

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: Реконструкція трансформаторної підстанції 35/10 кВ
із впровадженням АСКОЕ

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТс-41
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	<hr/>	Керестеші В. О.
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Керівник	<hr/>	Костик Л. М.
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	<hr/>	Вакуленко О. О.
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	<hr/>	Тарасенко М. Г.
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Рецензент	<hr/>	
	(підпис)	(прізвище та ініціали)

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

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

« 27 » січня 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Керестеші Вадиму Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Реконструкція трансформаторної підстанції 35/10 кВ із впровадженням АСКОЕ

Керівник роботи Костик Любов Миколаївна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 26 » січня 2021 року № 4/7-47

2. Термін подання студентом завершеної роботи 18 червня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи План будівлі та розміщення обладнання торгового центру, прогнозовані графіки електричних навантажень, паспортні дані та технічні характеристики комутаційного та захисного обладнання, паспортні дані та технічні характеристики трансформаторної підстанції та розподільчих пристроїв.

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунковий розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

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

1. Схема електричних з'єднань ПС 35/10 кВ до реконструкції 1л. ф – А1

2. Схема електричних з'єднань ПС 35/10 кВ після реконструкції 1л. ф – А1

3. План-розріз підстанції 1л. ф – А1

4. Схема релейного захисту трансформатора 1л. ф – А1

5. Функціональна схема АСКОЕ 1л. ф – А1

6. Структурна схема АСКОЕ 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи хорони праці	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання 27 січня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.02.2021	
2	Аналітичний розділ	28.02.2021	
3	Розрахунковий розділ	31.03.2021	
4	Проектно-конструкторський розділ	30.04.2021	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2021	
6	Висновки	10.06.2021	
7	Оформлення пояснювальної записки	15.06.2021	
8	Оформлення графічної частини	15.06.2021	

Студент

_____ (підпис)

Керестеші В. О.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Костик Л. М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Керестеші Вадим Олександрович. – «Реконструкція трансформаторної підстанції 35/10 кВ із впровадженням АСКОЕ»

Стор.– 62; рис. - 5; табл. - 14; креслень - 5; джерел - 15; додатків - _.

Цілями даної кваліфікаційної роботи бакалавра є розробка проекту реконструкції трансформаторної підстанції 35/10 кВ із впровадженням автоматизованої системи контролю та обліку електричної енергії.

Представлений розрахунок навантаження трансформаторів, розраховано робочі струми, струму короткого замикання. Реконструйовано головну схему РП 35 кВ із заміною всього обладнання, а також частково реконструйовано РП 10 кВ. На підстанції запроваджено систему АСКОЕ, яка дає можливість значно підвищити точність обліку електроенергії і скоротить частку не врахованих сьогодні втрат електроенергії.

Перелік ключових слів: РОЗПОДІЛЬНИЙ ПРИСТРІЙ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ТРАНСФОРМАТОР, АСКОЕ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ЛІЧИЛЬНИК.

КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата
Розробив Керестеші
Керівник Костик Л.М.

Літ. Арк. Аркушів
3 1

РЕФЕРАТ

Н. Контр. Вакуленко
Зав. каф. Гарасенко

ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Характеристика мережі трансформаторної підстанції	9
1.2 Структура АСКОЕ на трансформаторній підстанції	11
1.3 Висновки до розділу 1. Постановка завдань кваліфікаційної роботи	14
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Розрахунок навантажень на ділянках ПЛ 10 кВ	16
2.2 Розрахунок необхідної потужності та вибір силових трансформаторів	19
2.3 Розрахунок робочих струмів	22
2.3.1 Розрахунок струмів живлячих ліній 35 кВ	22
2.3.2 Розрахунок струмів трансформатора	22
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання	23
2.5 Висновки до розділу 2	25
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	26
3.1 Вибір електричного обладнання трансформаторної підстанції	26
3.2.1 Розрахунок та обґрунтування вибору вимикачів на стороні 35 кВ	26
3.2.2 Вибір вимикачів РП 10 кВ	28
3.2.3 Вибір роз'єднувачів	29
3.3 Вибір трансформаторів струму	29
3.4 Вибір трансформаторів напруги	32
3.5 Вибір лічильника електричної енергії	33
3.6 Вибір обладнання для системи обробки і передачі вимірювально-облікової інформації	35
3.6.1 Вибір елементів технічної бази системи збору і обробки інформації	35

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЗМІСТ		
Розробив	Керівник	Керестеші В.О.	Костик Л.М.				
Н. Контр.	Зав. каф.	Вакуленко О.О.	Тарасенко М.Г.		4	2	ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41

3.6.2 Прилади передачі облікової інформації на верхні рівні	38
3.7 Релейний захист і автоматика	38
3.7.1 Аналіз початкових даних	38
3.8.2 Захист зовнішньої мережі підстанції	39
3.7.3 Захист і автоматика внутрішньої мережі 10 кВ підстанції	46
3.8 Висновки до розділу 3	50
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	51
4.1 Безпека праці електромонтера по обслуговуванню трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів	51
4.2 Розрахунок заземлення	56
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	59
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	61

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

В даний час спостерігається значне зростання механізації і автоматизації сільського господарства, значне збільшення числа побутових приладів, як наслідок, значне зростання електричних навантажень і споживання електроенергії. Тому сучасна електроенергетика повинна базуватися на новій технічній основі, що вимагає вдосконалення організації та оперативного управління процесом виробництва і передачі електроенергії. Разом з тим необхідно підвищувати економічну ефективність даної галузі за рахунок поліпшеного використання наявного обладнання і по можливості модернізації застарілого. Необхідно поступово виводити з експлуатації зношене і застаріле обладнання з заміною його на сучасне. При будівництві нових енергооб'єктів необхідно застосовувати останні досягнення в галузі електроенергетики. Також необхідно приділяти більше уваги питанням пов'язаним з якістю електроенергії та надійністю постачання нею споживачів.

Реконструкція підстанції являє собою складний процес прийняття рішень за схемами електричних з'єднань, складу електрообладнання та його розміщення, пов'язаних з виробництвом розрахунків, просторової компонованням, оптимізацією фрагментів і об'єкта в цілому. Цей процес вимагає системного підходу при вивченні об'єкта реконструкції, а також використання результатів новітніх досягнень науки техніки, і передового досвіду проектних робіт, будівельно-монтажних і експлуатаційних організацій.

Процес реконструкції електричних підстанцій, електричних мереж і систем полягає в складанні описів об'єктів, призначених для виробництва, передачі і розподілі електроенергії. Ці описи складають сукупність

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ВСТУП	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Керестеші В.О.						
Керівник		Костик Л.М.					6	3
Н. Контр.		Вакуленко О.О.						
Зав. каф.		Тарасенко М.Г.				ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		

документів, необхідних для створення нового енергетичного обладнання установок.

Електричні станції та підстанції реконструюються як складові єдиної енергетичної системи (ЄЕС), об'єднаної енергосистеми (ОЕС) або районної енергетичної системи (РЕС).

Основні цілі реконструкції електричних станцій, підстанцій, мереж і енергосистем:

- виробництво, передача і розподіл заданої кількості електроенергії;
- надійна робота установок і енергосистем в цілому;
- заданий якість електроенергії;
- зниження щорічних витрат і збитків при експлуатації установок енергосистеми.

Автоматизований контроль і керування електроспоживанням – це передумова зниження собівартості передачі та підвищення ефективності використання електричної енергії.

Все це стало передумовою для створення автоматизованої системи контролю і обліку електроенергії, на нижньому рівні – рівні РТП. Ця система дозволяє здійснювати більш точний облік електроенергії, спрощує отримання облікових даних, їх опрацювання, систематизацію, зберігання і подальшу передачу цих даних в систему розрахунків зі споживачами. При використанні даної системи значно скорочуються затрати праці на збір облікових даних тому, що цей процес повністю автоматизовано і він проходить без участі людини, а це підвищує їх захищеність. Система сама здійснює тарифікацію спожитої електроенергії за наперед встановленими диференційованими тарифам.

Відповідно до цього, було поставлене завдання – реконструкції підстанції щоб забезпечити необхідну потужність споживачам та розробити АСКОЕ, яка дасть можливість значно підвищити точність обліку електроенергії і скоротить частку не врахованих сьогодні втрат електроенергії.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Використання АСКОЕ дозволить більш ефективно керувати системою розподілу і споживання електроенергії, зменшити небаланс на рівні РТП та забезпечити технологічні втрати електроенергії на рівні нормованих.

Як показує досвід підприємств на яких вже функціонують АСКОЕ, дані технічні рішення на 3-5% зможуть скоротити недооблік електроенергії при малих рівнях навантаження на РТП.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Характеристика мережі трансформаторної підстанції

Основними споживачами, які отримують живлення від даної трансформаторної підстанції є в основному побутові споживачі а також сільськогосподарські. Від даної трансформаторної підстанції заживлено 54 трансформаторні підстанції 7 повітряними лініями напругою 10 кВ. На підстанції знаходяться в експлуатації 2 силові трансформатори потужністю 2500 кВА кожен.

За вихідні дані беремо добові графіки навантаження споживачів ПС 35/10 кВ за грудень 2020 року. Дані заносимо в табл. 1.1 відповідно до ПЛ-10 кВ.

Таблиця 1.2 – Дані добових графіків навантаження

Назва і номер ПЛ-10 кВ	Номер ділянки	Довжина ділянки, км	Номер ТП-10/0,4кВ	P_{\max} , кВт
1	2	3	4	5
Л-1	0-1	3,7	16	63
	1-2	0,2	-	-
	2-5	0,4	9	100
	2-6	0,5	245	160
	2-3	0,3	7	100
	3-4	2,0	8	400
Л-2	0-1	0,8	-	-
	1-2	0,4	202	250
	2-3	6,0	201	250
	3-4	3,3	258	400
	1-5	1,0	378	630
	1-6	0,1	127	100
	6-7	0,6	240	630
	7-8	0,8	369	250

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Керестеші В.О.			1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Костик Л.М.					9	7
Н. Контр.		Вакуленко О.О.				ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Зав. каф.		Тарасенко М.Г.						

продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5
Л-3	0-1	2,2	-	-
	1-2	0,2	-	-
	1-6	0,5	312	250
	2-3	0,6	-	-
	2-7	0,2	11	250
	3-4	0,2	-	-
	3-8	0,3	130	160
	4-5	0,6	12	250
	4-9	0,1	2	160
Л-4	0-1	4,0	76	250
	1-2	1,1	71	250
	2-3	0,6	-	-
	3-4	0,2	289	160
	4-5	1,2	320	630
	5-6	0,4	73	100
	2-7	0,4	385	630
	7-8	0,2	216	250
	4-9	0,3	368	160
	3-10	0,6	131	160
Л-5	0-1	0,4	-	-
	1-2	1,1	-	-
	1-7	0,2	26	630
	2-3	2,3	-	-
	2-10	0,1	-	-
	10-11	1,1	17	100
	10-12	0,3	21	100
Л-6	3-4	1,0	14	25
	3-8	0,2	86	250
	4-5	4,5	-	-
	5-6	1,0	308	250
	5-9	0,6	15	160
Л-7	0-1	1,2	25	160
	1-2	0,7	-	-
	2-3	0,6	-	-
	2-5	0,6	13	160
	3-4	0,3	275	400
	3-6	0,1	1	250

Кліматичні умови району електропостачання наведені табл. 1.2.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Таблиця 1.2 – Кліматичні умови району електропостачання

Назва параметру	Величина
Район по ожеледі	II
Товщина стінки ожеледі, мм	10
Район за вітром	II
Максимальний швидкістний напір вітру кг/м ²	40
Середньорічна температура, °С	+5
Максимальна температура, °С	+40
Мінімальна температура, °С	-35
Район по гойданні проводів	III

1.2 Структура АСКОЕ на трансформаторній підстанції 35 / 10 кВ

Автоматизована система контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ) – це сукупність засобів вимірювальної техніки, обладнання збору, обробки і збереження інформації, засобів зв'язку, засобів синхронізації часу, функціонально об'єднаних для забезпечення комерційного та технічного обліку електричної енергії.

Комерційний облік електричної енергії – це визначення показників електричної енергії з метою проведення взаєморозрахунків між її виробниками, постачальниками, передавальними організаціями, продавцями і покупцями, а також контролю складових балансу електричної енергії на оптовому ринку електричної енергії України.

Система АСКОЕ є повністю автоматизованою та виключає людський фактор у процесі обліку електроенергії, вимагає менше обслуговуючого персоналу, що вже знижує витрати, а також може оперативно надати об'єктивну інформацію щодо споживаної електроенергії у зручному для аналізу вигляді.

АСКОЕ призначена для організації комерційного і технічного обліку електричної енергії та забезпечення автоматичного вимірювання, збирання, обробки, зберігання, відображення, документування інформації про надходження, розподіл, споживання та перетоки електричної енергії на

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

нижньому рівні та обмін обліковою інформацією з верхнім рівнем центру збору та обробки даних (ЦОД), суміжними суб'єктами ОРЕ та при необхідності – з іншими інформаційними системами.

АСКОЕ ТП 35/10 кВ повинна забезпечити:

1) Облік електроенергії відповідно до вимог ІКОЕ та інших нормативних документів ОРЕ;

2) Первинну обробку інформації про надходження та відпуск електричної енергії на межі розподілу мереж структурних підрозділів і мереж енергопостачальних компаній з всіх точок обліку, а саме трансформаторних підстанцій, КТП, РП;

3) Ведення щодобового, подекадного та щомісячного балансу електроенергії;

4) Розрахунок сальдо-перетікань електроенергії в точках комерційного обліку;

5) Врахування втрат електричної енергії в мережах відповідно до методики розрахунку втрат, якщо точка обліку розташована не на межі балансової належності (наприклад: втрати в лініях, силових трансформаторах), а також експлуатаційні втрати, що викликані транзитом активної та реактивної електричної енергії для споживачів. Перелік, структура та алгоритми розрахунку втрат на об'єктах повинні бути узгоджені на етапі виконання проекту;

6) Обмін з АСКОЕ суміжних суб'єктів ОРЕ повним обсягом первинних даних, по точках обліку, що розташовані на межі РЕМ та відповідного суб'єкта ОРЕ в автоматичному режимі та по запиту з періодичністю не рідше 1 разу на добу в назначений час доби;

7) Обмін з АСКОЕ суміжних суб'єктів ОРЕ даними про втрати електроенергії на відповідних межах (автоматизоване відправлення даних за допомогою ПЗ «Генератор звітів», шляхом формування макетів з розрахунком втрат з періодичністю не рідше 1 разу на добу в назначений час доби.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вимоги до структури і функціонування системи:

- до основи створення АСКОЕ повинні бути покладені відкритість архітектури та підтримка стандартних протоколів. В системі не повинно використовуватись застаріле обладнання, виробництво якого вже закрито.

- АСКОЕ повинна представляти собою багаторівневу, територіально розподілену систему програмно-технічних засобів вимірювання, збору, збереження, передачі та відображення даних комерційного обліку електроенергії.

Для вирішення всіх функціональних задач необхідно передбачити багаторівневу ієрархічну організацію структури АСКОЕ:

1 рівень до складу якого повинні належати вимірювальні трансформатори струму та напруги які, здійснюватимуть в постійному часі або з малим інтервалом усереднення результатів вимірювання параметрів (кількість споживаної електричної енергії, кількість енергоносія, кількість теплоти з енергоносієм, тиск, потужність, температуру,) в усіх точках обліку.

2 рівень складається з пристроїв збору і підготовки даних (ПЗПД), спеціалізованих вимірювальних систем чи багатофункціональних програмувальних перетворювачів.

3 рівень (регіональний рівень – інформаційно-обчислювальний центр АСКОЕ), повинен складатися з точки збирання та опрацювання інформації, яка надходять з 1-го та 2-го рівнів.

Всі рівні системи функціонують незалежно один від одного, кожен з них має власну конфігурацію обладнання і мережі серверів. Рівні взаємодіють між собою (по «вертикалі») за допомогою програмного забезпечення (ПЗ) сервера - програма вищестоящого сервера обмінюється даними з аналогічною програмою нижче стоячого, вибираючи із неї необхідні дані згідно власної конфігурації обладнання.

Нижній рівень АСКОЕ даного РТП ділиться на 2 підрівні :

- перший підрівень (вимірювальний) – повинен складатися з вимірювальних трансформаторів струму та напруги, вторинних кіл

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

вимірювальних трансформаторів, лічильників електроенергії та їх вихідних інтерфейсів;

- другий підрівень (комунікаційний) повинен складатися з програмно-технічних засобів автоматизованого збору даних з лічильників. До складу цього підрівня повинні належати перетворювачі інтерфейсів, інтелектуальні та не інтелектуальні концентратори, кабелі та інше обладнання.

Структура АСКОВЕ РТП 35/10 кВ складається з лічильників електроенергії, які забезпечують комерційний та технічний облік підстанції. Згідно ПУЕ 1.5 технічний (контрольний) облік це – облік для контролю витрат електроенергії на електростанції, підстанції, підприємстві, а також для обчислення і аналізу втрат електроенергії в електричних мережах всіх класів напруги. Комерційний (розрахунковий) облік – облік виробленої, а також відпущеної споживачам електроенергії для грошового розрахунку неї.

На кожній лінії 35 кВ, 10 кВ, а також лінії 0,4 кВ(власні потреби) встановлюються лічильники електроенергії, які обліковують дані по кожній лінії і збирають їх на комутатор або концентратор, який встановлюється на лінії згідно класу напруги. З комутаторів інформація передається на пристрій збору і передачі даних (ПЗПД), які передають зібрану інформацію на верхні рівні(у нашому випадку РП). Каналом передачі облікової інформації в межах підстанції служить провідне з'єднання типу "вита пара", оскільки відстані між об'єктами не перевищує 120 м, а для передачі інформації на верхні рівні використовуємо модеми з портами RS-485 (Ethernet).

1.3 Висновки до розділу 1. Постановка завдань кваліфікаційної роботи

На даний час на підстанції встановлені силові трансформатори, у яких на стороні 35 кВ не встановлено жодного вимикача, лише роз'єднувачі. Відсутність вимикачів на стороні 35 кВ викликає значні проблеми, а саме:

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

при аварійному відключенні трансформатора спершу включається короткозамикач, чим створюється штучне двофазне замикання в мережі 35 кВ. На суміжній підстанції, звідки живиться дана ТП, після створеного штучного короткого замикання релейним захистом відключається вимикач лінії 35 кВ. Після цього, в без струмовій паузі розмикається віддільник силового трансформатора. В цей час спрацьовує АПВ вимикача лінії 35 кВ. При такій схемі ПС відключаються інші ПС, які живляться від даної ПЛ 35 кВ, шляхом їх тимчасового знеструмлення. Також це негативно впливає на комутаційні апарати живлячої підстанції, обладнання ПС та лінії електропередачі.

Іншим недоліком даної схеми ТП є те, що при плановому відключенні силових трансформаторів оперативному персоналу, який виконує перемикання, доводиться оперувати роз'єднувачами під напругою. Це загрожує їхньою поломкою і є більш небезпечним, ніж операції з вимикачами. Але встановлення вимикачів на стороні 35 кВ є дуже дорогим.

На стороні 10 кВ на ТП 35/10 кВ встановлено масляні вимикачі.

Масло наповненим вимикачам характерні інші недоліки: вони пожежо та вибухонебезпечні в них менший в порівнянні з вакуумними вимикачами, строк експлуатації, більший час відключення короткого замикання. Також у масло наповнених вимикачах закінчився термін експлуатації і тому їх необхідно замінити на нові вакуумні вимикачі.

Роз'єднувачі на стороні 35 кВ потребують заміни, оскільки після досить тривалого терміну експлуатації деякі деталі зносились настільки сильно, що їхні дефекти неможливо виправити шляхом капітального ремонту.

Основною метою кваліфікаційної роботи є підвищення якості електроенергії, забезпечити необхідною потужністю всіх споживачів, які живляться від даної ТП. Запровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Також метою роботи є зменшення втрат електроенергії в мережі.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок навантажень на ділянках ПЛ 10 кВ

Розрахунок проводимо на основі вихідних даних, а також зведених показників перспективного розвитку електричних мереж. Розрахункові навантаження для діючих ТП визначені з урахуванням зростання навантажень залежно від виду споживача.

Розрахункове навантаження P_p існуючої трансформаторної підстанції 10 / 0,4 кВ на розрахунковий рік визначимо згідно формули:

$$P_p = K_p \cdot P_m$$

де P_m – проектне значення максимального навантаження ПС, кВт;

K_p – значення коефіцієнту зростання навантаження, (змінюється в залежності від споживачів електричної енергії (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Коефіцієнт зростання навантаження

Виробничі	2,1
Комунально-побутові	1,8
Змішані	2,0

Значення денних та вечірніх навантажень трансформаторних підстанцій визначається добутком значень розрахункового навантаження на коефіцієнт впливу його на денний K_d та вечірній K_B максимуми, які мають значення:

для виробничих споживачів $K_d = 1; K_B = 0,6;$

для комунально-побутових $K_d = 0,3...0,4; K_B = 1,0;$

для змішаних $K_d = K_B = 1,0.$

Дані розрахунків заносимо в табл. 2.2.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Керестеші В.О.			Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Костик Л.М.				16	10
Н. Контр.		Вакуленко О.О.			ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Зав. каф.		Тарасенко М.Г.					

Таблиця 2.2 – Значення розрахункових навантажень ТП – 10 / 0,4 кВ .

№ п/п	Номер ТП	P_m , кВт	Вид навантаження	$P_p = K_n P_m$, кВт	$P_d = K_d P_p$, кВт	$P_B = K_B P_p$, кВт
Л - 1	16	40	К	65	26	65
	9	63	К	93	37,2	93
	254	100	В	106	43	106
	7	63	З	83	28	60
	8	63	В	130	42	130
Л - 2	202	40	К	75	26	75
	201	63	К	82	33	82
	258	100	З	112	112	112
	378	40	В	52	50	55
Л - 3	127	100	К	180	72	180
	240	63	В	109	109	69
	369	100	К	156	162	156
Л - 4	312	40	В	52	52	31
	11	63	В	73	72	41
	130	63	К	62	32	62
	12	63	З	82	82	82
	2	100	К	136	54	136
Л - 5	76	63	З	70	70	70
	71	40	З	59	59	59
	298	160	К	288	115.2	288
	320	100	В	132	132	79
	73	100	К	180	72	180
	385	63	В	132	132	78
	216	40	К	60	22	60
	368	160	К	288	115	288
	131	100	К	126	101	126
Л - 6	26	63	В	103	103	71
	17	100	К	180	180	180
	21	63	З	82	82	82
	14	40	К	39	18	39
	86	100	К	163	71	163
	308	63	В	73	73	36
	15	160	К	288	115.2	288
	25	63	З	80	80	80
Л - 7	13	40	В	69	69	69
	275	63	К	91	36	91
	1	100	К	120	41	120

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ

Арк.

17

Знайдемо виробниче навантаження $P_{вир}$ на всіх ділянках ліній знаходять, воно містить в себе в денний час навантаження трансформаторної підстанції із виробничим та змішаним типами споживачів електричної енергії, у нічний час суто навантаження підстанції з виробничим видом, а також загальне навантаження $P_{заг}$, яке містить навантаження всіх підстанцій.

Розрахункове навантаження, денне та вечірнє, на ділянках лінії знаходимо за формулами:

$$P_{д} = P_{дб} + \Delta P(P_{дм})$$

$$P_{в} = P_{вб} + \Delta P(P_{вм})$$

де $P_{дб}, P_{вб}$ – значення більшого з навантажень, які додаються, відповідно у денний та вечірній максимуми;

$\Delta P(P_{м})$ – добавка від меншої потужності.

На усіх ділянках ліній знайдемо значення виробничого навантаження $P_{вир}$, яке містить в собі в денний час навантаження підстанції із виробничим, а також змішаним видами споживачів електричної енергії, в нічний час – суто навантаження підстанції з виробничим видом споживачів, а також, загальне навантаження $P_{заг}$, яке містить навантаження всіх підстанцій.

Для розрахунку мережі 10 кВ, необхідно знати значення повних потужностей на ділянках, і відповідні коефіцієнти потужності. Ці величини визначають за монограмою в залежності від відношення розрахункового навантаження побутових споживачів $P_{п}$ до загального розрахункового навантаження $P_{з}$.

$$P_{з} = P_{п} + \Delta P_{к}$$

де $\Delta P_{к}$ – значення розрахункового навантаження комунально-побутових споживачів.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2 Розрахунок необхідної потужності та вибір силових трансформаторів

Визначимо значення потужності, яку одного трансформатора:

$$S_{mp} = 4303 / 2 = 2151,5 \text{ кВА} , \quad (2.1)$$

Виберемо два силових трансформатори марки ТМН - 4000 / 35.

Коефіцієнт використання потужності та коефіцієнт резерву:

$$K_{вик} = S_n / S_{вст} ; \quad (2.2)$$

$$K_{вик} = 4303 / 8000 = 0,537 ;$$

$$K_{рез} = S_{вст} / S_n ; \quad (2.3)$$

$$K_{рез} = 8000 / 4303 = 1,85 .$$

Коли на трансформаторній підстанції встановлено два трансформатори то номінальна потужність кожного визначається згідно умови:

$$S_{mp} = \frac{S_p}{2} ; \quad (2.4)$$

$$S_{mp} = \frac{4303}{2} = 2151,5 \text{ кВА}.$$

Отже, потужність вибрана правильно.

Визначення навантажень на шинах 10кВ ПС 35 / 10 кВ.

Значення потужності на шинах відповідно до загального денного P_d та нічного P_n навантажень, а також коефіцієнт потужності $\cos\varphi$, що залежить від розрахункових навантажень виробничих споживачів $P_{вир}$ до загального розрахункового навантаження $P_{заг}$, знаходяться відповідно до монограми.

Розрахункові дані головних ділянок ліній та коефіцієнт потужності заносимо в таблицю 2.3.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3 – Розрахункові дані головних ділянок ліній

Номер лінії	Денне навантаження				Вечірнє навантаження			
	$P_{вир}$	$P_{заг}$	$P_{вир} / P_{заг}$	$\cos\varphi$	$P_{вир}$	$P_{заг}$	$P_{вир} / P_{заг}$	$\cos\varphi$
1	329	477	0,68975	0.83	329	451	0,72999	0.86
2	243	321	0,75700	0.73	243	324	0,75	0.78
3	263	445	0,59601	0.70	263	405	0,66938	0.76
4	329	405	0,81234	0.71	329	352	0,93415	0.78
5	826	1332	0,61012	0.72	826	1225	0,68428	0.78
6	589	928	0,65469	0.76	589	859	0,68578	0.80
7	266	360	0,73898	0.76	266	360	0,73388	0.80

Складанням окремо денного та вечірнього максимумів навантаження усіх ліній напругою 10 кВ знайдемо значення максимального навантаження на шинах 10 кВ трансформаторної підстанції. У подальшому в розрахунках використовується більший максимум навантаження. Очевидно, що значення навантаження вечірнього максимуму вище від денного, тому складемо суму значень вечірнього навантаження на шинах 10 кВ .

$$P_B = P_{Л4} + \Delta P_{Л7} + \Delta P_{Л2} + \Delta P_{Л5} + \Delta P_{Л3} + \Delta P_{Л1} + \Delta P_{Л6} ; \quad (2.5)$$

$$P_B = 329 + 243 + 263 + 329 + 826 + 586 + 266 = 3842 \text{ кВА}$$

Сумарне навантаження на шинах підстанції:

$$S_p = \sum \frac{P_B}{\cos\varphi} \cdot 1,12, \quad (2.6)$$

де ΣP_B – більший із максимумів навантаження на шинах 10 кВ .

Після проведених розрахунків, можна зробити висновок, що розрахункове навантаження на шинах 10 кВ з десятирічною перспективою, наприкінці розрахункового періоду, складе 4303 кВА

Трансформаторна підстанція 35/10 кВ, яку взято до розгляду, з двома силовими трансформаторами потужністю по 2,5 МВА кожен та із двома секціями шин 10 кВ не в змозі забезпечити необхідною кількістю електроенергії споживачів, у зв'язку із дефіцитом потужності.

Виходячи з цього з'являється необхідність проведення реконструкції трансформаторної підстанції 35/10 кВ із заміною силових трансформаторів

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на потужніші, і відповідно заміни усього обладнання.

Початковими даними для проведення реконструкції і вибору варіанту електропостачання є наступні:

- потужність на шинах 10 кВ на кінець розрахункового періоду (10 років) становитиме 4303 кВА ;
- трансформаторна підстанція розміщена в центрі електричного навантаження;
- кількість відходячих ліній напругою 10 кВ - 7;
- в мережі електропостачання присутні споживачі 1 та 2 категорії за надійністю електропостачання споживачів.

Проаналізувавши початкові дані для проектування зробимо висновок: модернізація трансформаторної підстанції 35/10 кВ дозволить підвищити надійність електропостачання споживачів за рахунок удосконалення схеми електричних з'єднань трансформаторної підстанції та запровадження заходів щодо автоматизації системи контролю споживанням електричної енергії, а також забезпечить передачу необхідної потужності за рахунок зміни силових трансформаторів з 2500 кВА на 4000 кВА.

Таблиця 2.4 – Характеристики силового трансформатора ТМН–4000/35

Параметр	Позначення	Розмірність	Значення
Номінальна потужність трансформатора	$S_{ном}$	кВА	4000
Номінальна напруга ВН	$U_{ВН}$	кВ	35
Номінальна напруга НН	$U_{НН}$	кВ	10
Напруга КЗ	$U_{к}$	%	6,5
Активна складова втрат холостого ходу Т-Р	ΔP_x	кВт	5,1
Втрати КЗ	$\Delta P_{к}$	кВт	26
Реактивна складова втрат холостого ходу Т-Р	ΔQ_x	кВАр	27,5
Струм холостого ходу Т-Р	I_x	А	1,1
Активний опір трансформатора	R_m	Ом	5,1
Реактивний опір трансформатора	X_m	Ом	31,9

2.3 Розрахунок робочих струмів

2.3.1 Розрахунок струмів живлячих ліній 35 кВ

Номінальний струм ліній живлення 35 кВ:

$$I_{н.л.} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot n}; \quad (2.7)$$

$$I_{н.л.} = \frac{1,4 \cdot 8000}{\sqrt{3} \cdot 27 \cdot 2} = 92,5 \text{ А},$$

де $U_{ВН}$ – номінальна лінійна напруга, кВ;

S_n – максимально допустима потужність навантаження ПС, кВА;

n – кількість живлячих ліній.

Максимальний струм ліній живлення 35 кВ:

$$I_{м.л.} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot (n - 1)}; \quad (2.8)$$

$$I_{м.л.} = \frac{1,4 \cdot 8000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (2 - 1)} = 184,5 \text{ А},$$

де $U_{ВН}$ – номінальна лінійна напруга, кВ;

S_n – максимально допустима потужність навантаження ПС, кВА;

n – кількість живлячих ліній.

2.3.2 Розрахунок струмів трансформатора

Максимальні струми тривалого режиму в колах силового трансформатора визначаємо з умови, що один трансформатор перевантажений на 40 % через вихід з ладу другого трансформатора.

Номінальний струм вищої напруги 35 кВ:

$$I_{н.ВН} = \frac{0,7 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}; \quad (2.9)$$

$$I_{н.ВН} = \frac{0,7 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 46,3 \text{ А},$$

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де U_{BH} – номінальна лінійна напруга, кВ;

S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Максимальний струм вищої напруги 35 кВ:

$$I_{м.ВН} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}; \quad (2.10)$$

$$I_{м.ВН} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 92,3 \text{ А},$$

де U_{BH} – номінальна лінійна напруга, кВ;

S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА;

Номінальний струм нижчої напруги 10 кВ:

$$I_{н.НН} = \frac{0,7 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}; \quad (2.11)$$

$$I_{н.НН} = \frac{0,7 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 154 \text{ А},$$

де $U_{НН}$ – номінальна лінійна напруга, кВ;

S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Максимальний струм нижчої напруги 10 кВ:

$$I_{м.НН} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}; \quad (2.12)$$

$$I_{м.ВН} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 308 \text{ А},$$

де $U_{НН}$ – номінальна лінійна напруга, кВ;

S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА.

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Надійна і економічна робота електричних апаратів і частин, по яких проходить струм може бути забезпечена лише при їх правильному виборі за

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

умовами роботи, як в нормальному режимі так і в режимі короткого замикання.

Для нормального режиму роботи апарати і провідники вибирають по номінальній напрузі, допустимому нагріву при проходженні струму, конструктивному виконанні, типу установки та умовах навколишнього середовища. Вся апаратура підстанції повинна відповідати умовам термічної і динамічної стійкості при проходженні струмів короткого замикання

Схема для розрахунку струмів к.з. представлено на рис. 2.1.

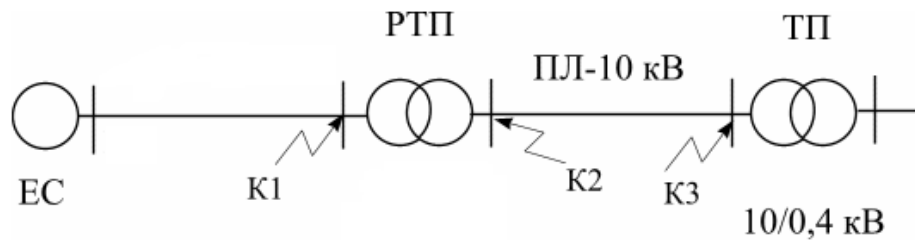


Рисунок 2.1 – Схема для розрахунку струмів к.з.

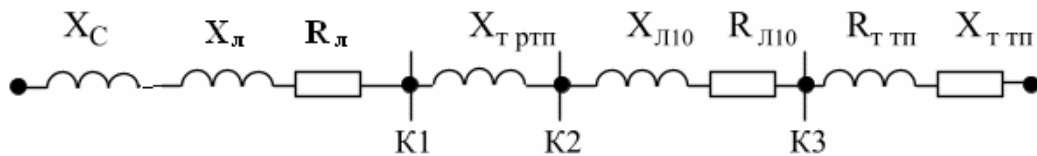


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

За струмами короткого замикання розраховують і вибирають вставки релейного захисту та заземлюючі пристрої підстанції.

Розрахунок струмів короткого замикання проведений за допомогою програми MATHCAD.

Результати розрахунків струмів короткого замикання зведені в табл. 2.5.

Таблица 2.5 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка схеми	Трифазний струм КЗ	Ударний струм КЗ	Двофазний струм КЗ	Діюче значення ударного струму КЗ
К1	802 А	1700 А	694 А	982 А
К2	1442 А	3059 А	1242 А	1766 А
К3	503 А	1066 А	435 А	615 А

2.5 Висновки до розділу 2

З проведеного в даному розділі аналізу можна зробити висновок, що модернізація трансформаторної підстанції 35/10 кВ дозволить підвищити надійність електропостачання споживачів за рахунок удосконалення схеми електричних з'єднань трансформаторної підстанції та запровадження заходів щодо автоматизації системи контролю споживанням електричної енергії, а також забезпечить передачу необхідної потужності за рахунок зміни силових трансформаторів з 2500 кВА на 4000 кВА.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір електричного обладнання трансформаторної підстанції

3.1.1 Розрахунок та обґрунтування вибору вимикачів на стороні 35 кВ

Вибираємо елегазові вимикачі колонкового типу, серії ВГТ-35. Вони призначені для комутації електричних кіл при нормальних і аварійних режимах роботи, а також для роботи стандартних циклів АПВ в мережах трифазного змінного струму частотою 50 Гц з номінальною напругою 35 кВ.

Вимикач керується пружинним приводом, встановленим в компактному водозахисному і корозійностійкому корпусі, закріпленому на опорній конструкції.

Вибір вимикачів проводиться за наступними умовами:

За номінальною напругою:

$$U_{н.в.} \geq U_{ном.}, \quad (3.1)$$

$U_{н.в.}$ – максимально робоча напруга вимикача;

$U_{ном.}$ – номінальна напруга установки.

Отже, для вимикачів умова (3.1) виконується ($51 \text{ кВ} \geq 25 \text{ кВ}$)

За максимальним робочим струмом:

$$I_{роб.мах.} \leq I_{н.в.}, \quad (3.2)$$

$I_{н.в.}$ – номінальний струм вимикача;

$I_{роб.мах.}$ – максимальний струм установки.

Отже, для вимикачів умова (3.2) виконується ($70,3 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}$)

За здатністю до комутації на симетричний струм к.з.:

$$I_n(\tau) \leq I_{відкл.ном.}, \quad (3.3)$$

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	3 ПРОЕКТНО- КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Керестеші В.О.						
Керівник		Костик Л.М.					26	25
Н. Контр.		Вакуленко О.О.				ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Зав. каф.		Тарасенко М.Г.						

$I_n(\tau)$ – діюче значення періодичної складової струму к.з. в момент часу τ від початку розходження контактів. Оскільки цей час є малим, то прийmemo:

$$I_n(\tau) = I_{кз}^{(3)} = 0,8 \text{ кА} .$$

Отже, умова (3.3) виконується ($0,8 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$).

За здатністю до комутаційною на асиметричний струм к.з.:

$$\sqrt{2} \cdot I_n(T) + i_a(T) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл.ном.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}), \quad (3.10)$$

$i_a(\tau)$ – аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів, а час τ дорівнює:

$$\tau = t_{\text{рз.мін.}} + t_{\text{вл.відкл.}} , \quad (3.11)$$

$t_{\text{рз.мін}}$ – мінімальний час дії релейного захисту (приймаємо 3 с);

$t_{\text{вл.відкл.}}$ – власний час відімкнення вимикача (0,4 с)

Отже, за формулою (3.11):

$$T = 3 + 0,4 = 3,4 \text{ с}$$

Аперіодична складова струму в момент часу τ :

$$i_a(T) = I_n(T) \cdot e^{-\frac{0,01}{T}} ; \quad (3.12)$$

$$i_a(T) = 0,8 \cdot e^{-\frac{0,01}{3,04}} = 0,815 \text{ кА}.$$

Тоді (див. вираз (3.10)):

$$\sqrt{2} \cdot 0,8 + 0,815 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,32)$$

$1,44 < 74,6$ – умова (3.10) виконується.

За динамічною стійкістю:

$$I_{у.} \leq I_{\text{наскр.мах.}} \quad (3.13)$$

Умова виконується $1,7 \text{ кА} \leq 85 \text{ кА}$.

За термічною стійкістю:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T ; \quad (3.14)$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}; \quad (3.15)$$

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_{k \text{ роз.}} = (I_{кз}^3)^2 \cdot (t_{рз.мін} + t_{вл.відкл.}); \quad (3.16)$$

$$B_{k \text{ роз.}} = 0,8^2 \cdot (3 + 0,04) = 55,34 \text{ кА}\cdot\text{с.}$$

Таким чином, умова виконується, тому що $55,34 \text{ кА}\cdot\text{с} < 4800 \text{ кА}\cdot\text{с}$

3.1.2 Вибір вимикачів РП 10 кВ

Для РП 10 кВ рекомендується застосовувати вакуумні вимикачі.

Вибираємо на стороні 10кВ вакуумні вимикачі виробництва «Таврида Електрик».

Таблиця 3.2 – Умови вибору вимикачів

Параметри	Умови вибору	Розрахункові формули	Розрахункові дані	ВВ / TEL - 10
Номінальна напруга	$U_{н.в} > U_n$	$U_{н.в} > U_n$	10 кВ	10/12 кВ
Номінальний струм	$I_{н.в} > I_{р.мах}$	$I_{р.мах} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	308 А	1600 А
Допустимий струм вмикання	$I_{д.вим} > I_{р.вим}$	$I_{р.вим} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^3$	7,7 кА	20 кА
Струм динамічної стійкості	$I_{мах} > I_y$	$I_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{кз}^3$	11,5 кА	51 кА
Струм термічної стійкості	$I_{тн}^2 \cdot t_k > (I_{кз}^3)^2 \cdot t_{пр}$	-	88,2 кА·с	480 кА·с

$deU_{нв}$ – номінальна напруга вимикача, кВ;

$I_{нв}$ – номінальний струм вимикача, А;

$I_{р.мах}$ – робочий максимальний струм, А;

$I_{д.вим}$ – допустимий струм вмикання, А;

$I_{кз}^{(3)}$ – усталений струм трифазного КЗ, кА;

$I_{мах}$ – струм динамічної стійкості, кА;

$I_{уд}$ – ударний струм трифазного короткого замикання, кА;

$I_{тн}$ – струм термічної стійкості вимикача, кА;

T_k – номінальний час термічної стійкості вимикача, с.

Для вводу 10 кВ вибираємо вакуумний вимикач ВВ / TEL - 10 - 20 / 1600У2 виробництва Таврида Електрик.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

3.1.3 Вибір роз'єднувачів

Прийmemo роз'єднувачі РДЗ-2-110-1000 з приводом ПРЗ-110-2-УХЛ1
Каталожні та розрахункові дані заносимо в табл. 3.3

Таблиця 3.3 – Вибір роз'єднувачів

Встановлене обладнання	Розрахункові дані				Каталожні дані			
	$U_{p.max}$	$I_{p.max}$	$I_{y.max}$	$I_{p.} \cdot I_{к}$	$U_{н}$	$I_{н}$	$I_{уд}$	$I_{ср.} \cdot I_{к}$
	кВ	А	кА	кА·с	кВ	А	кА	кА·с
Роз'єднувач РНДЗ-2-35/1000	35	150, 5	1,7	4,74	35	1000	80	1984, 5

Номинальна напруга $U_{н} = 35 \text{кВ}$. Ударний струм трифазного короткого замикання $i_y = 1,7 \text{кА}$. Отже, вибрані роз'єднувачі задовольняють усі умови.

3.2 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму призначені для включення вимірювальних приладів і реле в електричні кола змінного струму.

Таблиця 3.4 – Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформаторів струму	Умови вибору
Номинальна напруга, кВ	$U_{нт} > U_{н}$
Номинальний первинний струм, А	$I_{н1} > I_{р.макс.}$
Номинальний вторинний струм, А	$I_{н2} = 5$
Клас точності	-
Номинальна вторинна потужність	$S_{н2} > S_2$
Кратність струму: термічної стійкості K_T динамічної стійкості K_D	$(K_T \cdot I_{н1})^2 > (I_{кз}^{(3)})^2 \cdot t_K$ $\sqrt{2} \cdot I_{н1} \cdot K_D > i_y$

де S_2 – навантаження вторинної обмотки, кВА;

$t_k = 1,5 \text{с}$ – приведений час дії струму.

Відповідно до розрахунків проведених у п. 3.1 вибираємо трансформатори струму типу ТПОЛ-10.

Вибраний трансформатор відповідає ДСТУ ІЕС 60044:2008, ДСТУ ГОСТ 7746-2003.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Таблиця 3.5 – Паспортні дані вибраних трансформаторів струму

Найменування параметра	Параметри
Номинальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номинальний первинний струм, А	100
Номинальний вторинний струм, А	5
Номинальна частота, Гц	50
Номинальна вторинна потужність, ВА	10
Клас точності вторинної обвитки: - для вимірювань; - для захисту.	0,2s*; 0,5s 10P
Струм термічної стійкості для 1 с, кА	14,4 32
Струм електродинамічної стійкості, кА	36 80

Перевірка на відповідний клас точності виконується для найбільш завантаженої фази у вторинній обвитці на виводі 10 кВ. Для розрахунку прийємо фазу «А».

Таблиця 3.6 – Навантаження трансформаторів струму

Назва приладу	Тип	Кількість	Фаза «А»	
Лічильник активної і реактивної енергії	EMS	1	0,0007	0,1
Амперметр	Э	1	0,07	1,75
Всього		2	0,0707	1,85

Щоб забезпечити задану точність вимірювання, навантаження вторинної обвитки трансформатора S_2 , не має перевищувати номінальну вторинну потужність трансформатора $S_{н2}$.

Навантаження трансформаторів струму знаходимо по формулі:

$$S_2 = S_{np} + I_{н2}^2 \cdot (R_{пров.} + R_{конт.}), \quad (3.17)$$

де S_{np} – потужність послідовно ввімкнених у вторинне коло трансформатора приладів, ВА ;

$I_{н2} = 5 \text{ А}$ – номінальний вторинний струм;

$R_{пров.}$ – опір з'єднувальних проводів, Ом ;

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

$R_{\text{конт.}} = 0.1 \text{ Ом}$ – опір контактів.

Допустимий опір проводів обчислюємо, умовно вважаючи $S_2 = S_{H2}$:

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{S_{H2} - (\sum S_H + I_{H2}^2 \cdot R_K)}{I_{H2}^2} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (3.18)$$

Отже, необхідний мінімальний переріз з'єднувальних проводів визначаємо за формулою:

$$F_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot L}{R_{\text{ПРОВ}}} = 0,43 \text{ мм}^2, \quad (3.19)$$

де $r = 0.03125 \text{ (Ом} \times \text{мм}^2) / \text{м}$ – питомий опір з'єднувальних проводів;

$L = 3 \text{ м}$ – довжина з'єднувальних проводів.

Приймаємо переріз проводів $F = 2.5 \text{ мм}^2$

За формулою (3.17) обчислюємо навантаження вторинної обмотки трансформатора струму.

$$S_2 = 2 + 5^2 \cdot (0,0375 + 0,1) = 5,44 \text{ ВА.}$$

Відповідно до розрахунків, виберемо найбільш близький стандартний переріз, але не менше $2,5 \text{ мм}^2$. Вибираємо провід АПВ 2,5

Трансформатори струму перевіряються на термічну та динамічну стійкість при протіканні струмів к.з.

Перевіримо на термічну стійкість відповідно до умовою:

$$K_{\text{Т.РОЗ}} \leq K_{\text{Т.ДОП}}, \quad (3.18)$$

де $K_{\text{т.роз}}$ – розрахункове значення кратності струму;

$K_{\text{т.доп}}$ – допустиме значення кратності струму.

$$K_{\text{Т.РОЗ}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{I_{\text{н1}}} \cdot \sqrt{t}, \quad (3.19)$$

де $I_{\text{кз}}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. в місці встановлення ТС, А;

$I_{\text{н1}}$ – номінальне значення первинного струму ТС, А;

t – фактичний час проходження струму к.з.

Перевірка на динамічну стійкість здійснюється за умовою:

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{д.роз} \leq K_{д.доп}, \quad (3.20)$$

$$K_{д.роз} = \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{н1}}, \quad (3.21)$$

де i_y – ударний струм трифазного к.з. в місці встановлення ТС, А;

$I_{н1}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму, А.

За проведеними розрахунками трансформатор струму ТПОЛ - 10 вибраний вірно.

3.3 Вибір трансформаторів напруги

Вибираються трансформатори напруги за номінальною напругою первинного кола, типом і схемою з'єднання обмоток і класом їх точності.

Трансформатори напруги вибирають за наступними умовами:

- відповідно до номінальної напруги:

$$U_{н.т} \geq U_{н}, \quad (3.22)$$

- відповідно до номінальної вторинної потужності:

$$S_{н2} > S_2, \quad (3.23)$$

- відповідно до класу точності.

Вторинне навантаження S_2 (ВА) знаходять за формулою:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (3.24)$$

Умовно вважаємо, що повна потужність всіх приладів, приєднаних до вторинних кіл трансформатора складає $S_2 = 1,85 \text{ ВА}$. Тому вибираємо трансформатор НАМИТ-10 (рис.3.3) з номінальною потужністю обмотки $S_{н2} = 10 \text{ ВА}$ та класом точності 0.5. Для вибору і перевірки трансформатора напруги приведена табл. 3.5. Захист трансформатора від струмів КЗ здійснюється плавкими запобіжниками типу ПКТН, які мають струмообмежувальний ефект. Тому трансформатор напруги не перевіряється за умов термічної та динамічної стійкості.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.7 – Перевірка і вибір трансформатора напруги

Параметр	Умови вибору	Паспортні дані	Розрахункові дані
Номінальна первинна напруга	$U_{n1} \text{ } ^3U_p$	$U_{n1} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$
Номінальна потужність	$S_{n2} \text{ } ^3S_2$	$S_{n2} = 10 \text{ ВА}$	$S_2 = 1,82 \text{ ВА}$
Клас точності		0,5	

3.4 Вибір лічильника електричної енергії

Для проведення обліку електроенергії на лінії 10 кВ використаємо лічильники «EMS».

Лічильники EMS використовуються для:

- визначення виробітки електроенергії генераторами електростанцій;
- обліку перетоків енергії та потужності на міжсистемних лініях;
- обліку постачання електроенергії та потужності споживачам;
- обліку споживання електроенергії та потужності на власні потреби;
- контролю втрат електроенергії та потужності;
- управління розподілу електроенергії
- для точного обліку спожитої енергії та потужності в режимі багатотарифності;
- автоматизації виробництва;
- прогнозування величини заявленої потужності для підприємства;
- вибір графіка споживання енергії;
- обліку реактивної потужності;
- передачі вимірювальних параметрів енергоспоживання.

Таблиця 3.8 – Технічні характеристики лічильника «EMS»

Найменування величини	Значення
1	2
Клас точності:	
- по активній енергії (ГОСТ 52323-05, 52322-05)	0,2S; 0,5S
- по реактивній енергії (ГОСТ 26035-83)	0,5; 1,0

продовження таблиці 3.8

1	2
Номінальна напруга, В	3×57/100, 3×220/380, 3×127/220, 3×100, 3×220
Номінальні (максимальні) струми, А	1(10), 5 (10)
Стартовий струм (чутливість) по відношенню до номінального	0,001
Номінальна частота мережі, Гц	50 ± 2,5
Похибка ходу внутрішнього годинника	± 0,5 с/дб
Робочий діапазон температур °С	от -40 до +65
Відносна вологість (що не конденсується) %	0...95
Запис графіків навантаження з 3 інтервалами	до 40
Запис параметрів мережі з 2 інтервалами	до 32
Тривалість інтервалів запису	1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 хв.
Кількість автосчитувань, що зберігаються	до 30
Кількість імпульсних каналів	до 6-ти
Постійна лічильника по імпульсному виходу,	от 100 до 20000
Тривалість вихідних імпульсів, мс	от 10 до 255
Цифрові інтерфейси	RS-232, RS-485
Швидкість обміну інформацією при зв'язку з лічильником по цифрових інтерфейсах, бод	300-19200
Самодіагностика лічильника	так
Ступінь захисту корпусу	IP 54
Маса, кг	3.0
Габарити, мм, не більш	309 × 170 × 89
Середнє напрацювання повністю, год, не менше	120000
Міжперевірочний інтервал, років	12
Термін служби, років, не менше	30
Кількість тарифів	4 зони в добі, 4 типи днів тижня, 12 сезонів, літній і зимовий час

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

3.5 Вибір обладнання для система обробки і передачі вимірювально-облікової інформації

3.5.1 Вибір елементів технічної бази системи збору і обробки інформації

Сучасні вимоги, які висуваються до систем АСКОЕ припускають використання мікропроцесорних лічильників та пристроїв збору та передачі даних (ПЗПД) на базі сучасних промислових контролерів. Оскільки основою систем АСКОЕ є ПЗПД, то основні вимоги по набору функціональних можливостей та відповідності нормативним документам пред'являється саме до цих пристроїв.

Одним з найсучасніших і технічно досконалих ПЗПД, який відповідає всім вимогам по організації комерційного обліку електроенергії є ПЗПД RTU-325L сімейства RTU-300, які серійно випускається компанією Ельстер Метроніка.

Отже, основним призначенням ПЗПД RTU – 325L є збір даних про електроспоживання від первинних вимірювачів – мікропроцесорних лічильників електричної енергії з цифровими інтерфейсами, переклад виміряних значень у іменовані фізичні величини, формування групових вимірювань, точний облік електричної енергії та потужності.

ПЗПД RTU-325L забезпечує максимальну гнучкість схеми збору, обробки, зберігання та передачі даних. ПЗПД RTU-325L розрахований на застосування в складі АСКОЕ об'єктів енергетики, промислових підприємств та інших організацій.

ПЗПД RTU-325L має в своєму складі широкий набір інтерфейсів, що забезпечують взаємодію як з оператором, так і з зовнішніми обчислювальними пристроями. За допомогою дисплея і клавіатури оператор може зчитувати комерційні дані, накопичені в ПЗПД, не порушуючи процесу збору даних та їх передачі по зовнішніх інтерфейсах. Інтерфейси для підключення мікропроцесорних електролічильників, пристрої синхронізації

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

системного часу УССВ (на базі GPS-приймача) та/або зовнішніх обчислювальних пристроїв включають набір інтерфейсів RS-232C, RS-485, Ethernet і інфрачервоний порт IrDA.

В якості зовнішніх пристроїв, які підключатимуться до ПЗПД RTU-325L може виступати комп'ютер, сервер бази даних або автоматизоване робоче місце, інша ПЗПД RTU-325L або пристрій синхронізації системного часу (УССВ). Для обміну даними з зовнішніми пристроями використовується внутрішній протокол ТОВ ЕЛІСТЕР.

Конструкція ПЗПД RTU-325L забезпечує захист вимірювальної інформації і параметрів програмування від несанкціонованого читання або зміни за допомогою системи пломб. RTU-325L пломбується заводом-виробником і держпівіркою при випуску з виробництва.

RTU-325L виконано на базі сучасних електронних плат від провідних світових виробників, які забезпечують найвищу надійність виробу. Електронні пристрої розміщені в корпусі, що забезпечує надійну експлуатацію ПЗПД в жорстких умовах промислових майданчиків. Конструкція RTU-325L забезпечує нормальні умови функціонування електронних плат без необхідності примусової вентиляції. ПЗПД випускається в ударостійкому, пило- та вологозахищеному промисловому корпусі, в якому розміщені всі електронні вузли і блоки. ПЗПД має закінчену моноблочну конструкцію, що забезпечує настінне кріплення або встановлення в шафі споживача.

Ядром RTU-325L є системна плата, яка містить всі необхідні обчислювальні ресурси для вирішення найскладніших завдань обліку, покладених на ПЗПД. На платі CPU встановлено пристрій енергонезалежної пам'яті CompactFlash для зберігання вбудованого програмного забезпечення, налаштувань ПЗПД на об'єкт і накопичуваних даних обліку. Об'єм пам'яті визначається кількістю підключаються лічильників і необхідної глибиною зберігання даних (графіків навантажень). Термін зберігання при відсутності зовнішнього живлення – не менше 3,5 років. CPU містить енергонезалежні

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

годинник, робота яких при відсутності зовнішнього електроживлення, підтримується іонним.

ПЗПД вимірює поточний час і дату. При наявності безпосередньо підключеного GPS-приймача, що має зв'язок з супутниковою системою, завдяки цьому забезпечується точність виміру ПЗПД з похибкою не більше 1 с. ПЗПД підтримує єдиний системний час, автоматично виконуючи корекцію ходу годинника підключених лічильників і каскадно підключених ПЗПД. GPS-приймач, безпосередньо підключений до будь-якого з портів RS-232С ПЗПД.

У процесі експлуатації АСКОЕ найчастіше потрібна робити відключення, підключення або заміну лічильників, зміна тарифної системи. ПЗПД забезпечує можливість виконання даних процедур без втрати раніше накопичених первинних даних комерційного обліку. ПЗПД RTU-325L автоматично формує в енергонезалежній пам'яті журнал подій для фіксації:

- дати початку реєстрації вимірів, перерв електроживлення, втрати і відновлення зв'язку з лічильниками, програмних і апаратних перезапусків,
- коректування часу в ПЗПД і кожному лічильнику, зміни ПЗ і перепараметрування ПЗПД.

Глибина зберігання в журналі встановлюється при програмуванні ПЗПД і становить 1000 записів. Зміст журналу передається за запитами зовнішніх пристроїв.

У процесі роботи ПЗПД RTU-325 допускаються збої або перерви в електроживленні. При цьому всі параметри і накопичені дані зберігаються в енергонезалежній пам'яті. Після відновлення живлення перезапуск ПЗПД проходить автоматично, з переходом до нормального функціонування і збору пропущених даних від мікропроцесорних лічильників, що мають вбудовану пам'ять. У ПЗПД і лічильниках використовуються перешкодостійкі протоколи, що визначають такі помилки і формують повторні запити до отримання неспотвореної інформації.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.5.2 Прилади передачі облікової інформації на верхні рівні

В якості пристрою для зв'язку з вище стоячими рівнями АСКОВЕ (Енергопостачальна організація, Обленерго) використаємо модем Siemens ER75.

Основною функцією Siemens ER75 є високошвидкісний обмін даними по GSM-мережі, а також можливість зв'язку у підприємствах з розподіленою мережею філій або систем, що підлягають віддаленому контролю і керуванню.

Siemens ER75 компактний модем/роутер (маршрутизатор) для передачі даних по каналах GSM з використанням стандартів CSD, GPRS і EDGE на швидкості до 236,8 кбіт / с. Модель розроблена на базі сотового модуля Siemens MC75, підтримує діапазони EGSM 850/900, GSM1800/1900, важить всього 150 г і стабільно працює при температурах від -20 до +55 С. Пристрій обладнаний контролером і вбудованим програмним забезпеченням (на базі ОС Linux) і не вимагає додаткових пристроїв керування. Підключення до комп'ютера здійснюється через порт USB. Споживана потужність в колі живлення до 5 Вт. Габаритні розміри 30×90×102 мм (прикріплений на рейці DIN 35мм).

Даний модем відповідає нормам ETS 300 607-1, EN 301 419-1.

3.6 Релейний захист і автоматика

3.6.1 Аналіз початкових даних

Релейний захист трансформаторів підстанцій призначений для відключення силових трансформаторів при ушкодженнях в них від джерел і при ушкодженнях в електроустановках, що викликають протікання надструмів через трансформатор, а також при ушкодженнях суміжних ліній, обладнання і відмовах захистів або вимикачів.

Крім того, релейний захист повинен подавати попереджувальний сигнал при перевантаженні трансформатора, виділенні газу з масла,

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

пониженні рівня масла, підвищенні температури всередині бака трансформатора.

Для захисту вибраних в проекті трансформаторів від пошкоджень і сигналізації про ненормальні режими роботи застосовують:

- диференціальний захист (ДЗ) – для захисту від пошкодження обмоток, введень і ошиновки;
- струмова відсічка (СВ) – для захисту від пошкоджень ошиновки, введень і обмоток з боку джерела живлення;
- газову – для захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатора, при яких відбувається виділення газу, а також при пониженні рівня масла у баку;
- максимальний струмовий захист (МСЗ) – для захисту від надструмів, що проходять через трансформатор при пошкодженнях, як самого трансформатора, так і пов'язаних з ним елементів, від замикань на корпус і від перевантаження.

Основним швидкодіючим захистом високовольтних трансформаторів в основному застосовують диференційний захист.

Проте на трансформаторах 1000 кВА і вище ДЗ встановлюється тоді, коли струмова відсічка не в змозі забезпечити необхідну чутливість ($k_{\text{ч}} < 2$), а МСЗ має витримку часу більше 1 с.

Початковими даними для розрахунку захисту силових трансформаторів підстанції є розрахункові струми КЗ в мережі підстанції (табл. иця 3.1).

3.6.2 Захист зовнішньої мережі підстанції

Для релейного захисту силових трансформаторів потужністю 4000 кВА з використанням зовнішньої мережі 35 кВ приймаємо диференціальну відсічку, максимальний струмовий захист (МСЗ), газовий захист і захист від пошкоджень регулятора напруги.

Газовий захист

При електричних пошкодженнях в обмотках маслонаповненого трансформатора всередині бака від нагріву масла утворюються гази, що

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

викликають інтенсивне переміщення масла з бака в розширювач. Це явище покладене в основу дії газового захисту.

Захист виконують за допомогою газового реле, яке встановлюється шляхом врізання в маслопровід між баком і розширювачем трансформатора.

Газові реле бувають поплавцеві, лопатеві і чашкові.

Приймаємо чашкові газові реле типу РГЧЗ-66 для встановлення на трансформатори Т1 і Т2.

При незначних пошкодженнях в трансформаторі, при слабкому газоутворенні гази витісняють частину масла в розширювач, і рівень масла у баку знижується. Це призводить до збільшення сили, діючої вниз за рахунок збільшення масла в чашці, внаслідок чого замкнуться контакти реле, замикаючи кола сигналізації.

При КЗ в трансформаторі виникає сильне газоутворення. Сила потоку газу впливає на лопать, примушуючи чашку реле обернутися і тим самим замкнути контакти реле, діючого на відключення трансформатора.

Диференціальна відсічка трансформатора

Працює за принципом порівняння струмів з двох сторін елемента мережі, що захищається. Для роботи цього захисту з обох боків об'єкту, що захищається, потрібні трансформатори струму. При нормальному режимі і при КЗ поза об'єктом, що захищається, струм в реле ДЗ дорівнюватиме різниці струмів через відмінності в параметрах трансформаторів струму або струмів небалансу.

Застосуємо для захисту трансформаторів ДЗ з реле РТ-40. Схема ДЗ приведена на рис 3.1.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

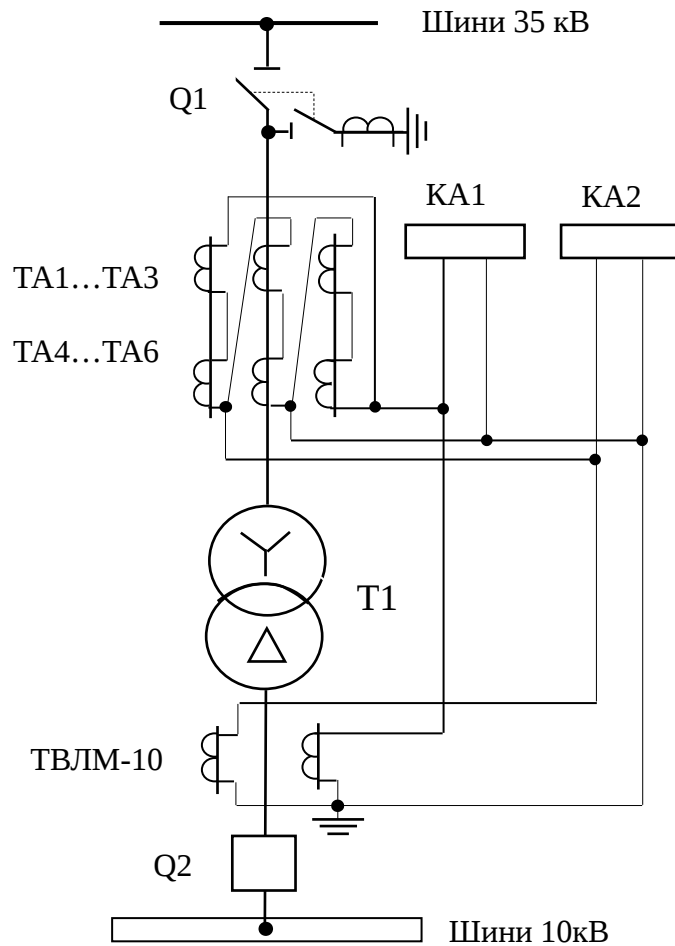


Рисунок 3.1 – Схема струмових кіл диференціальної відсічки трансформатора

Початкові дані до розрахунку:

- $I_{\text{макс}}^{(3)} = 1442 \text{ A};$
- $I_{\text{мін.35}}^{(2)} = 694 \text{ A};$
- $I_{\text{мін.10}}^{(2)} = 1242 \text{ A};$
- $k_{I35} = 1000 / 5;$
- $k_{I10} = 200 / 5;$
- коефіцієнт надійності від налаштування номінального струму $k_n = 3.4;$
- коефіцієнт надійності налаштування від струму небалансу $k_n = 1,3...1,4.$

Визначаємо первинні струми для сторін трансформатора T1, що захищається:

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{35.n1} = \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3}U_{н.Т}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66,1 \text{ А};$$

$$I_{10.n1} = \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3}U_{н.Т}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 220,2 \text{ А}.$$

Розрахунковий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму з урахуванням їх перевантаження в $k_n = 1,3$ разу і схем з'єднання обмоток :

$$n_{ТC\Delta} = k_n \cdot k_{сх\Delta} \cdot I_{35.n1} / 5 = 1,3 \cdot 1,73 \cdot 66,1 / 5 = 29,7$$

$$n_{ТCУ} = k_n \cdot k_{сУХ} \cdot I_{10.n1} = 1,3 \cdot 1 \cdot 220,2 / 5 = 57,3.$$

Прийняті трансформатори струму ТБ-35-I-200/5 і ТВЛМ-10-200/5 із стандартними коефіцієнтами трансформації відповідно $n_{ТC\Delta} = 40$ і $n_{ТCУ} = 60$.

Розрахункові струми у вторинних обмотках трансформаторів струму захисту при номінальних первинних струмах:

$$I_{н\Delta} = \sqrt{3}I_{35.n} / n_{ТT\Delta} = 1,73 \cdot 66,1 / 40 = 2,85 \text{ А};$$

$$I_{нУ} = I_{10.n} / n_{ТTУ} = 220,2 / 60 = 3,67 \text{ А}.$$

Первинний струм в обвитках трансформатора при наскрізному максимальному трифазному к.з. для визначення струму небалансу:

$$I_{к.макс.}^{(3)} = 1442 \text{ А}.$$

Розрахунковий струм небалансу, що визначається похибкою трансформаторів струму при $I_{кмакс.}^{(3)}$, приведений до сторони з найбільшим номінальним вторинним струмом [10]:

$$I_{нб} / = k_a \cdot k_{один} \cdot f \cdot I_{кмакс.}^{(3)},$$

де k_a – коефіцієнт, що враховує вплив на швидкодіючі захисти перехідних процесів; приймається рівним $k_a = 2$ при використанні реле струму без швидконасичувального трансформатора;

$k_{одн}$ – коефіцієнт, що враховує однотипність умов роботи трансформаторів струму (ТС); приймається рівним $k_{одн} = 0,5$ при близьких по значенням струмах, наближених ТС;

$f = 0,1$ – похибка ТС, що задовольняють 10% -ій похибці.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{нб}' = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1442 = 144,2 \text{ A} .$$

Розрахунковий струм спрацьовування захисту, що визначається струмом небалансу:

$$I_{с.31} = k_n' \cdot I_{нб}' ,$$

де k_n' – коефіцієнт надійності налаштування від струму небалансу, що приймається рівним $k_n' = 1,3$.

$$I_{с.31} = 1,3 \cdot 144,2 = 187,46 \text{ A} .$$

Розрахунковий струм спрацьовування захисту, що визначається номінальним струмом:

$$I_{с.32} = k_n'' \cdot I_{ном} ,$$

де k_n'' – коефіцієнт надійності налаштування, приймається $k_n'' = 3,4$;
 $I_{ном}$ – номінальний струм обмотки з найбільшою потужністю.

$$I_{с.32} = 3,4 \cdot 66,1 = 224,74 \text{ A} .$$

Приймаємо струм спрацьовування захисту

$$I_{с.з.} = 225 \text{ A} .$$

Розрахунковий струм спрацьовування реле, приведений до сторони з найбільшим номінальним вторинним струмом

$$I_{с.р.} = k_{сх} \cdot I_{с.з.} / n_{ТСУ} = 1 \cdot 225 / 60 = 3,75 \text{ A} .$$

Приймаємо реле струму РТ - 40 / 6 з паралельним з'єднанням котушок і струмом уставки $I_{уст} = 3,8 \text{ A}$; струм термічної стійкості реле $I_{м.уст.тр.} = 22 \text{ A}$ (тривалий) і $I_{м.уст.1с.} = 600 \text{ A}$ (впродовж 1 с); споживана потужність $S_{сн} = 0,5 \text{ VA}$.

Уточнюємо струм спрацьовування захисту на стороні 35 кВ:

$$I_{с.з.35} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_{ТСΔ} = 225 \cdot 1,73 / 40 = 9,7 \text{ A} .$$

Перевіряємо надійність спрацьовування захисту по умові:

$$I_{с.з.} \geq (k_n \cdot I_{е.о.} / + I_0) \cdot n_{ТСΔ} ;$$

$$9,7 \text{ A} > (1,3 \cdot 4,5 / 1,73 + 0,4) \cdot 40 = 9,6 \text{ A} .$$

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова виконується, отже, надійність диференціальної відсічки трансформатора забезпечується.

Перевіряємо чутливість диференціальної відсічки при мінімальному струмі двофазного КЗ в зоні захисту $I_{к.мін}^{(2)} = 694 \text{ А}$

$$k_q = 1,5 \cdot I_{к.мін}^{(2)} / (n_{ТГД} \cdot I_{с.з.35}) = 1,5 \cdot 694 / (40 \cdot 9,7) = 2,68 > k_{q, доп. ДЗТ} = 2.$$

Оскільки коефіцієнт чутливості диференціальної відсічки задовольняє ПУЕ, то по чутливості вона проходить.

Максимальний струмовий захист трансформатора 4000 кВА

Для захисту трансформаторів підстанції від перевантаження приймаємо МСЗ за двофазною схемою, зображеною на рис. 3.2. Використовуємо для МСЗ реле струму РТ-40.

Визначаємо час спрацьовування МСЗ на стороні з напругою 10 кВ:

$$t_{10} = t_{в.ф.} + \Delta t ,$$

де $t_{в.ф.}$ – час відключення фідера (рекомендоване 1,4 с.);

$\Delta t = 0,5 \text{ с}$ – стандартний інтервал селективності МСЗ.

$$t_{10} = 1,4 + 0,5 = 1,9 \text{ с} .$$

Знаходимо час спрацьовування МСЗ на стороні 35 кВ з урахуванням селективності захисту

$$t_{35} = t_{10} + \Delta t = 1,9 + 0,5 = 2,4 \text{ с} .$$

Визначимо струм спрацьовування МСЗ на стороні 10 кВ:

$$I_{сзМСЗ} = \frac{k_{нал} k_{зан}}{k_n} \cdot I_{роб.мах10} ,$$

де $k_{нал} = 1,2$ - коефіцієнт настроєння від максимального струму;

$k_{зан} = 1 \div 5$ – коефіцієнт самозапуску (приймаємо $k_{зан} = 2$);

k_n – коефіцієнт повернення реле струму (для реле РТ-40 $k_n = 0,8$);

$I_{роб.мах} = 1,4 I_{1.ном}$ – максимальний робочий струм з урахуванням 40% - ого перевантаження трансформатора. Знаходимо струм спрацьовування МСЗ на стороні 10 кВ:

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{сзМС310} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 1,4 \cdot 220,2 = 660,6 \text{ А.}$$

Визначуваний струм спрацьовування реле з урахуванням схеми з'єднання трансформаторів струму - неповна зірка ($k_{сх} = 1$):

$$I_{ср.МС310} = \frac{I_{с.з} k_{сх}}{k_{m,10}} = \frac{660,6 \cdot 1}{300 / 5} = 11,01 \text{ А.}$$

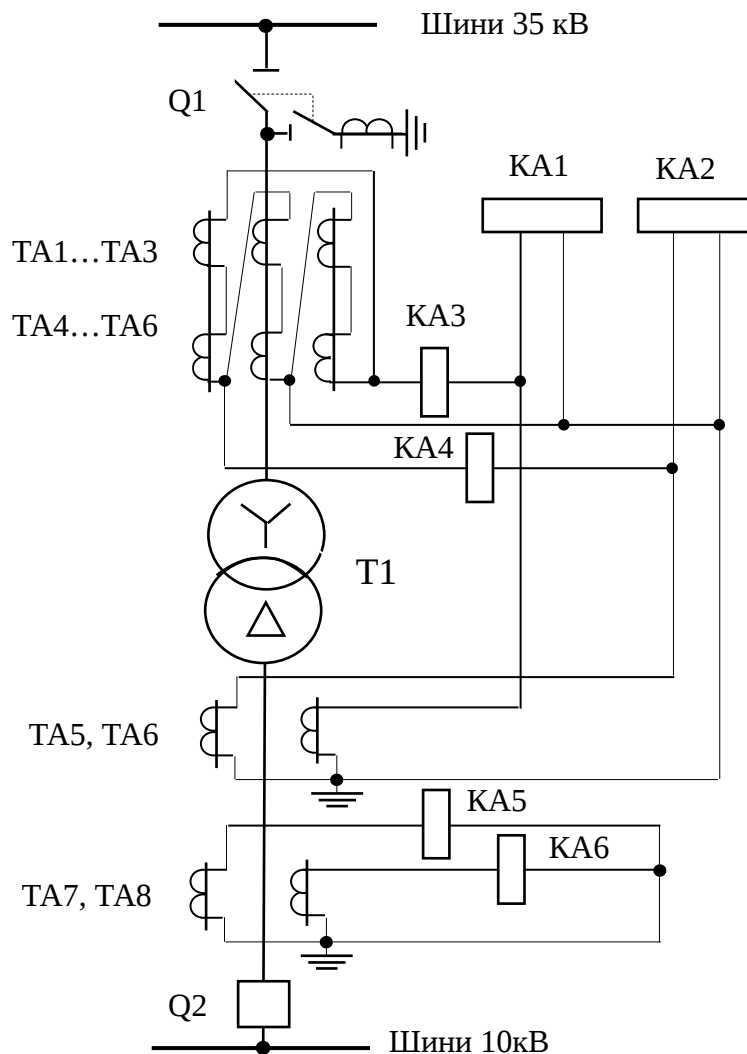


Рисунок 3.2 – Схема максимального струмового захисту трансформатора

Приймаємо реле РТ-40/20 з паралельним з'єднанням котушок і струмом уставки 10...20 А. Знаходимо коефіцієнт чутливості МСЗ на стороні 10 кВ:

$$k_{1ч,10} = \frac{I_{к2\min}^{(2)}}{I_{сзМС310}} = \frac{1242}{660,6} = 1,88 > k_{1ч,10.дон} = 1,5.$$

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Визначаємо струми спрацьовування МСЗ на стороні 35 кВ:

$$I_{сзМСЗ\ 35} = \frac{k_{нал} k_{зан}}{k_n} I_{роб.мах.35};$$

$$I_{сзМСЗ\ 35} = \frac{1,2 \cdot 3}{0,8} \cdot 1,4 \cdot 66,1 = 416,43 \text{ А.}$$

Струми спрацьовування реле МСЗ на стороні 35 кВ:

$$I_{ср\ МСЗ\ 35} = \frac{I_{сз1} k_{сх}}{k_{m,35}} = \frac{416,43 \cdot \sqrt{3}}{200 / 5} = 18,01 \text{ А.}$$

Приймаємо для МСЗ на стороні 35 кВ реле КА3 і КА4 типу РТ-40/50 з послідовним з'єднанням котушок і струмом уставки 12,5...25 А. Коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$k_{ч,35} = \frac{I_{к.мін}^{(2)}}{I_{сз1}} = \frac{694}{416,43} = 1,7 > k_{ч,35.дон} = 1,5..$$

По чутливості максимальні струмові захисту силового трансформатора задовольняють стандартним вимогам ПУЕ до таких захистів.

3.6.3 Захист і автоматика внутрішньої мережі 10 кВ підстанції

Ушкодження виводів і збірних шин підстанцій пов'язані як з руйнуванням ізоляції, так і з інших причин, не пов'язаними з руйнуваннями – грозовими переkritтями повітряних проміжків, схльостуванням проводів, замиканням рухомих механізмів і тому подібне. Тому окрім звичайного релейного захисту електрообладнання внутрішньої мережі застосовують автоматичні повторні включення (АПВ) живлення від джерела, а також автоматичне включення резерву (АВР), якщо в електропостачанні передбачається живлення від двох джерел.

Для захисту мережі 10 кВ від ушкоджень приймаємо:

- максимальний струмовий захист на секційному вимикачі 10 кВ;
- захист підходящих ліній 10 кВ;
- АПВ з АВР на секційному вимикачі 10 кВ;
- дуговий захист КРПЗ-10 кВ.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

АПВ і АВР в мережі з двома джерелами живлення

Пошкодження повітряних ліній електропередачі, що викликають спрацьовування захисту і не пов'язані з руйнуванням ізоляції, здатні ліквідуватися через деякий час після відключення. Найчастіше такі ушкодження виникають на шинах і виводах підстанцій. Включення електроживлення після паузи, необхідної для самоусунення пошкодження в місці КЗ, захистом відновлює початкову схему електропостачання.

Застосування АВР дозволяє використати додатково несинхронні або несинфазні джерела живлення.

Включення резерву повинне здійснюватися тільки після відключення вимикача робочого живлення, що супроводжується зникненням робочої напруги. Проте напруга може зникнути і без відключення вимикача робочого введення. Тому пристрої АВР доповнюють пусковим мінімальним органом напруги (ПОН), який фіксує саме зникнення напруги, а не його пониження. ПОН забезпечують витримкою часу на ступінь витримки часу більший, ніж максимальний часу відключення КЗ і час цикл успішного АПВ лінії робочої напруги.

За наявності двох трансформаторів напруги на кожен шинувальний пункт включаємо реле напруги, контакти якого сполучаємо послідовно.

Оскільки живлення споживачів ПС 35/10 кВ здійснюється при неявному резерві, то приймаємо до встановлення пристрій АВР секційного вимикача на змінному оперативному струмі.

Кола відключення ПОН підключаємо до трансформаторів напруги секцій шин 10 кВ, а кола включення секційного вимикача – до ТВП-1,-2.

Оскільки при такій схемі можлива як роздільна, так і паралельна робота трансформаторів, то доцільне поєднання АВР з АПВ шин (рис. 3.3).

Схема АВР працює таким чином. У нормальному режимі схема отримує живлення від одного з трансформаторів, наприклад ТВП1.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Зникнення напруги цього трансформатора примушує блок УАВР перемкнути живлення на інший трансформатор ТВП2, що переводить електропостачання споживачів на трансформатор Т2.

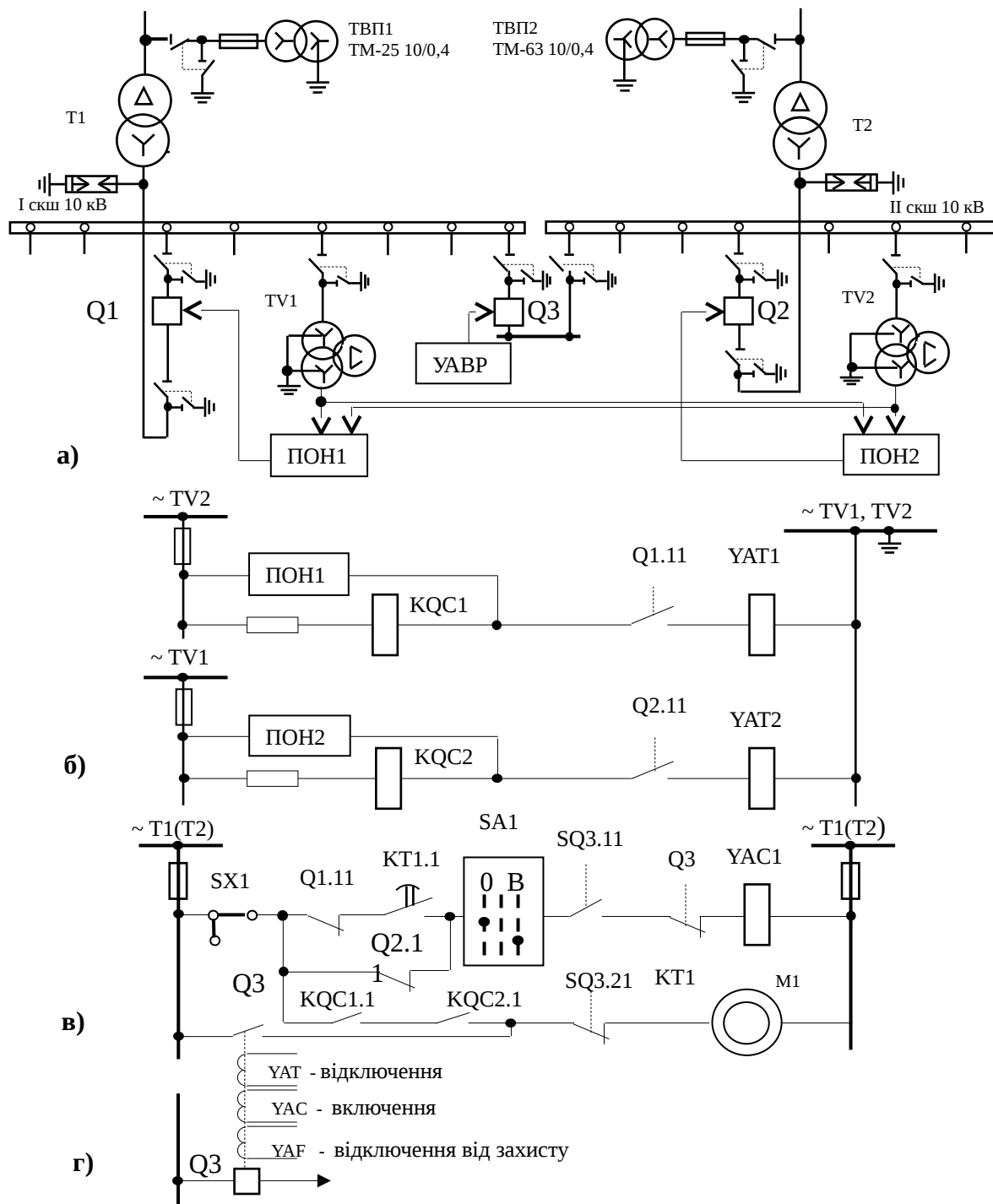


Рисунок 3.3 – Схема АБР, об'єднана с АПВ секційного вимикача 10кВ

Одноразовість дії АВР забезпечується заводом пружини вимикача Q3 за допомогою двигуна M1 при включених вимикачах Q1 і Q2 . Якщо пружини вимикача Q3 заведені, допоміжний контакт SQ3.1 його приводу замкнуть, а допоміжний контакт SQ3.2 – розімкнуть. При незаведених пружинах - навпаки.

Успішна робота АВР залежить від витримки часу захисту секційного вимикача, який при неявному резерві має бути не більше 1,2 с.

Для реалізації АПВ секційного вимикача приймаємо трифазне реле повторного включення типу РПВ - 58.

У схемі потрібне реле часу КТ1, що настраюється на час спрацьовування АПВ. Контакт готовності приводу SQ2.1 замикатиметься при повністю заведених включаючих пружинах, контакт SQ3.1 буде замкнутий до тих пір, поки пружини не заведені. Контакт SQ2.1 замикається тільки після відключення вимикача захистом через окремий електромагніт YAF1 або мимоволі.

Максимальний струмовий захист секційного вимикача

Приймаємо тривалість затримки максимального струмового захисту секційного вимикача – 1,2 с.

В якості струмового реле захисту приймаємо реле прямого включення із залежною витримкою часу РТВ.

Визначаємо струм спрацьовування МСЗ секційного вимикача 10 кВ:

$$I_{сзСКВ} = \frac{k_{нал} k_{зан}}{k_n} I_{роб.мах.10},$$

де $k_{нал} = 1,2$ - коефіцієнт налаштування;

$k_{зан} = 1 \div 5$ – коефіцієнт самозапуску;

k_n – коефіцієнт повернення реле (для реле РТВ $k_n = 0,9$);

$I_{роб.мах}$ – максимальний струм секційного вимикача з 40%-м перевантаженням

$$I_{роб.мах} = 1,4 \cdot I_{1.ном} = 1,4 \cdot 66,1 = 92,54 \text{ А.}$$

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацьовування МСЗ секційного вимикача

$$I_{сзСкВ} = \frac{1,2 \cdot 3}{0,9} \cdot 92,51 = 370 \text{ А.}$$

Визначуваний струм спрацьовування реле :

$$I_{ср.СкВ} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх}}{k_{m,10}} = \frac{370 \cdot 1}{300 / 5} = 6,2 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості МСЗ секційного вимикача по відношенню до мінімального струму двофазного КЗ :

$$k_{чСкВ} = \frac{I_{к2\min}^{(2)}}{I_{сзСкВ}} = \frac{694}{370} = 1,9 > k_{чСкВ.дон} = 1,5.$$

Захист задовольняє вимогам ПУЕ по чутливості.

3.7 Висновки до розділу 3

В даному розділі проведено розрахунок і здійснено заміненню ряду обладнання, що представлено на листі 2. Віддільники і короткозамикачі були замінені сучасними елегазовими колонковими вимикачами ВГТ, які є більш надійними та мають високий комутаційний ресурс, окрім цього термін служби до капітального ремонту в них складає 15 років. Також було встановлено секційні елегазів вимикач який дозволяє при певних умовах заживити підстанцію від однієї повітряної лінії. У зв'язку зі збільшення споживання електроенергії було прийнято рішення замінити існуючі силові трансформатори на більш потужні, а саме на трансформатори потужністю 4000 кВА кожен. На стороні 10 кВ також було заміненню масляні вимикачі на сучасні вакуумні марки ВВ/TEL, що мають кращі експлуатаційні характеристики, їхнє обслуговування є дешевшим, крім цього вони вибухо та пожежо безпечні та мають високий комутаційний ресурс. Також було заміненню трансформатори струму та напруги та встановлено трансформатори струму марки ТПОЛ-10 та НАМИТ-10.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Безпека праці електромонтера по обслуговуванню трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів

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

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

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

Інструмент з ізолюючим руків'ям в процесі експлуатації піддається періодичним електричним випробуванням. Захисні засоби мають бути

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Керестеші В.О.			4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Костик Л.М.					51	7
Консультант		Гурик О.Я.				ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О.О.						
Зав. каф.		Тарасенко М.Г.						

випробувані і мати штамп з вказівкою терміну придатності. Електромонтерів необхідно пам'ятати, що від справності приладів і інструментів, спецодягу і пристосувань залежить його життя.

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

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

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

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

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

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

У електроустановках понад 1000 В заземлення встановлюються двома працівниками - одним з 4 групою по електробезпеці з числа оперативного персоналу, іншим з 3 групою по електробезпеці. Застосування діелектричних

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

рукавичок і ізолюючої штанги обов'язкове! Затиски переносних заземлень слід закріплювати за допомогою штанги або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

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

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

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

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

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

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

4.2 Розрахунок заземлення

Важливим чинником безпеки є заземлення обладнання. Заземлюючий пристрій є одним із засобів захисту персоналу в приміщенні від виникнення іскри, від напруги, що виникає на металевих частинах обладнання, яке нормально не знаходиться під напругою, але може опинитися під напругою при ушкодженні ізоляції.

Для запобігання можливості виникнення потенціалу на корпусі обладнання його заземляють шляхом надійного приєднання до контура заземлення.

Заземленню підлягають:

- нейтралі трансформаторів, що підлягають заземленню відповідно до прийнятої системи робочого заземлення;
- розрядники і громовідводи;
- металеві частини електричного обладнання, що нормально не знаходяться під напругою, але можуть виявитися під напругою при пошкодженні ізоляції, наприклад підставки і кожухи електричних машин, трансформаторів, апаратів, струмопроводів, металеві конструкції РП, огорожі і тому подібне;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів;
- металеві щити і пульти усіх призначень, на яких встановлюються прилади, апарати та інші засоби автоматизації, а також металеві конструкції для встановлення електричних приладів і кнопок керування.

Виконаємо розрахунок заземлюючого пристрою підстанції.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для умови проектування необхідна величина опору заземлюючого пристрою 0,5 Ом, для її забезпечення необхідно монтувати штучні заземлювачі.

Питомий опір ґрунту відповідно до даних досліджень $\rho = 50$ Ом/м на глибині до 10 м, глибина промерзання суглинку 210 см.

Приймаються заземлювачі з електродів діаметром 12 мм завдовжки 10 м, для зв'язку використовується сталева смуга перерізом 40×4 мм². Заздалегідь з урахуванням площі, займаної об'єктом, намічаємо розташування заземлювачів по периметру.

Визначаємо опір стіканню струму горизонтального заземлювача (сполучної смуги):

$$R_z = \frac{\rho}{2\pi l} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (7.1)$$

де ρ – питомий опір ґрунту;

l – довжина контура;

b – ширина смуги;

$t = 0,7$ м – глибина заглиблення смуги від рівня землі.

$$R_z = \frac{50}{2\pi \cdot 273,4} \cdot \ln \frac{2 \cdot 273,4^2}{0,04 \cdot 0,74} = 0,2786 \text{ Ом.}$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_e = R_w - R_z, \quad (7.2)$$

де R_w – необхідний опір штучного заземлювача.

$$R_e = 0,5 - 0,2786 = 0,2214 \text{ Ом.}$$

Визначаємо опір стіканню струму одного вертикального заземлювача:

$$R_{eo} = \frac{\rho}{2\pi(l - 0,5)} \cdot \left(\ln \frac{2(l - 0,5)}{d} + 0,5 \ln \frac{4(h + 0,5l) + (l - 0,5)}{4(h + 0,5l) - (l - 0,5)} \right), \quad (7.3)$$

де l – довжина електрода;

d – діаметр електрода;

h – глибина промерзання ґрунту.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{\text{го}} = \frac{50}{2\pi(10 - 0,5)} \cdot \left(\ln \frac{2(10 - 0,5)}{0,012} + 0,5 \ln \frac{4(2,1 + 0,5 \cdot 10) + (10 - 0,5)}{4(2,1 + 0,5 \cdot 10) - (10 - 0,5)} \right) = 6,463 \text{ Ом.}$$

Необхідне число електродів :

$$N = \frac{R_{\text{го}}}{R_{\text{г}}}; \quad (7.4)$$

$$N = \frac{6,463}{0,2214} = 29,2.$$

Приймаємо $N = 30$. Розміщуємо електроди по контуру заземлюючого пристрою з тим розрахунком, щоб відстань між електродами була більша довжини електроду.

Додатково до контура на території підстанції влаштуємо сітку з повздовжніх смуг, розташованих на відстані 0,8 - 1 м від обладнання, з поперечними зв'язками через кожні 30 м, для вирівнювання потенціалів у входів і в'їздів, а також по краях контура прокладаємо поглиблені смуги. Ці невраховані горизонтальні електроди зменшують загальний опір заземлення, провідність їх іде в запас надійності.

Розрахунковий опір заземлюючого пристрою 0,494 Ом.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У даній кваліфікаційній роботі бакалавра здійснено розробку проекту реконструкції трансформаторної підстанції 35/10 кВ із впровадженням автоматизованої системи контролю та обліку електричної енергії.

Основним завданням було усунення проблеми недостатньої потужності трансформаторної підстанції, встановлення вимикачів на стороні 35 кВ замість роз'єднувачів, заміна масло наповнених вимикачів на вакуумні, заміна обладнання, в якого закінчився термін служби на сучасне.

На даний час обладнання трансформаторної підстанції, є морально та фізично застарілим. Використовуються масляні вимикачі марки ВКЕ-10, які в наш час є досить дорогими в експлуатації, силові трансформатори не в змозі забезпечити електроенергією усіх споживачів, оскільки зросла сумарна потужність усіх приймачів під'єднаних до підстанції. Крім цього використання короткозамикачів та роз'єднувачів на стороні 35 кВ в наш час є також не ефективним рішенням при виконанні комутацій в електричних мережах.

В результаті реконструкції було замінено ряд обладнання. Віддільники і короткозамикачі були замінені сучасними елегазовими колонковими вимикачами ВГТ, які є більш надійними та мають високий комутаційний ресурс, окрім цього термін служби до капітального ремонту в них складає 15 років. Також було встановлено секційні елегазів вимикач який дозволяє при певних умовах заживити підстанцію від однієї повітряної лінії. У зв'язку зі збільшення споживання електроенергії було прийнято рішення замінити існуючі силові трансформатори на більш потужні, а саме на трансформатори потужністю 4000 кВА кожен. На стороні 10 кВ також було замінено масляні вимикачі на сучасні вакуумні марки ВВ/TEL, що мають кращі експлуатаційні

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Керестеші В.О.						
Керівник		Костик Л.М.					59	2
Н. Контр.		Вакуленко О.О.						
Зав. каф.		Тарасенко М.Г.				ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		

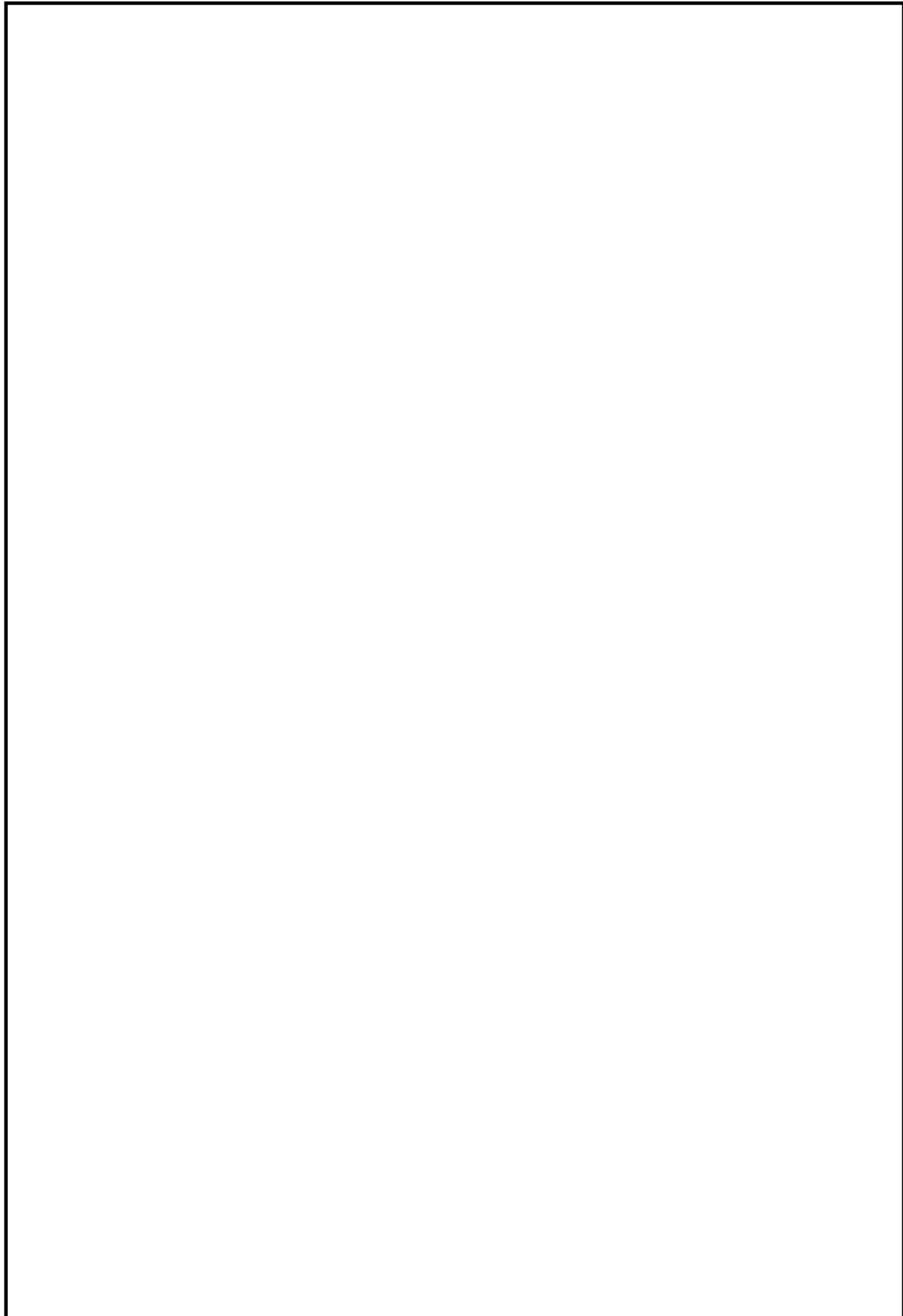
характеристити, їхнє обслуговування є дешевшим, крім цього вони вибухо та пожежо безпечні та мають високий комутаційний ресурс. Також було замінено трансформатори струму та напруги та встановлено трансформатори струму марки ТПОЛ-10 та НАМИТ-10.

Для захисту трансформатора використано диференціальний релейний захист та максимальний струмовий захист. Схема цих захистів представлена на рисунку зліва. Також для підвищення надійності електропостачання застосовується релейний захист секційного вимикача та АВР, що дозволяє швидко відновити електропостачання споживачів від другої лінії при пошкодженнях на першій.

Для підвищення точності обліку електроенергії запропоновано встановити на підстанції АСКОЕ. Дана система дозволяє контролювати рівень споживання електроенергії на всіх рівнях керування, від найнижчої ланки (безпосередньо біля споживача) і аж до найвищої у головного оператора оптової торгівлі електроенергії. За допомогою спеціальних каналів зв'язку (радіо каналів, мережі інтернет) постійно здійснюється обмін інформацією між споживачами та постачальниками електроенергії.

Дану систему АСКОЕ побудовано на основі електронних лічильників електроенергії EMS. Усі лічильники утворюють мережу нижчого рівня на підстанції. Через радіо модем та антену дані з лічильників (систематично або по запиті) передаються на вищий рівень а саме в службу в РЕМ та обл. енерго. Де вона за допомогою спеціального обладнання сприймається, перетворюється та записується на сервері. Крім цього за допомогою спеціального програмного забезпечення ми можемо моніторити рівні струмів та напруг на підстанції а також здійснювати розрахунок електроенергії для кожного споживача в автоматичному режимі. Крім цього система АСКОЕ при необхідності може лімітувати споживану електроенергію для споживачів в місяць згідно з підписаним договором.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
3. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
4. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електропостачання», Національний університет «Львівська політехніка», 2005.
5. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева, С.К. Кротов, П.М. Коваленко, С.В. Ловцов / Справочник: Учебное пособие – М.:ФОРУМ ИНФРА-М, 2006 – 480 с.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник /Л.Д. Рожова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Издательский центр «Академия», 2004 – 448 с.
7. Копьев В. Н. Релейная защита. Принципы выполнения и применения: учебное пособие / Копьев В. Н. – Томск: Изд-во Томского политехниче-ского университета, 2009 – 153 с.
8. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / Андреев В. А. – Высшая школа, 2006 – 639с.
9. Варианты схем вторичных соединений ВВ/ТЕЛ «Таврида Електрик». Севастополь – 2010.
10. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Керестеші В.О.			ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Костик Л.М.					61	2
Н. Контр.		Вакуленко О.О.			ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41			
Зав. каф.		Тарасенко М.Г.						

11. Комплектные распределительные устройства КРУ D – 12P: руководство по эксплуатации, Российская группа компаний «Таврида электрик», 2011.

12. М.А. Беркович Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 238 с.

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

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

					КРБ 19-027.00.00.000 ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		