

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)

« 30 » вересня 2021 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Ярчені Максиму Юрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект реконструкції трансформаторної підстанції 110/10 кВ

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

Затверджені наказом ректора від « 29 » вересня 2021 року № 4/7-808

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи Технічна документація на обладнання трансформаторної підстанції 110/10 кВ, добові графіки навантаження ПС 110/10 кВ за січень 2021 року, значення реактансів живлячої мережі

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

1. Однолінійна схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ 1 л. ф – А1

2. Схема під'єднання ПС 110/10 кВ до енергосистеми 1 л. ф – А1

3. Розрахункова схема та схема заміщення для розрахунку струмів КЗ 1 л. ф – А1

4. План-розріз КРПЗ-10 кВ 1 л. ф – А1

5. Схеми релейного захисту, автоматизації та вимірювання 1 л. ф – А1

6. Грозозахист та заземлення підстанції 1 л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 30 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	10.09.2021	
2	Аналітичний розділ	20.10.2021	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2021	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.12.2021	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2021	
6	Висновки	10.12.2021	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2021	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2021	

Студент

_____ (підпис)

Ярченя М. Ю.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Костик Л. М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Ярченя Максим Юрійовичу. «Проект реконструкції трансформаторної підстанції 110/10 кВ».

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Стор.– 66; рис. - 10; табл. - 8; креслень - 6; джерел - 23; додатків - _.

У кваліфікаційній роботі магістра здійснено розробку проекту реконструкції трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

В процесі розробки були розглянуті питання, присвячені аналізу прилеглої мережі і споживачів; необхідності модернізації; розрахунок струмів короткого замикання і подальший вибір і перевірка обладнання і струмоведучих частин; релейного захисту і автоматики; захисту підстанції від прямих ударів блискавки; охороні праці.

В ході розробки проекту були вибрані сучасні, безпечні і надійні комутаційні апарати, які є актуальними у сфері електроенергетики.

Усі рішення приймалися на підставі техніко-економічного порівняння різних варіантів і згідно ПУЕ.

Перелік ключових слів: ТРАНСФОРМАТОР, КОМПЛЕКТРИЙ РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, СТРУМ, НАПРУГА, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ЕЛЕГАЗОВИЙ ВИМИКАЧ.

ЗМІСТ

ВСТУП	3
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	6
1.1 Безпечне функціонування трансформаторних підстанцій	6
1.2 Цифрова підстанція як засіб підвищення надійності електропостачання	13
1.3 Висновки до розділу 1	17
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	18
2.1 Електричне навантаження споживачів ТП 110/10 кВ	18
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання	20
2.2.1 КЗ в точці К1 (110 кВ)	22
2.2.2 КЗ в точці К2 (10 кВ)	23
2.2.3 Результати розрахунків струмів КЗ	25
2.3 Висновки до розділу 2	25
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	26
3.1 Вибір високовольтного обладнання	26
3.1.1 Вибір вимикача і роз'єднувача	27
3.1.2 Вибір проводу для приєднання трансформаторів до СШ 110 кВ	28
3.1.3 Вибір ЛЕП 110 кВ	30
3.1.4 Вибір комірок КРП - 10 кВ	31
3.1.5 Вибір збірних шин 10 кВ	32
3.1.6 Вибір опорних ізоляторів	34
3.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги	34
3.2.1 Вибір трансформаторів струму	34
3.2.2 Перевірка трансформаторів струму	35
3.2.3 Вибір трансформаторів напруги	37
3.2.4 Вибір обмежувачів перенапруги	38
3.3 Вибір трансформаторів власних потреб	39

	5
3.4 Релейний захист і автоматика	40
3.4.1 Розробка релейного захисту силового трансформатора ТМН 6300/110/10	40
3.4.2 Розрахунок захисту від багатозначних КЗ	41
3.4.3 Розрахунок захисту від зовнішніх КЗ	43
3.4.4 Розрахунок захисту від перевантажень	45
3.4.5 Розробка газового захисту	45
3.4.6 Перевірка трансформаторів струму на 10 % похибку	46
3.4.7 Автоматичне частотне розвантаження	48
3.5 Облік електричної енергії	50
3.6 Висновки до розділу 3	51
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	52
4.1 Розрахунок захисного заземлення	52
4.2 Розрахунок захисту підстанції від прямих ударів блискавки	56
4.3 Шляхи і способи підвищення стійкості роботи об'єктів енергетики	59
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	62
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	64

ВСТУП

Актуальність проблеми.

В наш час прискорення науково-технічного прогресу диктує необхідність вдосконалення промислової електроенергетики: створення економічних, надійних систем електропостачання промислових підприємств, освітлення, автоматизованих систем керування електроприводами і технологічними процесами; впровадження мікропроцесорної техніки, елегазового і вакуумного електрообладнання, нових комплектних перетворювальних пристроїв. На проектування електропостачання промислових підприємств зайнята величезна кількість інженерно-технічних працівників, що накопичили значний досвід. Проте у бурхливий прогрес в техніці і, зокрема, в енергетиці висувають усе нові проблеми і питання, які повинні враховуватися при проектуванні і спорудженні сучасних мережевих об'єктів.

При виборі головної схеми невід'ємною частиною її побудови є обґрунтування і вибір параметрів обладнання і апаратури та раціональне їх розставляння в схемі, а також принципове вирішення питань захисту, міри автоматизації і експлуатаційного обслуговування підстанції. Останні питання у свою чергу роблять безпосередній вплив на наявність або відсутність експлуатаційного і ремонтного персоналу на головній понижувальній підстанції підприємства.

Надійність вже вибраної головної схеми електричних з'єднань визначається надійністю її складових елементів, до числа яких входять силові трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, збірні шини, а також лінії електропередачі.

В цілях забезпечення безперебійності живлення електроенергією відповідальних споживачів і підвищення стійкості обладнання по відношенню до струмів короткого замикання передбачається автоматизація в системах електропостачання АВР, АПВ, що дозволяє обходитися без чергового персоналу на підстанціях.

Економічна доцільність головної схеми електричних з'єднань підприємства визначається сумарними мінімальними розрахунковими витратами.

Безперервність технологічного процесу, важкі умови роботи електроустановок і електрообладнання створюють особливі вимоги до системи електропостачання. Це надійність і безперебійність живлення.

Мета і завдання дослідження.

Основною метою роботи є розробка проекту реконструкції трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Поставлена в роботі мета вимагає вирішення наступних задач:

- аналіз світових тенденцій модернізації електричних підстанцій на сучасному етапі розвитку;
- аналіз характеру існуючих та майбутніх споживачів електричної енергії, заживлених від даної підстанції;
- характеристика схеми підстанції і прилеглої мережі;
- дослідження стану підстанції і чинників, які визначають необхідність розширення і модернізації підстанції;
- розробка технічних рішень щодо модернізації трансформаторної підстанції 110/10 кВ;
- аналіз та впровадження заходів щодо покращення надійності електричної схеми трансформаторної підстанції.

Об'єкт дослідження – процеси в системах електропостачання.

Предмет дослідження – забезпечення надійності роботи в системах розподілу електричної енергії.

Наукова новизна отриманих результатів.

– Дістало подальший розвиток розробка заходів підвищення надійності систем розподілу електричної енергії, шляхом реконструкції трансформаторних підстанцій загального призначення із заміною комутаційно-захисного обладнання.

Практичне значення отриманих результатів.

– При реконструкції трансформаторної підстанції враховано усі сучасні вимоги до електричних мереж, а також норми на показники якості електричної енергії. Також важливим фактором є вибір найбільш доцільної схеми електропостачання. При реконструкції системи електропостачання враховані економічні критерії і забезпечена надійність її роботи.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на X Міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (2021), на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (23 найменування).

Загальний обсяг текстової частини – 65 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Безпечне функціонування трансформаторних підстанцій

Втрата електроенергії є серйозною проблемою для світу. Передача електроенергії на великі відстані від місця її виробництва до місця споживання вимагає наявності сучасних підвищуючих та понижуючих трансформаторів. Щорічне споживання в Україні електроенергії знаходиться на рівні 115-120 млрд кВт·год [1], при цьому загальні втрати електроенергії в розподільних трансформаторах оцінюються близько 30%. [2].

В Україні на сьогоднішній день основними джерелами електроенергії є атомні електростанції, гідроелектростанції і теплові електростанції. Велика частина електроенергії виробляється тепловими електростанціями. Найчастіше такі електростанції розташовані в місцях виробництва палива. Міста також можуть використати теплоелектростанції, які забезпечують місто не лише електрикою, але і гарячою водою і теплом.

Електрика від електричних шин і кабелів поступає в електричну частину електростанції. Після перетворення енергії електрика подається у високовольтну лінію електропередачі. Лінії електропередачі, призначені для транспортування електроенергії, на великі відстані повинні мати велику пропускну спроможність, низькі втрати і складатися з дровів, опор, кріплення, кабелів грозозахисту, а також допоміжних пристроїв. Для подальшого розподілу електроенергії розподільні підстанції підключаються до основних ліній високої напруги, які, у свою чергу, розподіляють електроенергію на понижуючі підстанції. При розподілі електроенергії від підстанції до комплектної трансформаторної підстанції (КТП) можна використати 2 типи кабелів:

- повітряні;
- підземні.

Від понижуючої підстанції уздовж ліній електропередачі енергія розподіляється між трансформаторними підстанціями. Комплектні

трансформаторні підстанції знижують напругу змінного струму на частоті 50 Гц і призначені для подання електроенергії в приватні будинки, окремі міста або невеликі промислові об'єкти. Від трансформаторної підстанції електрика передається по вибраних дротах в розподільні пункти, розташовані в спеціально відведених для цього приміщеннях (розподільних щитах). Від щитів електрика подається на лічильник квартири.

Трансформаторна підстанція - електрична підстанція, призначена для перетворення електричної енергії однієї напруги в енергію іншої напруги за допомогою трансформаторів.

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) - підстанція, що складається з шаф або блоків зі вбудованим в них трансформатором і іншим устаткуванням розподільного пристрою, поставляється в зібраному або підготовленому для зборки виді.

Комплектна трансформаторна підстанція включає:

- силовий трансформатор (використовується для перетворення в систему змінного струму);
- розподільний пристрій (електроустановка);
- автоматичне управління для забезпечення постійної підтримки поточної частоти на необхідному рівні;
- спеціальний захисний пристрій;
- допоміжні засоби.

Дані про використання комплектних трансформаторних підстанцій також потрібні при оцінці загальної надійності електроенергетичної системи, включаючи дослідження безпеки електропостачання. Крім того, міжнародні стандарти, застосовані до високовольтного устаткування, удосконалюються на основі досвіду обслуговування і даних про надійність [3].

Для комплектної трансформаторної підстанції вірогіднішою причиною виникнення аварії є ушкодження, викликане, наприклад, коротким замикання, ударом блискавки або перехідними процесами, особливо коли трансформатори мають конструкційні або виробничі недоліки.

На трансформаторних підстанціях також можуть виникати надзвичайні ситуації різного характеру, що може привести до вибуху або пожежі, а також до втрати електроенергії.

Вибух трансформатора може відбуватися з різних причин. Одним з найбільш поширених є удар блискавки, який може викликати перевантаження трансформатора. Ушкодження дротів або устаткування в інших місцях електричної мережі також може привести до попадання великої кількості електрики в трансформатор, що приведе до його вибуху. Трансформатори містять захисні ланцюги, призначені для відключення системи у разі стрибків напруги, але ці захисні пристрої спрацьовують до 60 мс і можуть бути недостатньо швидкими, щоб запобігти вибуху трансформатора. Крім того, знос і корозія з часом можуть ослабити ізоляцію дроту або інших компонентів трансформатора, збільшуючи вірогідність виходу з ладу.

Незалежно від того, чи відбувається це із-за корозії ізоляції або удару блискавки, результат буде негативним. Надмірна або зношена проводка створює тепло і іскру, яких вистачає, щоб запалити мінеральну олію, що зберігає трансформатор охолодженим. Коли мінеральна олія починає горіти, воно створює величезний надмірний тиск усередині герметичного трансформатора, що зрештою призводить до розриву посудини з гучним вибухом і потоком іскр і полум'я.

Коли вибухає трансформатор, він перериває електропостачання житлових будинків або підприємств, підключених до нього. Електричні сервісні бригади повинні замінити зруйноване устаткування, спочатку відключивши електричну лінію, що входить, щоб запобігти подальшому ушкодженню. Залежно від рівня ушкодження, сервісним працівникам може потрібно тимчасово відключити інші електричні служби у безпосередній близькості, щоб запобігти навантаженню на електричну мережу при заміні зруйнованого трансформатора.

Причинами аварій на КТП можуть бути помилки персоналу (технологічні порушення можуть виникнути через людський чинник), неякісний ремонт на КТП (слабкі контакти дротів або заводські дефекти); несправність системи

захисту трансформаторної підстанції, неправильне заземлення, а також перенапруження в мережі.

У силових трансформаторах також використовуються мінеральні олії. Хоча вірогідність вибухового збою не незначна. У разі вибуху в прохідному ізоляторі, в кабельній коробці або усередині маслонаповненого трансформатора, існує висока вірогідність того, що він перетвориться на серйозну або навіть катастрофічну пожежу, що приведе до втрати трансформатора і, можливо, інших установок.

Збої в закладенні кабелю в кабельних коробках, заповнених повітрям або олією, також призводять до високого відсотка займання трансформатора. Типовий сценарій з маслонаповненими кабельними коробками - це виникнення іскрового розриву на кабелі. Підвищення тиску від дуги вибуховим чином розриває кабельну коробку, запалює олію в кабельній коробці, яка триває і наростає, оскільки воно підживлюється розливом олії з розширювача або основного бака.

У Європі досить активно досліджується працездатність і безпека комплектних трансформаторних підстанцій. Наприклад, в статті [4] проведений аналіз даних про несправності трансформаторів європейських підстанцій з робочою напругою від 100 до 500 кВ.

У роботі проведений аналіз збоїв роботи КТП 32 комунальних підприємств Німеччини, Австрії, Швейцарії, Франції, Великобританії, Іспанії, Данії і Нідерландів на основі великих відмов, що сталися між 2000 і 2010 роками в трансформаторах підстанцій. Цю групу трансформаторів можна розглядати як однорідну по віковому розподілу, специфікації, умовам експлуатації і технічного обслуговування. У огляді розглядаються дані про несправності підстанції з робочою напругою від 100 до 500 кВ.

Були проаналізовані основні несправності трансформаторів європейських підстанцій. Підвищення вірогідності відмови після певного терміну експлуатації не спостерігалось. Стратегії заміни, в яких замінюються переважно старі трансформатори, роблять вплив на статистику відмов, оскільки трансформатори

не залишаються в обслуговуванні після виходу з ладу. Оскільки крива небезпеки не збільшується з часом, використання обслуговування на основі часу не буде ефективним для силових трансформаторів. Тому технічне обслуговування повинне плануватися відповідно до фактичного стану. Відмови, пов'язані з обмоткою, мабуть, є основним джерелом серйозних відмов, і в порівнянні з результатами опитування 1983 року спостерігалось значне зменшення відмов, пов'язаних з облаштуванням КТП. Збої прохідного ізолятора у більшості випадків ведуть до серйозних наслідків, таким як вибух або пожежу.

Зниження ризику займання трансформатора є багатоступінчастим підходом. Перший етап спрямований на мінімізацію вірогідності відмови трансформатора в пожежі. Наступним етапом є мінімізація вірогідності відмови трансформатора шляхом специфікації і вибору компонентів хорошої якості з низьким ризиком виникнення пожежі.

1.2 Цифрова підстанція як засіб підвищення надійності електропостачання

Одним з головних завдань мережевих підприємств і організацій є безперебійне постачання споживачів електричною енергією належної якості. Для виконання вимог надійності потрібне сучасне високотехнологічне устаткування. Перехід до передачі сигналів в цифровому виді на усіх рівнях управління підстанцією дозволить створити технологічну інфраструктуру для впровадження інформаційно-аналітичних систем, понизити помилки недообліку електроенергії, зменшити капітальні і експлуатаційні витрати на обслуговування підстанції, а також підвищити електромагнітну безпеку і надійність роботи мікропроцесорних пристроїв. Впровадження цих систем забезпечує більш високу швидкість і безпеку передачі інформації, взаємозамінюваність окремих компонентів і підвищення надійності усієї системи в цілому.

Цифрова підстанція (ЦПС) - підстанція, обладнана комплексом цифрових пристроїв (терміналів) для вирішення завдань релейного захисту і

автоматики (РЗА) і АСУТП (автоматизована система управління технологічним процесом) - реєстрації аварійних подій (РАС), обліку і контролю якості електроенергії, телемеханіки. Усе устаткування спілкується між собою і центральним сервером об'єкту по послідовних каналах зв'язку на єдиних протоколах. Попри те, що тенденція переходу на цифрові технології в системах збору і обробки інформації, управління і автоматизації підстанцій намітилася ще більше 15 років тому, перша у світі цифрова підстанція була запущена лише в 2006 році в Китаї. Сьогодні в цьому напрямі активно працюють провідні компанії-виробники електроенергетичної галузі по всьому світу. Розвиток електроенергетики останніми роками обумовлений чинником об'єднання електромережевої і інформаційної інфраструктури. Цифрова підстанція - це елемент активно-адаптивної (інтелектуальною) електромережі з системою контролю, захисту і управління, заснованої на передачі інформації в цифровому форматі. Нині на планеті налічується вже більше 100 ЦПС в Китаї, США, Канаді і інших країнах.

Цифрові підстанції виключають електричні зв'язки між високовольтним устаткуванням і панелями релейного захисту і управління, що створює безпечніші умови роботи, і в теж час знижує вимоги до займаної площі, витрати на будівництво, на монтажні і пуско-налагоджувальні роботи, на обслуговування усієї системи і експлуатаційні витрати. Цифрові підстанції є ключовим компонентом інтелектуальної мережі, в якій з'являється все більша кількість непостійних поновлюваних джерел електроенергії, а також допомагають підвищити безпеку і надійність за рахунок нової якості даних, що надаються, і скорочення часу ухвалення рішень при аваріях.

Система автоматизації енергооб'єкту, побудованого за технологією "Цифрова підстанція", ділиться на три рівні:

- польовий рівень (рівень процесу);
- рівень приєднання;
- рівень підстанції.

Польовий рівень складається з:

- первинних датчиків для збору дискретної інформації і передачі команд управління на комутаційні апарати (micro RTU);
- первинних датчиків для збору аналогової інформації (цифрові трансформатори струму і напруги).

Рівень приєднання ЦПС складається з:

- облаштувань управління і моніторингу (контролери приєднання, багатофункціональні вимірювальні прилади, лічильники АСКОВЕ, системи моніторингу трансформаторного устаткування і так далі);
- терміналів релейного захисту і локальної протиаварійної автоматики

Рівень підстанції складається з:

- серверів верхнього рівня;
- АРМ персоналу підстанції.

Перехід до передачі сигналів в цифровому виді на усіх рівнях управління ПС дозволить отримати цілий ряд переваг, у тому числі:

- Істотно скоротити витрати на кабельні вторинні ланцюги і канали їх прокладення, наблизивши джерела цифрових сигналів до первинного устаткування;
- Підвищити електромагнітну сумісність сучасного вторинного устаткування - мікропроцесорних пристроїв і вторинних ланцюгів завдяки переходу на оптичні зв'язки;
- Спростити і, зрештою, здешевити конструкцію мікропроцесорних інтелектуальних електронних пристроїв за рахунок виключення трактів введення аналогових сигналів;
- Уніфікувати інтерфейси облаштувань IED, істотно спростити взаємозамінюваність цих облаштувань (у тому числі заміну облаштувань одного виробника на облаштування іншого виробника) та ін.

Іншою відмінністю є об'єднання середнього (концентраторів даних) і верхнього рівня в один станційний рівень. Це пов'язано з єдністю протоколів передачі даних, при якому середній рівень, що раніше виконував роботу по перетворенню інформації з різних форматів в єдиний формат для інтегрованої АСУ ТП, поступово втрачає своє призначення. Рівень приєднання включає інтелектуальні електронні пристрої, які отримують інформацію від облаштувань польового рівня, виконують логічну обробку

інформації, передають дії, що управляють, через облаштування польового рівня на первинне устаткування, а також здійснюють передачу інформації на станційний рівень. До цих пристроїв відносяться контролери приєднання, термінали МПРЗА і інші багатofункціональні мікропроцесорні пристрої.

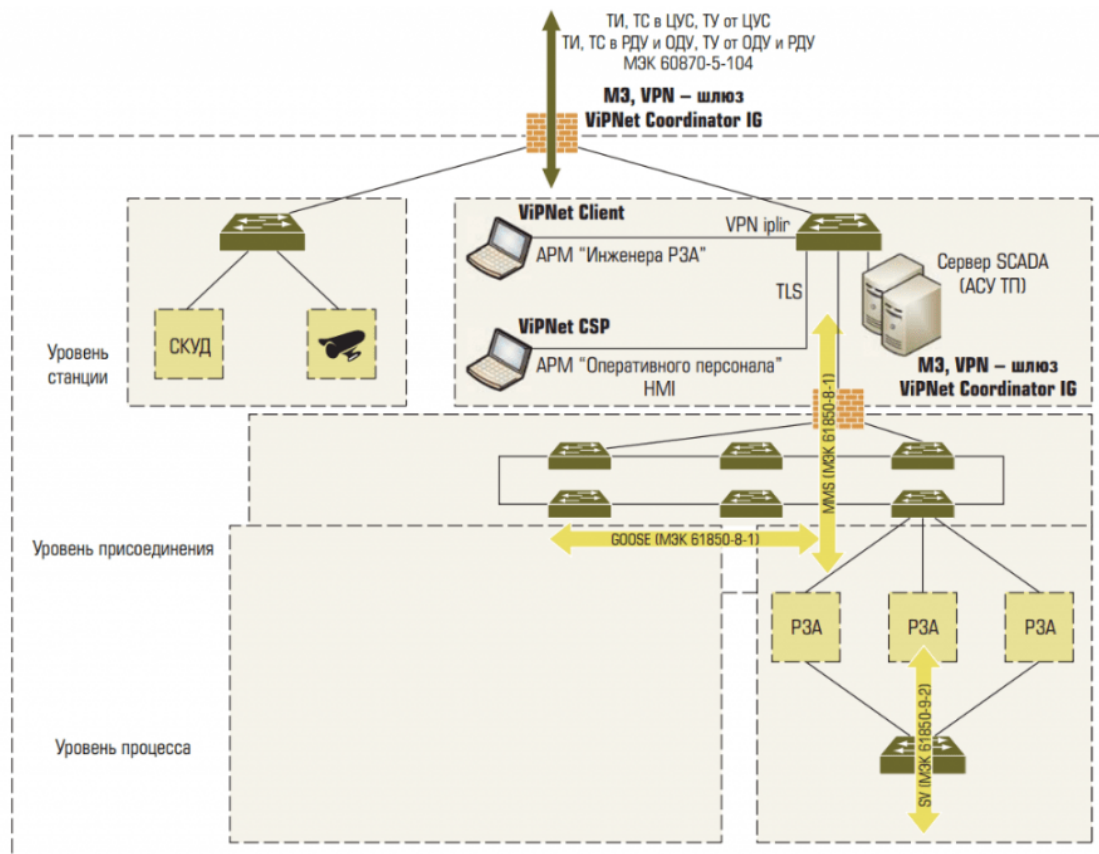


Рисунок 1 – Функціональна схема цифрової підстанції.

Відмітною особливістю ЦПС є гнучкість. Пристрої для цифрової підстанції можуть бути виконані за модульним принципом і дозволяють поєднувати в собі функції безлічі пристроїв. Гнучкість побудови цифрових підстанцій дозволяє запропонувати різні рішення з урахуванням особливостей енергооб'єкту. У разі модернізації існуючої підстанції без заміни силового устаткування для збору і оцифрування первинної інформації можна встановлювати шафи виносних КСО. При цьому виносні КСО окрім плат дискретного введення/виводу міститимуть плати прямого аналогового введення (1/5A), які дозволяють зібрати, оцифрувати і видати в дані від традиційних трансформаторів струму і напруги. Надалі повна або часткова заміна первинного устаткування, у тому числі заміна електромагнітних трансформаторів на оптичні, не приведе до зміни рівнів приєднання і підстанції. У разі використання КРПЗ є можливість поєднання функцій виносного КСО, Merging Unit і

контролера приєднання. Такий пристрій встановлюється в шафу управління КРПЗ і дозволяє оцифрувати усю початкову інформацію (аналогову або дискретну), а також виконати функції контролера приєднання і функції резервного місцевого управління.

Таким чином, можна зробити висновки про доцільність використання технологій ЦПС: цифрові підстанції виключають електричні зв'язки між високовольтним устаткуванням і панелями релейного захисту і управління, що створює безпечніші умови роботи, і в теж час знижує вимоги до займаної площі, витрати на будівництво, на монтажні і пуско-налагоджувальні роботи, на обслуговування усієї системи і експлуатаційні витрати. Цифрові підстанції є ключовим компонентом інтелектуальної мережі, в якій з'являється все більша кількість непостійних поновлюваних джерел електроенергії, а також допомагають підвищити безпеку і надійність за рахунок нової якості даних, що надаються, і скорочення часу ухвалення рішень при аваріях.

1.3 Висновки до розділу 1

В даному розділі розглянуто питання процесу безпечної експлуатації трансформаторних підстанцій. Описані найбільш часті причини виникнення аварій на комплектних трансформаторних підстанціях (КТП). Приведений порівняльний аналіз оцінка аварій в Україні, та країнах Європи.

Обґрунтовано доцільність застосування цифрових трансформаторних підстанцій для покращення якості передачі електричної енергії, виключення можливих перебоїв в живленні споживачів і підвищення тим самим надійності роботи обладнання підстанцій.

Також, у роботі розглядаються наступні можливості покращення надійності схеми електропостачання:

- встановлення елегазових вимикачів на стороні 110 кВ;
- заміна розрядників на сучасніші обмежувачі перенапруги нелінійні;
- встановлення сучасних лічильників, призначених для автоматичного контролю обліку електроенергії;
- встановлення потужніших пристроїв компенсації ємнісного струму.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Електричне навантаження споживачів ТП 110/10 кВ

Дана підстанція розташована на заході України і відноситься до ПАТ «Хмельницькобленерго».

Споживачами електроенергії трансформаторної підстанції є: НВКП «Альфа», «Атоммонтажсервіс», Підприємство сільськогосподарського виробництва, Полянське спеціалізоване лісокомунальне підприємство.

Для подальшого дослідження проведемо аналіз добового графіку електричних навантажень.

Графіки електричних навантажень дозволяють правильно підійти до вибору основного устаткування підстанцій - трансформаторів, компенсуючих пристроїв, кабелів і намітити найбільш економічний режим їх роботи.

В умовах діючої підстанції графіки електричних навантажень допомагають виявити основні показники електричних навантажень, які потрібні для проведення реконструкції основного електричного обладнання.

Добові графіки показують зміну навантажень протягом доби. Їх будують за свідченнями лічильників активної і реактивної енергії через кожну годину або щопівгодини (для виявлення півгодинного максимуму навантаження).

У проектуванні використовують типові добові графіки, характерні для цього виду виробництва, в яких максимальне добове навантаження прийняте за одиницю або за 100 %, а інші навантаження виражені в долях одиниці або у відсотках. Для побудови конкретного добового графіку необхідно знати максимальне навантаження і мати типовий добовий графік.

Для добових графіків активної і реактивної навантажень характерні наступні величини: максимум активного (реактивною) навантаження за добу P'_m (Q'_m) *кВт* (*кВАр*), максимум активного навантаження в найбільш завантаженій зміні $P_{зм}$ *кВт*, витрата активної (реактивною) енергії за добу

$W_{доб}$ ($V_{доб}$), $кВт \cdot год$ ($кВАр \cdot год$), витрата активної (реактивної) енергії за найбільш завантажену зміну $W_{зм}$ ($V_{зм}$), $кВт \cdot год$ ($кВАр \cdot год$).

Використовуючи ці характерні величини і знаючи загальну номінальну потужність усіх робочих електроприймачів (P_n , $кВт$), можна визначити наступні характерні для добових графіків показники:

Середнє активне навантаження за добу (кВт):

$$P_{доб} = W_{доб} / 24;$$

Середнє активне навантаження за найбільш завантажену зміну (кВт):

$$P_{зм} = W_{зм} / 8;$$

Коефіцієнт використання номінальної потужності P_n за найбільш завантажену зміну:

$$K_v = P_{зм} / P_n;$$

Коефіцієнт потужності в період максимуму:

$$\cos \varphi = \frac{P'_m}{\sqrt{P'^2_m + Q'^2_m}};$$

Середньозважений коефіцієнт потужності за найбільш завантажену зміну

$$\cos \varphi_{зм} = \frac{W_{рм}}{\sqrt{W^2_{зм} + V^2_{зм}}};$$

Коефіцієнт заповнення добового графіку активного і реактивного навантаження:

$$K_{н.а} = \frac{W_{доб}}{P'_m \cdot 24}, \quad K_{н.р} = \frac{V_{доб}}{Q'_m \cdot 24}$$

Коефіцієнт максимуму активного навантаження за найбільш завантажену зміну:

$$K_m = P_m / P_{рм}$$

Добовий графік електричного навантаження споживачів підстанції 110/10 кВ зображений на рис 2.1

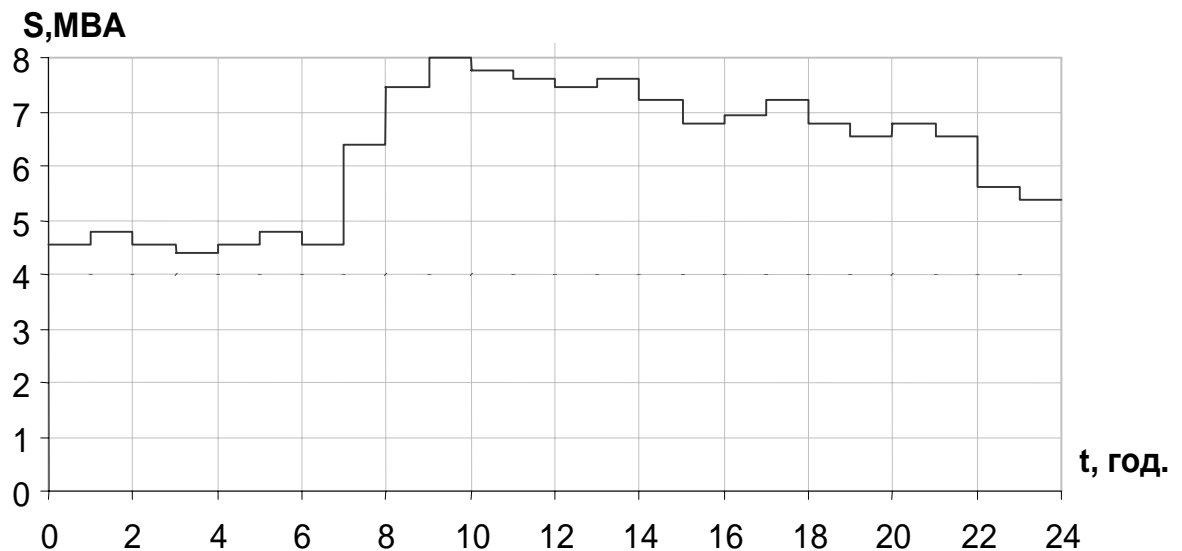


Рисунок 2.1 – Добовий графік навантажень

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок опорів усіх елементів у відносних одиницях виконаний при базовій потужності $S_{\sigma} = 100 \text{ MVA}$. Кожному опорі в схемі привласнюється свій порядковий номер, який зберігається за цим опором на протязі усього розрахунку. У схемі опір має дробове позначення, де чисельник – номер опору, знаменник – чисельне значення опорі. Для спрощення індекс * опускаємо, маючи на увазі, що усі отримані значення опорів даються ц в.о. і приведені до базисних умов.

Опір енергосистеми:

$$X_1 = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}}; \quad (2.1)$$

$$X_1 = \frac{100}{3200} = 0,031.$$

Опір ліній електропередачі:

$$X_2 = X_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.н}}^2}; \quad (2.2)$$

$$X_2 = 0,4 \cdot 19 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,057;$$

$$X_3 = X_0 \cdot l_2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.n}^2}; \quad (2.3)$$

$$X_3 = 0,4 \cdot 26 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,078.$$

Опір трансформаторів :

$$X = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.тр}}; \quad (2.4)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,706. \quad (2.5)$$

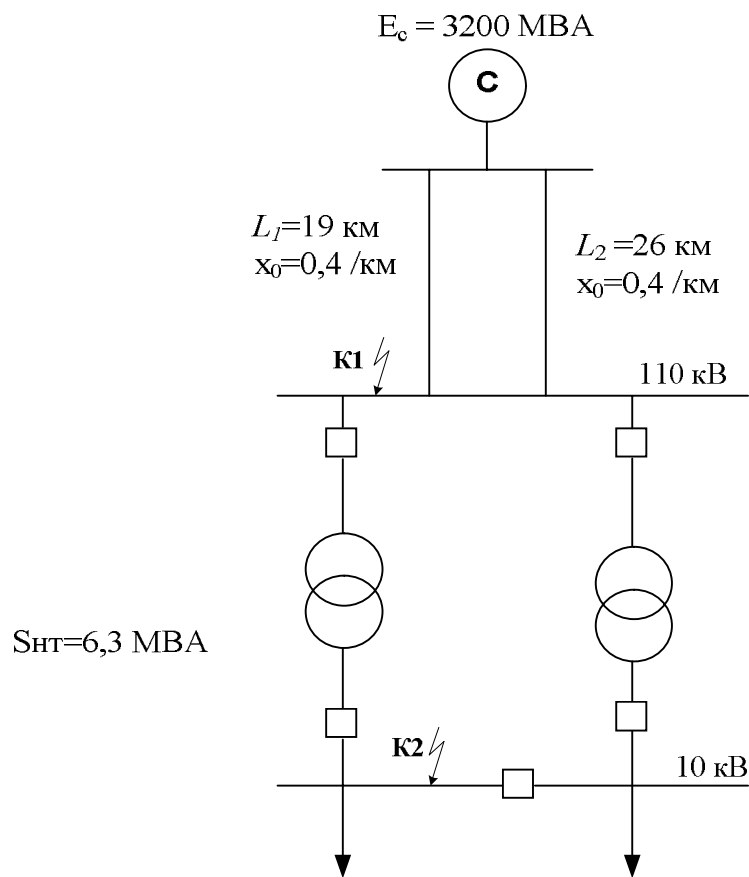


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема

Схема заміщення матиме вигляд показаний на рис. 2.3

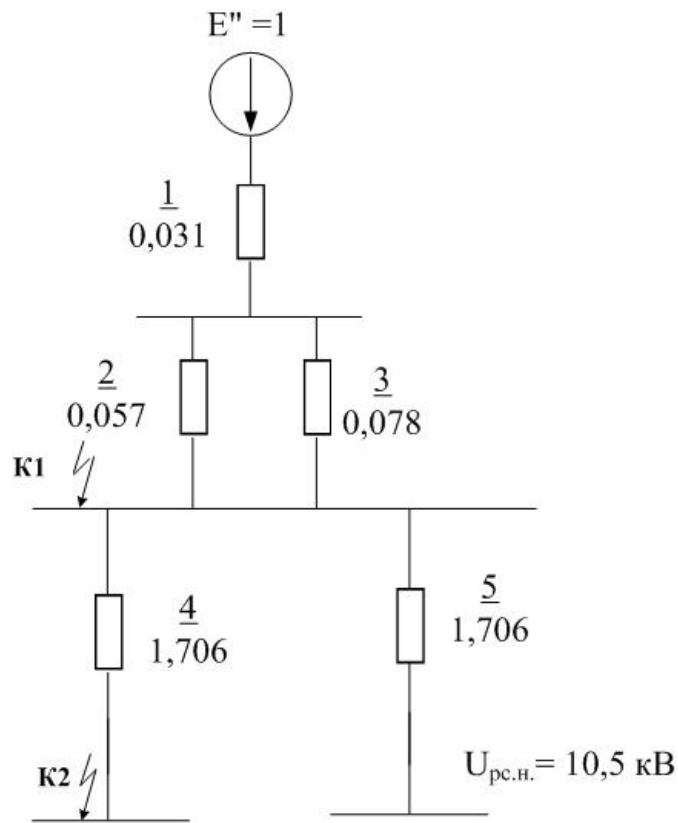


Рисунок – 2.3 Схема заміщення

Приведемо схему до простішого виду:

$$X_6 = X_1 + X_2 // X_3; \quad (2.6)$$

$$X_6 = 0,031 + \frac{0,057 \cdot 0,078}{0,057 + 0,078} = 0,055.$$

2.2.1 КЗ в точці К1 (110 кВ)

Приведемо схему до найбільш простого виду. Схема заміщення після перетворень приведена на рис. 2.4.

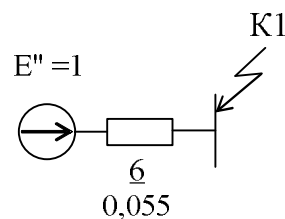


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення

Визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ при трифазному КЗ.

Базове значення струму при середній напрузі в точці КЗ:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.,K1}}; \quad (2.7)$$

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА.}$$

Початкове значення періодичної складової струму к.з.:

$$I_{n.0} = \frac{E''}{X_{рез}} \cdot I_{\sigma}. \quad (2.8)$$

де $X_{рез}$ – результуючий опір системи.

Сумарний струм енергосистеми в точці К1:

$$I_{n.01} = \frac{1}{0,055} \cdot 0,5 = 9,09 \text{ кА.} \quad (2.9)$$

Значення ударного струму визначаємо по виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot k_y. \quad (2.10)$$

де k_y – це ударний коефіцієнт, залежний від постійної часу згасання значення аперіодичної складової струму к.з. T_a . Для визначення значення T_a і k_y скористаємося таблицею [10].

Значення ударних струмів по гілках енергосистеми :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 9,09 \cdot 1,65 = 21,21 \text{ кА} , \quad (2.11)$$

$$T_a = 0,02 \text{ с}, k_y = 1,65 .$$

Сумарне значення ударного струму в точці К1 :

$$i_{yK1} = i_y = 21,21 \text{ кА} \quad (2.12)$$

2.2.2 КЗ в точці К2 (10 кВ)

Здійснюємо перетворення схеми заміщення :

$$X_7 = X_6 + X_4 = 0,055 + 1,706 = 1,761.$$

Схема заміщення після перетворень приведена на рис. 2.5.

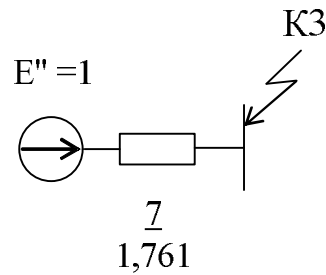


Рисунок 2.5 – Перетворена схема заміщення

Визначимо початкове значення періодичної складової струму к.з при трифазному к.з.

Базове значення струму при середній напрузі в точці КЗ:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.,K1}}; \quad (2.13)$$

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{n.0} = \frac{E''}{X_{рез}} \cdot I_{\sigma}. \quad (2.14)$$

де $X_{рез}$ – результуючий опір системи.

Значення струмів по гілках енергосистеми:

$$I_{n.01} = \frac{1}{1,761} \cdot 5,5 = 3,123 \text{ кА.} \quad (2.15)$$

Значення ударного струму визначаємо за виразом:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot k_y. \quad (2.16)$$

де k_y – ударний коефіцієнт, залежний від постійної часу загасання аперіодичної складової струму КЗ T_a . Для визначення значення T_a і k_y скористаємося таблицею [3].

Значення ударних струмів по гілках енергосистеми :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 3,123 \cdot 1,6 = 7,06 \text{ кА;} \quad (2.17)$$

$$T_a = 0,02 \text{ с}, k_y = 1,6.$$

Таким чином ударний струм в точці К2 :

$$i_{yK3} = 7,06 \text{ кА}. \quad (2.18)$$

2.2.3 Результати розрахунків струмів КЗ

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків струмів короткого замикання

Точка к.з.	Джерело	$X_{рез}$	I_{no}^*	I_{σ}	$I_{no},$ кА	$i_{y\sigma},$ кА	Струм відносно 115 кВ
Після $X_{сист}$	Система	0.031	32.258	0.502	16.195		
К1 шини 110 кВ	Система	0.055	18.122	0.502	9.09	21.21	
К2 шини 10 кВ	Система	1.761	0.87	5.5	3.123	7.06	0.437

2.3 Висновки до розділу 2

В даному розділі здійснено аналіз добового графіку електричних навантажень трансформаторної підстанції, який дозволив правильно підійти до вибору основного устаткування підстанцій - трансформаторів, компенсуючих пристроїв, кабелів і намітити найбільш економічний режим їх роботи.

Для вибору та перевірки комутаційно-захисної апаратури проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок струмів к.з. вівся за умови що коротке замикання виникло на шинах 10 кВ або 110 кВ. Як ми бачимо з отриманих даних у таблиці струм КЗ на стороні 110 кВ є дещо вищим.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір високовольного обладнання

Вибір вимикачів робиться[11]:

- за напругою:

$$U_{уст} \leq U_n, \quad (3.1)$$

- за тривалим струмом:

$$I_{роз.} \leq I_n, \quad (3.2)$$

- за вимикаючою здатністю.

Першочергово проводиться перевірка на симетричний струм вимкнення :

$$I_{пт} \leq I_{відкл.н}, \quad (3.3)$$

де $I_{пт}$ – діюче значення періодичної складової струму к.з. в момент часу τ початку розходження дугогасильних контактів;

$I_{відкл.н}$ – значення номінального струму вимкнення, кА.

Після цього робиться перевірка здатності вимикача вимкнути асиметричний струм к.з., тобто повний струм к.з. з врахуванням його аперіодичної складової:

$$\left(\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \right) \leq \sqrt{2}I_{відкл.н} (1 + \beta_n), \quad (3.4)$$

де $i_{ат}$ – значення аперіодичної складової струму к.з. в момент розходження контактів τ ;

β_n –значення, яке вносить аперіодична складова в струм к.з., що вимикається;

t – найменше значення часу від початку к.з. до моменту розходження дугогасильних контактів:

$$\tau = t_{з.мін.} + t_{в.в.}, \quad (3.5)$$

де $t_{з.мін.}$ – мінімальне значення часу дії пристроїв релейного захисту

$t_{з.мін} = 0,01 \text{ с} ;$

$t_{в.в.}$ – власний час викнення високовольтного вимикача.

Перевірка на електродинамічну стійкість вимикача проводиться згідно граничного наскрізного струму к.з.:

$$I'' \leq I_{зр.с.}; \quad (3.6)$$

$$i_y \leq i_{зр.с.}. \quad (3.7)$$

де I'' – початкове значення періодичної складової струму к.з. в колі вимикача;

$I_{зр.с.}$ – діюче значення граничного наскрізного струму к.з. [11];

i_y – значення ударного струму к.з. в колі вимикача;

$i_{зр.с.}$ – амплітудне значення граничного наскрізного струму к.з. [11].

Перевірка на термічну стійкість вимикача проводиться за тепловим імпульсом:

$$B_k \leq I_m^2 t_m; \quad (3.7)$$

$$B_k = I''^2 (t_{відкл.} + T_a). \quad (3.8)$$

де B_k – значення теплового імпульсу згідно розрахунку;

I_m – значення граничного струму термічної стійкості (каталожні дані);

t_m – тривалість протікання струму термічної стійкості, с.

3.1.1 Вибір вимикача і роз'єднувача

Робочий струм:

$$I_P = \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}; \quad (3.9)$$

$$I_P = \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33,07 \text{ А.}$$

Робочий максимальний струм:

$$I_{роб.макс} = 1,4 \cdot I_{роб}; \quad (3.10)$$

$$I_{роб.макс} = 1,4 \cdot 33,07 = 46,298 \text{ А.}$$

Згідно каталогу вибираємо елегазовий вимикач типу *ВГБУ – 110У1*.

Згідно каталогу вибираємо роз'єднувача типу *РГ – 110 / 1000. УХЛ1*

Таблиця 3.1 – Вибір вимикача і роз'єднувача

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	
		<i>РГ – 110 / 1000 УХЛ1</i>	<i>ВГБУ – 110У1</i>
$U_{н.вим.} > U_{уст.} \text{ кВ}$	110	110 кВ	126 кВ
$I_{н.в} > I_{р.м.} \text{ А}$	185	1000	2000
$I_{відкл.} \geq I_{пт}$	4.3	-	20.36
$I_{зр.} \geq I_{ПО} \text{ кА}$	6.9	31.5	50
$i_{зр.с} \geq i_{уд} \text{ кА}$	15.6	80	125
$I_T^2 \times t_T \geq B_k \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	25.47	$40^2 \cdot 3 = 4800$	$50^2 \cdot 3 = 7500$
Привід		<i>ПРГ – 6</i>	Моторний

Перевірка по відключаючій здатності:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{відкл.} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (3.11)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{36}{100} = 20,36 \text{ А.}$$

3.1.2 Вибір проводу для приєднання трансформаторів до СШ 110 кВ

Струмоведаучі частини від виводів трансформатора до збірних шин виконаємо гнучким проводом. Згідно §1.3.28 ПУЕ, переріз вибираємо по економічній щільності струму $J_e = 1 \text{ А / мм}^2$, для $T_{max} = 6841 \text{ год.}$, неізолюваного алюмінієвого проводу [15].

$$I_{норм} = 33,07 \text{ А};$$

$$I_{max} = 46,298 \text{ А.}$$

Економічний переріз:

$$q_e = \frac{I_{норм}}{J_e}; \quad (3.12)$$

$$q_e = \frac{33,07}{1} = 33,07 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо гнучкі шини, виконані проводом АС – 70 / 11, $q = 70 \text{ мм}^2$, $d = 11 \text{ мм}$ ($r_0 = 1,22 \text{ см}$), $I_{\text{доп.ном}} = 265 \text{ А}$ [15], оскільки по умові коронування згідно ПУЕ мінімальний переріз для проводів 110 кВ 70 мм^2 .

Перевірка перерізу на нагрів (по допустимому струму) :

$$I_{\text{max}} = 46,298 \text{ А} < I_{\text{доп.ном.}} = 265 \text{ А}.$$

Перевірка ліній на схльостування не робиться, оскільки:

$$I_{\text{н.о.}} = 9,09 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Перевірку ліній на термічну дію струму к.з. не проводимо, оскільки вони прокладені в повітрі неізолюваними проводами.

Перевірка за умовою корони. Корона з'являється під час максимального значення початкового критичного напруження електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (3.13)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см.}$$

де m – коефіцієнт враховує шорсткість поверхні проводу, $m = 0,82$ [3].

Значення напруженості електричного поля визначимо згідно формули:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_0}}; \quad (3.14)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,08 \cdot \lg \frac{300 \cdot 1,26}{1,22}} = 14,1 \text{ кВ / см.}$$

де U – напруга, яка підтримується на шинах ТП:

$$U = 1,1 U_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ} ;$$

$$D_{\text{сп}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см} ,$$

де D – відстань між фазами, $D = 300 \text{ см}$ [13].

Проводи не будуть коронувати, якщо:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$1,07 \cdot 14,1 = 15,1 \text{ кВ} / \text{см} < 0,9 \cdot 31,6 = 28,4 \text{ кВ} / \text{см}.$$

Відповідно, провід АС – 70 / 11 за умовою корони проходить.

3.1.3 Вибір ЛЕП 110 кВ

Згідно §1.3.28 ПУЕ, переріз вибираємо по економічній щільності струму

$J_e = 1 \text{ А} / \text{мм}^2$, для $T_{max} = 6841 \text{ год.}$, неізолюваного алюмінієвого проводу [15]:

$$I_{norm} = 33,07 \text{ А};$$

$$I_{max} = 46,298 \text{ А}.$$

Економічний переріз:

$$q_e = \frac{I_{norm}}{J_e}; \quad (3.15)$$

$$q_e = \frac{33,07}{1} = 33,07 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо ЛЕП, виконані проводом АС – 70 / 11, $q = 70 \text{ мм}^2$, $d = 11 \text{ мм}$ ($r_0 = 1,22 \text{ см}$), $I_{доп.ном} = 265 \text{ А}$ [13], оскільки за умовою коронування згідно ПУЕ мінімальний переріз для проводу 110 кВ 70 мм².

Перевірка перерізу за нагрівом (згідно допустимого струму):

$$I_{max} = 46,298 \text{ А} < I_{доп.ном} = 265 \text{ А}.$$

Перевірка ліній на схльостування не робиться, оскільки:

$$I_{н.о.} = 13,2 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Перевірка ЛЕП за термічною дією струму к.з. не робиться, оскільки проходять в повітрі неізолюваними проводами.

Здійснимо перевірку згідно умови корони. Корона виникне при максимальній початковій критичній напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right);$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}}\right) = 31,6 \text{ кВ} / \text{см}.$$

де m – коефіцієнт, який враховує шорсткість проводу, $чкВ / см.$.

Значення напруженості електричного поля на поверхні нерозщепленого проводу знайдемо згідно формули:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} ;$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,08 \cdot \lg \frac{300 \cdot 1,26}{1,22}} = 14,1 \text{ кВ} / \text{см}.$$

де U – значення напруги на шінах підстанції:

$$U = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ} ;$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см} ,$$

$D = 300 \text{ см}$ – відстань між фазами [13].

Проводи не будуть коронувати, якщо:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 ;$$

$$1,07 \cdot 14,1 = 15,1 \text{ кВ} / \text{см} > 0,9 \cdot 31,6 = 28,4 \text{ кВ} / \text{см} .$$

Таким чином, провід $АС - 70 / 11$ по умові корони проходить.

3.1.4 Вибір комірок КРП - 10 кВ

На стороні 10 кВ ТП приймемо до встановлення комплектний розподільчий пристрій зовнішнього виконання типу КРП 2-10.

У КРП в якості шаф застосовуються сучасні шафи базових серій К104-КФ, КМ-1КФ, які адаптовані для установки в них високонадійних високовольтних вакуумних вимикачів типу *ЗАН «SIEMENS»* . За замовленням можуть бути встановлені вакуумні вимикачі типу *ВВ / TEL «Таврида-електрик»* або інші, що мають аналогічні або кращі електричні і габаритні характеристики. Масляні вимикачі не застосовуються.

Шафи КРП комплектуються електрообладнанням на номінальну напругу 10 кВ; трансформатори напруги, розрядники, силові запобіжники, трансформатори в.п. встановлюються на напругу 6 і 10 кВ.

3.1.5 Вибір збірних шин 10 кВ

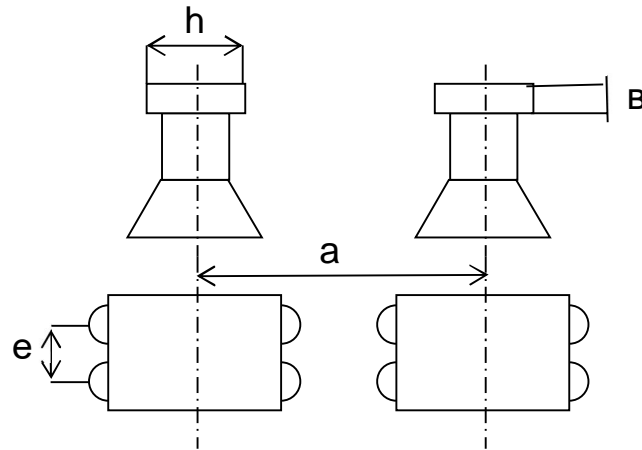


Рисунок 3.1 – Розташування ошиновки на ізоляторах

Згідно §1.3.28 ПУЕ збірні шини і ошиновка в межах розподільчих пристроїв по економічній щільності струму не вибираються, тому вибір робиться по допустимому струму.

$$I_{\text{норм}} = 647 \text{ А};$$

$$I_{\text{мах}} = 1293 \text{ А}.$$

Відстань між фазами 0,8 м. На виводі з РП і біля трансформатора передбачені шинні компенсатори.

Приймаємо односмугові алюмінієві шини прямокутного перерізу $q = (80 \times 10) = 800 \text{ мм}^2$ з $I_{\text{доп.ном}} = 1480 \text{ А}$ [13].

Перевірка збірних шин на термічну стійкість:

Мінімальний переріз по умові термічної стійкості по [3]:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{C}. \quad (3.16)$$

де C – функція, значення якої приведені в [таблиця. 3.14 [13], для алюмінієвих шин $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{47,7 \cdot 10^6}}{91} = 75,9 \text{ мм}^2.$$

Менше вибраного перерізу 800 мм^2 , отже шини термічно стійкі.

Ескіз розташування жорстких представлений на малюнку П. В. 9.

Перевірка збірних шин на механічну міцність:

Шини на опорних ізоляторах розташовані на ребро. Визначуваний проліт l між ізоляторами, якщо частота власних коливань не буде меншою 200 Гц :

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (3.17)$$

де J – значення моменту інерції січення шини відносно осі, яка перпендикулярна за напрямком сили вигину, см^4 [13].

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (3.18)$$

$$J = \frac{1,0 \cdot 8^3}{12} = 42,7 \text{ мм}^4.$$

тоді
$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{42,7}{8 \cdot 1}} = 2,0 \text{ м}^2;$$

$$l \leq \sqrt{2} = 1,41 \text{ м}.$$

Значення моменту опору шини відносно осі, яка перпендикулярна дії зусилля, мм^3 [13]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (3.19)$$

$$W = \frac{1,0 \cdot 8^2}{6} = 10,7 \text{ мм}^4.$$

Напруга в матеріалі шини, що виникають при дії вигинаючого моменту:

$$\sigma_{\text{роз}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}; \quad (3.20)$$

$$\sigma_{\text{роз}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(10,81 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,4^2}{10,7 \cdot 0,8} = 0,463 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{роз}} = 0,463 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа}. \quad (3.21)$$

Шини механічно міцні.

На підстанції з'єднання СШ з підвищувальним трансформатором виконується шинним мостом. Жорсткі шини кріпляться на штирьових ізоляторах, встановлених на металевих або з/б конструкціях. Відстань між

фазами 0,8 м. На виводі з РП і біля трансформатора передбачені шинні компенсатори.

3.1.6 Вибір опорних ізоляторів

Вибираємо опорні ізолятори $O\Phi - 20 - 2000U3$ [11], $F_{роз} = 20000 H$, висота ізолятора $H_{із} = 134$ мм. Перевіряємо ізолятори за механічною міцністю.

Значення максимальної сили, яка діє на вигин [33]:

$$F_g = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (3.22)$$

$$F_g = 1,62 \cdot \frac{10810^2 \cdot 1,4}{0,8} \cdot 10^{-7} = 33,12 H .$$

Зробимо поправку на висоту шини:

$$k_h = \frac{H}{H_{із.}} = \frac{H_{із.} + b + \frac{h}{2}}{H_{із.}}; \quad (3.23)$$

$$k_h = \frac{134 + 8 + \frac{10}{2}}{134} = 1,1$$

тоді:

$$F_{роз} = K_h \cdot F_g; \quad (3.24)$$

$$F_{роз} = 1,1 \cdot 33,12 = 36,43;$$

$$H < 0,6 \cdot F_{роз} = 12000 H ,$$

тоді ізолятор $O\Phi - 20 - 2000U3$ механічно міцний.

3.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

3.2.1 Вибір трансформаторів струму

Для правильного вибору трансформаторів струму (ТС), нам треба правильно вибрати коефіцієнт трансформації трансформатора струму, виходячи

з того, що розрахункове навантаження приєднання, працюватиме в аварійному режимі.

Коефіцієнт трансформації вважається завищеним, якщо при 25% -ной навантаженню приєднання в нормальному режимі, струм у вторинній обмотці буде менше 10% від номінального струму підключеного лічильника - 5 А.

Для того, щоб приєднані прилади, працювали в необхідному класі точності (нагадую що для лічильників комерційного обліку клас точності трансформаторів струму має бути - 0,2; 0,2S; для технічного обліку - 0,5; 0,5S), необхідно щоб, вторинне навантаження Z_n , що підключається, не перевищувало номінального вторинного навантаження трансформатора струму, для цього класу точності, при цьому повинна виконуватися умова $Z_n \leq Z_{доп}$.

В табл. 3.2. наведено вибір та здійснено порівняння ТС.

Таблиця 3.2 – Вибір і перевірка ТС

ТФЗМ - 110Б-1		
Умова вибору і перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст.} \leq U_n$	$U_{уст.} = 110$ кВ	$U_n = 110$ кВ
$I_{роб.макс.} \leq I_n$	$I_{роб.макс.} = 0$ 33,1А	$I_n = 300$ А
$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	$B_k = 5,2$ кА ² с	$I_m^2 \cdot t_m = 2187$ кА ² с
$i_y \leq i_{зр.с}$	$i_y = 20,2$ кА	$i_{зр.с} = 62$ кА
ТШЛ-10		
$U_{уст.} \leq U_n$	$U_{уст.} = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_{роб.макс.} \leq I_n$	$I_{роб.макс.} = 625,6$ А	$I_n = 1500$ А
$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	$B_k = 22,4$ кА ² с	$I_m^2 \cdot t_m = 2187$ кА ² с
$i_y \leq i_{зр.с}$	$i_y = 38,9$ кА	$i_{зр.с} = 69$ кА

3.2.2 Перевірка трансформаторів струму

Для перевірки ТС згідно вторинного навантаження, розрахуємо навантаження по фазах.

Усі розрахунки представлено в таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Навантаження трансформатора струму по фазах

Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э365	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д365	1,5	-	1,5
Варметр	Д365	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР4У-И670(3)	2,5	2,5	2,5
РЗіА		5	5	5
Разом		14,1	10,1	14,1
Лічильник активної енергії	СА4У-И670(3)	2,5	2,5	2,5

З таблиці 3.3 очевидно, найбільш завантаженими ТС є фази А та С. Здійснимо перевірку за вторинним навантаженням ТС *ТФЗМ 110Б-1*.

Знайдемо значення загального опору приладів:

$$r_{\text{прил.}} = \frac{S_{\text{прил.}}}{I_2^2}; \quad (3.25)$$

$$r_{\text{прил.}} = \frac{9,1}{25} = 0,364 \text{ Ом.}$$

Здійснимо перевірку за вторинним навантаженням ТС *ТШЛ-10*.

Значення загального опору приладів:

$$r_{\text{прил.}} = \frac{S_{\text{прил.}}}{I_2^2}; \quad (3.26)$$

$$r_{\text{прил.}} = \frac{14,1}{25} = 0,564 \text{ Ом.}$$

Значення вторинного номінального навантаження ТС в класі точності 0,5 складає 0,8 Ом. значення Опору контактів приймемо 0,1, тоді значення опору проводів буде дорівнювати:

$$r_{\text{пр.}} = z_{2\text{н}} - r_{\text{прил.}} - r_{\text{к.}}; \quad (3.27)$$

$$r_{\text{пр.}} = 0,8 - 0,564 - 0,1 = 0,136 \text{ Ом.}$$

Перевірку ТС на 110 і 10 кВ представлено в таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Результати перевірки ТС

Тип ТС	$I_2,$ A	$r_{прил.},$ $Ом$	$r_{пр},$ $Ом$
<i>ТШЛ – 10</i>	25	0.564	0.136
<i>ТФЗМ – 110Б – 1</i>	25	0.564	0.136

3.2.3 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги, призначені для живлення котушок напруги вимірювальних приладів і реле, які встановлені на кожній секції збірних шин. Їх вибирають за формою виконання, конструкції і схемі з'єднання обмоток, номінальній напрузі, класу точності і вторинному навантаженню.

Умови вибору трансформаторів напруги

- конструкція, схема з'єднання;
- дотримання умови $U_{с.ном} = U I_{ном}$ (де $U_{с.ном}$ - номінальна напруга мережі, до якої приєднується трансформатор напруги, кВ; $U I_{ном}$ - номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, кВ);
- клас точності;
- дотримання умови S2 рас
- класі точності;

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прил.} \cdot \cos \varphi_{прил.}\right)^2 + \left(\sum S_{прил.} \cdot \sin \varphi_{прил.}\right)^2} = \sqrt{P_{прил.}^2 + Q_{прил.}^2}. \quad (3.30)$$

Для ввідно-розподільного пристрою напругою 110 кВ приймемо до встановлення ТН типу *НКФ – 110 – 83*. Розрахунок навантаження представлено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	Спож. пот.	cos φ	sin φ	К-ть прил.	Сумарна потужність S_{Σ}
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	3	0,3
Ватметр	Д365	1,5	1	0	2	3
Варметр	Д335/1	2,5	0,38	0,925	2	5
Лічильник активної енергії	СА4У- И670(3)	2,5	0,38	0,925	3	7,5
Лічильник реактивної енергії	СР4У- И670(3)	2,5	0,38	0,925	3	7,5
РЗіА		5	1	0		5

Здійснимо вибір ТН на стороні 110 кВ :

$$400 \text{ ВА} > \sqrt{(0,3 \cdot 1 + 3 \cdot 1 + 5 \cdot 0,38 + 7,5 \cdot 0,38 \cdot 2 + 5 \cdot 1)^2 + (5 + 7,5 + 7,5)^2 \cdot 0,925^2} = 25,6 \text{ ВА}$$

Здійснимо вибір ТН на стороні 10 кВ :

$$S_{\text{ном}} = 120 \text{ ВА} > 25,6 \text{ ВА.}$$

Таблиця 3.6 – Вибрані трансформатори напруги

Тип ТН	$S_{2\Sigma},$ В·А	$S,$ В·А
НАМИ – 10	25.6	120
НКФ – 110 – 83	25.6	400

Аналізуючи отримані результати, можна зробити висновок, що вимірювальні трансформатори напруги будуть працювати з необхідним класом точності.

3.2.4 Вибір обмежувачів перенапруги

Обмежувач перенапружень, будучи засобом обмеження перенапружень на ізоляції електроустаткування підстанцій, ліній і електричних машин, підвищення

надійності роботи об'єкту, що захищається, не повинен знижувати надійності за рахунок власного ушкодження. Тому вибір цих захисних апаратів, як і вибір будь-якого електротехнічного устаткування, має бути ретельно зважений і обгрунтований. У зв'язку з викладеним, вибір ОПН, як правило, виконується в два етапи:

- 1) попередній вибір;
- 2) після вивчення впливаючих чинників остаточний вибір.

Першим, і найбільш важливим, кроком для вибору обмежувачів є вибір напруги ОПН з урахуванням часу його дії. Для цього необхідно мати максимальну інформацію про мережу (про об'єкт), де працюватиме захисний апарат.

Головною обставиною, що визначає безаварійну роботу обмежувачів, є тривала допустима робоча напруга на апараті. В Україні воно обумовлене директивними документами у рамках відповідних правил і вимог (ПТЕ, ПУЕ). За цими вимогами напруга на підстанціях в нормальному режимі не має бути більша, ніж $1,2 U_{ном}$ в мережах 3-20 кВ, і $1,15 U_{ном}$ - на підстанціях 35 кВ. Оскільки повітряні і кабельні лінії в мережах до 35 кВ включно мають помірну довжину, то ОПН при їх установці на лініях тривала допустима робоча напруга може бути прийнята таким же, що і для ОПН, встановлюваних на підстанціях.

Вибираємо обмежувачі перенапруг:

- для напруги 10 кВ вибираємо ОПН – 10 / 11 – 10(I) УХЛ1 ;
- для напруги 110 кВ вибираємо ОПН – 110 / 73 – 10(I) УХЛ1 .

3.3 Вибір трансформаторів власних потреб

Склад споживачів власних потреб електричних підстанцій залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів, наявності синхронних компенсаторів, типу електроустаткування.

Найбільш відповідальними споживачами власних потреб підстанції є оперативні кола, система зв'язку, телемеханіка, система охолодження

трансформаторів і СК, аварійне освітлення, система пожежогасіння, електроприймачі компресорної. Крім того, сюди входять облаштування обігріву вимикачів, шаф КРУН, приводів віддільників і короткозамикачів; при постійному оперативному струмі – зарядний і підрядний агрегати.

Потужність трансформаторів власних потреб вибирається по навантаженнях власних потреб з урахуванням коефіцієнтів завантаження і одночасності, при цьому окремо враховується літня і зимова навантаження, а також навантаження в період ремонтних робіт на підстанції.

Таблиця 3.7 – Навантаження власних потреб

Електроприймачі	Встановлена потужність, кВт	Кількість приймачів	Сумарна потужність, кВт
Електродвигуни обдування	1,5	8	12
Обігрів В-110	1,75	2	3,5
Обігрів шаф КРП-10	0,6	20	12
Опалювання і освітлення приміщення ОВБ	5,5	1	5,5
Зовнішнє освітлення	4,5	1	4,5
Обперативні кола	1,8	1	1,8
Разом			39,3

На даній трансформаторній підстанції встановлено два трансформатори власних потреб $ТМ - 63/10/0,4$, тому, відповідно до отриманих розрахунків трансформатори власних потреб замінювати не будемо.

3.4 Релейний захист і автоматика

3.4.1 Розробка релейного захисту силового трансформатора ТМН 6300/110/10

В силових трансформаторах мають бути передбачені захисти проти наступних видів пошкоджень і аномальних режимів :

- багатofазні к.з. в обвитках та на відводах трансформаторів;

- однофазні пошкодження на землю (на стороні приєднаної до мереж з глухозаземленими нетралями) і між витками обмотки (виткові замикання);
- зовнішні короткі замикання;
- перевантаження;
- пониження рівня масла у баку.

3.4.2 Розрахунок захисту від багатозаземлених КЗ

При КЗ на виводах трансформатора і в його з'єднаннях з вимикачами передбачається на трансформаторах струмовий захист. На трансформаторах потужністю 6300 кВА і більше передбачається диференціальний струмовий захист у виді: диференціальної струмової відсічки; диференціальний струмовий захист з тим проміжними насичувальними трансформаторами струму (НТС); диференціальний струмовий захист з реле гальмування.

Аналізуватимемо диференціальну струмову відсічку.

Розрахунок параметрів захисту розпочинається з попереднього визначення струму спрацьовування з двох умов:

а) Настроєння від кидка струму намагнічення:

$$I_{pp} = K_{sig} I_{nt}, \quad (3.31)$$

де K_{sig} – це коефіцієнт настроєння, $K_{sig} = 3,0-4,5$;

I_{nt} – номінальний струм трансформатора;

б) Настроєння від максимального первинного струму небалансу:

$$I_{pp} = K_{sig} I_{dez \max}, \quad (3.32)$$

де K_{sig} – коефіцієнт настроєння, $K_{sig} = 1,3$;

$I_{dez \max}$ – максимальний струм небалансу.

$$I_{nt} = \frac{S_{nt}}{\sqrt{3} U_{nt}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33,07 \text{ А}; \quad (3.33)$$

$$I_{nt} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33,07 \text{ А};$$

$$I_{dez \max} = (\varepsilon_{\%} \cdot K_{id} \cdot K_{ap} + \Delta u_{\%}) \cdot \frac{I_{sc \max \text{ ext}}^{(3)}}{100}, \quad (3.34)$$

де $\varepsilon\%$ – допустима похибка ТС, $\varepsilon\% = 10\%$;

K_{id} – коефіцієнт неідентичності характеристик ТС, $K_{id} = 1,0$;

K_{ap} – коефіцієнт, що враховує аперіодичну складову струму КЗ, при використанні струмових реле типу РТ-40 $K_{ap} = 2,0$;

$\Delta u\%$ – діапазон зміни напруги під навантаженням, $\Delta u\% = 5\%$;

$I_{sc \max ext}^{(3)}$ – максимальний струм зовнішнього КЗ, на стороні 10 кВ силового трансформатора.

Струм трифазного КЗ на стороні 10 кВ рівний 3123 А (табл. 2.1, т.К2) і приведений на стороні 110 кВ, буде:

$$I_{кз \max ext(110)}^{(3)} = 3123 \cdot \frac{10,5}{115} = 285,1 \text{ А};$$

$$I_{dez \max} = (10 \cdot 1,0 \cdot 2,0 + 5) \frac{285,1}{100} = 71,28 \text{ А};$$

a) $I_{pp} = 3,0 \cdot 33,07 = 99,21 \text{ А};$

b) $I_{pp} = 1,3 \cdot 71,28 = 92,66 \text{ А}.$

З цих двох умові береться максимальне значення $I_{pp} = 99,21 \text{ А}.$

Далі робимо попередню перевірку чутливості захисту при металевому КЗ на виводах трансформатора, що захищається :

$$K_{sens} = \frac{I_{r \min}}{I_{pr}} \geq 2,0, \quad (3.35)$$

де $I_{r \min}$ – мінімальний струм в реле при двофазному КЗ в зоні (на стороні 10 кВ), що захищається. Цей струм визначається залежно від схеми з'єднання обмоток силового трансформатора і схеми з'єднання ТС і реле.

Таким чином, для схеми з'єднання обмоток силового трансформатора Y/Δ і схеми з'єднання ТС і реле в трикутник з двома реле, при к.з на стороні 10 кВ, розрахунковий вираз $I_{r \min}$ буде:

$$I_{r \min} = \frac{1,5 \cdot I_{кз \min}^{(3)}}{K_I}; \quad (5.6)$$

$$I_{K3\min}^{(3)} = 9090 \text{ A.}$$

Згідно $I_{nt} = 33,07 \text{ A}$ вибираємо ТС типу $T\Phi 3M-110B$ з технічними характеристиками: $I_{1ном} = 50 \text{ A}$, $I_{2ном} = 5 \text{ A}$, з коефіцієнтом трансформації $K_I = 50/5$.

$$I_{r\min} = \frac{1,5 \cdot 9090}{10} = 1363,5 \text{ A.}$$

Струм спрацьовування реле I_{pr} визначається з виразу:

$$I_{pr} = \frac{K_{sch}^{(3)} \cdot I_{pp}}{K_I}, \quad (3.37)$$

де $K_{sch}^{(3)} = \sqrt{3}$ – коефіцієнт схеми ТС і обмоток реле на стороні високої напруги.

$$I_{pr} = \frac{\sqrt{3} \cdot 99,21}{10} = 17,2 \text{ A.} \quad (3.38)$$

Таким чином, отримуємо:

$$K_{sens} = \frac{285,1}{99,21} = 2,87 > 2,0. \quad (3.39)$$

Чутливість струмової відсічки забезпечується.

Вибираємо реле струму типу АЛ-1/20 з уставкою $I_y = 7 \cdot 2,5 = 17,5 \text{ A}$.

3.4.3 Розрахунок захисту від зовнішніх КЗ

В якості захисту від зовнішніх КЗ застосовується струмовий максимальний захист з витримкою часу. Вона реагує і на внутрішні КЗ, тому є резервним захистом трансформатора. Захист встановлюється на стороні високої напруги і виконується за схемою «неповної зірки» і спрацьовуватиме з двома витримками часу на відключення трансформатора. З меншою витримкою захист діє на відключення вимикача 10 кВ і з великою – на відключення вимикача 110 кВ.

Струм спрацьовування захисту визначається виразом:

$$I_{pp}^{III} = \frac{K_{sig}^{III} K_{aut}}{K_{rev}} I_{nt}, \quad (3.40)$$

де K_{sig}^{III} – коефіцієнт настроєння, $K_{sig}^{III} = 1,2$;

K_{rev} – коефіцієнт повернення реле: для реле АЛ – 1 $K_{rev} = 0,9$;

K_{aut} – коефіцієнт самозапуску, дорівнює $2,5 \div 3,5$.

$$I_{pp}^{III} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 33,07 = 89,3 \text{ А.} \quad (3.41)$$

Перевіряємо чутливість захисту при двофазному КЗ за трансформатором, за виразом представленої вище, де $K_{sens.}^{III} \geq 1,5$. Таким чином, для схеми з'єднання ТС в неповну зірку з трьома реле струму (третє реле включене в зворотний провід), маємо:

$$I_{r \min} = \frac{I_{sc}^{(3)}}{K_I} = \frac{285,1}{10} = 28,5 \text{ А.} \quad (3.42)$$

Струм спрацьовування реле :

$$I_{pr}^{III} = \frac{1,0 \cdot 89,3}{10} = 8,93 \text{ А.} \quad (3.43)$$

$$K_{sens}^{III} = \frac{28,5}{8,93} = 3,19 > 1,5. \quad (3.44)$$

Чутливість захисту забезпечується.

Вибираємо реле струму АЛ-1/10 з уставкою $I_y = 2,5 + 26 \cdot 0,25 = 9 \text{ А}$.

Витримка часу захисту:

$$t_{pp}^{III} = t_{el \max} + \Delta t, \quad (3.45)$$

де $t_{el \max}$ – максимальна витримка часу захисту нижчестоячих елементів, допускаємо $t_{el \max} = 1,5 \text{ с}$.

Δt – ступінь селективності, $\Delta t = 0,5 \text{ с}$.

$$t_{pp10}^{III} = 1,5 + 0,5 = 2,0 \text{ с};$$

$$t_{pp110}^{III} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с}.$$

Вибираємо реле часу типу ВЛ-100А з уставкою 0,1-9,9 с.

3.4.4 Розрахунок захисту від перевантажень

Перевантаження зазвичай є симетричним, тому захист від перевантаження виконується одним реле струму включеним в коло одного з трансформаторів струму. Захист встановлюється з боку 110 кВ і діє з витримкою часу на сигнал.

Струм спрацьовування захисту визначається зі співвідношення:

$$I_{pp}^{III} = \frac{K_{sig}^{III}}{K_{rev}} I_{nt}, \quad (3.46)$$

де K_{sig}^{III} – коефіцієнт чутливості, який враховує тільки похибку в струмі спрацьовування, $K_{sig}^{III} = 1,05$.

$$I_{pp}^{III} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 33,07 = 38,6 \text{ А.} \quad (3.47)$$

Струм спрацьовування реле :

$$I_{pr}^{III} = \frac{1,0 \cdot 38,6}{10} = 3,86 \text{ А.} \quad (3.48)$$

Вибираємо реле струму типу АЛ-1/4 з уставкой $I_y = 4,0 \text{ А}$.

Витримка часу приймається на ступінь селективності більше, ніж час спрацьовування захисту трансформатора від зовнішніх коротких замикань :

$$t_{pp}^{III} = t_{ppsc}^{III} + \Delta t;$$

де t_{ppsc}^{III} – час спрацьовування МСЗ трансформатора від зовнішніх коротких замикань.

$$t_{pp}^{III} = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с.}$$

Вибирається реле часу ВЛ-100А з уставкой 0,1-9,9с.

3.4.5 Розробка газового захисту

Газовий захист передбачений проти виткових замиканнях і пониженні рівня масла у баку. Захист заснований на використанні явища газоутворення у баку пошкодженого трансформатора. Інтенсивність газоутворення залежить від характеру і розмірів ушкодження.

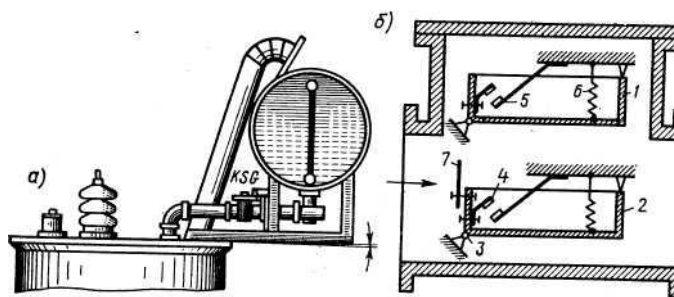


Рисунок 3.2 – Газове реле захисту трансформатора

Це дає можливість виконати газовий захист, здатний розрізняти міру пошкодження, і залежно від цього діяти на сигнал або відключення. Основним елементом газового захисту є газове реле РГЧЗ-66 з чашкоподібними елементами 1 і 2 (рис. 3.2, б), встановлюване в маслопроводі між баком і розширювачем (рис. 3.2, а).

Переваги газового захисту: висока чутливість і реагування практично на усі види ушкодження всередині баку; порівняно невеликий час спрацьовування; простота виконання, а також здатність захищати трансформатор при неприпустимому пониженні рівня масла з будь-яких причин. Істотні недоліки: нереагування на пошкодження, розташовані поза баком, в зоні між трансформатором і вимикачами. Захист може подіяти неправильно при попаданні повітря у бак трансформатора, що може бути, наприклад, при доливі масла після ремонту системи охолодження та ін.

3.4.6 Перевірка трансформаторів струму на 10 % похибку

Для перевірки трансформаторів струму (ТС) використовуватимемо спосіб по спеціальних кривих граничної кратності. Ці криві є залежністю допустимого по умові $\varepsilon = 10\%$, значення опору навантаження Z_n на трансформатор струму від значення граничної кратності K_{10} , що обчислюється за виразом :

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{роз}}}{K_1 I_{1н}} = \frac{K_2 I_{1\text{max}}}{K_1 I_{1н}}, \quad (3.49)$$

де K_1 – коефіцієнт, що враховує можливість погіршення кривої намагнічення ТС, $K_1 = 0,8$;

K_2 – коефіцієнт, що враховує неточність розрахунків і дію аперіодичної складової струму КЗ при роботі ТС, $K_2 = 1,2$;

I_{1max} – максимальне значення первинного струму для якого треба забезпечити роботу ТС з похибкою не більше 10 %, визначається залежно від типу і принципу роботи захисту.

Проведемо перевірку ТС типу $T\Phi 3M - 110B$, який встановлено для захисту трансформатора. Параметри ТС: $I_{1n} = 50A, I_{2n} = 5A, K_I = 50 / 5$.

Відповідно, для цього захисту маємо:

$$I_{1max} = 1,1I_{pp},$$

де $I_{pp} = 99,21 A$.

$$I_{1max} = 1,1 \cdot 99,21 = 109,13 A;$$

$$K_{10} = \frac{1,2 \cdot 109,13}{0,8 \cdot 50} = 3,27 .$$

За кривою граничних кратностей, що відповідає ТС $T\Phi 3M - 110B$ і коефіцієнту трансформації 50/5, при значенні граничної кратності $K_{10} = 3,27$ знаходимо допустиме значення опору вторинного навантаження $Z_{2don} = 6,4 \Omega$.

Фактичне розрахункове вторинне навантаження Z_{2poz} залежить від опору реле і сполучних проводів, від схеми з'єднання ТС і від виду КЗ. З таблиць вибирають формулу для розрахунку вторинного навантаження ТС згідно схеми «повна зірка» і виду КЗ трифазне:

$$Z_{2poz}^{(3)} = R_{cond} + Z_{rf} + R_{cont}, \quad (3.50)$$

де R_{cond} – опір сполучних проводів;

Z_{rf} – повний опір реле, підключених у фазі;

R_{cont} – перехідний опір, $R_{cont} = 0,1 \Omega$.

$$R_{cond} = \rho \frac{l}{S}; \quad Z_{rf} = \frac{S_{rf}}{I_{reg \min f}^2}, \quad (3.51)$$

де l – довжина сполучних проводів, допускаємо $l = 20 m$;

S – переріз проводу, $S = 4 \text{ мм}^2$;

ρ – питомий опір матеріалу проводу, для міді $\rho = 0,0175 \Omega \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$;

S_r – споживана потужність реле, ВА ;

$I_{reg\ min\ f}$ – мінімальна вставка реле струму, при якому задається споживана потужність.

$$R_{cond} = 0,0175 \cdot \frac{20}{4} = 0,088 \Omega .$$

Для реле $АЛ - 1 / 20S_r = 0,2 \text{ ВА}$, $I_{reg\ min\ f} = 2,5 \text{ А}$.

$$Z_{r\ f} = \frac{0,2}{2,5^2} = 0,032 \Omega ;$$

$$Z_{2\text{роз}}^{(3)} = 0,088 + 3 \cdot 0,032 + 0,1 = 0,284 \Omega .$$

Перевіряємо:

$$Z_{2\text{дон}} = 6,4 \Omega >= 0,284 \Omega .$$

3.4.7 Автоматичне частотне розвантаження

Автоматичне частотне розвантаження – пристрій автоматики, призначений для обмеження зниження частоти в енергосистемі при виникненні дефіциту активної потужності, і діючий на відключення споживачів. Згідно з нормативними вимогами частота в енергосистемі повинна знаходитися в межах $50 \pm 0,05$ Гц.

Тривалість роботи енергосистеми зі зниженою частотою обмежена:

- нижче 49,0 Гц – не більше 40 с;
- нижче 47,0 Гц – не більше 10 с;
- нижче 46,0 Гц – не допускається.

При зниженні частоти можливе виникнення процесу, що називається «лавиною частоти», при якому електростанція повністю скидає навантаження. Ще один небезпечний процес при зниженні частоти – це «лавіна напруги», при якій збільшується споживання реактивної потужності, що ще більше ускладнює положення в енергосистемі. Окрім перелічених вище процесів, робота енергоблока зі зниженою частотою небезпечна тим, що може виникнути механічний резонанс турбіни, який може привести до поломки їх лопаток.

Умовно АЧР ділять на декілька категорій:

АЧР I – категорія з однією уставкою за часом і різними уставками по частоті. Призначена для запобігання подальшому зниженню частоти після аварії:

- уставка за часом - 0,5 с;
- уставка по частоті - $48,5 \div 46,5$ Гц.

АЧР I розбивається приблизно на 20 черг, які відрізняються за частотою на величину $\Delta f = 0,1$ Гц. Потужність, яка підключена до АЧР I має рівномірно розподілятися між чергоми. Після того, як відпрацює деяка кількість черг АЧР I, частота, як то кажуть, «зависає» в районі $47 \div 47,5$ Гц.

АЧР II – категорія з однією уставкою по частоті і різними уставками за часом. Вона призначається, щоб частота відновилася до номінального значення, якщо вона тривалий час була зниженою:

- уставка по частоті - 48,6 Гц;
- уставка за часом - $5 \div 60$ с.

АЧР II розбивається на декілька черг (так само близько 20), які відрізняються одна від одної за часом на величину $\Delta t = 3$ с .

Після роботи АЧР II, частота повинна встановитися на рівні, не нижче 49 Гц.

- Потужність навантаження, що підводиться до АЧР, має бути достатньою для ліквідації виниклого дефіциту;
- Пристрій АЧР повинне виконуватися так, щоб уникнути виникнення «лавини частоти»;
- Навантаження, що відключається, повинне відповідати величині виниклого дефіциту;
- Після дії АЧР частота повинна відновитися до рівня, не нижче 49 Гц;
- Пристрій АЧР не повинні працювати при короткочасному зниженні частоти.

Окрім двох розглянутих вище категорій автоматичного частотного розвантаження (I та II) часто використовують так зване додаткове розвантаження. Додаткове розвантаження призначене для здійснення місцевого

розвантаження, коли виникає великий дефіцит активної потужності, коли сумарна потужність АЧР I і АЧР II є недостатньою для ліквідації виниклого дефіциту.

АПВ після АЧР (ЧАПВ) – спеціальний вид автоматики, призначений для прискорення відновлення живлення у споживачів услід за дією АЧР.

3.5 Облік електричної енергії

Облік електричної енергії робиться для розрахунку за спожиту електричну енергію з енергозабезпечуючою організацією, обліку витрати активної енергії на підприємстві, в окремих цехах, складання енергобалансу по підприємству в цілому.

На підприємстві для обліку електричної енергії застосовується лічильники електричної енергії трифазні електронні Альфа А1140 класів точності 0,5; 1 по активній енергії і 1; 2 по реактивній енергії. Лічильники призначені для обліку активної, реактивної енергії і потужності при змінній напрузі, і використовується в комплексі автоматизованої системи контролю та обліку електричної енергії (АСКОЕ) при передачі параметрів до диспетчерського пункту, який проводить контроль, облік, а також розподіл електроенергії.

Отримані результати вимірювання виходять шляхом опрацювання та обрахунку вхідного сигналу струму та напруги мікропроцесорними елементами лічильника. Виміряні дані, параметри конфігурації, статусна і інша інформація зберігаються в енергонезалежній пам'яті і можуть відображатися на рідкокристалічному індикаторі (РКІ) лічильника. Лічильники дозволяють вести багатотарифний облік активної і реактивної енергії в двох напрямках.

Лічильники Альфа А1140 мають можливість вимірювання і відображення параметрів електричної мережі: фазних струмів і напруги, частоти мережі, коефіцієнтів потужності трифазної системи і пофазно, активної потужності трифазної системи і пофазно, кутів зсуву фаз струму і напруги.

3.6 Висновки до розділу 3

В даному розділі на основі розрахованих даних струмів короткого замикання, було виконано вибір та перевірку всього обладнання по умові електродинамічної та термічної стійкості. Ми дійшли до висновку що використання додаткового струмообмежувального обладнання на підстанції не потрібне. Також на основі отриманих даних було розраховано та побудовано схему релейного захисту трансформатора.

Для захисту трансформатора було встановлено диференціальний струмовий захист, газовий захист та максимально струмовий захист з витримкою часу від перевантаження та короткого замикання в якості резервного захисту на стороні 110 кВ. Захист виконаний на базі мікроелектронних реле струму АЛ-1/4. Також побудовано схему автоматичного частотного розвантаження, що забезпечить надійну роботу підстанції у випадку стійкого перевантаження і як наслідок зниження частоти.

На стороні 10 кВ для скорочення часу на монтаж обладнання було прийнято рішення встановити комірки зовнішнього встановлення. Розріз комірок зображений на листі 5. В комірці вмонтовано вводи 10 кВ, вакуумний вимикач та відділення для релейного захисту та обліку. Також внизу листа зображено план усього розподільчого пристрою зі всіма комірками та коридором для обслуговування. Дане технічне рішення дозволить в короткі терміни змонтувати все обладнання, оскільки все поставляється в зібраному вигляді з заводу виробника а у випадку необхідності збільшення кількості відходящих ліній спрощує можливість нарощування розподільчого пристрою простим додаванням додаткових комірок.

Також для забезпечення автоматичного комерційного обліку на підстанції було прийнято рішення встановити лічильники Альфа А1140, що дозволяють вимірювати як активну так і реактивну складову потужності.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Розрахунок захисного заземлення

Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок мережі з ефективно заземленою нейтраллю 110 кВ виконуються з урахуванням опору $R_3 \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

Розрахунок по допустимому опору $R_3 \leq 0,5$ Ом робить до невиправданої перевитрати провідникового матеріалу і трудовитрат при спорудженні заземлюючих пристроїв. Досвід експлуатації розподільних пристроїв 110 кВ і вище дозволяє перейти до нормування напруги дотику, а не величини R_3 .

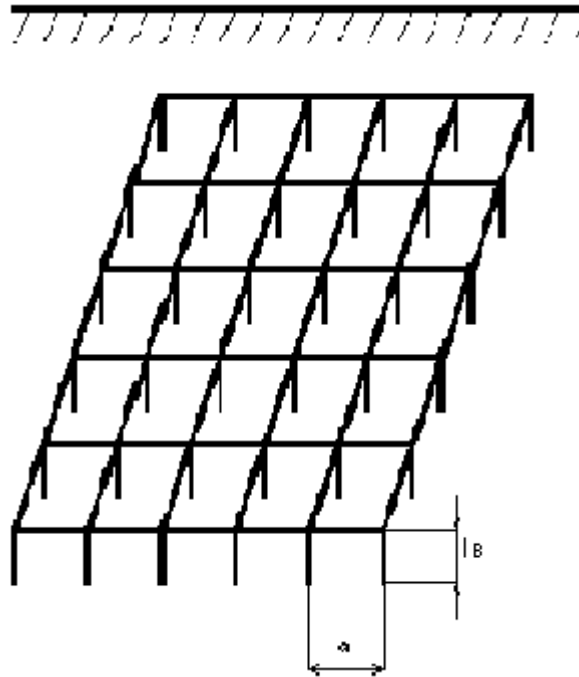


Рисунок 4.1 – Схема заземлювача

Складний заземлювач замінюється розрахунковою квадратною моделлю за умови рівності їх площ S , загальної довжини горизонтальних провідників, глибини їх заставляння t , числа і довжини вертикальних заземлювачів і глибини їх заставляння.

У розрахунках багат шаровий ґрунт представляється двошаровим: верхній завтовшки h_1 з питомим опором ρ_1 , нижній з питомим опором ρ_2 . Глибина заставляння заземлюючого пристрою $t = 0,5-0,7$ м, довжина вертикального

заземлювача $l_g = 3-5\text{м}$, приймаємо $l_g = 5\text{м}$: відстань між горизонтальними заземлювачами $a = 5\text{м}$.

$\rho_1 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – пісок.

$\rho_2 = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

$t_{\text{відкл.}} = 0,16 \text{ с}$.

Приймаємо $S = 32 \cdot 69,5 = 2224 \text{ м}^2$.

Товщина верхнього шару ґрунту $h_1 = 2\text{м}$.

Глибина заставляння заземлюючого пристрою $0,5-0,7\text{м}$, приймаю $t = 0,5\text{м}$.

Довжина вертикального заземлювача $3-5\text{м}$, приймаю $l_g = 5\text{м}$.

Відстань між вертикальними заземлювачами зі смугами $4-6 \text{ м}$, приймаємо $a = 5\text{м}$.

Довжина горизонтального заземлювача:

$$L_{\Gamma} = \left(\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1 \right) \cdot 2;$$

$$L_{\Gamma} = \left(\sqrt{2224} \cdot \frac{\sqrt{2224}}{5} + 1 \right) \cdot 2 = 891,6 \text{ м}.$$

Коефіцієнт напруги дотику :

$$K_{\text{д}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}};$$

$$K_{\text{д}} = \frac{0,62 \cdot 0,63}{\left(\frac{5 \cdot 891,6}{5 \cdot \sqrt{2224}} \right)^{0,45}} = 0,1,$$

де M – коефіцієнт, що залежить від відношення питомого опору ґрунтів, $M = 0,62$

β – коефіцієнт, що визначається по опору тіла людини R_l і опору розтіканню струму від ступнів людини R_c .

У розрахунках приймаю $R_l = 1000 \text{ Ом}$; $R_c = 1,5\rho$;

$$\beta = \frac{R_l}{R_l + R_c};$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,63.$$

Напруга на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_{\text{дог.доп}}}{K_D};$$

$$U_3 = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В.},$$

де $U_{\text{дог.доп}}$ – допустима напруга дотику, $U_{\text{дог.доп}} = 400 \text{ В}$ при $t_{\text{відкл.}} = 0,16 \text{ с}$.

Струм стікає із заземлювача проектованого заземлюючого пристрою, при трифазному струмі короткого замикання :

$$I_3 = 1,5 \text{ кА.}$$

Допустимий опір заземлюючого пристрою :

$$R_{3.\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3};$$

$$R_{3.\text{доп}} = \frac{4000}{1250} = 3,2 \text{ Ом}$$

Число вертикальних заземлювачів :

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B};$$

$$n_B = \frac{\sqrt{2224} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 37,7 \text{ Ом.}$$

Приймаємо $n_e = 40$ шт.

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_e = n_e \cdot 5;$$

$$L_e = 40 \cdot 5 = 20 \text{ м.}$$

Відносна глибина заставляння заземлюючого пристрою:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{2224}} = 0,13.$$

Коефіцієнт А:

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right);$$

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{2224}} \right) = 0,33.$$

Відносна товщина верхнього шару :

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2 - 0,5}{5} = 0,3.$$

Відносний еквівалентний питомий опір для сіток з вертикальними заземлювачами:

$$\rho_{ЕК}^* = \frac{1,1 + 1,13}{2} = 1,115.$$

Еквівалентний опір ґрунту :

$$\rho_{ЕК} = \rho_{ЕК}^* \cdot \rho_2,$$

$$\rho_{ЕК} = 1,115 \cdot 200 = 223 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Загальний опір складного заземлювача :

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_E}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_E}{L_B + L_T} = 0,33 \cdot \frac{223}{\sqrt{2224}} + \frac{223}{1147,68 + 205} = 1,72 < 2,54 \text{ Ом} \quad (3.65)$$

Напруга дотику:

$$U_{\text{дот}} = K_D \cdot I_3 \cdot R_3;$$

$$U_{\text{дот}} = 0,1 \cdot 1125 \cdot 1,72 = 58,78 \text{ В},$$

$$U_{\text{дот}} < U_{\text{дот.дон}} = 193,5 < 400 \text{ В}.$$

4.2 Розрахунок захисту підстанції від прямих ударів блискавки

Відповідно до Керівних вказівок по захисту електростанцій і підстанцій 3-500 кВ від прямих ударів блискавки (ПУБ) і грозових хвиль, що набігають з ліній електропередачі, захисту підлягають наступні об'єкти, розташовані на їх території :

- відкриті розподільні пристрої (ВРП), у тому числі шинні мости і гнучкі зв'язки, у тому числі шинні мости і гнучкі зв'язки;

- будівлі машинного залу і закриті розподільні пристрої (ЗРП);
- будівлі маслогосподарства.

ВРП станцій і підстанцій захищаються від ПУБ стержневими громовідводами і тільки для протяжних шинних мостів і гнучких зв'язків застосовуються тросові громовідводи.

Захист ВРП здійснюється встановленням стержневих громовідводів на порталах підстанцій або пристроями стержневих громовідводів, що окремо стоять, зі своїми відособленими заземлювачами.

Громовідводи, встановлені на порталах підстанцій, дешевші за громовідводи, що окремо стоять, оскільки вимагають менше металу на виготовлення. Вони ближче розташовуються до обладнання, що захищається, тому ефективніше використовується їх захисна зона. Але при ураженні порталного громовідводу ударом блискавки з великою амплітудою і крутизною фронту імпульсу струму на громовідводі і на порталі значно зростає напруга. Ця напруга може виявитися достатньою, щоб викликати «зворотне» перекриття ізоляції ВРП із заземлених елементів на струмоведучі частини підстанції.

Порядок розрахунку стержневих громовідводів :

$$h_a \geq D/8 \cdot p.$$

Повна висота громовідводу:

$$h = h_a + h_x.$$

де h_a – активна висота громовідводу;

$h_{x1} = 11,35$ м, $h_{x2} = 5,5$ м – висота об'єкту, що захищається; $p = 1$ при $h \leq 30$ м;

$D = 59$ м – велика діагональ чотирикутника з громовідводами в його вершинах.

$$h_a \geq 59/8 \cdot 1 = 7,375 \text{ м. Приймаю } 8,5 \text{ м.}$$

$$h = 11,35 + 8,5 = 19,85 \text{ м. Приймаю } 20 \text{ м.}$$

Висоту громовідводу від землі вибирають так, щоб захищуване обладнання і конструкції потрапили в зону захисту громовідводу, всередині

якого з достатньою надійністю (у електроустановках 99,5% – зона захисту типу А) забезпечувався б захист будівель і споруд від прямих ударів блискавки.

Розрахункова зона захисту поодинокого стержневого громовідводу заввишки $h < 150$ м є конусом з висотою:

$$h_o = 0,85h;$$

$$h_o = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м};$$

і радіусами на рівні землі і рівні обладнання, що захищається:

$$r_o = (1,1 - 0,002h) h;$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h) (h - h_x/0,85);$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м};$$

$$r_{x1} = (20 - 11,35/0,85) = 7,04 \text{ м};$$

$$r_{x2} = (20 - 5,5/0,85) = 14,3 \text{ м};$$

Два громовідводи однакової висоти, що знаходяться один від одного на відстані $h < L_1 < 3h$ ($20 < L_1 = 53 < 3 \cdot 20 = 60$) утворюють загальну зону захисту. Зона характеризується між громовідводами гребенем у вигляді ламаної лінії; найнижча точка цього гребеня має висоту:

$$h_c = h_o - (L_1 - h);$$

$$r_{cx} = r_o (h_c - h_x) / h_c;$$

$$r_c = r_o;$$

$$h_c = 17 - (53 - 20) = 11,72 \text{ м};$$

$$r_{cx1} = 21,2 (11,72 - 11,35) / 11,72 = 0,67 \text{ м};$$

$$r_{cx2} = 21,2 (11,72 - 6) / 11,72 = 10,3 \text{ м};$$

$$r_c = 21,2 \text{ м};$$

$$h < L_1 < 3h \quad (20 < L_1 = 26 < 3 \cdot 20 = 60);$$

$$h_c = 17 - (26 - 20) = 15,9 \text{ м};$$

$$r_{cx1} = 21,2 (15,9 - 11,35) / 15,9 = 6 \text{ м};$$

$$r_{cx2} = 21,2 (15,9 - 6) / 15,9 = 13,2 \text{ м};$$

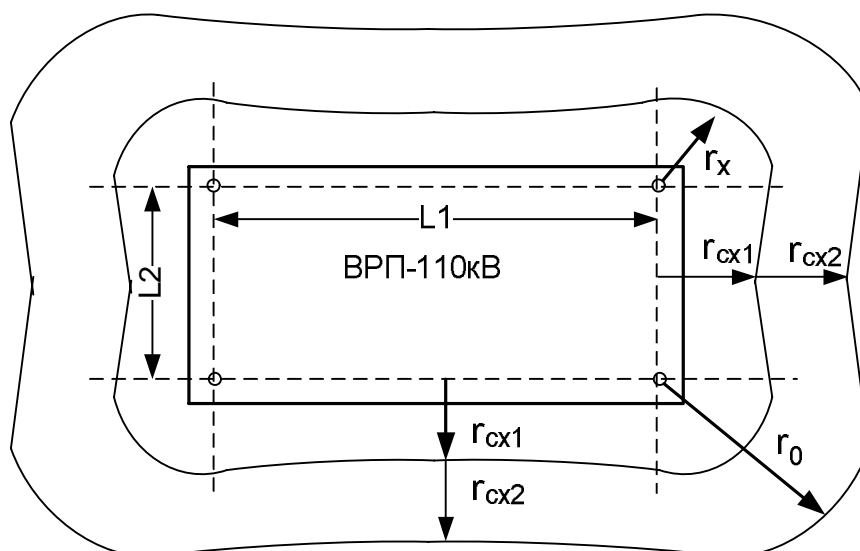


Рисунок 4.2 – Схема грозозахисту ВРП-110кВ

4.3 Шляхи і способи підвищення стійкості роботи об'єктів енергетики

Підвищення стійкості об'єкту досягається посиленням найбільш слабких елементів і ділянок об'єкта. Для цього на кожному ОГД завчасно на основі досліджень планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи. Досягнення науки і техніки дозволяють реалізувати такі рішення, при яких підприємство буде стійке до впливу дуже значних надлишкових тисків, однак це пов'язано з великими витратами засобів і матеріалів і може бути виправдано лише при захисті особливо важливих елементів об'єкта. Заходи будуть економічно обґрунтовані, якщо вони максимально узгоджені із завданнями, які розв'язуються в мирний час для забезпечення безаварійної роботи, поліпшення умов праці, удосконалювання виробничого процесу. Особливо велике значення має розробка інженерно-технічних заходів при новому будівництві, бо у процесі проектування у багатьох випадках можна домогтися логічного поєднання загальних інженерних рішень із захисними заходами Цивільної оборони, що знизить витрати на їх реалізацію.

На існуючих об'єктах заходи щодо підвищення стійкості доцільно проводити в процесі реконструкції чи виконання ремонтно-будівельних робіт.

Підвищення стійкості роботи промислових об'єктів передбачає :

- захист робітників та службовців у надзвичайних ситуаціях мирного і військового часу;
- підвищення міцності і стійкості найважливіших елементів і вдосконалення технологічного процесу;
- підвищення стійкості матеріально-технічного постачання;
- підвищення стійкості управління об'єктом;
- розробку заходів щодо зменшення імовірності виникнення вторинних факторів ураження і збитків від них;
- підготовку до відновлення виробництва після ураження об'єкта.

Електрозабезпечення є основою будь-якого виробництва. Порушення нормальної подачі електроенергії на об'єкт або окремі ділянки виробництва може призвести до повної зупинки роботи об'єкту.

Для надійного електрозабезпечення в умовах надзвичайних ситуацій при його проектуванні і будівництві повинні бути враховані основні вимоги, які впливають зі завдань цивільної оборони.

Електрозабезпечення повинно здійснюватись від енергосистем, до складу яких входять електростанції, що працюють на різних видах палива. Великі електростанції потрібно розміщувати одна від одної і від великих міст на відстані, не меншій двох радіусів зон можливих руйнувань.

Районні понижуючі станції, диспетчерські пункти енергосистем і мережі електропередач належить розташовувати за межами зон можливих сильних руйнувань.

Постачання електроенергією великих міст і об'єктів, які не перестають працювати в надзвичайних умовах, необхідно передбачити від двох незалежних джерел. При електропостачанні об'єкту від одного джерела повинно бути не менше двох введів з різних напрямів.

Трансформаторні підстанції необхідно надійно захищати, їх стійкість повинна бути не нижчою від стійкості самого об'єкту.

Електроенергію на ділянки виробництва належить подавати по електрокабелях, прокладених в землі на глибині 0,8 -1,2 м.

Крім цього, необхідно створювати автономні резервні джерела електропостачання. Для цього можна використовувати пересувні електростанції на залізничних платформах, автопричепях і інші електростанції, які не включені в енергосистему.

Система електропостачання повинна мати захист від впливу електромагнітного імпульсу ядерного вибуху.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі здійснено розробку та впровадження технічних заходів для реконструкції трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Отримані наступні результати:

- проведено аналіз світових тенденцій, щодо модернізації електричних підстанцій на сучасному етапі розвитку;
- відповідно до здійсненого аналізу існуючих та майбутніх споживачів електричної енергії, заживлених від даної підстанції, розроблено ряд заходів для покращення надійності схеми електропостачання;
- обґрунтовано доцільність застосування цифрових трансформаторних підстанцій для покращення якості передачі електричної енергії, виключення можливих перебоїв в живленні споживачів і підвищення тим самим надійності роботи обладнання підстанцій;
- здійснено аналіз добового графіку електричних навантажень трансформаторної підстанції, який дозволив правильно підійти до вибору основного обладнання підстанцій: трансформаторів; компенсуючих пристроїв; кабелів і намітити найбільш економічний режим їх роботи;
- проведено розрахунки струмів короткого замикання, на основі отриманих який здійснено вибір, та виконано перевірку всього обладнання по умові електродинамічної та термічної стійкості. Розрахунки показали, що використання додаткового струмообмежувального обладнання на підстанції не потрібне;
- на основі отриманих даних було розраховано та побудовано схему релейного захисту трансформатора. Для захисту трансформатора було встановлено диференціальний струмовий захист, газовий захист та максимально струмовий захист з витримкою часу від перевантаження та короткого замикання в якості резервного захисту на стороні 110 кВ. Захист виконаний на базі мікроелектронних реле струму АЛ-1/4. Також побудовано схему автоматичного частотного розвантаження, що забезпечить надійну

роботу підстанції у випадку стійкого перевантаження і як наслідок зниження частоти;

– для забезпечення автоматичного комерційного обліку на підстанції було прийнято рішення встановити лічильники Альфа А1140, що дозволяють вимірювати як активну так і реактивну складову потужності;

– для захисту підстанції від прямих попадань блискавки в проекті було розглянуто питання грозозахисту та заземлення.

Впровадження запропонованих заходів дозволить підвищити надійність роботи електричного обладнання трансформаторної підстанції.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. За рік Україна стала споживати менше електроенергії [Електронний ресурс] // Українська правда. – 2021. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.epravda.com.ua/news/2021/01/17/670063/>.
2. Циценков Д. В., Красовский П. Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання // Електротехніка і електроенергетика. 2015. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodi-ta-zasobi-znizhennya-tehnichnih-vtrat-elektroenergiyi-v-elementah-sistem-elektropostachannya> (дата обращения: 02.11.2021).
3. Life-cycle assessment of high-voltage as-sets using statistical tool/ L. Chmura. - PhD thesis Technical University Delft: ISBN 978-94-6182-396-0 - 2014.
4. Statistical Failure Analysis of European Substation Transformers [Electronic resource] / Farzaneh Vahi- di, Stefan Tenbohlen // Conference: 6. ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel. - 2014.
5. Сопель, М. Ф., Денисюк, С. П., & Сподинський, О. В. (2011). Цифрова підстанція. Переваги та особливості. Праці Інституту електродинаміки НАН України.
6. Попадченко, С. А. "Аналіз світових тенденцій модернізації електричних підстанцій на сучасному етапі розвитку." Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка 175 (2016): 30-32.
7. Костик, Л. М., Вакуленко, О. О., & Фіголь, П. М. (2018). Підвищення надійності систем електропостачання на базі цифрових технологій. Збірник тез доповідей VII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 13-14.
8. Жилінський, А. С. (2020). Підвищення ефективності електропостачання шляхом модернізації розподільчих станцій та підстанцій (Master's thesis, КПІ ім. Ігоря Сікорського).

9. Цветков, Г. Є. (2018). Обґрунтування варіанту модернізації трансформаторної підстанції та вибору апаратури.
10. Розрахунок струмів коротких замикань. Навчальний посібник / Н. В. Букович, Г. М. Лисяк, Г. Н. Міркевич, А. Я. Яцейко. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2018. 236 с.
11. Електричні апарати : конспект лекцій : у 3 ч. Ч. 2. Електричні апарати низької напруги / укладачі: І. Л. Лебединський, І. І. Борзенков. – Суми : Сумський державний університет, 2020. – 66 с.
12. 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.
13. Циценков Д. В. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання / Д. В. Циценков, П. Ю. Красовський // Електротехніка та електроенергетика. - 2015. - № 1. - С. 77–82. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee_2015_1_15.
14. Красовський, П. Ю. Складові втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту ім. академіка В. Лазаряна.–Вип, 2009, 27: 77-80. - Режим доступу: <http://stp.diit.edu.ua/article/viewFile/14228/12050>.
15. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
16. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
17. М.В. Принц, В.М. Цимбалістий Електричні мережі. Монтаж, обслуговування та ремонт Львів :Оріяна – Нова, 2003р
18. ДСТУ Б В.2.5-38:2008. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд.
19. Одарченко, А. М., Одарченко, М. С., Степанов, В. І., & Черненко, Я. М. (2017). Основи охорони праці. Підручник. Бабюк, С. М., Красножоний, О. В., Барило, В. П., & Брич, Б. В. (2020). Фактори, що впливають на надійність

електропостачання. Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 84-85.

20. Бабюк, С. М., & Хлопик, В. В. (2019). Актуальність задачі відновлення електропостачання знеструмлених споживачів трансформаторних підстанцій. Збірник тез доповідей VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 7-7.

21. Бабюк, С. М., Приймак, М. Д., & Паськів, Р. В. (2017). Підвищення енергоефективності підприємств за рахунок контролю характеристик режимів електропостачання. Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 90-91.

22. Бабюк, С. М., & Комарський, В. В. (2017). Зменшення втрат електроенергії в комунальній мережі міста. Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 92-92.

23. Завадський Б. , Семенчук І. , Ярчення М. Модернізація обладнання підстанцій // Зб. наук. праць / Терн. нац. тех. універ. ім. І.Пулюя.. Тернопіль, 2021. С. 56.