному навантаження

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}, \quad (1.5)$$

- струм відключення має бути більшим або рівним струму розрахунковому

$$I_{\text{к.з.}} \leq I_{\text{відкл.вим}}, \quad (1.6)$$

- струм електродинамічної стійкості апарату має бути більшим або рівним ударному струму

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (1.7)$$

- термічна стійкість апарату має бути вищою або рівною термічній стійкості, розрахованій для точки к.з.

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (1.8)$$

де $B_{\text{к}}$ - тепловий імпульс струму к.з. за розрахунком;

$I_{\text{тер}}$ - середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості), А;

$t_{\text{тер}}$ - тривалість протікання струму термічної стійкості, с.

Розрахуємо максимальний струм навантаження, тобто струм для режиму, коли через лінії і збірні шини 35кВ підстанції «Артемівська» проходить потужність в аварійному режимі

$$I_{\text{нав.мак}} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}} \cdot \cos \varphi}, \quad (1.9)$$

де P_{\max} - максимальне навантаження підстанції «Артемівська»;

$U_{\text{ном.ВН}}$ - номінальна зі сторони ВН трансформатора.

$$I_{\text{нав.мак}} = \frac{4843,198 + 5349,725}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,9} = 186,822 \text{ А}.$$

Струм короткого замикання:

$$I_{\text{н0.ВН}} = 5,493 \text{ кА}.$$

Ударний струм к.з. визначається як

$$i_{y.BH} = 12,491кА .$$

Тепловий імпульс в точці к.з.:

$$B_k = I_{n.0}^2 (t_{відкл} + T_a), \quad (1.10)$$

$$t_{відкл} = t_{p.z.} + t_{відкл.в} = 1 + 0,03 = 1,03с ,$$

$$B_k = 5,493^2 (1,03 + 0,02) = 31,682кА^2 \cdot с .$$

З каталожних даних вибираємо вакуумні вимикач серії ВВС-35 П-16/630УХЛ1 і перевіряємо його параметри з розрахунковими величинами (табл.1.1).

Таблиця 1.1

Вибір вакуумного вимикача серії ВВС – 35 П-16/630УХЛ1

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача ВВС – 35 П-16/630УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35кВ	35кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	186,822А	630А
$I_k \leq I_{відкл.вим.}$	5,493кА	16кА
$I_{y\partial} \leq I_{дин}$	12,491кА	26кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$	31,682кА ² с	16 ² ·4=1024кА ² с

Вибір роз'єднувачів.

При ремонтних роботах роз'єднувачем створюється видимий розрив між частинами, що залишилися під напругою і апаратами, виведеними в ремонт.

Роз'єднувачі дозволяють виконання наступних операцій:

- відключення і включення нейтралі трансформаторів і заземлюючих дугогасильних реакторів за відсутності в мережі замикання на землю;
- зарядного струму шин і устаткування всієї напруги (окрім батарей конденсаторів);
- струму навантаження до 15А триполюсними роз'єднувачами зовнішньої установки при напрузі 10 кВ і нижче.

Вибір роз'єднувачів виконується згідно умов (1.4)...(1.8) та по конструкції.

З каталожних даних вибираємо роз'єднувач РДЗ-2(1)-35-1000УХЛ1, і порівнюємо його параметри з розрахунковими величинами (табл.1.2).

До роз'єднувачів пред'являються наступні вимоги:

- створення видимого розриву в повітрі, електрична міцність якого відповідає максимальній імпульсній напрузі;
- електродинамічна і термічна стійкість при протіканні струмів к.з.;
- виключення мимовільних відключень;
- чітке включення і відключення за найгірших умов роботи (обмерзання, вітер).

Таблиця 1.2

Вибір роз'єднувача РДЗ-2(1)-35-1000УХЛ1

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані роз'єднувача РНДЗ-2-35-1000У1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35кВ	35кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	186,822А	1000А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	12,491кА	63кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$	31,682кА ² с	2500кА ² с

Вибір трансформатора струму (ТС).

ТС призначений для зменшення первинного струму до значень найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відділення кіл виміру і захисту від первинних кіл високої напруги.

ТС вибирають:

- по напрузі установки (1.4);
- по струму

$$I_{max.роб} \leq I_{1ном}, \quad I_{роб} \leq I_{1ном}. \quad (1.11)$$

Номінальний струм має бути як можна ближче до робочого струму установки, оскільки недовантаження первинної обмотки наводить до збільшення

погрешностей:

- по конструкції і класу точності;
- по електродинамічній стійкості згідно (1.7);
- по термічній стійкості згідно (1.8);
- по вторинному навантаженню

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (1.12)$$

де Z_2 - вторинне навантаження ТС;

$Z_{2ном}$ - номінальне допустиме навантаження ТС у вибраному класі точності.

Індуктивний опір струмових невеликий, тому $Z_2 \approx r_2$. Вторинне навантаження складається з опору приладів, сполучних дротів і перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{прил} + r_{пров} + r_k, \quad (1.13)$$

Опір приладів визначається згідно виразу:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}, \quad (1.14)$$

де $S_{прил}$ - потужність споживана приладами, В·А;

I_2 - вторинний номінальний струм приладу, А.

Опір контактів приймаємо 0,1 Ом. Опір сполучних дротів залежить від їх довжини і перетину. Аби ТС працював у вибраному класі точності, необхідно витримати умову:

$$r_{прил} + r_{пров} + r_k \leq Z_{2ном}, \quad (1.15)$$

звідки

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{прил} - r_k. \quad (1.16)$$

Перетин сполучних дротів визначаємо по формулі:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{r_{прил}}, \quad (1.17)$$

де $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - питомий опір дроту з алюмінієвими жилами;

$l_{\text{розр}}$ - розрахункова довжина, залежна від схеми з'єднання ТС.

Сама навантажена фаза «А». Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом} .$$

Таблиця 1.3

Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження по фаза, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Лічильник електроенергії	Каскад	2,5	2,5	2,5
Регулятор напруги	РПН	2,5	2,5	2,5
Разом:		5,5	5	5

Для ТФЗМ-35Б-1-У1 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Допустимий опір дроту:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом} .$$

Для підстанції застосовуємо кабель з алюмінієвими жилами, довжина якого 80м, ТС сполучені в неповну зірку, тому $l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot l$,

тоді

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{прил}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 80}{0,88} = 4,456 \text{ мм}^2 .$$

По умові механічної міцності приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перетином 4 мм^2

$$r_{\text{прил}} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{розр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,735 \text{ Ом} .$$

Таким чином, вторинне навантаження складає:

$$r_2 = 0,22 + 0,735 + 0,1 = 1,055 \text{ Ом} .$$

Максимальний струм навантаження, що протікає по колах ТС:

$$I_{\text{нав. max}} = \frac{4843,198}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,9} = 88,769 \text{ A}.$$

Отже, остаточно вибираємо ТС типу ТФЗМ-35Б-1-У1 з коефіцієнтом трансформації 100/5А, клас точності 0,5Р,10Р/10Р.

Таблиця 1.4

Вибір трансформатора струму ТФЗМ-35Б-1-У1

Розрахункові дані	Каталожні дані ТФЗМ-35Б-1-У1
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 88,769 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 12,491 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 21 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 31,682 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\text{к}} = 66,270 \text{ кА}^2 \text{ с}$
$r_2 = 1,055 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

Вибір трансформатора напруги (ТН).

ТН призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100В і для відділення кіл вимірювання та релейного захисту від первинних кіл високої напруги.

Трансформатори напруги вибираються:

- по напрузі установки (1.4);
- по конструкції і схемі з'єднання обмоток;
- по класу точності;
- по вторинному навантаженню

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (1.18)$$

де $S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність ТН у вибраному класі точності, ВА.

При цьому слід мати на увазі, що для однофазних ТН, сполучених в зірку, приймається сумарна потужність всіх трьох фаз, а для сполучених за схемою відкритого трикутника - подвоєна потужність одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$ - навантаження вимірювальних приладів і реле, приєднаних до ТН, В·А.

Навантаження приладів визначається по формулі:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{прил}} \cdot \cos \varphi_{\text{прил}})^2 + (\sum S_{\text{прил}} \cdot \sin \varphi_{\text{прил}})^2} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2} . \quad (1.19)$$

Повна потужність вторинного навантаження ТН складає $S_{2\Sigma} = 40,283 \text{ВА}$.

Таблиця 1.5

Вторинне навантаження трансформатора напруги 35 кВ

Прилад	Тип	Р однієї обмотки, Вт	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приладів	Загальна потрібна потужність	
							Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	0
Лічильник електроенергії	Каскад	2,5	3	0,38	0,925	1	7,5	18,26
Регулятор напруги	РПН	2,5	3	0,38	0,925	1	7,5	18,26
Разом:							17	36,52

Вибираємо ТН типу ЗНОМ-35-65У1 з наступними параметрами:

- $U_{\text{ном}} = 35 \text{кВ}$

- номінальна напруга обмотки:

- первинної – $35000/\sqrt{3} \text{В}$;
- основної вторинної – $100/\sqrt{3} \text{В}$;
- додаткової вторинної – $100/\sqrt{3} \text{В}$;

- номінальна потужність в класі точності 0,5: $S_{\text{ном}} = 150 \text{ВА}$.

- гранична потужність 1200ВА .

Три ТН, сполучені в зірку мають потужність $S = 3 \cdot 150 = 450 \text{ВА}$, що більше $S_{2\Sigma} = 40,283 \text{ВА}$. Таким чином, вибрані ТН працюватимуть в заданому класі точності 0,5.

Для з'єднання ТН з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перетином жил $2,5 \text{мм}^2$ по механічній міцності.

Вибір обмежувачів перенапруги.

Вибираємо ОПН марки ОПН-П1-35/40.5/10/2УХЛ1 – обмежувач перенапруги нелінійний з полімерною ізоляцією (рис.1.2) з класо пропускної здатності 2 та виконанням для помірно холодного клімату УХЛ1 з такими параметрами [21]:

- клас напруги: 35 кВ;
- найбільша допустима напруга: $U_{н.д.}=40.5$ кВ;
- номінальна напруга: $U_{НОМ}=50.6$ кВ;
- номінальний розрядний струм: $I_p = 10$ кА;
- залишкова напруга при комутаційному струмі 125 А: $U_{ост}=96$ кВ;
- залишкова напруга при номінальному розрядному струмі 0.5 кА:

$U_{остгр}=101.3$ кВ.

Вибір обмежувачів перенапруги проводиться за наступними умовами [21]:

1) По номінальній напрузі:

Умова виконується $40.5 \text{ кВ} > 35 \text{ кВ}$

$$U_{н.д.} \geq U_{НОМ}, \quad (1.20)$$

де $U_{н.д.}$ – найбільша допустима напруга ОПН.

2) Рівень тимчасових перенапруг повинен бути меншим максимального значення напруги промислової частоти, що витримує ОПН за час t :

$$T \cdot U_{н.д.} \geq U_{ПЕР}, \quad (1.21)$$

де $U_{ПЕР}$ – рівень квазістаціонарних перенапруг (ферорезонансні перенапруги, резонансний зсув нейтралі);

$$U_{ПЕР} = T \cdot \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3}}, \quad (1.22)$$

T – кратність перенапруги, для даного ОПН $T=2.6$ при часі впливу $t=1$ с.

$$U_{ПЕР} = 2.6 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} = 52.539 \text{ кВ}.$$

Із вольт-часової характеристики для даного ОПН визначаємо кратність перенапруги T , яка рівна 1.52.

$$1.52 \cdot 40.5 = 61.56 \text{ кВ}.$$

Отже умова (1.21) виконується:

$$61,56 \text{ кВ} > 52,539 \text{ кВ}.$$

3) Обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами $A_{ГР}$

$$A_{ГР} = (U_{ИСП} - U_{ОСТГР}) / U_{ОСТГР} > (0.2 - 0.25), \quad (1.23)$$

де $U_{ИСП}$ – рівень грозового випробувального імпульсу. Для захисту трансформаторів на стороні 35 кВ $U_{ИСП} = 200 \text{ кВ}$;

$U_{ОСТГР}$ – напруга, що залишається на ОПН при номінальному розрядному струмі;

(0.2 – 0.25) – координаційний інтервал.

$$A_{ГР} = \frac{(200 - 101.3)}{101.3} = 0.974.$$

Умова (1.23) виконується

$$0.974 > (0.2 - 0.25).$$

4) Обмежувач повинен забезпечити захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами $A_{ВН}$:

$$A_{ВН} = (U_{ДОП} - U_{ОСТ}) / U_{ОСТ} > (0.15 - 0.25), \quad (1.24)$$

де $U_{ДОП}$ – допустимий рівень внутрішніх перенапруг. Для класу напруги 35 кВ $U_{ДОП} = 140.6 \text{ кВ}$;

$U_{ОСТ}$ – напруга, що залишається на ОПН при комутаційному імпульсі.

$$A_{ВН} = \frac{(140.6 - 96)}{96} = 0.465,$$

$0,465 > (0,15 - 0,25)$, отже умова (1.24) виконується.

5) Умова вибухонебезпечності ОПН

$$I_{K3}^{(3)} \leq I_{B3.BE3} = I_{НОМ} . \quad (1.25)$$

2,212 кА < 10 кА, отже умова (1.25) виконується.

1.2.2.2. Вибір електричного обладнання РП 10 кВ.

В якості РП НН на підстанції встановлено КРП внутрішнього розміщення серії КРУ2-10, призначений для прийому і розподілу електроенергії змінного трифазного струму промислової частоти 50 Гц напругою 6-10кВ.

Вибір вимикачів на стороні 10кВ.

Розрахуємо максимальний струм навантаження, який протікатиме через ввідні вимикачі при відключеному трансформаторі і включеному секційному вимикачі.

Максимальний робочий струм для кіл вводу:

$$I_{нав. max. вв} = \frac{P_{max} \cdot k_3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. НН} \cdot \cos \varphi} = \frac{6800 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9} = 205,280 A .$$

Для кіл секційного вимикача:

$$I_{нав. max. он} = \frac{P_{max} \cdot k_3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. НН} \cdot \cos \varphi \cdot 2} = \frac{6800 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9 \cdot 2} = 102,640 A .$$

Для відхідних приєднань:

$$I_{нав. max. он} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. НН} \cdot \cos \varphi \cdot 8} = \frac{6800}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9 \cdot 8} = 36,657 A .$$

Значення струмів короткого замикання рівні:

$$I_{n0. НН} = 3,900 кА,$$

$$i_{y. НН} = 8,825 кА.$$

Тепловий імпульс струму к.з.:

$$B_k = I_{n.0}^2 (t_{отк} + T_a) , \quad (1.27)$$

$$t_{отк} = t_{п.з.} + t_{отк.в} = 0,5 + 0,03 = 0,53с$$

$$B_k = 3,900^2(0,53 + 0,02) = 8,366кА^2 \cdot с .$$

Для установки в шкафах КРП вибираємо вимикачі ВВ/TEL-10-16/630У3.

Оскільки розрахункові величини менше паспортних даних вимикачів, тому вибираємо вимикачі цього типу (табл..1.6).

Таблица 1.6

Вибір вимикача

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача ВВ/TEL-10-16/630У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10кВ	10кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	205,280А 102,640А 36,657А	630А
$I_k \leq I_{відкл.вим.}$	3,900кА	16кА
$I_{уд} \leq I_{дин}$	8,825кА	51кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$	8,366кА ² с	1200кА ² с

Вибір вимірювальних трансформаторів струму.

Застосування вимірювальних трансформаторів забезпечує безпеку обслуговуючого персоналу, оскільки кола НН і ВН розділені, а також дозволяють уніфікувати конструкцію вимірювальних приладів і реле.

Максимальний робочий струм, що протікає по ввідних вимикачах 10 кВ (при відключенні одного з ТС і включеному секційному вимикачі) рівний 205,280 А.

Максимальний робочий струм, що протікає по секційному вимикачу 10 кВ дорівнює 102,640 А (половина максимального робочого струму, що протікає по ввідних вимикачах 10кВ).

Максимальний робочий струм, для приєднань рівний 36,657А.

Трансформатори струму (ТС) вибираємо за наступними умовами:

- по конструкції і класу точності;

- по напрузі установки згідно (1.4);
- по первинному струму $I_{\max,роб} \leq I_{ном}$, $I_{роб} \leq I_{ном}$. Номінальний первинний струм має бути як можна ближче до розрахункового струму, оскільки недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибки;
- по термічній стійкості (1.8);
- по електродинамічній стійкості (1.9);
- по вторинному навантаженню (1.12);

Індуктивний опір струмових невеликий, тому $Z_2 \approx r_2$. Вторинне навантаження складається з опору приладів, сполучних дротів і перехідного опору контактів і визначається згідно (1.13) (табл.1.7).

Таблиця 1.7

Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження по фазах, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Лічильник електроенергії	Каскад	2,5	2,5	2,5
Регулятор напруги	РПН	2,5	2,5	2,5
Разом:		5,5	5	5

Опір приладів визначається згідно виразу (1.14).

Опір контактів приймаємо 0,1Ом. Опір сполучних дротів залежить від їх довжини і перетину. Аби ТС працював у вибраному класі точності, необхідно витримати умови (1.15), (1.16). Перетин сполучних дротів визначаємо згідно (1.17).

Сама навантажена фаза «А», загальний опір приладів:

$$r_{приб} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 Ом .$$

Для ТВЛМ-10-6У3 $Z_{2ном} = 0,4 Ом$ (табл.1.9).

Допустимий опір дроту:

$$r_{пров} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом} .$$

Для підстанції застосовуємо кабель з алюмінієвими жилами, довжина якого 6м, ТС сполучені в неповну зірку, тому $l_{розр} = \sqrt{3} \cdot l$, тоді

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{розр}}{r_{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,08} = 3,676 \text{ мм}^2 .$$

Таблиця 1.8

Вибір ТС на стороні 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані ТВЛМ-10-6УЗ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 205,280 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$i_{y\phi} = 8,825 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 8,366 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 992,250 \text{ кА}^2 \text{ с}$
$r_2 = 0,394 \text{ Ом}$	$r_2 = 0,4 \text{ Ом}$

По умові механічної міцності приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перетином 4 мм^2

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{розр}}{q} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,074 \text{ Ом} .$$

Таким чином, вторинне навантаження складає:

$$r_2 = 0,22 + 0,074 + 0,1 = 0,394 \text{ Ом} .$$

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги вибираються:

- по напрузі установки згідно (1.5);
- по конструкції і схемі з'єднання обмоток;
- по класу точності;
- по вторинному навантаженню згідно (1.18).

Таблиця 1.9

Вибір трансформаторів струму на стороні 10 кВ

Місце	Тип ТС	K _T	Клас точності	Розрахункові дані		Каталожні дані	
				U _{уст,кВ}	I _{н,А}	U _{ном,кВ}	I _{ном, А}
Ввод 10кВ	ТВЛМ-10-6-У3	300/5	0,5/10Р	10	205,280	10	300
ШСВ		400/5	0,5/10Р	10	102,640	10	150
Фідери 10кВ		300/5	0,5/10Р	10	36,657	10	50

Вторинне навантаження трансформатора (табл.1.10)

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2} = \sqrt{32^2 + 146,053^2} = 149,517 \text{ ВА}.$$

Вибираємо ТН типу ЗНОЛ.06-10У3 з наступними параметрами:

- U_{ном}=10кВ
- номінальна напруга обмотки: первинної –10000/√3В; основної вторинної – 100/√3В; додаткової вторинної – 100/3В або 100В;
- номінальна потужність в класі точності 0,5: S_{ном}=75ВА.
- гранична потужність 630ВА.

Три трансформатори напруги мають потужність S_{ном} = 3 · 75 = 225ВА, що більше S_{2Σ} = 149,517ВА. Тобто вибрані ТН працюватимуть в класі точності 0,5.

Для з'єднання ТН з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перетином жил 2,5мм² по механічній міцності.

Таблиця 1.10

Вторинне навантаження трансформатора напруги 10 кВ

Прилад	Тип	Р однієї обмотки Вт	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приладів	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	0
Лічильник електроенергії	Каскад	2,5	3	0,38	0,92	4	30	73,026
Регулятор напруги	РПН	2,5	3	0,38	0,92	4	30	73,026
Разом:							32	146,053

Розділ 2. Функції і призначення релейного захисту.

2.1. Основні вимоги до релейного захисту.

Електричні машини і апарати, лінії електропередачі й інші частини електричних установок і електричних мереж постійно перебувають під напругою й обтікаються струмом, що викликає їхнє нагрівання. Тому в процесі експлуатації можуть виникати uszkodження, що приводять до коротких замикань (к.з.). Короткі замикання виникають через пробій або перекриття ізоляції, обривів проводів, помилкових дій персоналу (вмикання під напругу заземленого устаткування, вимикання роз'єднувачів під навантаженням) і інших причин.

У більшості випадків у місці к.з. виникає електрична дуга з високою температурою, що приводить до руйнувань струмоведучих частин, ізоляторів і електричних апаратів. При к.з. до місця uszkodження протікають більші струми (струми к.з.), вимірювані тисячами ампер, які перегрівають неушкоджені струмоведучі частини й можуть викликати додаткові uszkodження, тобто розвиток аварії. Одночасно в мережі, електрично пов'язаної з місцем uszkodження, відбувається глибоке зниження напруги, що може привести до зупинки електродвигунів і порушенню паралельної роботи генераторів.

У більшості випадків розвиток аварій може бути відвернено швидким вимиканням uszkodженої ділянки електричної установки або мережі за допомогою спеціальних автоматичних пристроїв, що отримали назву релейний захист, які діють на вимикання вимикачів.

При вимиканні вимикачів uszkodженого елемента гасне електрична дуга в місці к.з., припиняється проходження струму к.з. і відновлюється нормальна напруга на неушкодженій частині електричної установки або мережі.

					ДП 2020 141				
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив		Березанський І.І			Літера	Аркуш	Аркушів		
Перевірив		Омельчук А.О.							
Рецензент					Функції і призначення релейного захисту ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого				
Н. контр.									
Затвердив		Балюта С.М.							

Завдяки цьому скорочуються розміри або навіть зовсім ліквідовуються ушкодження устаткування, на якому виникло к.з., а також відновлюється нормальна робота неушкодженого устаткування. Таким чином, основним призначенням релейного захисту є виявлення місця виникнення к.з. і швидке автоматичне вимикання вимикачів ушкодженого устаткування або ділянки мережі від іншої неушкодженої частини електричної установки або мережі.

Крім ушкоджень електричного устаткування, можуть виникати такі порушення нормальних режимів роботи, як перевантаження, однофазні замикання на землю (ОЗЗ) в мережі з ізольованою нейтраллю, виділення газу в результаті розкладання масла в трансформаторі або зниження рівня масла в його розширнику тощо.

У зазначених випадках немає необхідності негайного вимикання устаткування, тому що ці явища не представляють безпосередньої небезпеки для устаткування й можуть самоліквідуватися. Тому при порушенні нормального режиму роботи на підстанціях з постійним обслуговуючим персоналом, як правило, досить дати попереджувальний сигнал персоналу підстанції. На підстанціях без постійного обслуговуючого персоналу та в окремих випадках на підстанціях з постійним обслуговуючим персоналом здійснюється вимкнення устаткування, але обов'язково з витримкою часу.

Таким чином, другим призначенням релейного захисту є виявлення порушень нормальних режимів роботи устаткування й подача попереджувальних сигналів обслуговуючому персоналу або вимкнення устаткування з витримкою часу. Якщо призначенням релейного захисту є в першу чергу вимикання устаткування, то у функції електроавтоматики входить вмикання. До пристроїв електроавтоматики відносять автоматичне повторне вмикання (АПВ) і автоматичне вмикання резервного живлення (скорочено автоматичне уведення резерву - АВР).

Існують також деякі види технологічної електроавтоматики, що обслуговуються персоналом служб РЗА підстанцій, зокрема:

- автоматичне регулювання положення перемикача РПН силового

трансформатора (АРНТ);

- автоматичне настроювання дугогасильних котушок компенсації ємнісного струму замикання на землю в мережі 6-35 кВ (АРК);

- автоматичне регулювання батареї статичних конденсаторів;

- автоматику охолодження силових трансформаторів;

Крім цього існує протиаварійна режимна автоматика, зокрема, автоматичне частотне розвантаження (АЧР).

Релейний захист повинен відповідати таким основним вимогам

Швидкодія.

Швидке вимкнення ушкодженого устаткування або ділянки електричної установки запобігає або зменшує розміри ушкоджень, зберігає нормальну роботу споживачів неушкодженої частини установки, запобігає порушенню паралельної роботи генераторів.

Тривале протікання струму к.з. може привести до ушкодження неушкоджених ділянок устаткування ліній, трансформаторів по яких протікає струм к.з. через термічний перегрів устаткування. Допустимий час протікання струму через устаткування, що не викликає його ушкодження вказуються в ДСТ на устаткування.

Наприклад, припустимий час КЗ для трансформатора визначається за формулою:

$$t_{\text{доп.}} = 900 / K^2, \quad (2.1)$$

де K^2 - відношення струму к.з. до номінального струму трансформатора.

І в той же час вимкнення струмів к.з. згідно інструкції для експлуатації трансформатора не повинно перевищувати 4 -5 сек. Приблизно мінімальний перетин проводів повітряних і кабельних ліній повинен становити:

$$S_{\text{min}} = (I_{\text{к.мах}} / C) \cdot \sqrt{t_{\text{вимкн}}}, \quad (2.2)$$

де S_{min} - мінімально припустимий перетин проводів;

$I_{\text{к.мах}}$ - струм КЗ у максимальному режимі на початку лінії;

C - постійна проводу - залежна від конструкції лінії, наявності оболонки,

натягу проводу, умов тепловіддачі та інше. Для грубих розрахунків можна прийняти $C=69.5$

$\sqrt{t_{\text{вимкн}}}$ - корінь квадратний із часу вимкнення КЗ при даному струмі

$$t_{\text{вимкн}} = t_{\text{сз1}} + t_{\text{сз2}} = 2t_{\text{вимкн.вим.}} \quad (2.3)$$

де $t_{\text{вимкн.}}$ - повний час вимикання КЗ;

$t_{\text{сз1}}$ - час спрацювання захисту до АПВ;

$t_{\text{сз2}}$ - час спрацювання захисту після АПВ;

$t_{\text{вимкн.вим.}}$ - час вимикання вимикача.

При цьому вважається, що за час АПВ температура проведення істотно не знизиться й час впливу струму на нагрівання проведення підсумується. Для більш точних розрахунків варто використати спеціальні методики.

Для забезпечення стійкості паралельної роботи генератори, трансформатори, лінії електропередачі, по яких здійснюється паралельна робота й всі інші частини електричної установки або електричної мережі повинні оснащуватися швидкодіючим релейним захистом. Сучасні пристрої швидкодіючого релейного захисту мають час дії 0,02-0,1 с. Для розподільних мереж така швидкодія не обов'язково. Воно визначається термічною стійкістю, але й у цьому випадку варто прагнути до мінімально можливої витримки часу. Час спрацювання швидкодіючого ступеня захисту повинен бути 0.05 -0.1 с.

Селективність або вибірковість.

Селективністю називається здатність релейного захисту виявляти місце ушкодження і відключати його тільки найближчими до нього вимикачами (рис. 2.1).

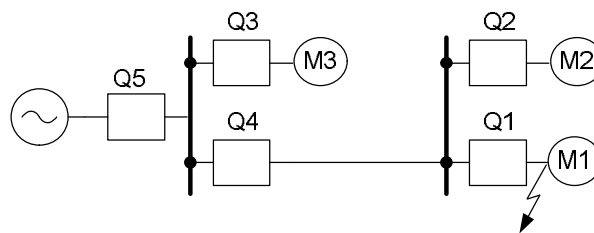


Рис. 2.1. Схема електроустановки до пояснення принципу селективності релейного захисту.

Так, при КЗ у точці *K1* (рис. 2.1) для правильної ліквідації аварії повинен подіяти захист тільки на вимикачі *Q1* і вимкнути цей вимикач. При цьому інша неушкоджена частина електричної установки залишиться в роботі. Така вибірна дія захисту називається селективним. Якщо ж при к.з. у точці *K1* раніше захисту вимикача *Q1* або одночасно з нею подіє захист вимикача *Q4* і відключить цей вимикач, то ліквідація аварії буде неправильною, тому що, крім ушкодженого електродвигуна *M1*, залишиться без напруги неушкоджений електродвигун *M2*. Така дія захисту називається неселективним.

З рис. 2.1 видно, що якщо при к.з. у точці *K1* подіє неправильно захист вимикача *Q5* і відключить цей вимикач, то наслідки такої неселективної дії будуть ще більш важкими, тому що без напруги залишаться обоє неушкоджених електродвигуна *M2* і *M3*.

Розглянутий приклад показує, яке важливе значення має виконання вимоги селективності для забезпечення правильної ліквідації аварій. У ряді випадків одночасне виконання вимог селективності й швидкодії викликає серйозні труднощі й вимагає істотного ускладнення захисту. У таких випадках, у першу чергу, забезпечується виконання тої з вимог, що в даних конкретних умовах є визначальним.

Застосовується кілька способів забезпечення селективності.

Селективність за принципом дії. Захист принципово не спрацьовує при короткому замиканні поза зоною дії, наприклад, зона дії дифзахисту перебуває між її трансформаторами струму.

Селективність по чутливості. Струм, напруга або опір спрацьовування вибирається таким чином, щоб захист не діяв при короткому замиканні на суміжній лінії, або за трансформатором - відсічення.

Селективність за часом. Витримка часу кожного попереднього захисту вибирається на щабель селективності більше чим наступна. Тому вона не встигає спрацювати, тому що неї випереджає захист наступної лінії при короткому замиканні на ній. Цей принцип найбільш простий, однак має істотний недолік, що заключається в тому, що витримка часу росте в міру наближення до джерела

живлення, а значить зростання струму. Це суперечить принципу швидкодії, поетом доводиться визначати. який принцип - швидкодія або селективність важливіше. Значно поліпшує положення застосування східчастих захистів або захистів із залежною витримкою часу. Використання східчастих захистів буде викладено при розгляді принципів виконання захисту устаткування. Величина ступеня селективності визначається точністю захисту, швидкодією застосованого вимикача й для сучасних мікроелектронних або мікропроцесорних захистів становить 0,2 - 0,3 с.

Чутливість.

Захист повинна мати таку чутливість до тих видам ушкоджень і порушень нормального режиму роботи в даній електричній установці або електричній мережі, на яких вона розрахована, щоб була забезпечено її дія на початку виникнення ушкодження, чим скорочуються розміри ушкодження устаткування в місці КЗ.

Чутливість захисту повинна також забезпечувати його дію при ушкодженнях на суміжних ділянках. Так, наприклад, якщо при ушкодженні в точці К1 (рис. 2.1) з якої-небудь причини не вимкнеться вимикач Q1, те повинна подіяти захист наступні до джерела живлення вимикача Q4 і вимкнути цей вимикач. Така дія захисту називається далеким резервуванням суміжної або наступної ділянки.

Струм спрацьовування повинен бути менше струму к.з. на величину називану коефіцієнтом чутливості ($K_{\text{ч}}$), напруга й опір u_{1089} спрацьовування більше напруги й опору спрацьовування на таку ж величину. Коефіцієнт спрацьовування враховує погрішності реле, розрахунку параметрів, вплив перехідного опору й електричної дуги в місці к.з. Коефіцієнти чутливості нормуються ПУЕ і величина їх становить для к.з. у зоні, що захищається - $K_{\text{ч}}=1,5$, у зоні резервування - $K_{\text{ч}}=1,2$, для швидкодіючих диференціальних захистів $K_{\text{ч}}=2$.

Надійність.

Вимога надійності полягає в тому, що захист повинен правильно й

безвідмовно діяти на вимкнення вимикачів устаткування при всіх його ушкодженнях і порушеннях нормального режиму роботи, для дії при яких вона призначена, і не діяти в нормальних умовах, а також при таких ушкодженнях і порушеннях нормального режиму роботи, при яких дія даного захисту не передбачено й повинна діяти інший захист.

Вимога надійності забезпечується досконалістю принципів захисту й конструкцій апаратів, добротністю деталей, простотою виконання, а також рівнем експлуатації. Необхідне станів пристроїв захисту підтримується плановими перевірками релейного захисту, при яких необхідно виявити й усунути виниклі дефекти.

У сучасних мікропроцесорних і мікроелектронних пристроїв захисту існують убудовані системи автоматичної й тестової перевірки, які дозволяють швидко виявити несправності, що з'явилися, і тим самим запобігти відмові або неправильній роботі захисту. Глибина таких перевірок може бути великий, але не 100%. тому наявність тестових перевірок або автоматичного контролю не виключає необхідності планових перевірок, але істотно зменшують частоту й обсяг їхнього проведення.

Для подальшого підвищення надійності застосовують принципи ближнього або далекого резервування. Ближнє резервування забезпечується установкою на даному приєднанні другого, резервного захисту, а для резервування відмови вимикача - спеціального пристрою резервування відмови вимикача (ПРВВ).

При далекому резервуванні відмова захисту й вимикача резервується резервним захистом на вищестоящому, попередньому елементі. Далеке резервування забезпечити в ряді випадків принципово складно а то й неможливо. Тому ПУЕ допускає відмова від далекого резервування захистами ліній, що живлять відпаєчні трансформатори, а також захистом уведень живильного фідера, що відходять від шин НН, СН підстанцій.

При відсутності такого резервування, наслідки відмови нерезервуємих захистів дуже важкі: це вигорання секцій шин і трансформаторів на живильних підстанціях, вигорання лінії, що відходить, на великому протязі. Тому варто

прагнути до застосування додаткових засобів ближнього й далекого резервування, і відмовлятися від нього тільки при повній технічній неможливості. Витрати на додаткові пристрої рано або пізно себе окуплять за рахунок порятунку дорогого устаткування.

2.2. Вимоги релейного захисту відхідних ліній 10 кВ.

Розподільні електричні мережі напругою 6 - 35 кВ (у ряді випадків до 110 кВ) здійснюють постачання електроенергії практично всім споживачам: великому і малому промислового підприємствам, сільському і комунальному господарству, електрифікованим залізницям, газопроводам і нафтопроводам. При цьому 75 % всіх порушень електропостачання споживачів відбувається саме в розподільних електричних мережах.

Надійність електропостачання споживачів у цих мережах забезпечується комплексом технічних рішень, у тому числі спорудженням двох чи більш живильних ліній (ЛЕП), установкою на кожній підстанції (ПС) не менш двох понижуючих трансформаторів, секціонуванням ЛЕП і розподільних пристроїв комутаційними апаратами, а також шляхом використання зроблених засобів керування, захисту й автоматики (РЗА).

Вказана лінія відносяться до мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю. Отже, захист повинен реагувати на трифазні, двофазні і подвійні замикання на землю. Однофазні замикання на землю не відносяться до коротких замикань і можуть існувати 2 і більше годин. За цей час можна перемкнути навантаження на інше джерело і після цього вже відключити лінію. Захист від замикань на землю, тому, може діяти на сигнал. У ряді випадків захист від замикань на землю може бути відсутнім, наприклад, на повітряних лініях, для яких відсутні трансформатори струму нульової послідовності. В цьому випадку пошук місця замикання на землю проводиться шляхом почергового відключення ліній.

Для роботи при двофазних і трифазних коротких замиканнях достатньо мати захисти встановлені у двох фазах. Захист завжди встановлюється в фазах А та С. Він не реагує на струм фази В, але це не має значення, оскільки при будь-яких міжфазних к.з. струм протікає в 2 фазах і спрацює захист встановлений або у фазі А або в С, або одночасно в 2 фазах. Дія такого захисту має особливості роботи при подвійних замиканнях на землю (рис. 2.2).

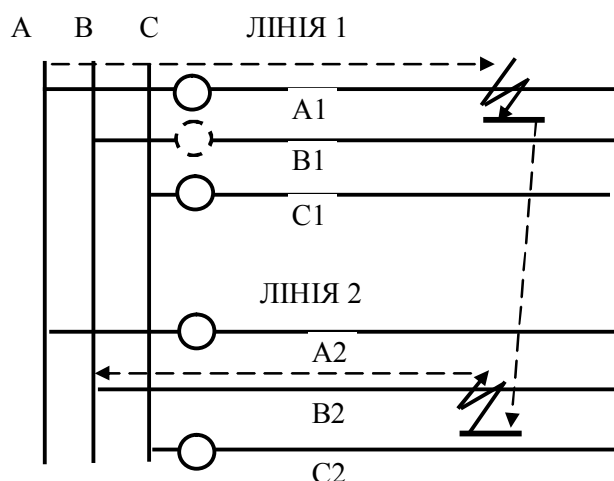


Рис. 2.2. Поведінка захисту, встановленого в 2 фазах при подвійних замиканнях на землю.

На рис.2.2. вказаний випадок подвійного замикання на землю на лініях 1 і 2. Захисту встановлені на обох лініях у фазах А та С. У зображеному варіанті на Л1 протікає струм у фазі А, де встановлений захист, а на Л2 у фазі В, де захист не встановлена. Тому відключиться лінія 1, а лінія 2 залишиться з замиканням на землю. Таким чином, лінія 2 залишилася в роботі, з підключеною до неї навантаженням. Всі можливі варіанти наведені в табл.2.1.

Таблиця 2.1

Можливі пошкодження ліній електропередавання

Пошкоджена фаза Л1	Пошкоджена фаза Л2	Відключається лінія
А	В	Л1
А	С	Л1 і Л2
В	А	Л2
В	С	Л2
С	В	Л1
С	А	Л1 і Л2

Як видно з табл. в 2.1, в 4 випадках з 6 відключається Л1, в 2 - Л2 і ще в 2

відключаються обидві лінії. Це вважається перевагою такого підключення захисту, так як в 4 з шести випадків у роботі залишається одна лінія. При помилку в розстановці ТС картина може змінитися в гіршу сторону.

Так, наприклад, якщо помилково встановити на Л1 трансформатори струму у фазі В і С (на рис.2.2 в фазі В показано пунктиром), то виявиться що на Л1 струм к.з. протікає в незахищеною фазі А, а на ПЛ-2 в незахищеній фазі В. Таким чином, відмовляють обидві захисту. Тому в ПУЕ записано, що захисти у всій мережі повинні розташовуватися в однакових фазах.

Можна припустити, що це явище мало ймовірно, оскільки в комплектних розподільчі трансформатори струму розташовуються в крайніх фазах і помилка неможлива. Це так, проте в мережі часто нехтують цим правилом: дроти лінії або жили кабелю під'єднуються як зручно і на живильному і на приймальному кінці.

Після подачі напруги на приймальні підстанції перевіряється напрямок обертання фазопоказчика або двигуна, і якщо вони обертаються у зворотний бік, то переміщуються 2 фази, які зручніше поміняти місцями. Але це не обов'язково будуть правильні фази, отже, може відбутися ушкодження в мережі, відключене зовсім не тими захистами. Тому при розгляді випадків неправильної роботи захисту в мережі доцільно перевірити і таку причину.

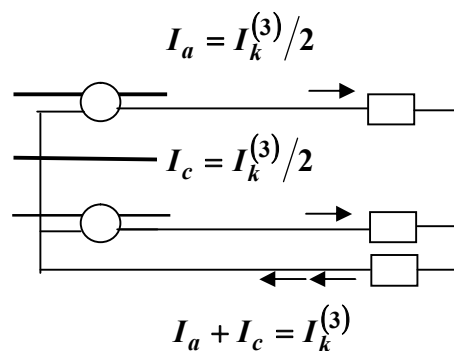


Рис. 2.3. Розподіл струмів в елементах захисту включених у схему неповної зірки.

У зворотному проводі ТС протікає сума струмів двох фаз, що дорівнює повному струму трифазного к.з. Таким чином, можна одночасно забезпечити

чутливість захисту при к.з. за трансформатором і забезпечити відключення в більшості випадків тільки однієї ПЛІ при Δ/Y подвійних замиканнях на землю.

Захист від ОЗЗ повинен виконуватися селективним (виборчим), що вказує номер пошкодженої ЛЕП, але допускається встановлювати неселективну РЗ, що сигналізує про замикання на землю в даній електрично зв'язаній мережі. В останньому випадку відшукування пошкодженої ЛЕП здійснюється почерговим відключенням і включенням приєднань. По вимогах техніки безпеки захист від ОЗЗ повинен діяти на відключення пошкодженого приєднання, при цьому він повинен виконуватися селективним.

Автоматичне повторне включення (АПВ) повинне передбачатися для всіх повітряних і змішаних кабельно-повітряних ЛЕП, а в ряді випадків і для кабельних ЛЕП. Можуть застосовуватися пристрої АПВ однократної чи дворазової дії. Пристрій АПВ дворазової дії застосовується в тих випадках, коли не має автоматичного резервування споживачів по мережі за допомогою пристроїв автоматичного включення резервного живлення (АВР).

Сучасне виконання цифрових пристроїв РЗА на елементній базі обчислювальної техніки не скасовує відомі вже протягом 100 років принципи роботи основних типів РЗ електричних установок від міжфазних к.з.: МСЗ, спрямованої токової, дистанційної і диференціальний РЗ, і тому в цифрових РЗ всіх вітчизняних і закордонних фірм ці принципи використовуються повною мірою, надаючи замовнику широкі можливості вибору при використанні захисту на конкретному об'єкті.

Наприклад, у найбільше широко застосовуваних МСЗ, виконаних на елементній базі обчислювальної техніки, передбачається можливість використання на вибір дво- чи триступінчастого захисту, причому на третій чуттєвій ступені може бути встановлена або незалежна від струму, фіксована витримка часу, або запрограмована одна з декількох можливих обернено-залежних часо-струмових характеристик спрацювання.

Принцип фіксації зміни напрямку потужності при зміні режиму живлення (рис.2.4, б чи в) з метою автоматичної зміни налагодження РЗ на секціонуючих

вимикачах може бути здійснений і на електромеханічних (напівпровідникових аналогових), і на цифрових реле. Розглянемо ці варіанти.

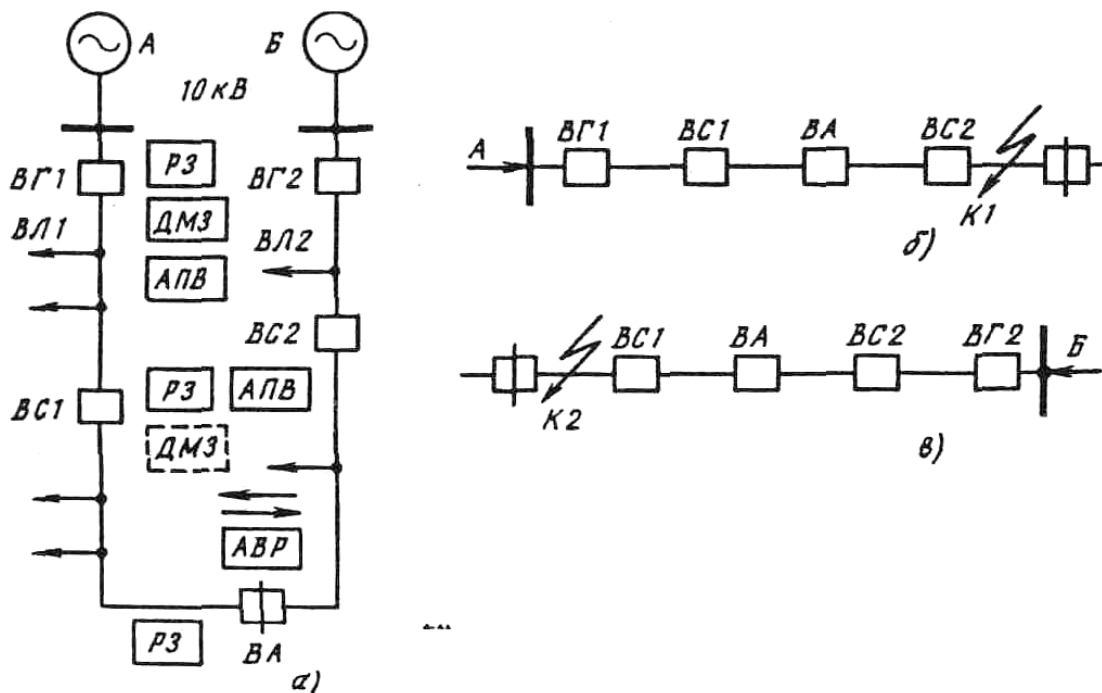


Рис.2.4. Схема мережі з автоматичним резервуванням і автоматичним секціонуванням у нормальному (а) і аварійних (б, в) режимах роботи: ВГ, ВС, ВА — вимикачі головний, секціонуючий, пункту АВР.

А. Установка двох комплектів традиційної МСЗ, з яких один, що працює з меншим часом, виконується спрямованим вбік основного джерела живлення.

Наприклад, на вимикачі ВР1 при к.з. у точці РЗ К2 (рис.2.4, в) буде працювати спрямований комплект РЗ, відрегульований на час спрацювання близько 0,2 с, менше, чим час спрацювання захисту на ВА, і тим більше основного комплекту захисту на ВР2.

У нормальному режимі (рис.2.4, а) чи аварійному режимі живлення мережі від джерела А (рис.2.4, б) спрямований комплект РЗ на ВР1 не зможе спрацювати, тому що потужність (струм) к.з. проходить через цей захист від основного джерела А в сторону резервного джерела Б, і контакти реле напрямку потужності не замикаються.

У цих режимах при к.з. діє інший, основний, комплект ненаправленої МСЗ із витримкою часу більшою, ніж у захисту на ВА й у спрямованого комплекту РЗ

на *ВР2*. Цей спрямований комплект у режимі живлення мережі від джерела *А* (рис.2.4, б) при к.з. у точці *К1* виявляється найближчим до місця пошкодження і спрацювує раніш всіх, незважаючи на те, що в нього мається невелика витримка часу - близько 0,2 с.

Таке невелике уповільнення забезпечує, як правило, селективність між РЗ і плавкими запобіжниками (ПЗ) трансформаторів 10/0,4 кВ, підключених до ЛЕП між головним *ВГ* і секціонуючим вимикачем *ВР* при пошкодженні на висновках 10 кВ трансформатора в режимі живлення від резервного джерела (рис.2.4, б чи в).

Б. Установка двох комплектів простих МСЗ (ненаправлених) з різними уставками по струму і за часом.

У нормальному режимі більш чутливий і маючий менший час спрацювання комплект РЗ виведений з дії. Основний комплект, побудований селективно з захистом на пункті *АВР* (вимикач *ВА* на рис.2.4), постійно введений в роботу. При відключенні основного джерела живлення й автоматичному переключенні лінії на живлення від резервного джерела також автоматично вводиться в дію чутливий комплект РЗ із меншим часом спрацювання.

Автоматичне введення цього комплекту може виконуватися при тривалій відсутності напруги, обов'язково перед спрацюванням пристрою *АВР*, наприклад, за допомогою спеціального пристрою переключення РЗ типу УПЗС [3].

Зміна налагодження РЗ може виконуватися і при зміні напрямку потужності в режимі після спрацювання пристрою *АВР* (на цьому принципі побудована спеціальна напівпровідникова РЗ типу ЛТЗ). Схеми з переключенням комплектів МСЗ при цих умовах виконувалися в КРПЗ типу К-102 [3].

В. Використання цифрового МСЗ із двома наборами уставок, кожний з яких заздалегідь обраний для режимів живлення від джерела А(рис.2.4, б) і Б (рис.2.4, в).

Переключення з одного набору уставок на іншій і назад може виконуватися по кожному з ознак зміни режиму роботи мережі:

- зміна напрямку потужності;

- тривала відсутність напруги; команда, що прийшла по каналу зв'язку.

Це легко здійснюється в тому самому цифровому реле, встановленому на секціонуючому вимикачі чи на пункті *АВР*. У такий же спосіб цифрове реле на головному вимикачі може виконати функції ДМЗ, і тоді окремий комплект подібного пристрою не буде потрібен. Функції АПВ також виконуються тим же цифровим реле (терміналом), і окреме реле АПВ (РПВ) не потрібне.

Цифрові реле для електроустановок 6 - 10 кВ, що випускаються різними фірмами, мають ряд загальних властивостей, властивій цифровій апаратурі. Крім того, вони виконані відповідно до міжнародних стандартів [5].

Важливо відзначити, по-перше, що цифрова апаратура РЗ має ряд органічних переваг перед аналоговим РЗ (електромеханічний і напівпровідниковий), що виявляються практично незалежно від обслуговуючого персоналу. До них можна віднести безперервну самодіагностику, реєстрацію процесів, багатфункціональність при невеликих габаритах, стикування з АСУ і т.д. Але, по-друге, у цифрових реле закладений цілий ряд можливостей, ефективне використання яких цілком залежить від компетентності персоналу замовника, як на стадії проектування і замовлення реле, так і при виборі параметрів спрацювання.

Функції РЗ розподільних мереж, закладені в цифрових реле, чітко підрозділяються на три групи, як це і передбачається ПУЕ: РЗ від міжфазних к.з., РЗ (сигналізація) від замикань на землю, РЗ (сигналізація) від різних ненормальних режимів, небезпечних для електроустановок.

Розділ 3. Вибір пристроїв релейного захисту підстанції 35/10 кВ «Артемівська».

3.1. Порівняльний аналіз пристроїв релейного захисту різних поколінь.

Релейний захист являється основним видом електричної автоматики, що забезпечує відключення пошкоджених ділянок мережі або дає сигнал про несправність в роботі якої небудь ділянки електричної мережі. Релейний захист повинен володіти достатньою чутливістю, селективністю, швидкістю дії, хорошою надійністю в роботі, простотою в конструкції.

Період розвитку релейного захисту з кінця минулого сторіччя по дійсний час містить у собі застосування електромеханічних систем і лампової електронної техніки, етап використання дискретних напівпровідникових компонентів і етап впровадження інтегральних мікросхем (ІС) різного ступеня інтеграції.

Кожен етап має свої характерні риси. Так, у процесі розвитку електромеханічних систем були сформульовані принципи побудови пристроїв захисту обладнання електричних станцій і систем, орієнтовані переважно на контроль інтегральних параметрів струму, напруги і їх відношення (опору).

Використовуючи напівпровідникові дискретні компоненти, у першу чергу, прагнули поліпшити масогабаритні показники і підвищити надійність.

Бурхливий розвиток інтегральної мікроелектроніки в 70-х і 80-х роках дозволив у корені змінити підхід до побудови систем релейного захисту. З'явилися різні цифрові інтегральні схеми середнього й високого ступеня інтеграції, а також різноманітні прецензійні аналогові ІС. Сучасні цифрові ІС реалізують функції цілих блоків і вузлів обчислювальних пристроїв, мають високу швидкодію, що обумовило появу зовсім нового напрямку в електроніці –

					ДП 2020 141				
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив		Березанський І.І			Літера	Аркуш	Аркушів		
Перевірив		Омельчук А.О.							
Рецензент					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого				
Н. контр.									
Затвердив		Балюта С.М.							
					Вибір пристроїв релейного захисту підстанції 35/10 кВ «Артемівська»				

створення мікропроцесорів, що істотно розширило можливості, як практичної реалізації розроблених методів обробки сигналів, так і подальшого розвитку релейного захисту на їхній основі. Тому з'явилася надія на широке впровадження цифрових методів обробки інформації в пристроях релейного захисту.

Розширення високовольтних систем, їх взаємне об'єднання, підвищення вимог у відношенні безперебійності електропостачання привели до необхідності проведення в енергосистемах, на заводах-виробниках у проектних і науково-дослідницьких організаціях великої творчої роботи по вивченню явищ, які відбуваються в електричних системах, по розробці методів розрахунків, по створенню нових принципів захисту й конструювання реле, які забезпечують негайну локалізацію й ліквідацію к.з.

У зв'язку з потребою підвищення швидкості дії захисту ліній електропередачі і застосування різних видів автоматики, з метою збереження стійкості паралельної роботи електричних систем, стала необхідною розробка принципів побудови захисту, який володіє необхідною чутливістю і не реагує на струми навантаження і розходження ЕРС по кінцям ліній електропередачі. Це робиться за допомогою способів аналізу роботи захисту, що базуються на застосуванні методу геометричних місць.

Із зростанням довжини ліній електропередачі починає проявлятися розподілений характер параметрів лінії, який зумовлює хвильові процеси, що відбуваються в них. При цьому вже не є можливим використовувати спрощені методи розрахунків, які враховують тільки зосереджені індуктивності. Передача великих потужностей на далеку відстань пов'язана також із застосуванням пристроїв поперечної й повздовжньої компенсації, які вносять додаткові ускладнення в дослідження усталених і особливо перехідних процесів в електропередачі.

Вплив ємкісної провідності ліній призводить до появи вищих гармонічних складових у струмі короткого замикання, а наявність повздовжньої ємкісної компенсації призводить до виникнення субгармонійних складових (які мають частоту нижче промислової).

Для розрахунку таких ліній електропередач можна застосовувати метод математичного моделювання.

У сучасному цифровому реле (терміналі) можуть бути сполучені багато різних функцій, у тому числі функції РЗ від всіх можливих видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи електроустановок, функції автоматичного повторного включення (АПВ) ЛЕП, автоматичного включення резервного джерела живлення (АВР), автоматичного відділення пошкодженої ділянки й інших автоматичних пристроїв керування в аварійному і післяаварійному режимах, функції виміру і запису електричних величин, оперативного і запрограмованого керування комутаційними апаратами, функції визначення місця пошкодження на аварійно відключених ЛЕП і т.д.

Такі цифрові пристрої називають багатофункціональними. На відміну від традиційного виконання РЗА за допомогою наборів окремих реле з однієї, як правило, функцією (реле струму, напруги, часу), при використанні цифрових реле задачі РЗА доцільно вирішувати комплексно.

Крім великих функціональних можливостей цифрові пристрої РЗА мають багато корисних властивостей, у тому числі, безупинна автоматична самоперевірка, запам'ятовування подій, можливість дистанційного контролю і оперативної зміни налагодження РЗА за допомогою ЕОМ чи каналу зв'язку по заздалегідь передбаченому в цьому ж реле алгоритму. Наприклад, при включенні ЛЕП від пристрою АПВ уставка за часом спрацювання РЗ може бути короткочасно знижена для прискорення відключення стійкого короткого замикання (к.з.). В іншому випадку може бути змінений весь набір уставок РЗА при зміні, наприклад, первинної схеми електричної мережі. Ці переваги цифрових РЗА роблять їхній найбільш перспективними для автоматизації розподільних електричних мереж.

Появу цифрової апаратури РЗА не слід розглядати як сигнал до негайного повного відмовлення від використання в електричних установках існуючих традиційних пристроїв РЗА з напівпровідниковими (аналоговими) і електромеханічними реле. Там, де розрахунки вказують на можливість

виконання досить чутливого, швидкодіючого, селективного (вибіркового) і надійного РЗ з електромеханічними реле, їх можна використовувати, з огляду на те, що в даний час вони коштують набагато дешевше цифрових пристроїв, накопичений великий досвід їхнього обслуговування, маються запасні частини і спеціальні набори інструментів для ремонту і регулювання цих реле, а також сучасні портативні пристрої для їхнього обслуговування. Однак при необхідності модернізації і тим більше при проектуванні електроустановок потрібно провести серйозні техніко-економічні розрахунки для порівняння варіантів використання більш дешевої традиційної апаратури РЗА і більш дорогої цифрової апаратури РЗА.

Загальні недоліки традиційних пристроїв РЗ.

Майже всі існуючі пристрої РЗ у розподільних мережах 6 - 35 кВ у містах, у сільській місцевості і на промислових підприємствах України виконані на аналогових електромеханічних реле (більш 95 % всіх пристроїв РЗ), а інші - на напівпровідникових статичних реле, а частка цифрових РЗ дуже мала. Справедливо буде відзначити, що багаторічна статистика незмінно показує високий відсоток правильних дій РЗА. Однак, також відомо якими великими затратами праці забезпечується цей високий відсоток. Поряд з необхідністю великих затрат праці на обслуговування, для аналогових реле характерні і деякі інші істотні недоліки, що перешкоджають чи істотно затрудняють комплексну автоматизацію розподільних мереж. До таких недоліків варто віднести:

- великий час відключення міжфазних к.з., особливо на головних ділянках, тобто поблизу джерел живлення, через великі значення ступіней селективності, через відсутність в більшості електроустановок прискорення РЗ після АПВ, через відсутність логічного захисту шин;

- неможливість виконання багаторазових пристроїв АПВ, в тому числі через зазначену вище відсутність прискорення захисту після АПВ;

- великі труднощі у виконанні пристроїв, що запам'ятовують надструми к.з. і струми замикань на землю, і отже, неможливість використання цього РЗ як індикатору пошкодження на секціонованих ЛЕП і ЛЕП з відгалуженнями до ПС

СН/НН, а також, як наслідок, великі труднощі виконання автоматичного відключення пошкодженої ділянки в безструмову паузу за допомогою керованих роз'єднувачів;

– великі труднощі по виконанню пристроїв для автоматичної зміни уставок спрацювання РЗА при раптовій зміні режиму живлення електричної мережі, що необхідно для мереж із двома джерелами живлення і АВР;

– відсутність ефективного РЗ від однофазних замикань на землю.

Важливо відзначити, *по-перше*, що цифрова апаратура РЗ має ряд органічних переваг перед аналоговим РЗ (електромеханічний і напівпровідниковий), що виявляються практично незалежно від обслуговуючого персоналу. До них можна віднести безупинну самодіагностику, реєстрацію процесів, багатофункціональність при невеликих габаритах, стикування з АСУ і т.д. Але, *по-друге*, у цифрових реле закладений цілий ряд можливостей, ефективне використання яких цілком залежить від компетентності персоналу замовника, як на стадії проектування і замовлення реле, так і при виборі параметрів спрацювання.

Функції РЗ розподільних мереж, закладені в цифрових реле, чітко підрозділяються на три групи: РЗ від міжфазних к.з., РЗ (сигналізація) від замикань на землю, РЗ (сигналізація) від різних ненормальних режимів, небезпечних для електроустановок.

Захист від міжфазних к.з.

При виборі типу цифрового реле й уставок його спрацювання, для відключення міжфазних к.з., головною задачею є забезпечення мінімально можливого часу відключення міжфазного к.з.. Прискорення відключення міжфазних к.з. у розподільних мережах зменшує розміри пошкодження електроустаткування і вартість відбудовних робіт, підвищує відсоток успішних дій АПВ і АВР, і, отже, зменшує імовірність і тривалість перерви електропостачання. Наприклад, по статистиці щорічно пошкоджується від 5 до 6% КРП 6 (10) кВ, а в сільській місцевості - до 12 %. За рахунок зниження часу відключення міжфазних КЗ можна буде помітно зменшити пошкоджуваність

цього виду устаткування. При виборі перерізу проводів ліній і кабелів можна досягти істотного зниження витрати металу шляхом зниження часу відключення к.з.. Тим більше, якщо використовувати такі властивості цифрової апаратури РЗ, як прискорення відключення після чи до АПВ, логічний захист шин і інші.

Таким чином, бажаючи цілком використовувати можливості цифрових реле для швидкого селективного відключення міжфазних к.з., ми повинні мати на увазі наступне:

- для ділянок мереж 6(10) кВ, що складаються з декількох, послідовно включених ЛЕП, варто використовувати реле з треступінчатою МСЗ;

- при виборі уставок спрацювання необхідно розглянути можливість використання третьої (чутливої) ступені цього захисту з оберненозалежною часострумовою характеристикою, що в ряді випадків дозволяє істотно знизити час відключення к.з. на головних ділянках у порівнянні з варіантом використання цього захисту з незалежним від струму (фіксованим) часом спрацювання;

- за результатами проведених досліджень рекомендується використовувати оберненозалежну характеристику третьої ступені, що забезпечує найменший час відключення к.з., а також найкращу селективність з наявними на суміжних ділянках мережі стандартними вітчизняними електромеханічними реле типу РТ-80 і РТВ, напівпровідниковими КУ типу ЯРЭ-2201 (де закладена саме "нормальна" характеристика), а на трансформаторах 10/0,4 кВ - із плавкими запобіжниками типу ПКТ;

- при використанні третьої ступені з фіксованим часом спрацювання, а також другої ступені (від перетину з витримкою часу), необхідно, з урахуванням часу відключення вимикачів, прагнути до зменшення ступіней селективності до 0,15—0,2 з, як це рекомендується виготовлювачем цифрових реле;

- при виконанні АПВ ліній, шин, трансформаторів необхідно використовувати прискорення РЗ після АПВ, а в деяких випадках прискорення РЗ до АПВ;

- для прискорення відключення к.з. на шинах 6 (10) кВ (в осередках КРП)

необхідно використовувати "логічний" захист шин, передбачений у схемах РЗ із цифровими реле.

Поряд зі зменшенням часу дії РЗ від міжфазних к.з. важливою задачею є підвищення її чутливості за рахунок розумного вибору струму спрацювання: для струмових відсічок - шляхом використання наявного в цифрових реле автоматичного зазублення при кидках струму включення; для чутливої ступені — шляхом систематичного аналізу значень робочих струмів у максимумах навантаження і струмів самозапуску навантаження після АПВ, що фіксуються цифровими реле, а також іншими реєстраторами аварійних процесів.

При необхідності використання двох наборів уставок спрацювання на тому самому цифровому реле, усі приведені вище рекомендації відносяться до вибору уставок спрацювання обох наборів.

Однак, при цьому варто враховувати спосіб переключення реле з одного набору уставок спрацювання на інший, а саме: переключення відбувається або до подачі напруги від резервного джерела живлення (у безструмову паузу по ознаці відсутності напруги чи по каналу зв'язку від системи телекерування), або після подачі напруги від резервного джерела живлення (по факту зміни напрямку потужності чи по каналу зв'язку від системи телекерування). Це особливо важливо для мереж з автоматичним резервуванням і секціонуванням (з мережним АВР).

Таким чином, перераховані вище технічні переваги цифрової апаратури РЗ, що забезпечують головну мету - швидке, надійне і селективне відключення міжфазних КЗ - не вимагають особливих додаткових економічних обґрунтувань для її використання на проєктованих і модернізованих енергооб'єктах напругою 6 – 110 кВ.

Взагалі можна сказати, що застосування мікропроцесорів та побудованих на їх основі мікропроцесорних систем релейного захисту й автоматики електричних систем є великим кроком вперед, оскільки вони мають таку універсальність і функціональну складність, що істотно зросли можливості як практичної реалізації розроблених методів обробки сигналів, так і подальшого розвитку

засобів автоматизації.

На даний час лідерами на ринку мікропроцесорних систем релейного захисту та автоматики є фірми ABB та ALSTOM, та українська „Київприлад”.

Приведемо короткі характеристики деяких видів мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики.

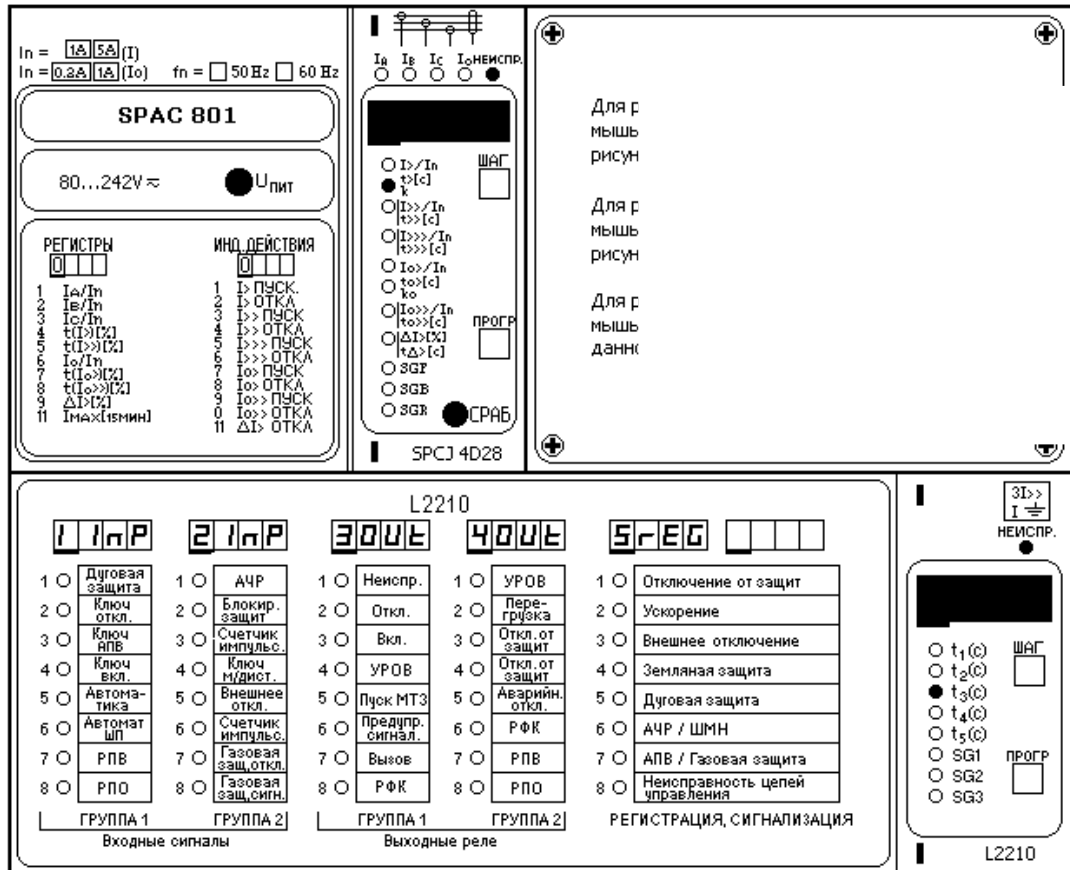


Рис.3.1. Лицьова панель SPAC 801.

Пристрій SPAC 801-01 виробництва “АББ Реле-Чебоксари” забезпечує:

- обмін інформацією з верхнім рівнем АСУ ТП;
- місцеве чи дистанційне керування вимикачем;
- необхідні захисні функції;
- реєстрацію аварійних параметрів;
- гнучку програмувальну логіку;
- блокування від багаторазових включень вимикача;
- дворазове автоматичне повторне включення вимикача (АПВ);
- формування сигналу ПРВВ при відмовленні вимикача;

- прискорення дії другої ступіні МСЗ;
- попереджувальну й аварійну сигналізацію дії захистів і автоматики;
- контроль справності кіл керування вимикача;
- постійний самоконтроль апаратної і програмної частини пристрою;
- прийом вхідних сигналів від зовнішніх пристроїв кількістю не більш 16;
- керування вихідними реле з кількістю не більше 16;
- формування сигналу заборони АПВ від захистів і зовнішніх сигналів;
- підрахунок кількості спроб АПВ.

Термінал SPAC 801-01 являє собою пристрій, що складається з функціональних блоків, конструктивно об'єднаних в касеті і виконуючих всі необхідні функції для захисту приєданого об'єкту. До його складу входять такі блоки:

- блок вхідних трансформаторів;
- блок живлення;
- вимірювальний блок SPCJ 4D28;
- блок керування (L2210);
- блоки вхідних сигналів (входів);
- блоки вихідних реле (виходів).

За допомогою перерахованих блоків можна виконати захист, керування й автоматику різних енергетичних об'єктів напругою 6-10 кВ: кабельної чи повітряної лінії, двигунів і трансформаторів власних потреб, що не вимагають диференціального захисту і т.д.

Пристрій має роз'єм в правій верхній частині касети (за лицьовою панеллю), у який може бути встановлений модуль осцилографа SPCR 8C27, що поставляється по окремому замовленню.

Сигналізація спрацювання захистів і пристроїв автоматики забезпечується контактними виходами й індикацією на індикаторах і чотирьохрозрядних дисплеях у блоці керування і вимірювальному блоці.

Пристрій забезпечує вимір вхідних величин з індикацією на дисплей.

У залежності від виконання до складу пристрою може входити один чи два

блоки входів і виходів. Набір типів захистів пристрою визначається застосовуваним вимірювальним блоком, а функції автоматики і керування визначаються програмним забезпеченням блоку керування.

Пристрій SPAC 801-01 може бути включений в систему верхнього рівня АСУ ТП завдяки наявності відповідного програмного забезпечення і порту послідовної передачі даних. Це дає можливість передавати заміряні величини, параметри аварійних режимів, значення уставок, інформацію про стан устаткування на місцеві чи віддалені диспетчерські пункти, а також проводити дистанційне керування об'єктом.

Пристрій призначений для установки в комплектних розподільних пристроях електричних станцій і підстанцій, а також на панелях керування.

Пристрій MICOM P122 виробництва концерну ALSTOM.

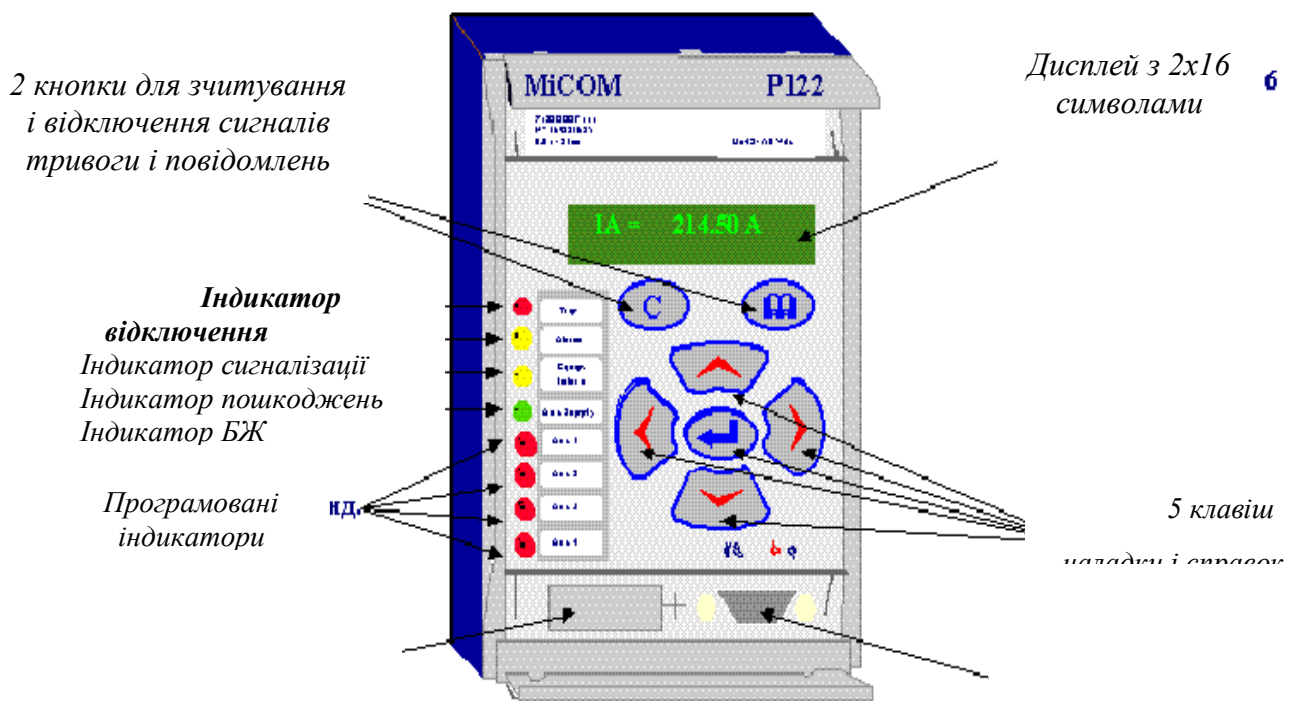


Рис.3.2. Передня панель MICOM P122.

Пристрій MICOM P122 є останнім поколінням мікропроцесорних пристроїв захисту. Він має широкий набір функцій (МСЗ, СВ, АПВ, ЗНЗ, тепловий захист від перевантажень, датчик початкового навантаження, захист мінімального струму і оберненої послідовності,), які забезпечують надійний захист.

Узгодження з іншими пристроями спрощується за рахунок гнучких функцій автоматики. Дві групи уставок адаптують складний захист до управління схемами. Є можливість змінювати уставки, як “по місцю” так і дистанційно. Пристрій МІСОМ Р 122 сумісний з широким діапазоном стандартних протоколів передачі інформації (MODBUS, R-BUS, МЕК 870-5-103 і т.д.).

Для кращого управління, по локальній сітці, може бути передана вся інформація, яка запам’ятовується: уставки, вимірювання, події, помилки або записи осцилограм. Дистанційні команди миттєво виконуються і передаються на суміжні комутаційні пристрої.

Пристрій МІСОМ Р122 має простий і зручний інтерфейс “людина-машина”. Функціональні клавіші і жидко-кристалічний дисплей (ЖКД) розташовані на передній панелі – дозволяють програмувати пристрій згідно з вимогами користувача.

Вимірювання струмів, напруги та частоти подаються в дійсних значеннях, що досить зручно для обслуговуючого персоналу. Вони можуть бути виведені за допомогою локальної сітки на персональний комп’ютер.

Для МІСОМ Р122 легко назначаються входи і виходи і суміщаються будь-які ступені, які програмуються незалежно для кожного із виходів.

Програмне забезпечення, яким комплектується пристрій МІСОМ Р123 разом з портами передачі інформації, забезпечують вільний доступ користувача до всієї інформації, що зберігається, вихід до характеристик пристрою або до параметрів, що контролюються.

Пристрій МРЗС-05-01 виробництва ВО „Київприлад”

Пристрій виконує такі основні функції:

- триступінчастий максимальний струмовий захист (МСЗ) від міжфазних коротких замикань;
- захист від замикань на землю по струму нульової послідовності;
- захист максимальної напруги;
- захист мінімальної напруги з контролем струму.
- автоматичне прискорення МСЗ при включенні вимикача;

- дворазове чи однократне автоматичне повторне включення (АПВ);
- пристрій резервування відмов вимикача (ПРВВ);
- автоматичне частотне розвантаження (АЧРСО);
- функції самодіагностики;
- функції реєстрації дискретних і аналогових сигналів.

Таблиця 3.1

Порівняння основних часо-струмових характеристик різних пристроїв

Параметр	Діапазон значень пристрою МРЗС-05-01	Діапазон значень пристрою SPAC 800-01	Діапазон значень пристрою МІСОМ Р122
Уставка МСЗ 1 ст	0,5...150,0 А	0,5...5 x I _N	0,5..15 А
Уставка МСЗ 2 ст	0,5...40,0 А	0,5...40 x I _N	10...100 А
Уставка МСЗ 3 ст	0,5...40,0 А	0,5...40 x I _N	-
Витримка часу 1 ст МСЗ	0,00...32,00 с	0,05...300 с	0...3,2
Витримка часу 2 ст МСЗ	0,00...32,00 с	0,04...300 с	0...1 с
Витримка часу 3 ст МСЗ	0,00...32,00 с	0,04...300 с	-
Прискорення МСЗ	0,00...5,00 с	0,1...1,5 с	0,1...1 с
Т вводу прискор.	0,00...5,00 с	0,1...2,5 с	0,1...1,5 с
Уставка ЗЗН	5...300 мА	2 мА...2А	5 мА...1,0 А
Витримка часу 1 ст ЗНЗ	0,00...32,00 с	0,05...300 с	0,1...30 с
Витримка часу 2 ст ЗНЗ	0,00...32,00 с	0,05...300 с	0,1...30 с
Уставка І ПРВВ	0,25...5,00 А	0...5,0 А	0,2...5,0 А
Витримка часу ПРВВ	0,00...32,00с	1...300 с	0,1...150 с
Витримка часу 1 циклу АПВ	0,20...32,00 с	0,5...20 с	0,5...30 с
Витримка часу 2 циклу АПВ	0,20...75,00 с	20...120 с	0,20...60 с

Обґрунтування та вибір релейного захисту включає РТП входить вибір елементів релейного захисту трансформаторів підстанції і вибір елементів релейного захисту ліній 10 кВ.

Для захисту трансформаторів повинні бути передбачені наступні види

захистів:

- від пошкоджень всередині кожуха трансформатора, які супроводжуються виділенням газів;

- від пониження рівня масла;

- від пошкоджень на вводах трансформаторів;

- від струмів зовнішніх коротких замикань;

- від струмів в оболонках обумовлених внутрішніми пошкодженнями.

Виходячи з цих вимог на реконструйованій підстанції передбачається виконання:

- газового захисту трансформатора;

- диференційного захисту;

- максимального струмового захисту трансформатора на стороні 35 і 10 кВ;

- температурний захист трансформатора;

- захист від пониження напруги 10 кВ;

- захист від перевантаження силового трансформатора;

Перелічені захисти забезпечать нормальний режим роботи трансформаторів. У випадку спрацювання диференційного захисту трансформатора, відключається вакуумний вимикач на стороні 35 кВ.

При спрацюванні першого ступеня газового захисту вмикається сигналізація про порушення режиму роботи, - якщо справджується другий ступінь – відмикається вакуумний вимикач на стороні 35 кВ.

Максимальний струмовий захист установлений на стороні 10 кВ діє на вимикання вакуумного вимикача вводу 10 кВ.

Для захисту ліній 10 кВ передбачено максимальний струмовий захист.

Захист трансформатора власних потреб 10/0,4 кВ здійснюється запобіжником: ПКТ-101-10-5-12.5 УЗ.

Захист від пошкоджень у первинних колах трансформаторів напруги 10 кВ виконується запобіжником: ПКН 001-10 УЗ.

Для захисту вторинних кіл трансформаторів напруги використовується

автоматичні вимикачі.

Перейдемо до розгляду пристрою МРЗС-05-01 на якому буде виконуватися релейний захист.

Пристрої серії МРЗС-05 застосовуються на понижуючих підстанціях 35/10(6) кВ. Виконують функції релейного захисту, автоматики і реєстрації. Контролюють напруги, струми, частоту, активну і реактивну потужності, максимальний струм і мінімальну напругу в ушкодженій фазі.



Рис.3.3. Зовнішній вигляд МРЗС.

Пристрої реєструють аварійні ситуації з записом дискретних сигналів, а також миттєвих значень струму і напруги в режимі осцилографа з прив'язкою до поточного часу. Пристрої сертифіковані.

Виконують наступні функції:

релейного захисту:

- триступінчастий максимальний струмовий захист МТЗ із блокуванням чи без блокування по напрузі й обмеженоно-залежній витримці часу;

- захист від замикань на землю по струму нульової послідовності;
- захист максимальної напруги;
- захист мінімальної напруги з контролем струму.

автоматики:

- двократне чи однократне автоматичне повторне включення;
- резервування відмовлення вимикача;
- автоматичне частотне розвантаження АЧР;
- автоматичне прискорення МТЗ при включенні вимикача.

Пристрій забезпечує контроль: напруг; струмів; частоти; активної і реактивної потужностей; максимального струму в ушкодженій фазі; мінімальної напруги на ушкодженій фазі.

Індикація і керування. Керування і конфігурація МРЗС проводиться за допомогою вбудованих кнопок керування і рідкокристалічного дисплея, а також за допомогою ПЕОМ, що підключається через інтерфейс RS232, чи по локальній мережі через інтерфейс RS485 - оперативна зміна алгоритмів роботи МРЗС можлива через 8 дискретних оптронних входів. Їхнє призначення програмується користувачем. МРЗС має 7 дискретних виходів для видачі команд і сигналізації у виді "сухих" контактів реле (призначення 6 виходів програмується користувачем).

Крім рідкокристалічного дисплея є індикація на 7 світлодіодах (призначення 6 світлодіодів програмується користувачем). На рідкокристалічному дисплеї висвічується інформація про спрацьовування захистів і автоматики, значеннях параметрів спрацьовування, значеннях уставок, конфігурації системи, призначенні дискретних входів, виходів і світлодіодних індикаторів. Доступ до інформації на дисплеї зручний і швидкий за допомогою вбудованих кнопок і різноманітних меню. Індикація на дисплеї легко помітна - є підсвічування.

У пристрої використовується автоматична корекція ходу годинника (цифрове настроювання ходу), а також зовнішній сигнал синхронізації годинника, що підвищують точність прив'язки реєстрації до поточного часу.

Конфігурація МРЗС. МРЗС дозволяє задавати чи виключати функції,

ранжувати дискретні входи, виходи, світлові індикатори, задавати тривалість команд, задавати коефіцієнт трансформації трансформаторів струму і напруги. При завданні параметрів функцій захисту й автоматики МРЗС дозволяє встановлювати:

- уставки спрацьовування;
- витримки часу;
- варіанти функцій, варіанти характеристик;
- включати, відключати ступіні;
- включати, відключати окремі види захисту й автоматики й оперативно

вводити і виводити їх. Інформація про конфігурацію МРЗС зберігається в енергонезалежній пам'яті.

Самодіагностика. МРЗС забезпечує самодіагностику з виявленням несправності з точністю до знімного блоку. Забезпечується безупинна перевірка справності програмного забезпечення (методом контрольних сум). При включенні МРЗС здійснюється контроль справності МРЗС із видачею повідомлення на міні-дисплей у випадку несправності.

Реєстрація. МРЗС здійснює реєстрацію подій: усіх вхідних дискретних сигналів; спрацьовування всіх захистів; спрацьовування функцій автоматики; усіх видаваних дискретних сигналів.

Реєстрація всіх подій здійснюється з прив'язкою до поточного часу. Реєструються останні 50 подій поточної аварії в реєстраторі дискретних сигналів і 50 останніх аварій у реєстраторі статистики. МРЗС здійснює реєстрацію аварійних ситуацій із записом миттєвих значень струмів і напруг при аваріях із прив'язкою до поточного часу (зберігається інформація про дев'ять останніх аварій). Існує можливість пуску реєстратора аварій при спрацьовуванні окремих (обраних) функцій захистів і автоматики. Інформація реєстраторів зберігається в енергонезалежній пам'яті. Пристрій здійснює контроль ресурсу вимикача по кількості відключень, контроль положення візка і цілісності кіл керування вимикачем.

Зареєстровані події можна переглянути на рідкокристалічному дисплеї.

Інформацію про події й аварії можна скопіювати на ПЕОМ, що підключається через інтерфейс RS232 чи по локальній мережі через інтерфейс RS485.

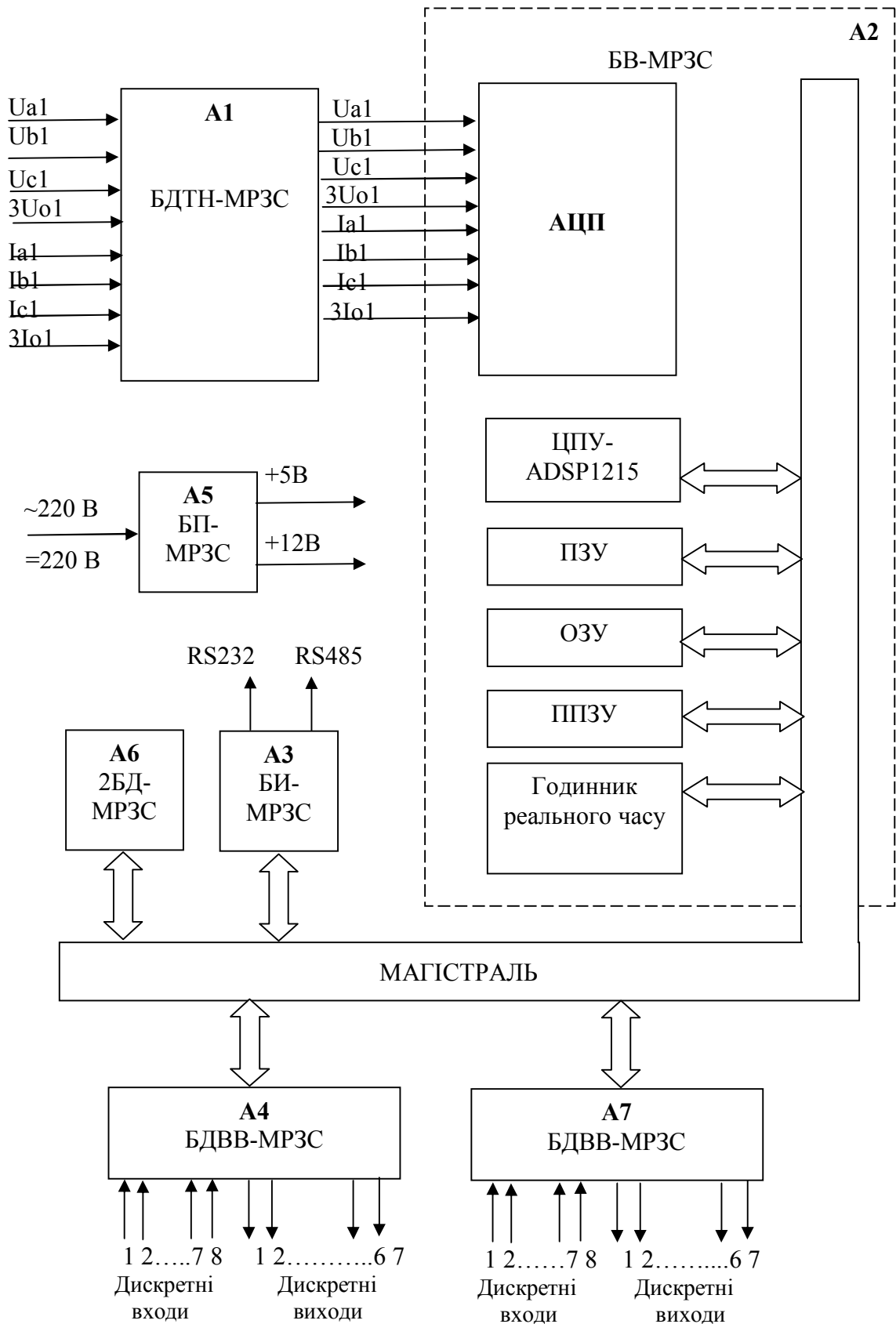


Рис.3.4. Структурна схема МРЗС 05-01.

3.2. Розробка АВР на підстанції 35/10 кВ «Артемівська».

Для забезпечення надійного електропостачання споживачів в районі підстанції 35/10 кВ пропонується схема місцевого пристрою АВР двосторонньої дії на секційному вимикачі 6 (10) кВ, представлена на рис.3.5, 3.6.

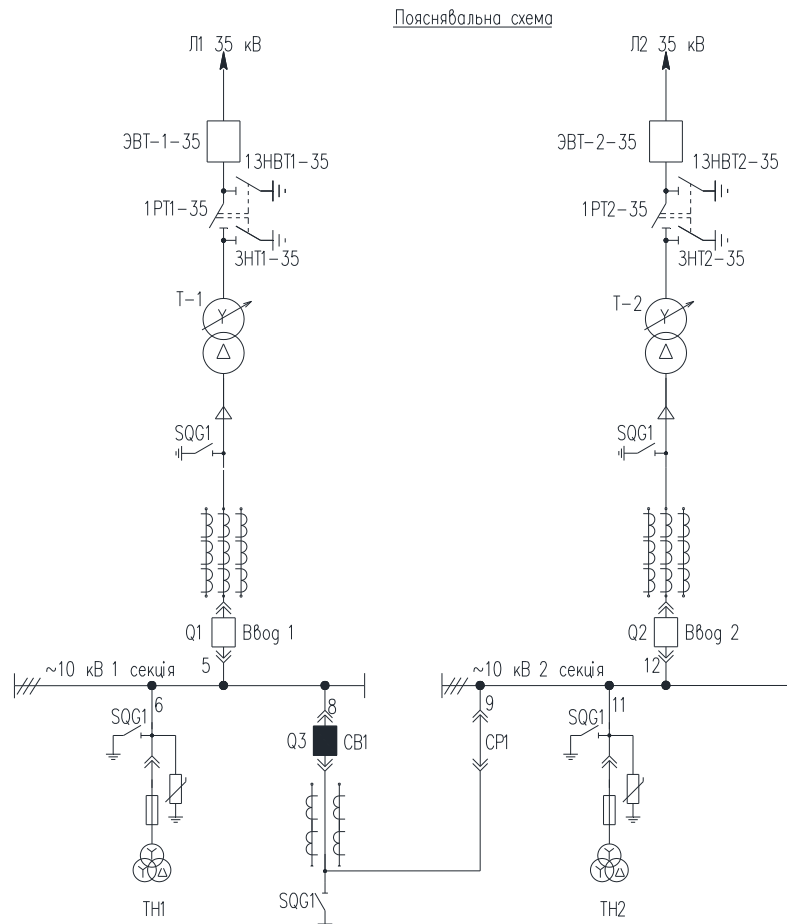


Рис.3.5. Схема трансформаторної підстанції 35/10 кВ з пристроєм АВР на секційному вимикачі 10 кВ.

Відмітною особливістю цієї схеми є поєднання двох пристроїв:

- АВР двосторонньої дії, що включала секційний вимикач Q3 при відключенні або Q1, або Q2;
- автоматичного відновлення (повернення) нормальної схеми підстанції; останнє відноситься до пристроїв автоматики післяаварійного режиму, особливо важливим для підстанцій без постійного чергування.

За відсутності необхідності в автоматичному відновленні схеми підстанції

може використовуватися лише пристрій АВР двосторонньої дії.

На представленій схемі допоміжні контакти вимикачів і контакти реле показані в робочому положенні. Як видно з схеми, вимикачі Q1 і Q2 включені, а Q3 відключений, напруга на I і II секціях є.

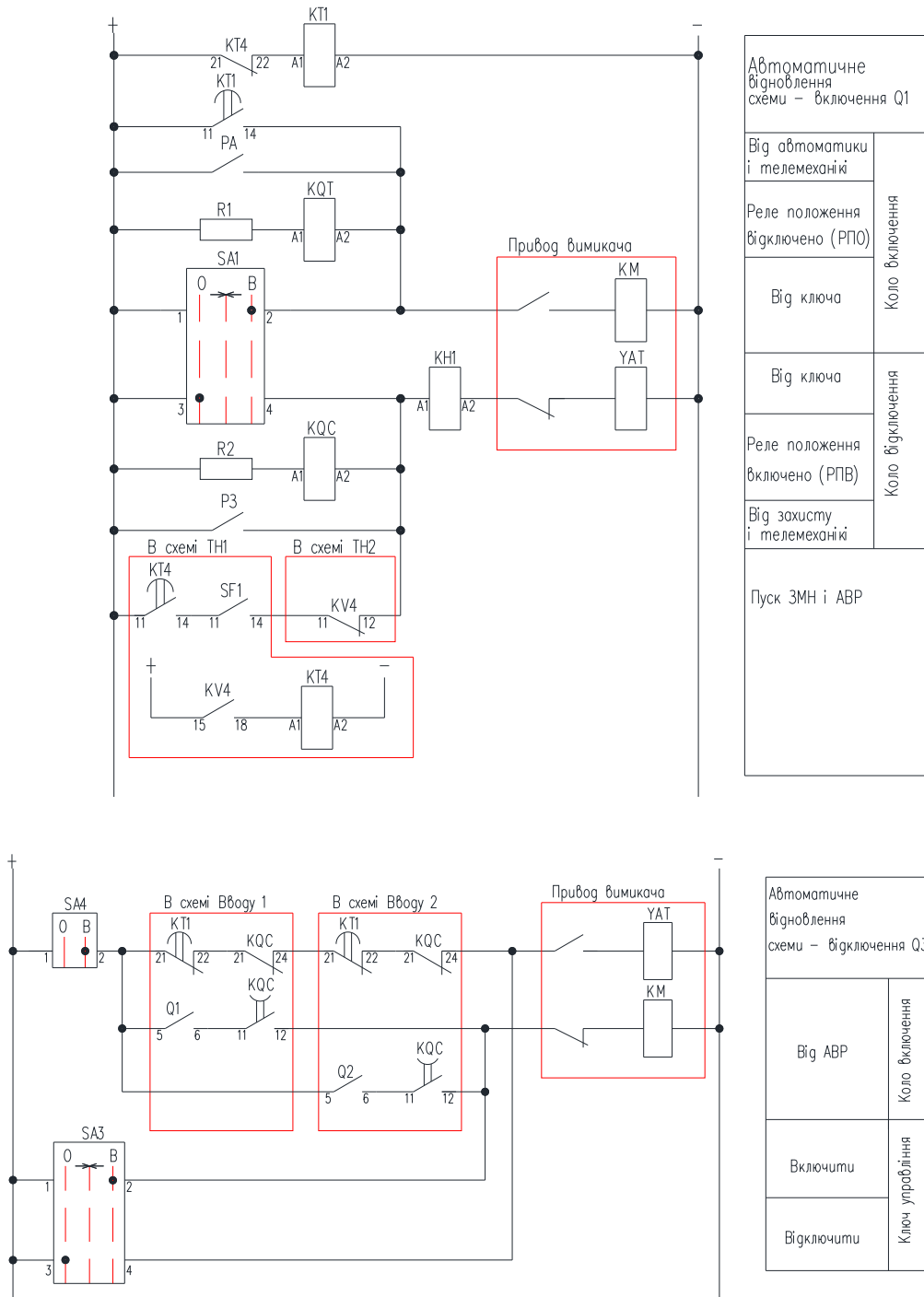


Рис.3.6. Схема місцевого пристрою АВР двосторонньої дії на секційному вимикачі 6 (10) кВ.

3.3. Розрахунок уставок захисту ліній 10 кВ.

Релейний захист відхідних ліній 10 кВ виконано на базі мікропроцесорного пристрою типу МРЗС-05. Для розрахунку параметрів реле віддаленої споживчої ТП 10/0,4 кВ необхідно знати струм трифазного к.з. $I_k^{(3)}$ на шинах 10 кВ РТП (в точці К3).

Для того, щоб відстроїти струмову відсічку відхідної лінії, потрібно знати струм трифазного к.з. $I_k^{(3)}$ на шинах 10 кВ найближчої ТП (в точці К4). Розрахунок МСЗ КЛ 10 кВ починається з узгодження дії з залежною витримкою часу із запобіжником віддаленої споживчої ТП 10/0,4 кВ, 400 кВА.

На цій ТП встановлено запобіжник ПК-10 з плавкою вставкою 50 А. Селективність дії МСЗ відхідної лінії 10 кВ з плавкою вставкою запобіжника забезпечується при умові:

$$I_{сз} > 1,4 I_{пр5с}, \text{ А}, \quad (3.1)$$

де $I_{пр5с}$ - струм, при якому плавка вставка запобіжника перегорить за 5с. Цей струм для запобіжника ПКТ-10 з вставкою 50 А знаходиться в його характеристичній таблиці. Згідно [1] він дорівнює 500 А, тобто:

$$I_{сз} > 1,4 \cdot I_{пр} = 2,1 \times 10^3 \text{ А}.$$

При визначенні параметрів МСЗ лінії 10 кВ враховані: коефіцієнт надійності K_H , коефіцієнт самозапуску $K_{сп}$, коефіцієнт пошкодження $K_{р} := 1,1$ та коефіцієнт $K_{сп} := 1,3$ та $K_{р} := 0,95$.

Максимальний робочий струм лінії Ф-22 напругою 10 кВ при максимальному навантаженні головної ділянки $P_{д.г.н} = 1604$ кВт. Знаходиться:

$$I_{рmax.2} := \frac{S_{max.}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А}, \quad (3.2)$$

де $S_{max} = 2005$ кВА - розрахункова потужність навантаження головної ділянки.

КЛ 10 кВ; U_H - номінальна напруга КЛ 10 кВ, кВ.

$$I_{p_{max.2}} := \frac{2005}{1.73 \cdot 10}$$

$$I_{p_{max.2}} = 115.896 \text{ А.}$$

Струм спрацювання захисту визначаємо за формулою:

$$I_{сз.2} := \frac{K_H \cdot K_{сп}}{K_{п}} \cdot I_{p_{max.2}} \quad (3.3)$$

$$I_{сз.2} = 174.454 \text{ , А.}$$

Струм спрацювання реле визначається з урахуванням коефіцієнту схеми. $K_{сх.2}=1$ та коефіцієнту трансформації $n_{Т2}=15$ ТС типу ТВЛМ-10:

$$I_{ср.2} := \frac{K_{сх.2}}{n_{Т2}} \cdot I_{сз.2} \quad (3.4)$$

$$I_{ср.2} = 5.815 \text{ А.}$$

Вибираємо струм уставки захисного пристрою $I_{вст.3}=6$ А. Струм спрацювання захисту при вибраній уставці:

$$I_{сз.2.д} := I_{вст.2} \cdot \frac{n_{Т2}}{K_{сх.2}} \quad (3.5)$$

$$I_{сз.2.д} = 180 \text{ А.}$$

Розрахунок уставок струмової відсічки ПЛ 10 кВ.

Для швидшого вимикання к.з., які виникають на головних ділянках лінії 10 кВ та супроводжуються значними струмами к.з., застосовують струмову відсічку. Струм спрацювання відсічки визначають за двома умовами [13]:
а) залежно від стрибка струму намагнічування:

$$I_{CB1} \geq \frac{4 \cdot \left(\sum_n S_n \right)}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.6)$$

$\sum_n S_n$ - сума номінальних потужностей споживчих ТП-и є д -

на ннх до лінії 10 кВ, кВА:

$$\sum_n S_n = 100 \cdot 7 + 250 \cdot 6 + 400 \cdot 4 + 160 \cdot 5 + 180 \cdot 2 + 315 \cdot 2 + 63 = \text{кВА}$$

$$I_{CB1} := \frac{4 \cdot 5653}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I_{CB1} = 1.243 \text{ кА} \cdot 10^3$$

б) залежно від струму к.з. в кінці лінії 10 кВ:

$$I_{CB2} \geq K_{H_{CB}} \cdot I_{K5} \quad (3.7)$$

$K_{H_{CB}} := 1.1$ - коефіцієнт надійності відсічки для реле МС-05 [13];

$I_{K4} = 1.4 \text{ кА}$ - максимальний струм трифазного к.з. в кінці лінії, тобто на шині 10 кВ найвіддаленішої підстанції ТП-кВ.

$$I_{CB2} := K_{H_{CB}} \cdot I_{K4} \cdot 10^3 \quad (3.8)$$

$$I_{CB2} = 1.54 \text{ кА} \cdot 10^3$$

Розрахунок струму спрацювання реле відсічки $I_{р.в}$ виконаний за найбільшим струмом із наведених вище двох умов - I_{CB2} в 2:

$$I_{р.в} := \frac{K_{сх.2}}{n_{T2}} \cdot I_{CB2} \quad (3.9)$$

$$I_{р.в} = 51.333 \text{ А}$$

Вибравши найближче більше значення струму уставки реле відсічки

$$I_{pвy} := 52 \text{ А.}$$

визначають уточнене значення струму спрацювання відсічки:

$$I_{свy} := \frac{n_{T2}}{K_{сх.2}} \cdot I_{pвy} \quad (3.10)$$

$$I_{свy} = 1.56 \times 10^3 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості струмової відсічки згідно [13]:

$$K_{чв} := \frac{(I_{2к2}) \cdot 10^3}{I_{свy}} \quad (3.11)$$

$$K_{чв} = 3.558$$

де $I_{2к2} = 5.55 \text{ кА}$ - струм двофазного к.з. в місці встановлення точки К3).

Застосування струмової відсічки буде доцільним при виконанні умови:

$$K_{чв} \geq K_{чдоп} = 1,2$$

Отже, застосування СВ є доцільним оскільки умова виконана.

Узгодження характеристик релейного захисту ПЛ 10 кВ

Селективність дії МСЗ із запобіжником типу ПК-10 при к.з. на шинках 10 кВ ТП-10/0,4 кВ забезпечується при умові:

$$t_{сз3} = t_{пр} + t, \text{ с,} \quad (3.12)$$

де $t_{сз2}$ - час спрацювання захисту відхідної лінії 10 кВ, с;
 $t_{пр}$ - час перегорання плавкої вставки запобіжника ПК-10 при струмі плавкої вставки 30 А при струмі $0,77 I_{к(2)}$;

t - ступінь селективності $\alpha = 0,5$ с;

$I_{к(2)}$ - струм двофазного к.з. на шинках 10 кВ віддаленої ТП-10/0,4 кВ (в точці К4 мережі).

Цей струм складає $I_{2к4} = 1.22$ кА.

Значить: $0.77 \cdot I_{2к4} = 0.939$ кА.

Час спрацювання запобіжника $t_{пр}$ знаходимо по захисній характеристиці ПКТ-10 з плавкою вставкою 50 А і встановлюємо $t_{пр} = 0.8$ с. [13]

Тоді час спрацювання МСЗ лінії електропередачі напругою 10 кВ становить:

$$t_{сз3} := t_{пр} + \Delta t$$

$$t_{сз3} = 1.3 \text{ с.}$$

Щоб визначити час спрацювання мікропроцесорного реле РЗС з уставкою $I_{вст.2} = 6$ А, знаходимо коефіцієнт чутливості захисту $K_{ч}$, струму до відношення $I_{2к4}$ на шині 10 кВ найвіддаленішої ТП до струму спрацювання максимального струмового захисту лінії 10 кВ

$$K_{ч.2} := \frac{I_{2к4} \cdot 10^3}{I_{сз.2.д}} \quad (3.13)$$

Чутливість МСЗ достатня і він задовольняє вимогам: $K_{ф.2} = 6.778 > K_{ч доп} = 6$

При такій кратності захисний пристрій працює в незалежній характеристиці. Час спрацювання уставки вибираємо з урахуванням того, що він повинен бути не менше $t_{сз3} = 1.3$ с, тому вибираємо уставку МРЗС-05 з часом спрацювання $t_{сз3у} := 1.4$ с.

3.4 Розрахунок захисту вводу 10 кВ трансформатора ТД-10000/35

Розраховуємо захист вводу трансформатора, що знаходиться в виконанні на реле МРЗС-05.

Визначаємо струм спрацювання захисту по максимальному бочому струму вводу 10 кВ силового трансформатора $I_{р max2}$ згідно (3.3):

$$I_{p_{\max.1}} := \frac{10000}{1.73 \cdot 10}$$

$$I_{p_{\max.1}} = 578.035 \text{ А ,}$$

$$I_{c31} = 870.094 \text{ А}$$

Умова узгодження з попереднім захистом МСЗ враховує коефіцієнт надійності спрацювання $K_{нс} = 1,1$:

Тоді, узгоджений струм спрацювання I_{c32} захисту 2:

$$I_{c31.y} := K_{нс} \cdot [I_{c3.2.d} + (I_{p_{\max.1}} - I_{p_{\max.2}})] \quad (3.13)$$

$$I_{c31.y} = 706.353 \text{ А .}$$

Трансформатор струму, що встановлений для захисту 1 в номінальному робочому струмі навантаження. Встановлені ТЛМ-10-400/5 з коефіцієнтом трансформації $n_{Т1} = 20$

і і: Струм уставки реле визначаємо за формулою:

$$I_{cp1} := \frac{I_{c31.y}}{n_{Т1}} \quad (3.14)$$

$$I_{cp1} = 5.886 \text{ А .}$$

Приймаємо найближче більше значення струму уставки реле: $I_{cp1} = 6.0 \text{ А .}$

Тоді дійсний струм спрацювання захисту:

$$I_{c31.d} := I_{cp1.y} \cdot n_{Т1} \quad (3.15)$$

$$I_{c31.d} = 720 \text{ А .}$$

Визначаємо час спрацювання захисту за умовою селективності з попереднім захистом. Кратність струму к.з. в місці встановлення захисту (в точці К2)

$$K_2 := \frac{I_{к2} \cdot 10^3}{I_{c31.d}} \quad (3.16)$$

$$K_2 = 1.676$$

При такій кратності захист працює в незалежній частині теристики.
 Оскільки попередній захист спрацював $t_{сз3у} = 1.4$ с,
 вуга:
 то захист повинен спрацювати за час:

$$t_{сз.2} := t_{сз3у} + \Delta t \quad (3.17)$$

$$t_{сз.2} = 1.9 \text{ с.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту в основній зоні:

$$K_{ч2.о} := \frac{I_{2к2} \cdot 10^3}{I_{сз1.д}} \quad (3.18)$$

$$K_{ч2.о} = 7.708 \quad \text{що більше } 1,5$$

Коефіцієнт чутливості захисту в резервній зоні:

$$K_{ч2.р} := \frac{I_{2к4} \cdot 10^3}{I_{сз1.д}} \quad (3.19)$$

$$K_{ч2.р} = 1.694 \quad \text{що більше } 1,2$$

Захист вводу відповідає усім вимогам для основної і резервної зони захисту.

3.5 Розрахунок захисту силового трансформатора ТД -10000/35

Захист силового трансформатора типу ТД -10000/35 здійснюється на реле МРЗС-05, трансформатор струму типу ТФНД -35-300/5. Струм зовання захисту вибираємо по максимальному робочому струму згідно (3.3):

$$I_{рmax.0} = 165.153 \text{ А,}$$

$$I_{сз0} = 248.598 \text{ А.}$$

Струм мережі напругою 10 кВ приведемо до напруги 35 кВ формулою:

$$I_{35} = I_{10} / n_{сТ}$$

де n_{CT} - коефіцієнт трансформації силового трансформатора, рівний 3.5
 За умовою погодження з попереднім захистом струм спрацювання захисту 1:

$$I_{c30.y} := K_{нс} \cdot \left[\frac{I_{c31.d}}{n_{CT}} + \left(I_{p_{max.0}} - \frac{I_{p_{max.1}}}{n_{CT}} \right) \right] \quad (3.20)$$

$$I_{c30.y} = 226.286 \text{ А.}$$

Оскільки $I_{c30} > I_{c30.y}$, то приймаємо струм спрацювання захисту

$$I_{c30} = 248.598 \text{ А.}$$

Згідно (3.4) визначаємо струм спрацювання реле $I_{cр1}$, як урахуванням коефіцієнта трансформації трансформатора струму n_{T1} буде:

$$I_{cр0} = 6.215 \text{ А.}$$

Приймаємо уставку реле зі струмом $I_{cр0.y} = 6.4 \text{ А.}$
 ом:

Тоді дійсне значення спрацювання захисту:

$$I_{c30.d} := I_{cр0.y} \cdot n_{T0} \quad (3.21)$$

$$I_{c30.d} = 256 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту 1 визначається за формулу (3.12):

$$K_{ч0} = 13.594$$

що більше допустимого значення коефіцієнта чутливості, рівного 1.5.

Визначаємо допустиму тривалість проходження струму через силовий трансформатор за умовою термічної стійкості трансформатора.

Струм короткого замикання на стороні трансформатора у гою 35 кВ при проходженні його на стороні трансформатора напругою 10 кВ (точка К2):

$$I_{к35..10} := \frac{I_{к2}}{n_{CT}} \quad (3.22)$$

$$I_{к35..10} = 1.823 \text{ кА.}$$

Номінальний струм силового трансформатора $I_{\text{н}} = 65.153 \text{ А}$.
 становить:
 Допустима кратність термічної стійкості трансформатора $K_{\text{тдоп}}$ визначається:

$$K_{\text{тдоп}} := \frac{100}{U_{\text{к1}}} \quad (3.23)$$

$$K_{\text{тдоп}} = 13.333$$

Фактична кратність термічної стійкості трансформатора визначається:

$$K_{\text{т}} := \frac{I_{\text{к35}} \cdot 10^3}{I_{\text{н}}} \quad (3.24)$$

$$K_{\text{т}} = 11.037$$

Тобто фактична кратність термічної стійкості не перевищує допустимої

$$K_{\text{т}} < K_{\text{тдоп}}$$

Допустимий час проходження струму к.з. через силовий трансформатор:

$$t_{\text{доп}} := \frac{900}{K_{\text{т}}^2} \quad (3.25)$$

$$t_{\text{доп}} = 7.388 \text{ с.}$$

Оскільки попередній захист спрацює $t_{\text{с3.2}} = 1.9 \text{ с}$, то захист повинен спрацювати за час:

$$t_{\text{с3.1}} := t_{\text{с3.2}} + \Delta t$$

$$t_{\text{с3.1}} = 2.4 \text{ с.}$$

Отже, час спрацювання захисту трансформатора не перевищує допустимого часу протікання струму к.з., що забезпечує термічну стійкість трансформатора.

Роль пускового органу напруги пристрою АВР виконує реле часу КТ4 встановлене у вічку ТН1, яке забезпечує задану витримку часу при поверненні якоря реле унаслідок зниження або зникнення напруги. На схемі рис.3.6 - реле КТ4 знаходиться в положенні, коли якір реле втягнутий, кінцеві контакти 11-14 - розімкнені, а миттєві контакти 21-22 - замкнуті.

Пусковим органом пристрою автоматичного відновлення первинної схеми підстанції є реле часу КТ1 встановленою у вічку Введення №1, що спрацьовує при подачі напруги. На схемі рис.3.6 реле КТ1 показане під напругою в стані, що спрацьовував, його кінцевий контакт 11-14 - розімкнений, а кінцевий контакт 21-22 - замкнутий.

Реле положення «включене» КQC - також під напругою і його контакти 21-24 - замкнуті, контакти 11-12 - розімкнені.

Розглянемо роботу схеми в разі пошкодження трансформатора Т-1. Диференціальна і газова захисту Т-1 діють на відключення Q1.

При відключенні Q1 замикається його допоміжний контакт 5-6 і замикається контакт 11-12 реле КQC в ланцюзі включення Q3, відбувається АВР секційного вимикача і відновлення напруги на I секції.

Контроль наявності напруги на сусідній секції здійснюється реле напруги KV4, яка встановлена у вічку ТН2. Однократність дії пристрою АВР забезпечується тим, що при відключенні Q1 позбавляється живлення реле КQC і замикається його контакт 11-12 в ланцюзі включення Q3. Таким чином, включення Q3 відбувається лише один раз.

Роботи схеми в іншому аварійному випадку - при відключенні Л1 з боку живлячого джерела - відбувається за допомогою пускового органу мінімальної напруги реле KV4. При глибокому зниженні напруги на I секції підстанції, спрацьовує реле мінімальної напруги KV4, контакти 15-18 замикаються і спрацьовує реле часу КТ4, годинникові механізми реле починають відлічувати заданий час, після закінчення якого замикаються контакти 11-14 в ланцюзі відключення Q1, автомат SF1 у вічку ТН1 має бути включений. За наявності напруги на II секції, про що свідчать замкнуті контакти 11-12 реле KV4 вимикач

Q1 відключається. Далі схема на включення Q3 так само, як описано вище.

До тих пір, поки з боку Л1 відсутній напруга, якір реле часу КТ4 не втягнутий і його миттєвий контакт 21-22 - розімкнений. Але як тільки лінія Л1 буде узята під напругу з боку живлячого джерела, в реле КТ4 втягується якір і замикається миттєвий контакт 21-22, після чого спрацьовує реле часу КТ1 замикається його контакт 11-14 і вимикач Q1 включається. Відбувається короткочасне замикання ліній Л1 і Л2 через Q3. Але ще через декілька секунд замикається наполегливий контакт 21-22 КТ1 і відбувається відключення Q3. Як видно з схеми, ланцюг електромагніту УАТ секційного вимикача Q3 збирається за умови, що включені одночасно Q1 і Q2, про що свідчать замкнуті контакти 21-22 ККС відповідного реле положення «включене», а також замкнуті контакти 21-22 КТ1 в схемах управління вводу №1 і вводу №2.

Так само схема АВР на рис.3.6 працює і при відключенні Q1(Q2) від максимального струмового захисту трансформатора або від спеціального захисту шин 6(10) кВ відповідній секції. Проте на багатьох підстанціях в цих випадках вважають за краще замість виконання АВР секційного вимикача здійснювати АПВ Q1(Q2), що відключився. Це робиться для того, щоб не піддавати небезпеки споживачів сусідньої секції при включенні СВ на стійке к.з.

Недоліком цієї схеми є можливість її неправильної роботи при відключенні відразу двох живлячих ліній і одночасній подачі напруги по обох живлячих лініях, але цей випадок є не частим.

Розділ 4. Регулювання напруги в мережі підстанції

4.1. Актуальність проблеми регулювання напруги

Електричні мережі напругою вище 1 кВ більшою мірою володіють індуктивним опором X , тому значення $\Delta U_{\text{пр}}$ і режим напруги в них визначаються в основному другим доданком виразу:

$$\Delta U_{\text{пр}} = \frac{PR_{\text{л}} + QX_{\text{л}}}{U_2}, \quad (4.1),$$

тобто реактивною потужністю Q . Залежність між напругою і реактивною потужністю у вузлі навантаження можна проілюструвати статистичними характеристиками (рис.4.1).

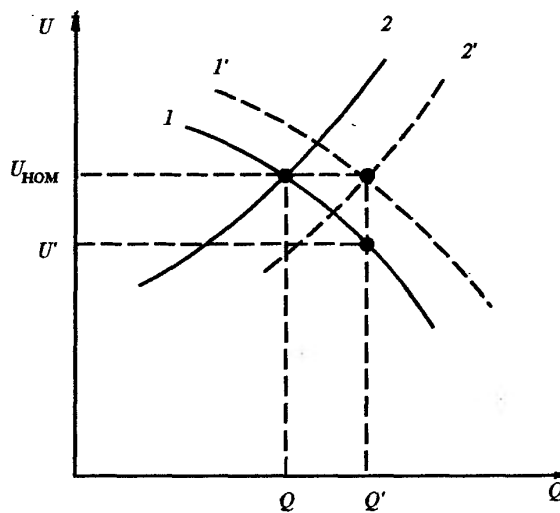


Рис.4.1. Статичні характеристики реактивної потужності по напрузі.

Тут криві 1, 1' характеризують залежність напруги від реактивної потужності, що отримується з системи, а криві 2, 2' характеризують різні рівні споживання реактивної потужності. Точка перетину характеристик 1 і 2 відповідає номінальній напрузі $U_{\text{ном}}$ і балансу реактивної потужності, що

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Березанський І.І			Регулювання напруги в мережі підстанції	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Омельчук А.О.						
Рецензент						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						

генерується і споживаної Q .

При збільшенні споживаної потужності до значення Q' (крива 2') напруга у вузлі знижується до значення U' . Для відновлення напруги необхідно характеристику 1 змістити вгору, тобто перейти на статичну характеристику 1'.

Тобто, виникає завдання автоматичного регулювання напруги в мережі. Це потрібно не лише для забезпечення необхідної кількості електричної енергії, але і для зменшення втрат активної і реактивної потужності при їх передачі. Ці втрати визначаються виразами:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R; \text{ та } \Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X.$$

тобто вони назад пропорційні квадрату напруги.

Тому навіть незначні пониження напруги по відношенню до допустимих значень значно підвищують втрати потужності. Підтримка напруги на потрібному рівні і забезпечення раціональних потоків реактивної потужності в електричній мережі підстанції досягається автоматичними регуляторами.

4.2. Пристрій регулювання напруги на підстанції

Для регулювання напруги на підстанції застосуємо пристрій регулювання напруги силових трансформаторів під навантаженням типу РНТА-35/630, призначений для ступінчастої зміни коефіцієнта трансформації силових трифазних трансформаторів загального призначення в нейтралі, приєднується до обмотки трансформатора з номінальною напругою 35 кВ.

Зміна коефіцієнта трансформації трансформатора здійснюється контактором і виборцем, до нерухомих контактів яких приєднуються відпаювання регульовальної обмотки трансформатора. В процесі перемикання контакти контактора замикають і розмикають струм під навантаженням, а контакти виборця замикаються і розмикаються без розриву струму. Процес розмикання контактів контактора і виборця відбувається в певній послідовності.

Пристрій РПН (рис.4. 2) вбудовується в бак трансформатора і складається з наступних складових частин: контактора, виборця і приводу ПДП-5Л. Комплектно з пристроєм РПН поставляються: датчик-реле температури, захисне (струменеве) реле контактора; автоматичний регулятор напруги; дистанційний показчик положень.

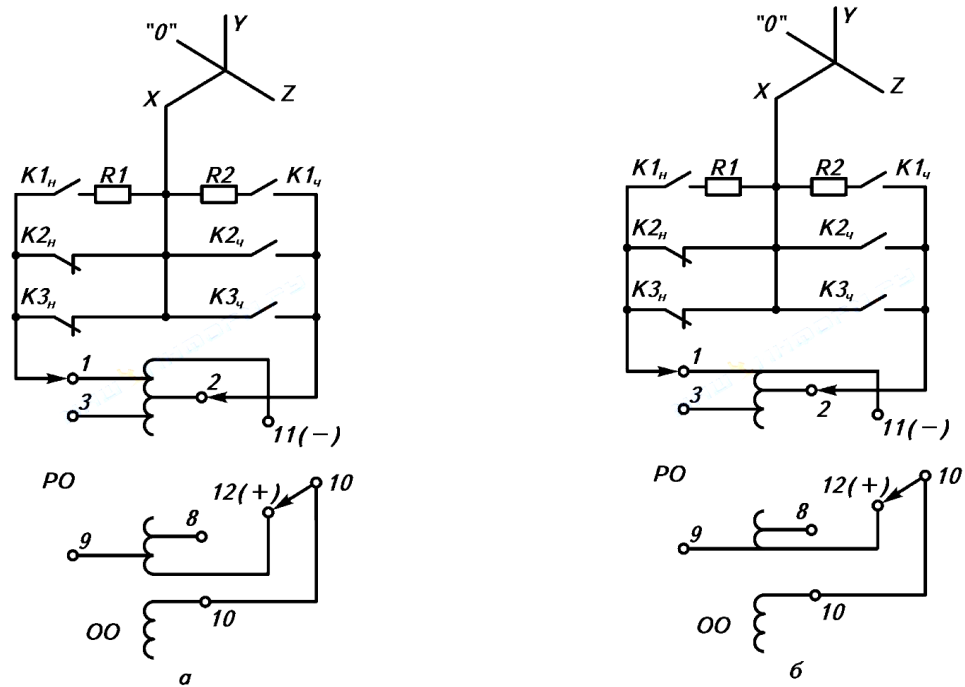


Рис.4.1.Схеми регулювання пристроїв РПН: а - варіант I (схема з реверсом з одним номіналом (+9 рівнів); б - варіант II (схема з реверсом з 3 номіналами (+8 рівнів); R1, R2 - струмообмежувальні резистори; K1_{н(ч)} - дугогасильний контакт непарного (парного) плеча; K2_{н(ч)} - допоміжний контакт непарного (парного) плеча; K3_{н(ч)} - головний контакт непарного (парного) плеча; PO - регулювальна обмотка; OO - основна обмотка.

Контактор складається з корпусу контактора і виймальної частини (контактного пристрою). Наявність виймальної частини забезпечує зручність огляду і заміни дугоразривних контактів. На ізоляційному циліндрі корпусу контактора встановлюються контакти, що здійснюють електричний зв'язок контактора з виборцем.

Одночасно на корпусі контактора кріпиться черв'ячна передача з показником положень. Виймальна частина контактора складається з механізму

швидкодії і механізму контактора. Механізм контактора - роторного типу, контактна система якого складається з трьох контактних груп по одній на кожен фазу.

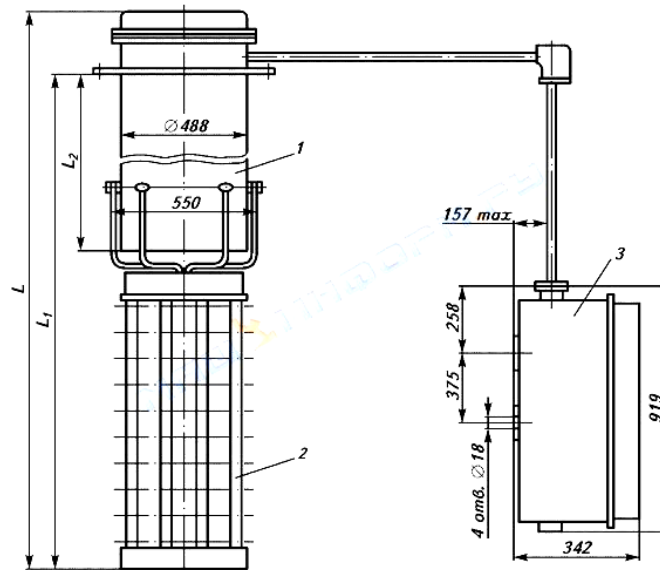


Рис.4.2. Загальний вигляд, габаритні і настановні розміри пристрою РПН: 1 - контактор; 2 - виборець; 3 – привід.

Кожна контактна група складається з рухливих і нерухомих контактів. Група рухливих контактів включає головний, допоміжний і два дугогасильні контакти. Дугогасильні і допоміжні контакти для підвищення електрозносу виконані з металокераміки.

Під контактною системою механізму контактора розташовані струмообмежувальні резистори - по одному блоку на кожен фазу. Безструмовий вибір відгалуження здійснюється виборцем.

На кожен фазу він має по два ряди нерухомих контактів. До одного ряду приєднуються непарні відгалуження регульовальної обмотки, а до іншого - парні. З кожним рядом нерухомих контактів працює один рухливий контакт. Рухливі і нерухомі контакти встановлюються на гетинаксових стійках.

Привід ПДП-5Л є шафою, в якій розташовані електродвигун, редуктор і апаратура управління. Привід кріпиться до стінки бака трансформатора. Вертикальними і горизонтальними валами через кутовий редуктор, встановлений

на кронштейні трансформатора, привід сполучений з механізмом перемикання пристрою РПН.

Для автоматичного управління пристроєм РПН забезпечуються **блоками автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації (АРКТ)**.

Регульована напруга подається на затиски блоку АРКТ від трансформатора напруги. Крім того, пристроєм струмової компенсації ТК враховується ще падіння напруги від струму навантаження. На виході блоку АРКТ виконавський орган І управляє роботою приводного механізму РПН. Схеми автоматичних регуляторів напруги дуже різноманітні, але всі вони, як правило, містять основні елементи, вказані на рис.4.3.

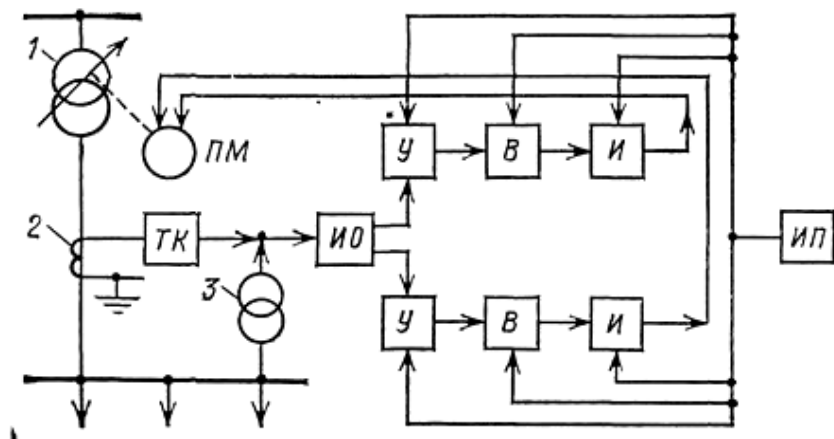


Рис.4.3. Структурна схема автоматичного регулятора напруги: 1 - регульований трансформатор, 2 - трансформатор струму, 3 - трансформатор напруги, ТК - пристрій струмової компенсації, ИО - вимірювальний орган, У - орган посилення, В - орган витримки часу, И - виконавський орган, ИП - джерело живлення, ПМ - приводний механізм.

Автоматичний регулятор напруги забезпечує автоматичну підтримку заданого рівня напруги на трансформаторі, а також забезпечує корекцію цієї напруги по струму навантаження. Захисне (струменеве) реле забезпечує захист контактора від пошкоджень в режимі КЗ. Дистанційний показчик положень видає інформацію про положення пристрою РПН в процесі регулювання. Датчик-реле температури забезпечує контроль температури масла у верхніх

шарах контактора.

4.3. Алгоритм регулювання напруги в розподільній мережі

Розрахунки по визначенню режиму роботи РПН для електричної мережі в районі підстанції 35/10 кВ «Артемівська» (рис.4.4) та визначенню допустимої втрати напруги в лініях електропередачі 10 і 0,38 кВ виконуються для двох різновіддалених споживчих ТП-10/0,4кВ - найближчої (ТП в точці 2) і віддаленої (ТП в точці 6) та для двох режимів навантаження - максимального (100%) і мінімального (25%).

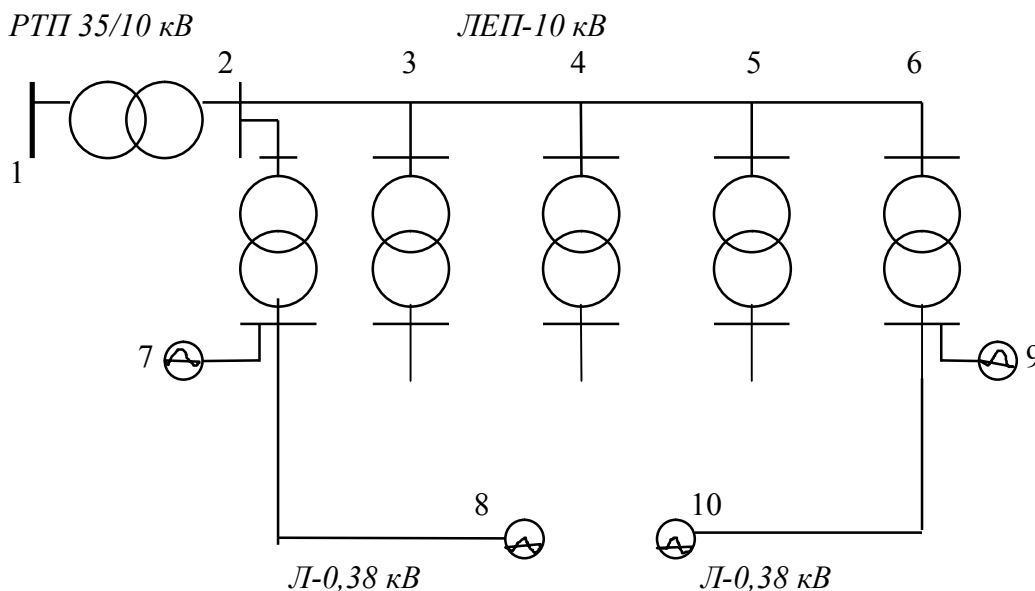


Рис.4.4. Пояснювальна схема до регулювання напруги в мережі ПС.

Визначаючим для розрахунку допустимих витрат напруги є допустиме відхилення напруги у споживачів, тобто в лініях можна втратити таку величину напруги, при котрій фактичне відхилення напруги у споживачів не виходить за межі допустимого ($\pm 5\%$). Вихідною умовою для розрахунку $\Delta U_{\text{доп}}$ є відхилення напруги в будь-якій точці мережі. В даному прикладі - це шини 35 РТП (точка 1). При розрахунку $\Delta U_{\text{доп}}$ одночасно здійснюється вибір регульованих надбавок у

трансформаторів. Розрахунок наведено в табл.4.1.

Таблиця 4.1

Визначення допустимої втрати напруги в лініях 10 кВ і 0,38 кВ та вибору надбавок у трансформаторів

Елемент мережі		Найближча ТП				Найвіддаленіша ТП			
		100%		25%		100%		25%	
		без РПН	з РПН	без РПН	з РПН	без РПН	з РПН	без РПН	з РПН
Шини 35кВ РТП		-2	-2	+2	+2	-2	-2	+2	+2
РТП 35...35/10 кВ	постійна надбавка	5	5	5	5	5	5	5	5
	регульована надбавка	0	+6	0	-6	0	+6	0	-6
	втрати напруги	-4	-4	-1	-1	-4	-4	-1	-1
Шини 10кВ РТП		-1	+5	+6	0	-1	+5	+6	0
Лінія 10кВ		0	0	0	0	-2,5	-6	-1,5	-1,5
ТП 10/0,4 кВ	постійна надбавка	5	5	5	5	5	5	5	5
	регульована надбавка	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	0	0	0	0
	втрати напруги	-4	-4	-1	-1	-4	-4	-1	-1
Лінія 0,38 кВ		-2,5	-8,5	0	0	-2,5	-5	0	0
Споживачі		-5	-5	+7,5	+1,5	-5	-5	+8,5	+2,5
Допустиме відхилення напруги		-5	-5	5	5	-5	-5	5	5

На кожній споживчій ТП розглядається два різновіддалених споживачі. В режимі *максимальних* навантажень (100%) розглядається *віддалений* споживач (точки 8,10) на зниження напруги. Якщо у цього споживача, підключеного до шин ТП через лінію 0,38кВ, зниження напруги при максимальному навантаженні (коли втрати напруги у всіх елементах мережі максимальні) не перевищує, або рівне допустимому (-5%), то у ближчих до ТП споживачів, або при

навантаженнях, менших від максимального, більшого зниження напруги не буде.

Аналогічно, в режимі мінімального навантажень (25%) розглядається найближчий до ТП споживач (точки 7,9) на підвищення напруги. Якщо у цього споживача, підключеного до шин 0,4 кВ ТП при мінімальному навантаженні (коли втрати напруги у всіх елементів мережі зменшуються прямо пропорційно навантаженню) підвищення напруги не перевищує допустимого значення (+5%), то у більш віддалених споживачів, або при більшому від мінімального навантаженні більшого підвищення напруги не буде.

Спочатку розглядається можливість застосування на РТП силового трансформатора без регулятора напруги РПН (регульована надбавка дорівнює нулю). Записавши в рядок «шини 35 кВ РТП» задане відхилення напруги в режимах максимального δU_1^{100} і мінімального δU_1^{25} навантаження та підсумувавши (з урахуванням знаку) зміни напруги в трансформаторі 35/10 кВ, одержимо відхилення напруги на шинах 10 кВ РТП (в точці 2 мережі) в обох режимах навантаження.

Розрахунки можна починати як для найближчої, так і для найвіддаленішої ТП з попереднього підбору регульованої надбавки трансформатора 10/0,4кВ (межі $\pm 2 \cdot 2,5\%$) при мінімальному навантаженні.

Для найближчої ТП регульована надбавка одне невідоме і вона підбирається такою, щоб відхилення напруги у найближчого споживача не перевищувало +5%. Оскільки на трансформаторах 10/0,4 кВ. Застосовують регулятори напруги типу ПБЗ (перемикач без збудження), ця надбавка переноситься в режим максимального навантаження. В цьому режимі навантаження 100%, підсумувавши всі відхилення напруги (з урахуванням знаку), визначається допустима втрата напруги в лінії 0,38 кВ виходячи з того, що відхилення напруги у найвіддаленішого споживача (в точці 8) приймається граничним (-5%).

Якщо допустима втрата напруги в лінії 0,38 кВ не перевищує 10%, то розрахунок для найближчої ТП на цьому закінчується. В протилежному випадку регульована надбавка на трансформаторі 10/0,4 кВ зменшується, тому що при допустимій втраті напруги в лінії 0,38 кВ більше 10% буде мати місце

підвищення напруги над допустимої межі у найближчого споживача (в т.7).

Для віддаленої ТП (т. 6) розрахунки виконуються аналогічно. Приймаючи, що в лінії 10 кВ в режимі мінімального навантаження втрати напруги складають $-(1...2)\%$, підбирають регульовану надбавку на трансформаторі 10/0,4кВ і, перенісши її в режим максимального навантаження, визначають сумарну допустиму втрату напруги в лініях 10 і 0,38 кВ. Якщо ця допустима втрата напруги складає не менше 11..12%, то вважають, що на РТП можна обійтись без регулятора напруги РПН і сумарну допустиму втрату напруги розподіляють між лініями 10 і 0,38 кВ (приблизно порівну).

Якщо сумарна допустима втрата напруги в лініях 10 і 0,38 кВ не перевищують 10%, то для забезпечення нормованого відхилення напруги у споживачів на районній підстанції необхідно встановити трансформатор з РПН.

Найбільш прийнятний режим роботи РПН в електричних мережах з розосередженими споживачами - режим зустрічного регулювання, коли з ростом навантаження для компенсації зростаючих втрат напруги в мережі РПН підвищує напругу на шинах 10 кВ РПН, а при зменшенні навантаження, коли прямо пропорційно зменшуються і втрати напруги регулятор РПН знижує напругу на шинах 10 кВ РПН.

Зниження напруги на шинах 10 кВ РПН при мінімальному навантаженні дозволяє встановити на споживчих ТП більш високі позитивні регульовані надбавки і цим самим збільшувати допустиму втрату напруги в лініях при максимальному навантаженні.

При виборі регульованої надбавки РПН на трансформаторі 35/10 кВ керуються вказаними ПУЕ і нормами технологічного проектування сільських електричних мереж, згідно яких на РТП необхідно застосовувати зустрічне регулювання і підтримувати на шинах 10кВ відхилення напруги в межах $+5\%$ при максимальному навантаженні і 0% - при мінімальному .

В практичних розрахунках при виборі надбавок регулятора ТПН зручно використовувати уже одержані дані по відхиленню напруги на шинах 10 кВ РТП для випадку без РПН і підібрати такі регульовані надбавки РПН для режимів

максимальних та мінімальних навантажень, щоб на шинах 10кВ одержати відхилення напруги, близькі до потрібних. При цьому можуть бути використані регулятори РПН з межами регулювання $\pm 6 \times 1,5\%$; $\pm 6 \times 1,67\%$; $\pm 9 \times 1,67\%$. Наприклад, виходячи із заданого відхилення напруги на шинах 35кВ (в т.1) на шинах 10 кВ (в т.2) одержали відхилення напруги $\delta U_2^{100} = 0,7\%$; $\delta U_2^{25} = +2,8\%$. Для того, щоб в режимі максимального навантаження на шинах 10 кВ одержати відхилення напруги +5%, необхідно регулятором РПН додати +4,3% напруги. При застосуванні регулятора з межами регулювання $\mp 6 \times 1,5\%$ необхідно взяти три ступені по +1.5% ($+3 \times 1,5\% = +4,5\%$) і одержимо на шинах 10 кВ (в т. 2) $\delta U_2^{100} = +5,2\%$ (близько до потрібного відхилення +5%). Аналогічно в режимі мінімального навантаження прийнявши дві ступені по -1,5% ($-2 \times 1,5 = -3\%$) одержимо на шинах 10 кВ (в т.2) $\delta U_2^{25} = +0,2\%$ (близько до нуля).

Після вибору регульованих надбавок регулятора РПН подальші розрахунки проводяться в такому ж порядку, як і для випадку без РПН.

Якщо допустима втрата напруги в лінії 0,38 кВ не перевищує 10%, то розрахунок для найближчої ТП на цьому закінчується. В противному випадку визначають сумарну допустиму втрату напруги в лініях 10 і 0,38 кВ. Якщо ця допустима втрата напруги складає не менше 11...12% то вважають, що на РТП можна обійтись без регулятора напруги РПН і сумарну допустиму втрату напруги розподіляють між лініями 10 і 0,38 кВ (приблизно порівну).

Якщо сумарна допустима втрата напруги в лініях 10 і 0,38 кВ не перевищують 10%, то для забезпечення нормованого відхилення напруги у споживачів на районній підстанції необхідно встановити трансформатор з РПН. Найбільш прийнятний режим роботи РПН в електричних мережах - режим зустрічного регулювання, коли з ростом навантаження для компенсації зростаючих втрат напруги в мережі РПН підвищує напругу на шинах 10 кВ РПН, а при зменшенні навантаження, коли прямо пропорційно зменшуються і втрати напруги регулятор РПН знижує напругу на шинах 10 кВ РПН.

Зниження напруги на шинах 10 кВ РПН при мінімальному навантаженні

дозволяє встановити на споживчих ТП більш високі позитивні регульовані надбавки і цим самим збільшувати допустиму втрату напруги в лініях при максимальному навантаженні.

Як показують результати в табл.4.1, без наявності регулятора РПН на підстанції 35/10 кВ забезпечити нормоване відхилення напруги ($\pm 5\%$) у споживачів та забезпечити допустиму втрату напруги в лініях 10 і 0,38 кВ неможливо.

Так, в режимі мінімальних навантажень відхилення напруги у ближчого електроприймача *віддаленої ТП* у випадку відсутності на підстанції 35/10 кВ РПН складає +8,5%, а при наявності РПН +2,5%. Допустима сумарна втрата напруги в лініях 10...0,38 кВ при відсутності РПН складає -5%, а при наявності РПН - 11%.

Подібна ситуація складається і в споживачів *найближчої ТП*. В режимі мінімальних навантажень відхилення напруги у ближчого електроприймача у випадку відсутності на підстанції 35/10 кВ РПН складає +7,5%, а при наявності РПН +1,5%. Допустима сумарна втрата напруги в лініях 10...0,38 кВ при відсутності РПН складає - 2,5%, а при наявності РПН - 8,5%.

Підвищити ефективність регулювання напруги можливо за допомогою розглянутого алгоритму, якщо забезпечити формування регулювальної дії регуляторів з урахуванням вхідних сигналів про вихід напруги за допустимі межі в найближчій і найвіддаленішій із споживчих ТП 10/0,4 кВ. При цьому підвищується якість напруги на шинах споживачів, надійність пристрою РПН внаслідок зменшення кількості його перемикачів, а також знижуються втрати електроенергії в розподільній електричній мережі за рахунок підтримання в допустимих межах значення напруги на шинах підстанцій.

Інформацію з шин трансформаторів кінцевих ТП може передаватись в регулятор РПН по каналах зв'язку, наприклад, оптоволоконних або GSM.

Розділ 5. Охорона праці

5.1. Обґрунтування рішення щодо розміщення електротехнічного обладнання

Трансформатор струму — вимірювальний трансформатор, в якому вторинна напруга за нормальних умов застосування, практично пропорційна первинній напрузі і у разі відповідного з'єднання, відрізняється від неї за фазою на кут, що приблизно дорівнює нулю.

Встановлюємо трансформатори струму в трансформаторній підстанції на шинах НН, так як вони необхідні для функціонування обладнання обліку, котре в свою чергу встановлюється в підстанції. Згідно з правилами улаштування електроустановок не рекомендується встановлювати ТС у вибухо- та пожежо-небезпечних приміщеннях.

Головною засадою організації безпечної експлуатації електроустановок є забезпечення обслуговування їх висококваліфікованим персоналом. Існує п'ять груп з електробезпеки персоналу, котрий обслуговує електроустановки.

I група - група присвоюється особам, які не мають спеціальної електротехнічної підготовки, але мають елементарну уяву про небезпеку ураження електричним струмом і про заходи електробезпеки при роботі на обслуговуваній ділянці, електроустановці;

II група - особи цієї групи повинні мати елементарне технічне знайомство з електроустановками, чітко уявляти небезпеку ураження електрострумом, наближення до струмоведучих частин, знати основні заходи безпеки при роботі на електроустановках;

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Березанський І.І			Охорона праці	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірів		Омельчук А.О.						
Рецензент						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						

III група - особи, що належать до цієї групи, повинні: знати будову електричних установок та вміти їх обслуговувати; мати уяву про небезпеку під час обслуговування електричних установок; знати загальні правила техніки безпеки, правила допуску до роботи в електричних установках напругою до 1000 В, спеціальні правила техніки безпеки з тих видів робіт, котрі входять в коло обов'язків даної особи;

IV група - особи цієї групи повинні: мати знання з електротехніки в обсязі спеціалізованого профтехучилища; мати повну уяву про небезпеку під час роботи на електроустановках; знати повністю ПТЕ та ПТБ; знати установку настільки, щоб вільно орієнтуватись в тому, які саме елементи повинні бути вимкненими для безпечного виконання робіт; перевіряти виконання необхідних заходів з техніки безпеки; вміти організовувати безпечне виконання робіт та здійснювати нагляд за ними в електричних установках напругою до 1000 В; знати схеми та обладнання своєї ділянки;

V група - особи цієї групи повинні: знати всі схеми та обладнання своєї ділянки; знати ПТЕ та ПТБ в загальній та в спеціальній частинах; знати, чим викликана та чи інша вимога правил; вміти організовувати безпечне виконання робіт та здійснювати нагляд в електричних установках будь-якої напруги; навчати персонал інших груп правилам техніки безпеки; вміти надавати першу допомогу.

5.2. Організаційні та технічні заходи з охорони праці

Послідовність звільнення та надання допомоги потерпілому, що знаходиться під дією електричного струму при напрузі понад 1000 В.

Якщо трапився нещасний випадок від дії електричного струму:

- потерпілого звільняють від дії струму;
- надають йому першу допомогу.

Під час ураження електричним струмом потрібно використовувати такі методи:

- вимикати напругу рубильником або вимикачем;

- забезпечити безпеку захисним вимиканням аварійної ділянки або мережі повністю.

Якщо вимикання не може бути виконане досить швидко, треба терміново звільнити потерпілого від дії струмопровідних частин, до яких він доторкається. При цьому особа, яка надає допомогу, повинна пам'ятати, що не можна доторкатися до потерпілого, бо це небезпечно для життя рятівника. Для звільнення потерпілого від струмопровідних частин або проводу до 1000В користуються ізольованою штангою, сухою палицею, дошкою або іншим сухим діелектричним предметом.

У разі необхідності проводи перерізають пофазно інструментом з ізольованими рукоятками або перерубають сокирою з дерев'яним сухим держакком.

Відтягнути потерпілого від струмопровідних частин можна і за одяг, якщо він сухий, уникаючи при цьому доторкання до оточуючих металевих предметів та відкритих частин тіла потерпілого.

Особа, яка надає допомогу, повинна ізолювати себе від струмопровідних частин, дотримуючись при цьому правил безпеки. Можна, наприклад, одягти діелектричні рукавиці або обмотати руки шарфом, накинути на потерпілого прогумовану тканину, стати на гумовий килим чи суху дошку або будь-який інший предмет, що не проводить електричний струм.

Під час звільнення потерпілого від струмопровідних частин, що перебувають під напругою понад 1000В, треба одягти діелектричні рукавиці, взути гумові боти і діяти штангою або ізоляційними обценьками, розрахованими на відповідну напругу.

Якщо струмопровідна частина має напругу понад 1000 В (провід тощо) і знаходиться на землі, особі, яка надає допомогу, необхідно пам'ятати про небезпеку напруги кроку.

Пересуватися на такій ділянці необхідно з особливою обережністю, використовуючи засоби захисту для ізоляції від землі (діелектричні боти, колоші тощо). Без засобів захисту пересуватися на ділянці розтікання струму, що

замкнений на землю, необхідно вкрай обережно, переставляючи ступні ніг одна за одною, намагатися не відривати їх від землі.

При звільненні потерпілого від дії електричного струму бажано діяти однією рукою.

Після звільнення від струмопровідних частин потерпілого потрібно винести з небезпечної зони і надати долікарську допомогу. Методи надання долікарської допомоги потерпілому залежить від його стану.

Якщо потерпілий почуває себе задовільно, то йому все одно необхідно деякий час полежати. Коли потерпілий перебуває у стані непритомності, але у нього зберігається помірне дихання і пульс, слід дати йому понюхати розчин аміаку, обличчя облити холодною водою, забезпечити спокій до приходу лікаря.

Якщо потерпілий дихає погано або не дихає взагалі, у нього відсутній пульс, ділянки шкіряного покриву мають синюваті відтінки, а зіниці розширені, необхідно негайно розпочати відновлення життєвих функцій організму проведенням штучного дихання та непрямого масажу серця.

5.3. Практичний розрахунок

Людина доторкнулась до фази трифазної трипровідної мережі з ізолюваною нейтралю (частота 50 Гц) напругою 380 В. Накреслити схеми і визначити напругу дотику ($U_{\text{дот}}$) та силу струму, що проходить через людину ($I_{\text{л}}$) для двох режимів роботи електроустановки: нормальному та аварійному (людина доторкнулась до фазного провідника в момент, коли інший провідник був замкнений на землю через різні опори замикання на землю $R_{\text{зам}}$, Ом).

Покажіть, в яких випадках доторкання небезпечніше. В розрахунках прийняти опір тіла людини $R_{\text{л}}$, Ом; опір заземлення нейтралі R_0 , Ом; опір ізоляції провідників $R_A = R_B = R_C = R_N = R$, Ом; ємність провідників $C_A = C_B = C_C = C_N = C$; мкФ. Вихідні дані для розрахунку: $R_{\text{л}} = 600$ Ом; $R_0 = 3.8$ Ом; $R = 5$ Ом; $C = 0,01$ мкФ; $R_{\text{зам}} = 100; 50; 4; 0,5$; Ом.

Визначимо величину напруги дотику для нормального режиму:

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * \frac{R_{\text{л}}}{R_{\text{л}} + R_0} = 220 * \frac{600}{600 + 3.8} = 218.6 \text{ В.}$$

Струм який пройде через людину:

$$I_{\text{л}} = \frac{U_{\phi}}{R_{\text{л}} + R_0} = \frac{220}{600 + 3.8} = 0,36 \text{ А.}$$

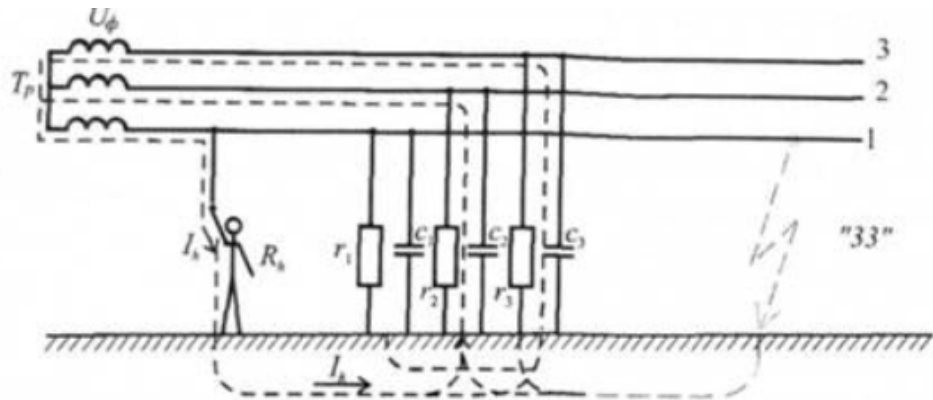


Рис.5.3.1 Однофазний дотик людини до проводу

Розрахуємо величину напруги дотику в аварійному режимі:

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)};$$

розрахунок будемо проводити при значеннях опорів замикання фази на землю: $R_{\text{зам}} = 100 \text{ Ом}; 50 \text{ Ом}; 4 \text{ Ом}; 0,5 \text{ Ом.}$

$$\begin{aligned} U_{\text{дот}} &= U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)} \\ &= 220 * 600 * \frac{100 + 3.8 * \sqrt{3}}{100 * 3.8 + 600 * (100 + 3.8)} = 224.5 \text{ В;} \end{aligned}$$

$$U_{\text{дог}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)}$$

$$= 220 * 600 * \frac{50 + 3.8 * \sqrt{3}}{50 * 3.8 + 600 * (50 + 3.8)} = 230 \text{ В};$$

$$U_{\text{дог}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)}$$

$$= 220 * 600 * \frac{4 + 3.8 * \sqrt{3}}{4 * 3.8 + 600 * (4 + 3.8)} = 297 \text{ В};$$

$$U_{\text{дог}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)}$$

$$= 220 * 600 * \frac{0.5 + 3.8 * \sqrt{3}}{0.5 * 3.8 + 600 * (0.5 + 3.8)} = 362 \text{ В}.$$

Розрахуємо значення струму, що проходить через людини при тих же значеннях опору замикання фази на землю:

$$I_{\text{л}} = U_{\phi} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)} = 220 * \frac{100 + 3.8 * \sqrt{3}}{100 * 3.8 + 600 * (100 + 3.8)}$$

$$= 0.374 \text{ А};$$

$$I_{\text{л}} = U_{\phi} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)} = 220 * \frac{50 + 3.8 * \sqrt{3}}{50 * 3.8 + 600 * (50 + 3.8)}$$

$$= 0.383 \text{ А};$$

$$I_{\text{л}} = U_{\phi} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)} = 220 * \frac{4 + 3.8 * \sqrt{3}}{4 * 3.8 + 600 * (4 + 3.8)}$$

$$= 0.496 \text{ А};$$

$$I_{\text{л}} = U_{\text{ф}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)} = 220 * \frac{0,5 + 3,8 * \sqrt{3}}{0,5 * 3,8 + 600 * (0,5 + 3,8)} = 0,603 \text{ A.}$$

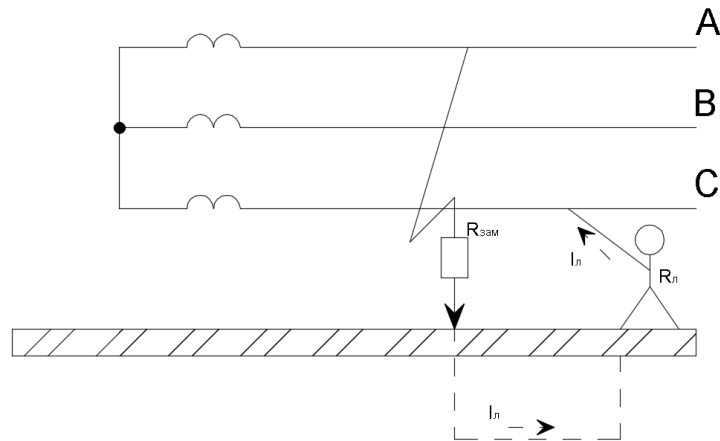


Рис.5.3.2 Аварійний режим

В мережі з ізольованою нейтралю, вона заземлена через великий опір трансформаторів або вимірювальних приладів.

Згідно з отриманими значеннями можу зробити наступний висновок:

в аварійному режимі значення струму, що проходить крізь тіло людини має більшу величину ніж при нормальному режимі, і зі зменшенням опору замикання фази на землю, збільшується як напруга дотику так і струм, що пройде через людину у разі доторкання до фази.

Висновки

Вибраний мною пристрій релейного захисту і автоматики для вводів та фідерів 10 кВ МРЗС -05-01 виробництва „Київприлад” є останнім поколінням мікропроцесорних пристроїв захисту. Він має широкий набір функцій (МСЗ, СВ, АПВ, ЗНЗ, тепловий захист від перевантажень, датчик початкового навантаження, захист мінімального струму і оберненої послідовності,), які забезпечують надійний захист повітряної лінії, що захищається. Узгодження з іншими пристроями спрощується за рахунок гнучких функцій автоматики.

Для кращого управління через інтерфейс (порти RS232 та RS485) зв'язку по локальній сітці або мережу глобального зв'язку Інтернет може бути передана вся інформація, яка запам'ятовується: уставки, вимірювання, події, помилки або записи осцилограм на диспетчерські пункти вищого рівня (РЕМ, обленерго). Так само може бути здійснене і керування вимикачами, зміна уставок спрацювання захистів. Дистанційні команди миттєво виконуються і передаються на суміжні комутаційні пристрої.

Пристрій МРЗС -05-01 має простий і зручний інтерфейс. Функціональні клавіші і рідко-кристалічний дисплей розташовані на передній панелі – дозволяють програмувати пристрій згідно з вимогами користувача.

Доступ до меню проходить через введення особистого коду користувача. Є можливість налагодження різних рівнів доступу.

Вимірювання струмів, напруги та частоти подаються в дійсних значеннях, що досить зручно для обслуговуючого персоналу. Вони можуть бути виведені за допомогою локальної сітки чи мережі Інтернет на персональний комп'ютер.

Як висновок можна сказати, що застосування релейного захисту та автоматики на базі мікропроцесорних пристроїв на сучасних трансформаторних підстанціях дозволяє вирішити проблему надійності захисту, а також проблему

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Березанський І.І			Висновки	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Омельчук А.О.						
Рецензент								
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		

автоматизації та телемеханіки. Але, потрібно зазначити, що для цього потрібний комплексний підхід. Тобто цього не можна досягти, якщо застосовувати мікропроцесорні пристрої релейного захисту тільки на якійсь одній підстанції.

Обґрунтовані види захистів для приєднань підстанції і її силових трансформаторів. Розраховано параметри релейного захисту на базі мікропроцесорних пристроїв типу СПАД.

Для забезпечення надійного електропостачання споживачів в зоні підстанції запропоновано швидкодіючий пристрій АВР, новизна якого полягає в наступному: ШАВР заснований на цифрових системах обробки значень вхідних параметрів і в зв'язку з цим дає допоміжні можливості при експлуатації і функціонуванні пристрою; ШАВР легко (на програмному рівні) адаптується до конкретних схем розподільчого пристрою і видам порушення електропостачання.

Скорочується час переключення на резервне джерело при трьохфазному к.з. в колах живлення секції розподільчого пристрою до 44мс. Термін окупності капітальних вкладень із впровадження сучасного релейного захисту та пристрою автоматичного повторного вмикання становить 1,24 року.

Список використаних джерел

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2006.– 639 с.
2. Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України / Ковалко М.П., Денисюк С.П.; Відпов.ред. Шидловський А.К.- Київ: УЕЗ, 1998.-506 с.
3. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в електроустановках змінного струму напругою понад 1 кВ: ГОСТ27514-87.- 75с.
4. Модернизация комплектных распределительных устройств прежних лет выпуска. Инструкция по монтажу АРТА.674.540 ИМ. Севастополь, “Таврида Электрик”, 2003.-29 с.
5. Назаров В.В. Защита электрических сетей от однофазных замыканий. — К.: Либідь, 1992. — 124 с.
6. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97. Киев, Госстрой Украины, 1999.
7. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ: ГКД341.004.001-94.-К.: Минэнерго Украины, 1994.
8. Охрана труда в электроустановках /Под ред. Б.А. Князевского. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
9. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2017) – Х.: Форт, 2017. – 760 с.
10. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник. – 3-е изд.-М.:”Академия”, 2006. - 448 с.

					ДП 2020 141					
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Список використаних джерел					
Розробив		Березанський І.І						Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірів		Омельчук А.О.								
Рецензент								ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. контр.										
Затвердив		Балюта С.М.								

11. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Л.Е.Федорова, Ю.Г.Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.
12. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.: ил.
13. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография.– СПб.: ПЭИПК, 2003.- 4-е изд., перераб. и доп.-350с., ил.