

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЗАПОРІЗЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Електротехнічний факультет

(повне найменування факультету)

Електричні та електронні апарати

(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(ступінь вищої освіти)

на тему " Дослідження впливу структури розподільної мережи на втрати
напруги в умовах підстанції глибокого вводу 6300 кВА."

(назва теми)

Виконав: студент 2 курсу, групи Е-412м

Спеціальності (напряму підготовки)

141- "Електроенергетика, електротехніка,
та електромеханіка"

(код і найменування спеціальності)

Освітня програма (спеціалізація)

Електричні та електронні апарати

Афанасьєв А.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник Олексій АФАНАСЬЄВ

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Рецензент Артем ДІДЕНКО

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

2023 рік

Національний університет "Запорізька політехніка"

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Електротехнічний факультетКафедра "Електричні та електронні апарати"Ступінь вищої освіти магістрСпеціальність 141 "Електроенергетика електротехніка та електромеханіка"

(код і найменування)

Освітня програма (спеціалізація) Електричні та електронні апарати

(назва освітньої програми (спеціалізації))

ЗАТВЕРДЖУЮЗавідувач кафедри Петро АНДРІЄНКО

"____" _____ 2023 року

З А В Д А Н Н Я**НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТА(КИ)**Афанасьєву Артему Володиміровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Дослідження впливу структури розподільної мережи на втрати напруги в умовах підстанції глибокого вводу 6300 кВАкерівник проекту (роботи) доц., к.т.н., Олексій Іванович Афанасьєв

(науковий ступінь, вчене звання, ПРІЗВИЩЕ, ім'я, по батькові)

затверджені наказом закладу вищої освіти від «01» листопада 2023 року № 4072. Строк подання студентом проекту (роботи) 11.12.2023 р.3. Вихідні дані до проекту (роботи): Вхідна напруга – 150 кВ, потужність трансформатора – 6300 кВА, Максимальна температура довкілля – 40 °С, нормативний вітровий тиск – 600 Па

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ. 1. Аналіз техніко-економічних чинників щодо обґрунтування необхідності модернізації системи живлення напругою 35 кВ. 2 Створення електричної схеми та обрання складу електричних апаратів, що потрібно для модернізації схем розподільних пристроїв. 3 Визначення значення струму короткого замикання в структурі схеми глибокого вводу та елементах збірних шин. 4 Розробка структури та обрання конструктивних рішень щодо окремих ізоляційних проміжків в структурі схеми глибокого вводу. 5 Обрання електричних апаратів та елементів структури підстанції живлення та системи глибокого вводу з номінальною напругою 35 кВ. 6 Дослідження впливу технічних та апаратних рішень, що приймаються у ході модернізації, на рівень втрат напруги в розподільних пристроях з номінальною напругою 35 кВ та 6 кВ. Висновки.

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

1. ГКІЮ-674522.002 СК – Відкритий вакуумний вимикач. – 2 арк. (А1),

2. ГКІЮ-103050.002 Е1 - Схема електрична з'єднань – 1 арк. (А1).

3. Графік економії електроенергії - 1 арк. (А1).

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	прийняв виконане завдання

7. Дата видачі завдання 04.09.2023

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Техніко-економічне обґрунтування магістерської роботи	02.10.2023	
2	Попередній розрахунок головних елементів апарата	16.10.2023	
3	Повірний розрахунок з висновками про роботоспроможність елементів апарата	23.10.2023	
4	Виконання загального виду виробу, робочих креслень головних вузлів та деталей апарата	31.10.2023	
5	Оформлення розрахунково-пояснювальної записки магістерської роботи	07.11.2023	
6	Узгодження проекту з керівником	13.11.2023	
7	Перевірка керівником пояснювальної записки магістерської роботи на антиплагіат	27.11.2023	
8	Нормоконтроль та затвердження завідувачем кафедри	30.11.2023	
9	Рецензування магістерської роботи	04.12.2023	
10	ЗАХИСТ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ	11.12.2023	
11	Здача магістерської роботи до репозитарію	15.12.2023	

Студент

_____ Артем АФАНАСЬЄВ
(підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник проекту (роботи)

_____ Олексій АФАНАСЬЄВ
(підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

РЕФЕРАТ

ПЗ: 96 стор, 17 рис., 19 табл., 19 джерела.

РОЗПОДІЛЬНИЙ ПРИСТРІЙ, КОМІРКА КРП, СТРУМОПРОВІДНИЙ КОНТУР, ІЗОЛЯЦІЙНА КОНСТРУКЦІЯ, ЕКСПЛУАТАЦІЙНА НАДІЙНІСТЬ

Об'єкт дослідження – мережа зовнішнього живлення та структура відкритого розподільного пристрою 35 кВ підстанції глибокого вводу ОАО Запоріжсталь.

Мета роботи – модернізація системи електропостачання металургійного цеху із застосуванням системи глибокого вводу високої напруги 35 кВ для найпотужніших споживачів електричної енергії з метою мінімізації втрат.

Метод дослідження - розрахунково-аналітичний із застосуванням щодо особливостей експлуатації основних виробництв.

Виконано аналіз режиму праці основного обладнання головних кіл та окремих схем розподільної мережі для визначення найбільш привабливого схемного рішення, проведено оцінку головних параметрів елементів струмопровідного контуру та ізоляційної конструкції в реальних умовах експлуатації з метою отримання початкових даних для подальших досліджень. Проведено оцінку величини струмів короткого замикання для подальшого обрання електричних апаратів при проведенні модернізації розподільних пристроїв 35 кВ та 6 кВ.

Визначено методику та проведено комплекс досліджень щодо зменшення втрат в розподільній мережі 6 кВ з урахуванням економічної складової та головних показників експлуатаційної надійності.

ЗМІСТ

Вступ	7
1 Аналіз техніко-економічних чинників щодо обґрунтування потреби модернізації системи живлення напругою 35 кВ.....	10
1.1. Структурний аналіз схемних рішень щодо головних кіл системо утворюючих підстанцій.....	10
1.2. Структурний аналіз технічного обладнання та електричних апаратів у структурі розподільних пристроїв високої напруги.....	18
1.3. Техніко-економічне обґрунтування щодо потреби модернізації структури системи живлення напругою 35 кВ.....	22
2 Створення електричної схеми та обрання складу електричних апаратів, що потрібно для модернізації схем розподільних пристроїв.....	28
3 Визначення значення струму короткого замикання в структурі схеми глибокого вводу та елементах збірних шин.....	34
4 Розробка структури та обрання конструктивних рішень щодо окремих ізоляційних проміжків в структурі схеми глибокого вводу.....	46
4.1. Оцінювання величини ізоляційних відстаней в повітряному середовищі з урахуванням умов експлуатації.....	48
4.2. Оцінювання величини ізоляційних відстаней в умовах перекриття уздовж поверхні опорних ізоляторів та їх обрання.....	51
5 Обрання електричних апаратів та елементів структури підстанції живлення та системи глибокого вводу з номінальною напругою 35 кВ.....	60
5.1. Огляд конструкцій та обрання мережевих вимикачів.....	61
5.2. Огляд конструкцій та обрання обмежувачів перенапруг при проведенні процесу модернізації.....	64
5.3 Обґрунтування вибору конструкції силового трансформатора для формування схеми глибокого вводу.....	72
6 Дослідження впливу технічних та апаратних рішень, що приймаються у ході модернізації, на рівень втрат напруги в розподільних пристроях	

з номінальною напругою 35 кВ та 6 кВ.....	77
6.1 Аналіз головних джерел виникнення та створення методики щодо оцінювання втрат напруги в електричній мережі.....	79
6.2 Визначення та обґрунтування методики оцінки показників якості напруги живлення та дослідження впливу технічних рішень, що приймаються на величину втрат напруги	89
Виводи.....	94
Перелік джерел посилання.....	95

ВСТУП

В умовах, що мають місце та оказують вплив на економічний та технічний стан сучасної України великою мірою пов'язано зі станом та подальшим розвитком її енергетики, а особливо електроенергетичного комплексу. У поточний момент гострим питанням стає не тільки її стабілізації стану енергетики, але й інтенсивне відновлення її потужностей та інтенсивний подальший розвиток. Цього можливо добитися різними шляхами, в першу чергу шляхом створення високоякісних електротехнічних матеріалів, комплектуючих апаратне виробництво виробів, електроприладів підвищеної ефективності з метою налагодження виробництва високо конкурентної електроапаратної продукції [1, 14, 18]. Означений напрямок щодо реалізації цього напрямку планів можливо здійснити за рахунок проведення активної технічної модернізації електроапаратного обладнання, що використовується в структурі розподільних пристроїв (РП) як електричних станцій, що забезпечують генерацію, так і підстанцій, що створюють розподіл електричної енергії.

Суттєвий ефект можливо отримати за рахунок прискореного здійснення модернізації у вітчизняному електроенергетичному комплексі, що забезпечує живлення виробничих потужностей провідних промислових підприємств. Що буде сприяти відновленню науково-технічного прогресу України та її вагомому значенню в умовах світового ринку електротехнічного та промислового обладнання.

Суттєве значення в такому процесі отримають перетворювальні та розподільні електротехнічні системи [3, 18]. Вони складаються із сполуки таких елементів, як електричні машини та апарати різного призначення, лінії електропередачі та розподільні мережі сумісно з допоміжним устаткуванням та приміщеннями їх встановлення. Вище позначені системи дозволяють перетворювати електроенергію, що генерується у вид, що є найбільш привабливий для передачі та споживання. В такому вигляді електроенергія у

подальшому вже передається та розподіляється безпосереднє проміж споживачами. Сполука таких електричних систем щодо передачі та розподілу електроенергії характеризується як електричні мережі [1, 2, 22]. Вони вміщують трансформаторні підстанції, розподільні пристрої зі струмопроводами різного призначення, повітряних та кабельних ліній електропередачі, які експлуатуються на обмеженій території. Прийом та розподіл електроенергії в структурі підстанції проводиться за допомогою розподільних пристроїв (РП), а її передача здійснюється за використанням струмопроводів, а також повітряних та кабельних ліній. В свою чергу струмопроводи з урахуванням типу струмопровідних частин можуть бути гнучкими та жорсткими, за матеріалом алюмінієві або мідні.

Суттєве змінення режиму споживання електричної енергії в умовах скорочення інфраструктури енергетичної системи України, веде до зростання розрахункових навантажень на окремих ділянках РП, мереж електропостачання та працюючих трансформаторних підстанцій. Наступні питання актуальні не тільки для енергосистеми взагалі, але і для систем живлення окремих промислових підприємств. Таке рішення, як поступовий перехід одного з найпотужніших комплексів щодо виробництва сталей та прокату ВАТ Запоріжсталь від застосування в технологічному процесі природного газу на електричну енергію, потребує підвищення питомої ваги електроенергії в енергетичному балансі виробництва. Як слідство такого рішення очікуються значні перевантаження електричних систем живлення, тому важливим виникає питання щодо потреби зменшення споживання електричної енергії за рахунок економного її витрачання. Одним з таких напрямків можна розглядати зниження втрат електроенергії шляхом модернізації РП, що знаходяться у експлуатації.

На основі вище сказаного, темою магістерської роботи, що буде розглядатися нижче є створення електричної схеми та прийняття необхідних апаратних рішень щодо підстанції глибокого вводу з номінальною напругою 35 кВ, що дозволить подати високу напругу безпосередньо на збірні шини

розподільної підстанції металургійного цеху основного виробництва. Завдяки такому технічному рішенню для підвищення ефективності електротехнічного обладнання виникає потреба в проведенні модернізації вже існуючих розподільних пристроїв номінальною напругою 35 кВ та 6 кВ для вузлової живлячої підстанції. Реалізація таких технічних рішень у подальшому дозволить забезпечити зменшення втрат напруги та потужності в струмопровідних елементах, отримати підвищення пропускної здатності електричної мережі, а також підвищення її експлуатаційної надійності. В магістерській роботі проводиться комплекс досліджень, що дозволить визначити початкові дані та дослідити економічну ефективність заходів, що планується прийняти.

Головними засобами підвищення ефективності РП є використання сучасного електроапаратного обладнання при забезпеченні мінімальних капіталовкладень, а також використання електротехнічного обладнання від вітчизняних виробників. За попередніми результатами застосування висновків досліджень, які виконано в магістерській роботі, дозволить забезпечити зниження рівню втрат електроенергії в розподільних мережах напругою 6 кВ.

1 АНАЛІЗ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ЧИННИКІВ ЩОДО ОБГРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ НАПРУГОЮ 35 кВ

Як показує вітчизняний та закордонний досвід проектування систем електротехнічного призначення в якості головної умови стає не тільки необхідність технічних рішень, що плануються, але й рівень економічного ефекту, що дає реалізація таких рішень. В таких умовах одною з головних частин магістерської роботи оцінка та обґрунтування техніко-економічної потреби тих технічних рішень, що планується провести в процесі модернізації [14].

1.1 Структурний аналіз схемних рішень щодо головних кіл системоутворюючих підстанцій

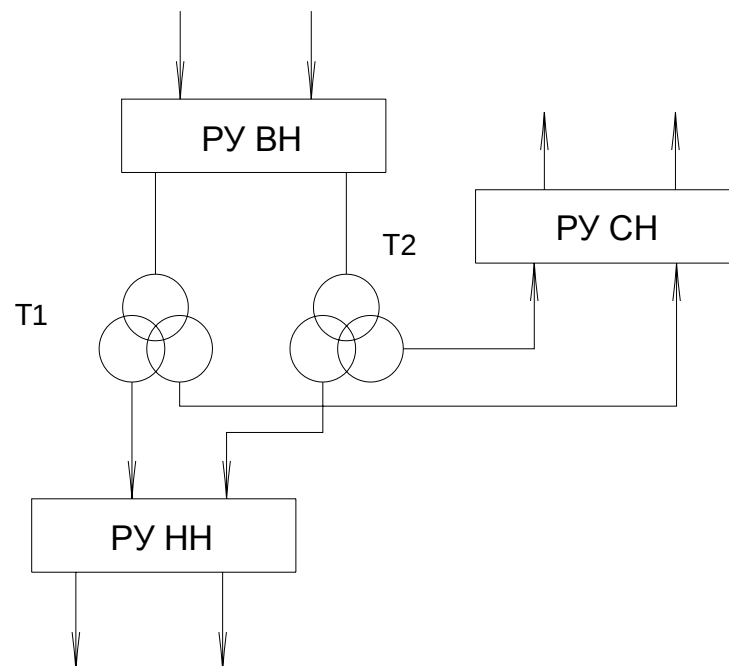
Трансформаторною підстанцією можливо назвати підстанцію з трансформаторами та РП, яка здійснює перетворення електричної енергії тільки за величиною напруги в умовах постійної потужності. Знижувальні трансформаторні підстанції здійснюють перетворення високої напруги мережі живлення до напруги, що має більш низький рівень. На такому низькому рівні електричну енергію передають безпосередньо споживачам, що підключено для отримання живлення від цієї підстанції [1]. З точки зору структури трансформаторна підстанція вміщує низку РП, що мають два або більше стандартних ступенів номінальної напруги. Між окремими ступенями здійснено зв'язок за допомогою трансформаторів або автотрансформаторів. В якості пояснення вид структурної схеми електричної підстанції, що має три ступеня номінальної напруги показано на рисунку 1.1.

За власним призначенням електричні підстанції можливо поділити на такі характерні типи [2]:

споживачів, які знаходяться у безпосередньої близькості до підстанції. Характерною відміною таких підстанцій є використання двообмоточних силових трансформаторів;

- другий тип, це мережеві підстанції. Вони забезпечують електропостачання як правило відносно малих територій. Крім наявності транзитних зв'язків як правило незначної потужності зі сторони вищої напруги (ВН), на таких підстанціях характерне підвищене місцеве навантаження зі сторони низшої напруги (НН) та районні навантаження зі сторони середньої напруги (СН);

- третій тип, це більш потужні системні підстанції. Їх головною відміною від попередніх двох типів підстанцій є можливість забезпечувати суттєвий обсяг потужності та здійснювати процес керування перерозподілом потужності в структурі енергетичної системи за допомогою підключеним до неї магістральних ліній ВН та розподільних ліній електропередачі СН.



РУ ВН – РП вищої напруги; РУ СН – РП середньої напруги; РУ НН – РП низшої напруги.

Рисунок 1.1 – Схема структурна двотрансформаторної підстанції

За способом підключення до електричної системи всі електричні підстанції можуть бути наступних типів:

- до першого типу можливо віднести тупикові підстанції. Вони мають живлення за допомогою однієї або двох тупикових повітряних ліній електропередачі (ЛЕП);

- до другого типу можливо віднести підстанції, що живляться від відгалуження. Такі підстанції підключено відгалуженням до одної або двох повітряних ЛЕП, що проходять поруч і мають однобічне або двобічне живлення;

- до третього типу можливо віднести підстанції прохідного типу. Вони підключені у розрив однієї або двох повітряних ліній, що проходять поруч і мають однобічне або двобічне живлення;

- до четвертого типу можливо віднести вузлові підстанції. Вони можуть мати як ЛЕП, що забезпечують живлення, так і ЛЕП, що відходять, які в свою чергу можуть бути транзитними, або радіальними, що йдуть до конкретних споживачів електричної енергії.

За системою захисту силових трансформаторів від зверх струмів всі підстанції прийнято класифікувати таким образом:

- по-перше, це підстанції із запобіжниками. Таки системи захисту застосовують в умовах номінальних напруг не вище 35 кВ;

- по-друге, це підстанції з короткозамикачами та відокремлювачами замість вимикачем. Таки системи застосовують для електроживлення споживачів, що не мають високих вимог до надійності;

- по-третє, це підстанції з вимикачами навантаження з доданням короткозамикачів. Таки системи застосовують для електропостачання споживачів, які мають відносно невелику потужність;

- по-четверте, це підстанції, що обладнані системами використання телевимикаючого імпульсу. В таких умовах електронна система додатково обладнана вимикачем та короткозамикачем для забезпечення резервування.

За видами комутаційної апаратури, що встановлено на підстанції зі сторони ВН підстанції мають такі різновиди:

- до першого різновиду відходять підстанції, що не мають вимикачів. На додачу такі підстанції можуть мати три варіанти: перший варіант це підстанції з вимикачами навантаження; другий варіант, це підстанції з відокремлювачами та роз'єднувачами, що мають дистанційний привод, що керується від автоматичної системи; і третій варіант, це комбіновані підстанції структура яких складається з попередніх варіантів в умовах різноманітної їх комбінації.

За системою керування підстанції поділяються на такі види:

- по-перше, це телекеруємі підстанції з використанням телесигналізації;
- по-друге, це підстанції, які забезпечено лише системою телесигналізації;
- по-третє, це підстанції з використанням телесигналізації та керуванням з оперативного пункту керування (ОПК). Такі підстанції мають оперативне обслуговування постійним оперативним персоналом підстанції. При відсутності його оперативні функції може виконувати чергові з дому, або застосовувати оперативно – мобільними групами. Контроль за станом обладнання підстанції здійснюється спеціальними мобільними ремонтними групами або оперативним персоналом підстанції, якщо обсяг робіт виявиться незначний.

Розподільні пристрої (РП), що використовуються на електричних підстанціях застосовуються в наступних варіаціях:

- по-перше, це відкриті розподільні пристрої (ВРП). Вони застосовуються в умовах номінальних напруг від 35 кВ і вище;
- по-друге, це закриті розподільні пристрої (ЗРП). Таки РП можуть бути двох видів:

- а) комплектні розподільні пристрої з використанням повітряної ізоляції (КРП). Таки пристрої мають вигляд повністю закрити шаф (КРП) або частково закритих шаф (КСО) зі вбудованим в них комплектом електричних апаратів, пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА). Як варіант конструктивного

виконання з точки зору довкілля існують комплектні розподільні пристрої зовнішнього встановлення (КРПН);

б) до другого виду можливо віднести комплектні розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією (КРПЕ). Таки системи застосовують на каси номінальних напруг від 110 кВ та вище.

Як показують матеріали [1, 3] електричні принципові схеми підстанцій визначаються числом ЛЕП та трансформаторів, що підключені на даному номіналі напруги. В умовах найбільш масового класу напруги, що складає 150 кВ в існуючих системах електропостачання мають місце підстанції зі спрощеною схемою головних кіл. В таких схемах відсутні вимикачі зі сторони ВН при забезпеченні потужності, що споживається до 16 МВА. В якості прикладу такого схемного рішення на рисунку 1.2.а. показано схему електричну принципову блоку трансформатор – ЛЕП. Аналогічні схеми звичайно застосовують у випадку коли підстанція має тупиковий вид. Перевагами таких схем є спрощена структура, економічність та відносно високий рівень надійності. До недоліку такої схеми слід віднести те, що в умовах пошкодження або ремонту ЛЕП або силового трансформатора функціонування схеми порушується, внаслідок чого виникає втрата електропостачання, якщо застосовано одно трансформаторну підстанцію.

В процесі експлуатації система захисту силового трансформатора дає сигнал на вимикання вимикача SF2 зі сторони напруги 6 кВ одночасно на вмикання короткозамикача S_K , який створює на стороні напруги 150 кВ штучне однофазне коротке замикання в умовах обмеженої потужності завдяки використання реактору. У подальшому вимикається лінійний вимикач SF1 під впливом власного захисту від РЗА.

В електричній схемі підстанції, що має перемичку з двох роз'єднувачів між вводами ЛЕП, що приведено на рисунку 1.2.б, після здійснення вимикання (аварійно або за оперативним планом, наприклад однієї з ЛЕП), здійснюється можливість електропостачання обох двох трансформаторів від одної працездатної ЛЕП.

На рисунку 1.2.в, приведено схему підстанції з триобмоточним трансформатором, яка характерна для випадку районної підстанції з класами напруг 150/35/6 кВ при умові використання трансформатору з потужністю порядку 16 МВА. При такому схемному рішенні максимальне навантаження мають збірні шини напругою 6 кВ, а на класі напруги 35 кВ здійснюється розподіл електроенергії для інших підстанцій нижчого рівню. Така підстанція має можливість під'єднання за схемою блоку трансформатор – ЛЕП до ліній транзитного призначення, а також за тупиковою схемою для живлення споживачів. В окремих випадках додатково може підключатися шинна конструкція, що вміщує роз'єднувач S та відокремлювач S_0 зі сторони ВН.

Схема мосту, що приведено на рисунку 1.3.б, вміщує обмежене число вимикачів зі сторони ВН, що забезпечує можливість вимкати потрібне відгалуження, наприклад ЛЕП або трансформатор. Схема мосту може бути застосована в умовах, коли має місце велика номінальна потужність силових трансформаторів, або при наявності значної довжини ЛЕП.

На рисунку 1.3.а, приведено схему з одною секціонованою системою збірних шин, (збірні шини з номінальними напругами 35 кВ и 6 кВ). Таке схемне рішення відрізняється простотою та відносно високою експлуатаційною надійністю. В такий схемі роз'єднувачі застосовуються виключно для здійснення ремонтів з метою від'єднання елементів мережі, які повинні бути відключені за допомогою вимикачів. В якості головного недоліку даної схеми можливо рахувати необхідність відключення всіх відгалужень, що мають секції збірних шин у випадку проведення ремонтів частин шинного мосту а також шинних роз'єднувачів. У більшості випадків підстанції, що мають секціоновану систему збірних шин застосовуються як вузлові підстанції і виконують функції перетоку потужності з метою електропостачання підстанції, що виконано за спрощеними схемами.

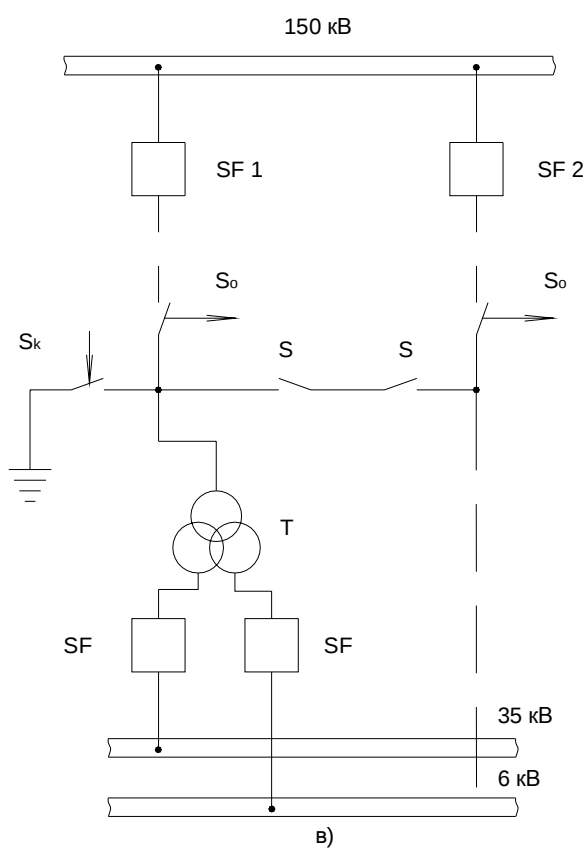
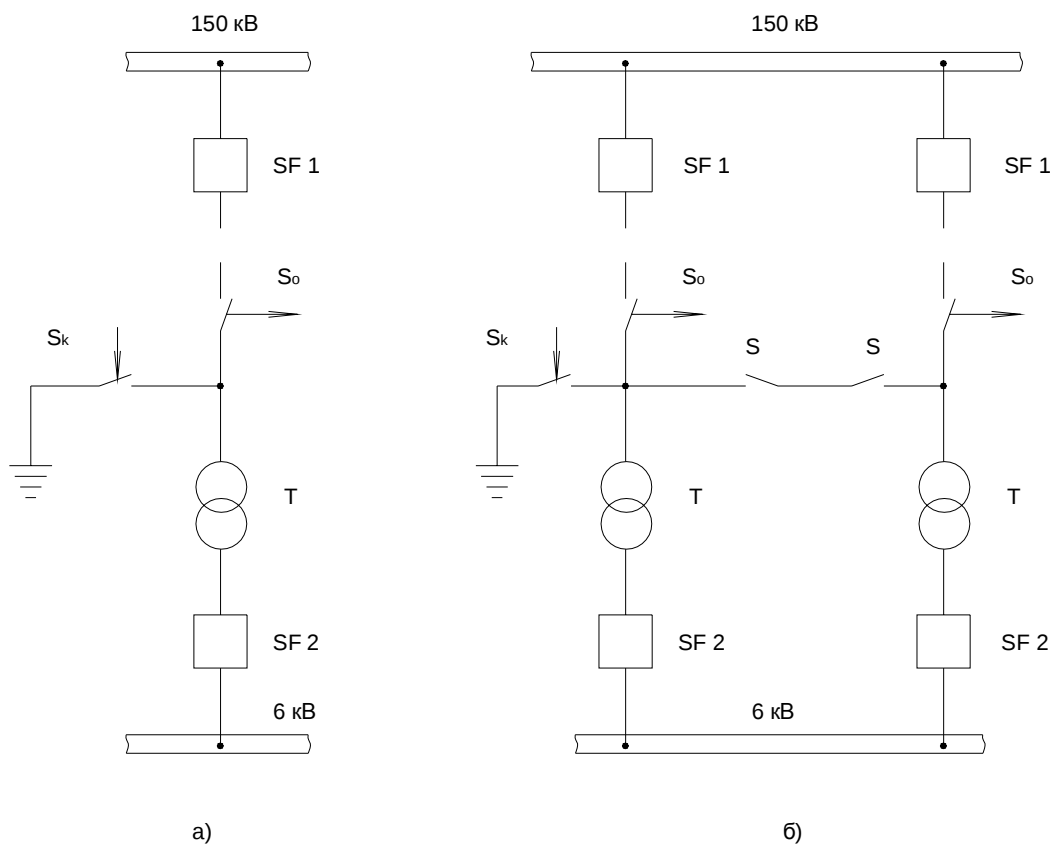
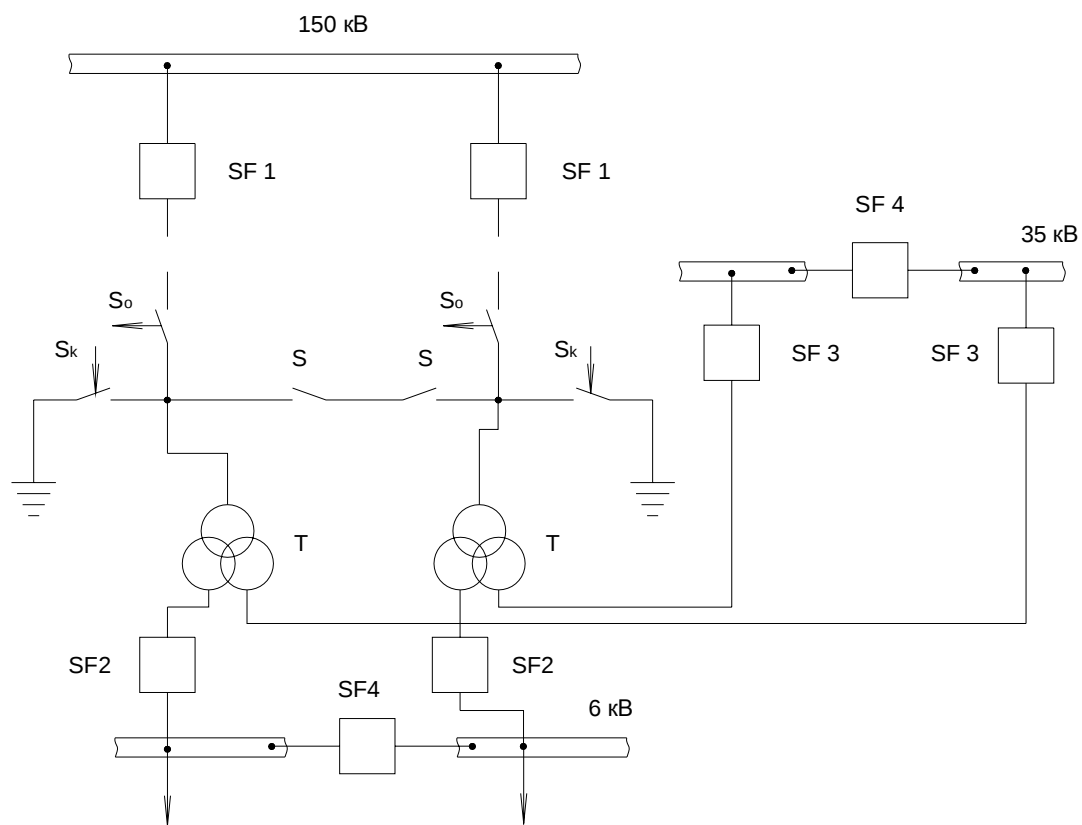
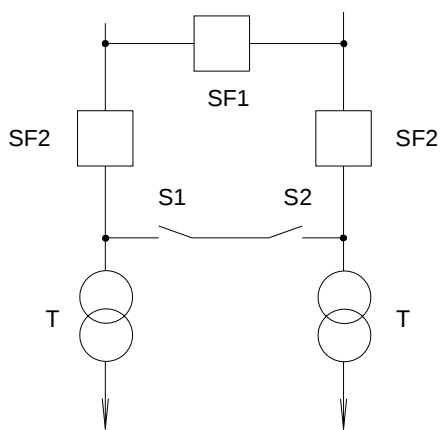


Рисунок 1.2 – Варіанти виконання тупикових схем електричних мереж з класами напруг 150 кВ, 35 кВ та 6 кВ



a)



б)

Рисунок 1.3 – Варіанти типових схем трансформаторних підстанцій з класами напруг 150 кВ, 35 кВ та 6 кВ

1.2 Структурний аналіз технічного обладнання та електричних апаратів у структурі розподільних пристроїв високої напруги

РП, що застосовано на підстанції, мають за мету приймання та розподіл електроенергії для живлення низки електроспоживачів. Як показує аналіз, для класів номінальних напруг 6 кВ та 10 кВ практично завжди використовуються РП, що формуються на основі стандартних модульних вузлів у вигляді комплектних комірок загально промислового виготовлення (КРП). Аналогічні пристрої виготовляються у закритому виконанні (ЗРП) з розташуванням їх закритих від негативного впливу довкілля приміщеннях. Комірки КРП уявляють собою закриті металеві шафи, в середині яких розміщено потрібні комутаційні апарати (наприклад вимикачі), пристрої РЗА та інше допоміжне обладнання [1, 4]. Такі комірки великої номенклатури виробляють на спеціалізованому заводі-виробнику і в залежності від замовлення надаються замовнику для подальшого встановлення у повністю зібраному та готовому до монтажу вигляді [19, 20].

До головних переваг, що можливо отримати при застосуванні комірок КРП, можливо віднести такі:

- при використанні КРП суттєво зменшується обсяг трудових витрат при проведенні будівельних та електромонтажних робіт, а також скорочення персоналу для проведення таких робіт;
- можливо досягнути суттєвого зменшення протяжності будівництва та тривалості робіт, що пов'язані з проведенням пуско-налагодочних робіт;
- суттєво зростає якість та показники експлуатаційної надійності підстанції та системи електроживлення взагалі.

КРП з точки зору особливостей їх встановлення на підстанції розрізняються за такими різновидами:

- по-перше, це комплектні стаціонарні розподільні пристрої однобічного обслуговування (комірки КСО), які виготовляються для умов внутрішнього розміщення;

- по-друге, це комплектні розподільні пристрої висувного виконання (комірки КРП), які виготовляються для умов внутрішнього розміщення;

- по-третє, це комплектні розподільні пристрої (КРПН та КРН), які виготовляються для умов внутрішнього розміщення.

При проектуванні підстанцій та комплектації відповідних ЗРП, комірки КРП, що обираються зобов'язані відповідати наступним вимогам:

- повинні задовольняти параметрам щодо стійкості до струмів короткого замикання, що проходять крізь комірку;

- зобов'язані витримувати в умовах замкнутих контактів вимикачів та роз'єднувачів головного кола струм електродинамічної стійкості та струм термічної стійкості за проміжок часу 3 с.;

- ножи заземлення зобов'язані забезпечити без розриву кола впродовж 1 с струми термічної та електродинамічної стійкості.

Для того, щоб задовольнити умови безпеки в процесі експлуатації та при проведенні ремонтів обладнання в комірці КРП необхідно передбачити системи блоків, які запобігають таким діям:

- переміщення рухомого елемента з робочого положення та з контрольного положення в робоче за умовою увімкнутого положення вимикача, що встановлено на викотній частині;

- увімкнення вимикача в умовах розміщення рухомої частини в проміжному стані;

- переміщення рухомої частини з контрольного положення в робоче в умовах увімкнутих ножів заземлювача;

- вмикання та вимикання роз'єднувачів в умовах увімкнутого вимикача головного кола;

- вмикання роз'єднувачів в умовах увімкнутих ножів заземлення, а також вмикання заземлюючих ножів в умовах увімкнутого роз'єднувача;

- переміщення (введення та виведення) рухомої частини з роз'єднувачем в умовах навантаження (для комірок без вимикачів).

В структурі комірок КРП загально промислового виконання застосовано такі типи комутаційних апаратів: мало масляні, вакуумні, електромагнітні та елегазові конструкції [4, 6, 12]. Щодо мало масляних конструкцій, то в структурі КРП на поточний момент застосовано два типи вимикачів. Представником першого типу є вимикачі типу ВМПЭ-10 з комбінованим електромагнітно – двигунним приводом, які виготовляються на струми до 1600 А (з максимальним струмом вимикання 31,5 кА). На даний момент цей тип вимикачів не виготовляється, але присутня в експлуатації. Другу групу представляють вимикачі типу ВК – 10 особливістю яких є верхнє розміщення пристрою дуго гасіння. Представники цього типу мають суттєві переваги, тобто підвищену здатність вимикання, знижену матеріалоемність та габаритні розміри як вимикача, так комірки КРП взагалі. Виготовлення конструкцій такого типу здійснюється вітчизняним виробником - Ровенським заводом високовольтної апаратури (ТОВ РЗВА).

Крім мало масляних, у сучасних РП мають достане застосування вакуумні вимикачі, де процес дуго гасіння здійснюється в умовах глибокого вакууму. Більш ефективний процес комутації та високоякісна ізоляція створюють можливості виготовлять вимикачі на номінальні напруги від 6 кВ до 35 кВ включно. Таки конструкції суттєво потіснили на ринку мало масляні та електромагнітні вимикачі. Щодо головних переваг вакуумних вимикачів, то до них можливо віднести такі:

- не потрібно періодично замінювати середовище дуго гасіння, відсутність компресійних систем та масляного господарства;
- максимальна електрична та механічна міцність контактів в режимі комутації струмів короткого замикання, що забезпечує обсяг витрат в процесі експлуатації;
- високий рівень вибухо та пожеже безпеки;
- значно ширший у зрівнянні з мало масляними вимикачами діапазон температур довкілля;

- висока стійкість до вібрацій та ударів при забезпеченні максимальної швидкодії;

- практично повна екологічна безпека.

До характерних недоліків вакуумних вимикачів можливо віднести такі їх властивості, як недостатня висока імпульсна електрична міцність вакуумної ізоляції особливо при вимиканні невіддалених коротких замикань, а також підвищена кошовність, що максимально видно у порівнянні з електромагнітними вимикачами.

В конструкціях КРП достатньо широко застосовують електромагнітні вимикачі для класів номінальних напруг 6 кВ та 10 кВ в умовах внутрішнього встановлення. До головних переваг електромагнітних вимикачів, що забезпечують їх широке застосування, можливо віднести такі:

- мінімальні експлуатаційні витрати у зрівнянні з мало масляними конструкціями вимикачів за рахунок чистоти та зручності ремонтів;

- широкий діапазон температур довкілля;

- висока вібро та ударостійкість;

- відсутність чинників забруднення довкілля;

- високий рівень вибухо та пожеже безпеки.

Щодо недоліків електромагнітних вимикачів, то до них можливо віднести недостатньо високий рівень номінальних напруг та знижену здатність вимикання струмів короткого замикання.

Сучасне виробництво комірок КРП серед вітчизняних виробників здійснювали такі підприємства, як Запорізький завод високовольної апаратури (КО ЗЗВА), який у сучасний момент знаходиться на стадії відновлення, а також Ровенський завод високовольної апаратури (РЗВА), Запорізький трансформаторний завод (ТОВ ЕЛІЗ) та ООО ІНТЕГРАЛ. Серед продукції цих підприємств значне місце займають комірки КРП [4, 23, 24], які власними технічними характеристиками стоять на рівні відомих закордонних фірм виробників аналогічної продукції. Характерними конструктивними особливостями комірок КРП вітчизняного виробництва є наступні: зварний

сталевий каркас зі з'ємними боковинами, струмопровідні шин з частковою твердою ізоляцією, можливість підключення до інших конструкцій КРП за допомогою спеціальних перехідних секцій, що поставляються додатково.

1.3 Техніко-економічне обґрунтування щодо потреби модернізації структури системи живлення напругою 35 кВ

Як було встановлено раніше характерною рисою сучасного етапу розбудови національної економіки, а також і світового суспільства в цілому є подальше зростання питомої ваги електроенергетики практично у більшості напрямків як промислового сектору економіки, так і в умовах аграрної та соціальної сфері суспільства. Існуюча тенденції щодо зростання коштовності енергоносіїв викликає постійне зростання ролі електроенергетики в господарській діяльності суспільства. Виходячи з вище сказаного можливо сформулювати головний напрямок подальшого розвитку електроенергетики, яким може стати здійснення модернізації застарілого як фізично так і морально електротехнічного обладнання розподільних систем.

На додаток до вище сказаного, в умовах підвищення кількості ЛЕП, що забезпечують підключення споживачів до відповідних підстанцій зі структури енергосистеми, зростають вимоги до показників надійності електрозабезпечення споживачів. В таких умовах зростає необхідність забезпечення значно більшого та ефективного застосування всієї існуючої електротехнічної бази енергосистеми. Впровадження такого рішення дозволить створити визначене зменшення загальної номінальної потужності об'єктів генерації (наприклад електростанції) за рахунок зниження величини загального резерву та аварійного перетоку потужностей. Таке рішення приймається для усунення можливих максимумів споживання електричної енергії між окремими вузлами споживання внаслідок створення неодноразовості утворення максимуму електроспоживання.

Характерним прикладом, що має поширене застосування серед вузлових центрів Єдиної енергосистеми України можливо розглядати підстанції. Що мають три ступеня номінальних напруг 150/35/6 кВ. В таких підстанціях клас номінальної напруги 150 кВ застосовано для створення системи розподілу потужності в структурі енергосистеми, а класи номінальних напруг 35 кВ та 6 кВ формують структуру системи електрозабезпечення щодо споживачів найближчих територій.

Одним з потужних споживачів електричної енергії є металургійне підприємство Запоріжсталь. Сучасні умови виробництва на підприємстві проводять до зростання тенденції щодо підвищення споживання електричної енергії за рахунок вдосконалення виробництва. Крім того, окремі типи апаратної частини, що комплектують підстанції живлення, вже застарілі і виникає насущна вимога щодо гострої потреби їх модернізації. Головним завданням такої реконструкції можливо рахувати забезпечення більш високого рівню експлуатаційної надійності такого центру навантаження, який має РП з номінальною напругою 150 кВ та окремі частини РП з номінальною напругою 35 кВ. Особливістю процесу модернізації можливо рахувати те, що задля досягнення зменшення рівню втрат в структурі РП підприємства планується застосувати система глибокого вводу номінальної напруги 35 кВ, що дозволить отримати ввід класу напруги 35 кВ в структуру цехової підстанції. Щоб реалізувати таке схемне рішення заплановано розміщення додаткового силового трансформатора на обраний клас номінальної напруги. Для розв'язання означеного питання в магістерській роботі заплановано розглянути наступні питання.

В якості першого питання потрібно розглянути реконструкції ВРУ - 150 кВ та ВРУ – 35 кВ. Реконструкція, що планується потребує заміну застарілих на даний момент і тому недостатньо ефективних представників електроапаратної частини підстанції. Характерним прикладом такого обладнання є розрядники, що встановлено на елементах збірних шин ВРП, ки потрібно змінити на сучасні обмежувачі перенапруг (ОПН). Таки позитивні властивості ОПН, як

підвищений рівень нелінійності вольт-амперної характеристики и значно вища питома енергомісткість оксидно – цинкових варисторів дозволяють суттєво покращити захисні та масо-габаритні характеристики ОПН по відношенню до розрядників. На додаток до цього, застосування ОПН дає додаткову можливість компенсувати головні недоліки розрядників, до яких можливо віднести такі:

- достатньо високий рівень нестабільності захисних характеристик, що створюється за рахунок розкиду напруги спрацьовування повітряних пробивних проміжків внаслідок негативного впливу довкілля (волога, забруднення) та значних за енергією імпульсів супроводжуючого струму;

- поступове зниження величини напруги спрацьовування, а також пробивної напруги розрядників в умовах зволоження та забруднення ізоляційної поверхні покриття. Це може негативно впливати на електричну міцність ізоляції і підвищувати ймовірність перекриття ізоляції і створення відмови в процесі експлуатації;

- погіршення стабільності захисних характеристик розрядника може траплятися внаслідок значного впливу температури довкілля на вольт-амперну характеристику карбидо-кремнієвих варисторів. Як результат буде її поступове змінення під дією кидків струму в процесі спрацьовування;

- відносно несуттєве, але присутнє споживання з мережі електричної енергії внаслідок наявності супроводжуючого струму та струму витоку;

- розрядники мають більш складну конструкцію, потребують більше зусиль та часу для встановлення потрібних робочих параметрів, а також для здійснення настройки пробивної напруги повітряних іскрових проміжків.

На додачу до модернізації системи захисту від перенапруг планується обрання та встановлення в межах РП газонаповнених (елегазових) вимірювальних трансформаторів струму. Таке технічне рішення дозволить забезпечити зростання ефективності системи захисту та моніторингу РП, а також покращення умов контролю при здійсненні врахування електричної енергії, що віддається споживачам.

В якості другого питання модернізації. Що розв'язується у магістерський роботі розглядається процес та засоби модернізації ВРП - 35 кВ, що даній ситуації в умовах системи електропостачання підприємства застосовується з метою транзиту електричної енергії в межа підприємства. В структурі РП 35 кВ встановлено мережеві вимикачі, за допомогою яких здійснюється підключення ЛЕП номінальною напругою 35 кВ. Аналіз оперативної інформації підстанції, що здійснено у магістерський роботі показує, що більша частина комутаційних апаратів працює тривалий час і на даний момент вже практично витратила власний ресурс, або впритул підходить до такого, внаслідок чого виникає питання щодо його модернізації. А в окремих випадках присутнє моральне старіння апаратури, яке погіршується тим фактом, що такі типи електричних апаратів в сучасних умовах вже не виготовляється.

Попереднім аналізом встановлено, що одним з важливих моментів розвитку промислового комплексу можливо рахувати подальшу модернізацію апаратної частини систем електропостачання споживачів електроенергії. Як слідство впровадження такого напрямку утворюється збільшення інтенсивності енергетичних потоків в елементах системи електроживлення самої енергосистеми, також її складових в умовах промислових підприємств. Реалізація цього комплексу приводить як до модернізації електроапаратного частини, так потребує подальшого вдосконалення структури розподільних систем з номінальною напругою 35 кВ та 6 кВ.

Вище проведеним аналізом встановлено, що РП, що модернізується утворює частину вже існуючої розподільної підстанції, тому для отримання максимальної ефективності потрібно задовольнити такі вимоги:

- за першою умовою при модернізації РП потрібно використовувати такі види складових (вимикачі, струмопроводи, захисна апаратура, вимірювальні трансформатори тощо), які будуть уніфіковані до обладнання, що використовується в структурі існуючих РП. Така умова сприяє процесу мінімізації витрат на експлуатацію (ремонти, обслуговування тощо) впродовж функціонування;

- за другою умовою при модернізації показники надійності схеми, що знаходиться в експлуатації не повинні знижуватися;
- за третьою умовою, це відсутність ускладнення системи та умов обслуговування обладнання, а також підвищення експлуатаційних витрат;
- і на останнє, нове обладнання не повинне приводити або мінімізувати ймовірність попадання в довкілля речовин, що його забруднюють.

Приведені вище умови в максимальній мірі задовольняються в умовах застосування вакуумного та елегазового електрообладнання. Для РП, що модернізується планується використання вакуумних вимикачів, що виготовляються у триполюсному варіанті як для умов ВРП так і ЗРП з необхідним комплексом систем керування контролю та захисту. Крім того, планується використання газонаповнених вимірювальних трансформаторів, що встановлюються в зоні РП.

Економічну ефективність від конструктивних рішень, що плануються в процесі модернізації очікується досягнути за рахунок таких напрямків:

- перший напрямок, це покращення показників експлуатаційної надійності та безперервності електроживлення за рахунок використання більш якісного апаратного парку;
- другий напрямок, це за рахунок підвищення меж ревізійних термінів обслуговування апаратної частини, і як наслідок цього зниження витрат на експлуатацію;
- третій напрямок, це скорочення втрат електроенергії в структурі РП 6 кВ внаслідок застосування схеми глибокого вводу підвищеного рівню напруги, що максимально наближена до головних споживачів електроенергії, що дає суттєвий ефект при електропостачанні енергоємних виробництв.

Для подальших розрахунків та досліджень в процесі модернізації РП сформовано перелік початкових даних, що показано в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Перелік початкових даних для проведення процесу модернізації електрообладнання підстанції глибокого вводу

Параметр	Розмірність	Величина
1. Номінальна напруга:		
- вищий ступень трансформації	кВ	150
- середній ступень трансформації	кВ	35
- низ ший ступень трансформації	кВ	10
2. Встановлена потужність трансформаторів	МВА	63
3. Середня швидкість вітру	м/с	25...30
4. Максимальна температура довкілля	°C	+40
5. Мінімальна температура довкілля	°C	-30
6. Нормативний вітровий тиск	Па	600
7. Товщина голо льоду	мм	28
8. Категорія ізоляції відносно довжині шляху витоку уздовж зовнішньої поверхні ізоляторів	-	Б
9. Величина струмів короткого замикання на збірних шинах РП:		
- ВРП – 150 кВ;	кА	Індивид. розрахунок
- ВРП – 35 кВ;	кА	
- ЗРП – 6 кВ.	кА	

2 СТВОРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ ТА ОБРАННЯ СКЛАДУ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ, ЩО ПОТРІБНО ДЛЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

Один з головних показників надійності, яким є ймовірність безвідмовної праці комплектуючого обладнання РП визначається цілим рядом факторів. Для РП, що модернізується такими факторами є схемне рішення, показники надійності апаратної частини, що застосовано, а також особливостей його експлуатації [1, 2, 3, 5]. Аналіз статистичних даних експлуатації показує, що і в умовах застосування електричних апаратів з максимальним рівнем надійності та найвищому рівні та умовах функціонування відмови обладнання будуть мати місце. Таке явище є наслідком ряду випадкових умов об'єктивного характеру, наприклад виникненню дій, що неможливо передбачити технічною документацією на проектування, або врахування таких дій приводить до закладання невиправдано великих коефіцієнтів запасу щодо електричних та механічних характеристик.

Схема РП для використання в структурі підстанції глибокого вводу високої напруги номіналом 35 кВ [18] будується на основі електричної схеми вузлової підстанції, як вже знаходиться в промисловій експлуатації. Схема РП, що вже існує вміщує три РП, що мають класи номінальної напруги 150 кВ (ВН), 35 кВ (СН) и 6 кВ (НН), яки мають гальванічне поєднання за допомогою триобмоточних силових трансформаторів. Схема електрична принципова означеної вище підстанції приведена на рисунку 2.1. За власною структурою підстанцію можливо характеризувати як мережеву внаслідок того, що вона здійснює постачання електричної енергії як для рядом розташованих споживачів, так і забезпечує передачу потужності як на стороні класів напруг 150 кВ та 35 кВ. За засобом підключення до системи електропостачання підстанцію, що модернізується можливо рахувати як вузлову, що підтверджується наявністю як ЛЕП для живлення споживачів, так і транзитних ЛЕП.

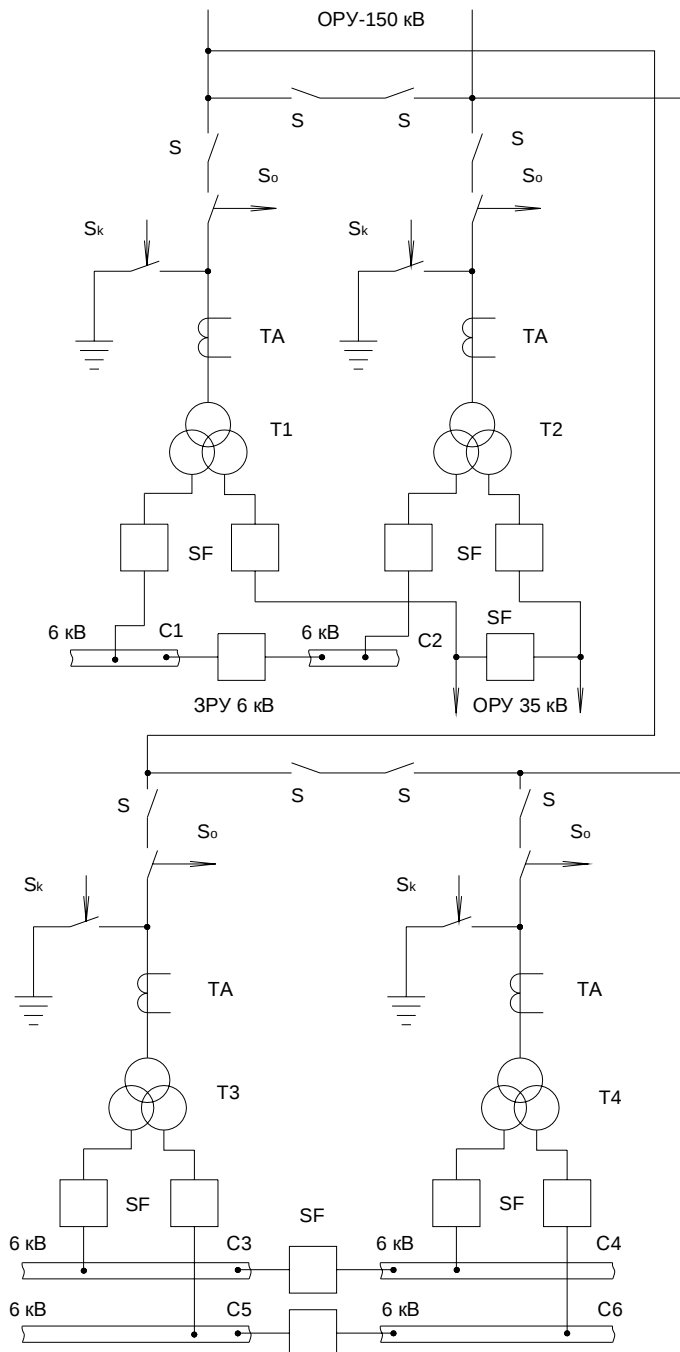


Рисунок 2.1 – Схема електрична принципова вузлової мережевої підстанції з класами напруги 150/35/6 кВ

Схема електрична принципова ВРП - 150 кВ розроблена у вигляді блоку ЛЕП – трансформатор. З метою покращення надійності та стабільності електрозабезпечення, а також для отримання можливості щодо під'єднання до

транзитних ЛЕП схему підстанції поділено на чотири блока, які з'єднані паралельно. Конструкція силових трансформаторів Т1 и Т2 передбачає три класи номінальної напруги, це 150 кВ, 35 кВ та 6 кВ. Конструкція силових трансформаторів Т3 и Т4 передбачає наявність розчіпченої вторинної обмотки, що потрібно для зменшення величини струмів короткого замикання, а також для покращення якості напруги. Ці трансформатори виконано з двома класами номінальної напруги, це 150 кВ та 6 кВ. З метою покращення стабільності та безперервності електропостачання при здійсненні оперативних переключень в структурі підстанції застосовано секціоновану систему збірних шин на стороні ВН.

Таке схемне рішення досягається за рахунок включення шинних зв'язків з встановленням двох роз'єднувачів, які встановлюються між трансформаторами Т1 и Т2, а також між трансформаторами Т3 и Т4.

З метою покращення надійності електрозабезпечення у РП застосовано секціонована система збірних шин на класі номінальної напруги 6 кВ, вона вміщує шість окремих секцій. В цьому випадку виникає можливість здійснювати електропостачання таких споживачів, що мають категорію щодо безперервності живлення І та ІІ, від двох взаємозалежних джерел електричної енергії.

Для забезпечення надійного захисту щодо перенапруг внутрішнього та зовнішнього характеру в структурі РП, що модернізується заплановано використання ОПН. Ці апарати встановлюються на обладнанні збірних шин кожної секції, а також ЛЕП, що відходять. Для надійного захисту від комутаційних перенапруг ОПН встановлюються у комірках силових трансформаторів, що передбачено вже існуючою на підстанції системою захисту. Згідно вимог цієї системи ОПН розміщуються на відстані до 5 м від виводів силових трансформаторів, а також приводів роз'єднувачів.

З метою покращення умов та якості за контролем обсягів електроенергії в умовах можливого перетікання потужностей по перемичкам між окремими секціями РП, а також ЛЕП, що відходить для створення глибокого вводу,

заплановано додатково розмістити вимірювальні трансформатори струму. Для забезпечення вимірювання напруги та живлення пристроїв РЗА в зоні збірних шин вимірювальні трансформатори напруги, їх встановлено і під'єднано до кожної секції збірних шин в структурі РП.

На вводах ЛЕП застосовано додаткові елементи системи захисту від прямих попадань розрядів блискавки. Для створення максимальної уніфікації головні параметри проводів та тросів системи захисту від блискавки на ввідних порталах повітряних ЛЕП напругою 150 кВ обираються у відповідності до головних параметрів (тип та площа зрізу) вже існуючої на підстанції системи захисту.

Виходячи з вимог уніфікації та даних аналогу для підвісу проводів та тросів струмопровідного контуру на першому етапі обираються тарільчасті скляні ізолятори марки ПС - 120Б та ПС - 70Е з урахуванням умови наявності V рівню довкілля за забрудненням. Число ізоляторів у підвісних гірляндах обирається наступним чином:

- для підвісу проводів в зоні РП на клас номінальної напруги 150 кВ обирається гірлянда ізоляторів с параметрами – 16хПС70Е, а для підвісок щодо натягнення відповідно – 14хПС120Б;

- для підвісу проводів в зоні РП на клас номінальної напруги 35 кВ обирається гірлянда ізоляторів с параметрами – 5хПС120Б, а для підвісок щодо натягнення відповідно – 4хПС120Б.

Система закріплення тросу захисту від розряду блискавки обирається ізолюваною з кріпленням на анкерних кутових опорах шляхом ізолюваної фіксації тросу за використанням одного ізолятора марки 1хПС70Е.

Система захисту вводів повітряних ЛЕП від безпосереднього влучення блискавки забезпечується шляхом закріплення одного грозозахисного тросу уздовж всієї протяжності вводу. Для створення грозозахисного тросу обирається сталевий гнучкий багатодротовий канат марки ТК - 9.1. Площа зрізу грозозахисного тросу повністю задовольняє вимогам термічної міцності в умовах виникнення однофазних коротких замикань. Прийняті попередні

параметри будить уточнено на основі даних оцінки величини струму короткого замикання. Внаслідок того, що при модернізації РП має місце змінення схеми підстанції, то можливо і змінення величини струму короткого замикання. Тому на подальших етапах досліджень необхідно провести дослідження впливу змін у схемі підстанції на коливання величини струму короткого замикання.

Важливим елементом РП структура контуру заземлення. Контур заземлення зроблено як сполука з провідників з круглою сталі діаметром 16 мм у вигляді вертикально заглиблених стрижнів та горизонтальних заземлювачів того же виду, що розміщуються у землі на глибині порядку 0,5 м. Нові елементи контуру гальванічно (методом зварювання) під'єднуються до вже існуючого контуру.

Повітряна ЛЕП, що входить в структуру підстанції глибокого вводу, що проектується підключена зі сторони джерела електроенергії до однієї секції збірних шин ВРП - 35 кВ. З боку споживання в межах охоронної зони підстанції планується встановити новий силовий трансформатор з класом номінальних напруг 35/6 кВ, а також низку допоміжних систем. З боку ВН згідно технічних умов біля трансформатора планується розмістити роз'єднувач, використання якого дозволить створити необхідний рівень безпеки для оперативного та ремонтного персоналу в процесі експлуатації. З урахуванням вище сказаного схема електрична принципова підстанції, а також РП, що проектується з системою глибокого вводу приведено на рисунку 2.2.

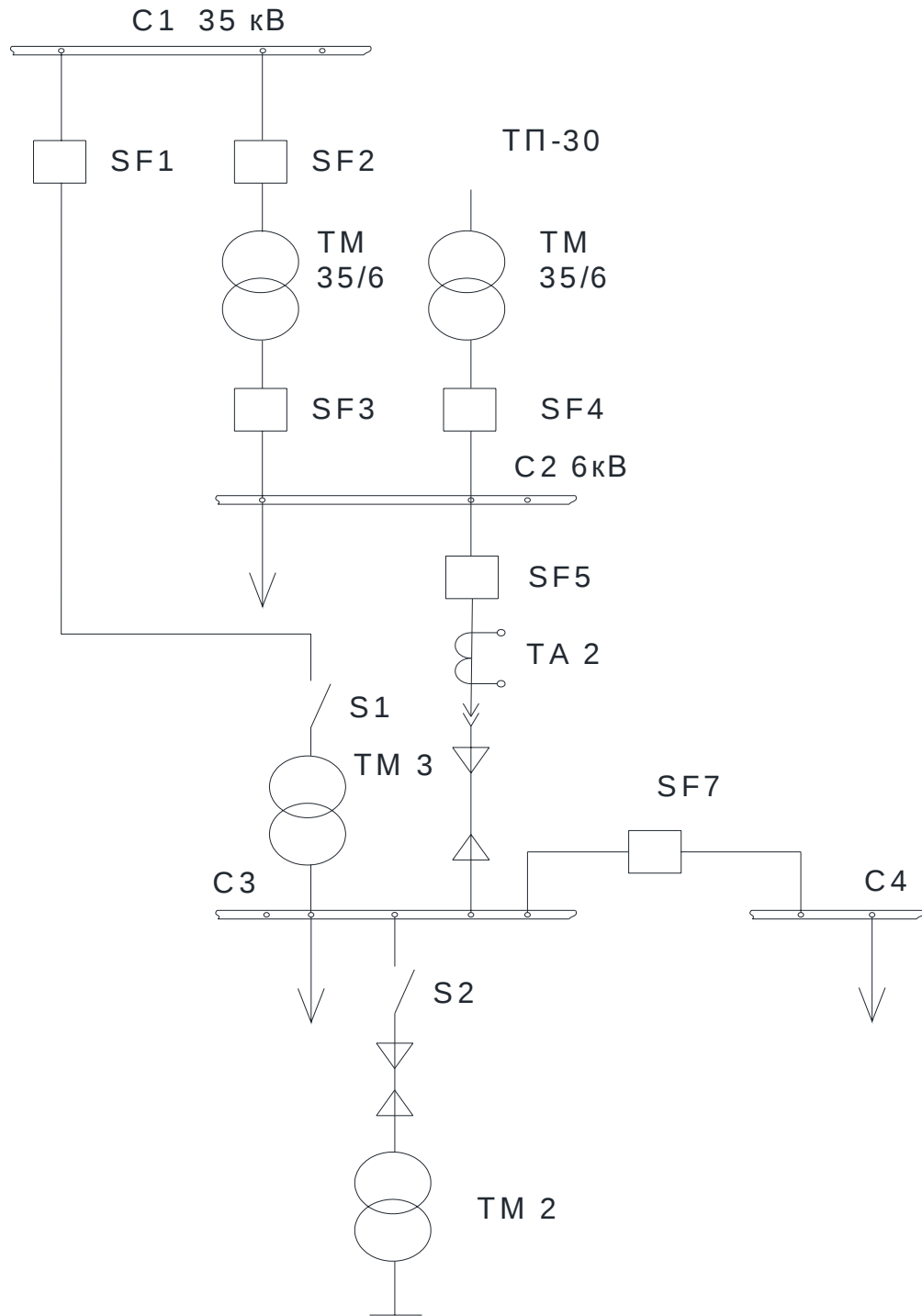


Рисунок 2.2 – Схема електрична принципова вузлової та цехової підстанції з системою глибокого вводу

З ВИЗНАЧЕННЯ ЗНАЧЕННЯ СТРУМУ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В СТРУКТУРІ СХЕМИ ГЛИБОКОГО ВВОДУ ТА ЕЛЕМЕНТАХ ЗБІРНИХ ШИН

Проведений в магістерській роботі аналіз та практичні результати щодо експлуатації систем електропостачання промислових підприємств, а також їх електроапаратної частини дозволяє зробити висновок, що однією з головних причин, що шкодить нормальній праці обладнання слід вважати короткі замикання (КЗ). Під явищем КЗ слід вважати будь-який випадок, що суперечить нормальним (номінальним) умовам експлуатації у випадку гальванічного з'єднання між різними фазами (для систем, що працюють із ізольованою нейтраллю), а для систем, які працюють із заземленою нейтраллю – замикання одної або декілька фаз між собою або землею. В структурі електричних мереж промислових підприємств з урахуванням існуючого режиму праці нейтралі, можуть виникати такі типи КЗ[1, 2, 7]:

- трифазне КЗ, яке має максимальну потужність;
- двофазне КЗ;
- двофазне КЗ на землю;
- однофазне КЗ;
- однофазне КЗ на землю в електричних колах, що експлуатуються в режимі ізольованої нейтралі.

В умовах промислової експлуатації електротехнічних систем струми КЗ мають випадковий характер і внаслідок дії систем РЗА та швидкодіючих вимикачів тривають короткий час, що перевищує 5 с. З урахуванням того, що величина струмів КЗ перевищує номінальні значення струмів у десятки разів, необхідно оцінювати негативний вплив струмів КЗ внаслідок того, що вони мають значну термічну та електродинамічну дію. Як результат впливу струмів КЗ можливо очікувати появу теплових та механічних пошкоджень електричних апаратів та електричних мереж. Струми КЗ сприяють виникненню відмов елементів головних кіл систем електропостачання, сприяти появі різного роду

аварій в структурі як генерації (електростанції) так і споживання (підстанції) електричної енергії. Найбільш важким випадком може стати виникнення системних аварій в енергосистемі. Найбільш важки наслідки можуть мати КЗ в зоні збірних шин на підстанції або РП. Таки випадки частіше за все здійснюються під негативним впливом забруднень, порушення ізоляції, яке веде до її пробою або перекриття, збої або порушення функціонування систем РЗА та комутаційних пристроїв. Наслідком КЗ на підстанціях є поява вибухів та пожеж, що тягнуть за собою дуже важки наслідки, що супроводжуються тривалою втратою живлення споживачами електричної енергії.

При появі КЗ на землю в умовах робіт з ізолюваною нейтраллю з урахуванням діючих норм та правил допустима праця електротехнічного обладнання впродовж фіксованого часу (наприклад, до шістьох годин при експлуатації кабельних мереж). Хоча такий режим не порушує електропостачання, він має власний негативний аспект, що складається з появи перенапруг. Ці перенапруги можуть сприяти появі режиму двофазного КЗ на землю, наслідком якого буде аварійне вимикання споживачів електричної енергії. На додаток, може виникати умови враження людей, а в місці торкання проводу землі зростає можливість появи пожежу за рахунок горіння електричної дуги.

В магістерській роботі на основі аналізу статистичної інформації [1, 14] а також технічної документації підстанції встановлено, що КЗ можуть траплятися за такими випадками:

- у випадку виникнення руйнації або погіршення ізоляції внаслідок поступового старіння, або під впливом атмосферних та комутаційних перенапруг;
- у випадку дії механічних впливів різного походження, наприклад у випадку проїзду високо габаритних механізмів під ЛЕП, пошкоджень внаслідок дій тварин або птахів, падіння на дроти ЛЕП різних предметів тощо;
- у випадку падіння опорних конструкцій ЛЕП;
- у випадку перемикавання проводів під дією вітру, голольоду тощо;

- у випадку невірних дій оперативного або ремонтного персоналу, наприклад:

а) невірні дії щодо розмикання кола зі струмом за допомогою роз'єднувача;

б) замикання контактів роз'єднувача на закоротку в зоні збірних шин, яка не знята після ремонту;

в) помилкові комутації у головних колах підстанції або структури РЗА, наприклад підключення під навантаження ЛЕП на КЗ у випадку, коли залишено переносні заземлювачі після закінчення ремонтних робіт тощо.

У випадку появи КЗ виникає суттєве зростання температури нагріву, що сприяє пошкодженню окремих частин струмопровідного контуру і як наслідок цього ізоляційної конструкції. Крім того, негативним наслідком КЗ є поява значних за величиною електродинамічних зусиль, що сприяють механічній руйнації частин електричних апаратів. Більш того, можливе зменшення номінальної напруги внаслідок КЗ буде приводити до зниження величини обертового моменту електродвигунів, зростання моменту гальмування, що може привести до повної зупинки електричної машини. Як негативним наслідком КЗ можна рахувати появу порушення нормального функціонування деяких ланок електричних мереж, що може привести до обезструмлення споживачів електричної енергії. В експлуатації мають місце випадки, коли під дією КЗ формується потужний електромагнітний імпульс, що має негативний вплив на цинії зв'язку та пристрої автоматики, наприклад на залізничному транспорті та у системі високочастотного зв'язку.

Підсумовую вище приведене, оцінка величини струмів КЗ з урахуванням всіх технічних рішень та структури підстанції для подальших досліджень, що планується провести у магістерській роботі, плануються використати в якості початкових параметрів для наступних напрямків досліджень:

- при проведенні порівняльного оцінювання та формування найбільш раціонального схемного рішення головних кіл підстанції, що модернізується;

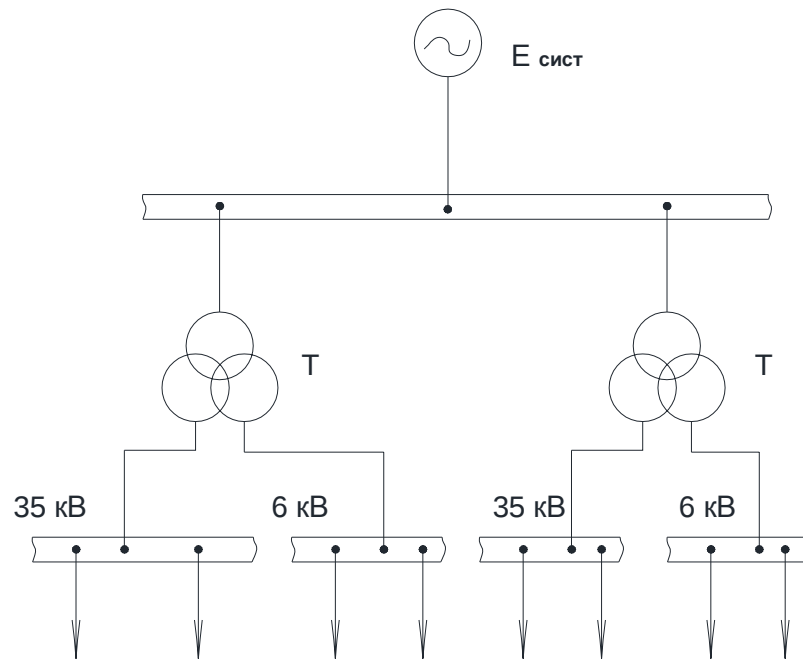
- при проведенні обрання типів електроапаратного обладнання для комплектації оновленої схеми підстанції та її РП;
- при проведенні аналізу стану споживачів електричної енергії у випадку аварійної ситуації. А також налаштування пристроїв РЗА;
- для уточнення структури, конструкції та уточнення характеристик елементів контуру заземлення;
- при проведенні дослідження щодо впливу струмів КЗ на лінії високочастотного зв'язку, що використовує високовольні ЛЕП;
- при проведенні визначення та обрання елементної бази системи захисту від перенапруг, наприклад ОПН тощо.

Аналіз технічної інформації показує, що процедура оцінки величини струмів КЗ достатньо складна. Головною причиною цього є необхідність використання значного числа параметрів, що мають відношення до підстанції та енергосистеми взагалі. Тому для спрощення розрахунків вводиться низка припущень, що не створюють значних похибок при проведенні розрахунків, до яких відносяться такі [5]:

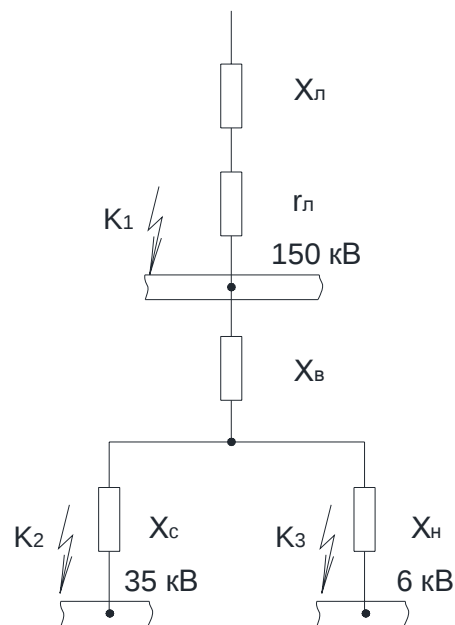
- вважаються незмінними від струму КЗ значення індуктивних опорів для головних складових кола, де трапилося КЗ;
- не враховуються ємнісні провідності на землю окремих частин кола, де трапилося КЗ;
- не враховуються струми намагнічування силових трансформаторів;
- трифазна система, де виникло КЗ буде симетричною;
- вплив навантаження на величину струму КЗ здійснюється на основі попереднього аналізу.

Для здійснення визначення величини струмів КЗ на першому етапі з введенням означених вище припущень створюється принципова електрична схема, що приведено на рисунку 3.1.а. Для цієї схеми та її складових апаратів основні необхідні початкові характеристики показано в таблиці 3.1. Умовні точки виникнення КЗ визначаються для характерних точок електричної схеми за умовою, щоб електричні апарати, які будуть обиратися у процесі

модернізації РП, мали найбільш важки умови експлуатації. В якості розрахункових точок з найбільш важкими діями струмів КЗ можливо рахувати збірні шини класів номінальної напруги ВН та СН. Як приведено на рисунку 3.1.б, в структуру схеми заміщення такі елементи електричної мережі, як енергетична система, силові трансформатори, повітряна ЛЕП характеризуються такими параметрами, як індуктивні опори.



а)



б)

а) схема електрична принципова; б) розрахункова схема заміщення.
Рисунок 3.1 – Графічна модель для визначення струмів КЗ в критичних
точках (збірні шини) всіх класів номінальних напруг

Як показує аналіз, в структурі схеми підстанції лінійні параметри окремих частин струмопровідного контуру достатньо мали. В цьому випадку можливо рахувати, що їх активні опори не повинні суттєво впливати на загальний опір схеми заміщення, що дає можливість у подальшому розрахунку їх не використовувати.

При побудові схеми заміщення електричної частини підстанції, що модернізується треба враховувати таку особливість. Як правило в процесі експлуатації силові трансформатори в умовах праці знижувальних підстанцій працюють відокремлено на збірні шини СН та НН. Таки дії є наслідком отримання зменшення величини струмів КЗ в структурі схеми.

Таблиця 3.1 – Початкові параметри щодо складових електричної схеми підстанції, що застосовуються при визначенні величини струмів КЗ

Позначення	Тип обладнання	Потужність S_n , кВА	Напруга КЗ U_k , %		
			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
T1	ТДТН	63000	10,7	18,4	7,5
T2	63000/150 ТРДН 32000/150	32000	9,2	9,2	16,7

На основі вище встановленого місця розрахункових точок виникнення КЗ для схеми заміщення, що розглядається (див. рисунок 3.1.б) будуть такими:

- розрахункова точка К1 обирається в зоні збірних шин ВН підстанції в структурі ВРП - 150 кВ;
- розрахункова точка К2 обирається в зоні збірних шин СН підстанції в структурі ВРП - 35 кВ;
- розрахункова точка КЗ обирається в зоні збірних шин НН підстанції в структурі ЗРП - 6 кВ.

Визначення величини струмів КЗ на основі схеми (див. рисунок 3.1.б) здійснюється за використанням матеріалів [5, 6] і для спрощення розрахунків проводиться у відносних одиницях. При такому режимі всі параметри приводяться до базисної потужності та базисній напруги. За базисну напругу слід прийняти номінальну напругу ступеня трансформації, де виникло КЗ. Для попередньо визначених місць виникнення КЗ в якості базових напруг зручно прийняти значення максимальних робочих напруг, тобто:

$$U_{Б.150} = 172 \text{ кВ}, U_{Б.35} = 37 \text{ кВ}, U_{Б.6} = 6,3 \text{ кВ}$$

Для визначення базисної потужності S_B зручно прийняти потужність силового трансформатора головної знижувальної підстанції S_T або умовною одиницю потужності, що складає 100 МВА. З урахуванням вище сказаного для проведення подальших розрахунків в якості базисної потужності буде:

$$S_B = S_T = 63 \text{ МВА}$$

Виходячи з того, що обсяг початкових даних не повний, а також з метою спрощення здійснення розрахунків обираємо наступне припущення: в якості джерела струму КЗ рахується система без кінцевої потужності з наступними параметрами:

$$S_{\text{сист}} = \infty; \quad X_{\text{сист}} = 0.$$

З урахуванням всього вище названого, кінцевий вигляд розрахункової схеми заміщення приведено на рисунку 3.1.б. Для всіх визначених точок КЗ розраховуються значення базисного струму на основі рівняння:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B},$$

$$I_{Б.150} = \frac{63}{\sqrt{3} * 172} = 0,211 \text{ кА},$$

$$I_{Б.35} = \frac{63}{\sqrt{3} * 37} = 0,98 \text{ кА},$$

$$I_{Б.6} = \frac{63}{\sqrt{3} * 6,3} = 5,77 \text{ кА}$$

В процесі визначення величини струму КЗ в зоні збірних шин ВРП - 150 кВ (контрольна точка К1) домінуючий ефект щодо обмеження струму КЗ формує повітряна ЛЕП, головні характеристики якої показано в таблиці 3.2. Виходячи з цього, розраховується величина приведенного повного опору ЛЕП на основі рівняння:

$$Z_{л} = Z_{уд} * l \frac{S_{Б}}{U_{Б.150}^2},$$

де $Z_{уд}$ – повний електричний опір ЛЕП.

Таблиця 3.2 – Початкові дані для розрахунків трифазної ЛЕП

Марка проводу	Найбільший допустимий струм, А	Активний опір ЛЕП, Ом/км	Реактивний опір ЛЕП, Ом/км	Повний опір ЛЕП, Ом/км	Довжина ЛЕП, км
АС-400	2400	0,08	0,383	0,39	18

$$Z_{л} = 0,39 * 18 \frac{63}{172^2} = 0,015$$

Розраховується значення струму КЗ для контрольної точки К1 (на стороні збірних шин ВРП - 150 кВ) наступним чином:

$$I_{K.150} = \frac{I_{B.150}}{Z_{Л}} = \frac{0,211}{0,015} = 14,07 \text{ кА}$$

Для того, щоб спростити процес визначення величини струму КЗ в зоні збірних шин ВРП - 35 кВ (контрольна точка К2 див. рисунок 3.1) вводимо таке припущення. Як показує аналіз довідкової літератури [3, 5, 7], питома вага активного опору трансформатора складає нижче 10 % відносно його загального опору, що дає можливість стверджувати, що для наступних розрахунків активний опір трансформатора допустимо не враховувати. Знаходяться значення індуктивного опору трансформатора за використанням базисних одиниць. Для триобмоточного трансформатора значення приведенного індуктивного опору для обмотки ВН можливо розрахувати на основі наступного рівняння [5, 6]:

$$X_B = \frac{1}{200} (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}) \frac{S_B}{S_H},$$

де U_K – напруга КЗ між відповідними обмотками трансформатора, %;

S_H – номінальна потужність силового трансформатора.

$$X_B = \frac{1}{200} (10,7 + 18,4 - 7,5) \frac{63}{63} = 0,108$$

Визначається величина приведенного активного опору для обмотки СН на основі такого рівняння:

$$X_C = \frac{1}{200} (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) \frac{S_B}{S_H},$$

$$X_C = \frac{1}{200} (10,7 + 7,5 - 18,4) \frac{63}{63} = -0,001$$

Знаходиться величина загального опору у колі протікання струму КЗ наступним чином:

$$Z_{35} = Z_L + X_B + X_C = 0,015 + 0,108 - 0,001 = 0,122$$

Розраховується значення струму КЗ у контрольній точці К2 (в зоні збірних шин ВРП - 35 кВ) на основі рівняння:

$$I_{K.35} = \frac{I_{B.35}}{Z_{35}} = \frac{0,98}{0,122} = 8,03 \text{ кА}$$

Для наступного розрахунку значення струму КЗ в зоні збірних шин ЗРП - 6 кВ (контрольна точка КЗ) необхідно визначити величину приведенного індуктивного опору обмотки НН за допомогою рівняння:

$$X_H = \frac{1}{200} (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}) \frac{S_B}{S_H},$$

$$X_H = \frac{1}{200} (18,4 + 7,5 - 10,7) \frac{63}{63} = 0,076$$

Оцінити величину загального опору повного кола КЗ можливо за таким рівнянням:

$$Z_6 = Z_L + X_B + X_H,$$

$$Z_6 = 0,015 + 0,108 + 0,076 = 0,198$$

Значення струму КЗ в контрольній точці КЗ (в зоні збірних шинах ЗРП - 6 кВ) можливо оцінити на основі рівняння:

$$I_{K.6} = \frac{I_{B.6}}{Z_6} = \frac{5,77}{0,198} = 29,14 \text{ кА}$$

Отримані на основі вище проведеного розрахунку величини струмів КЗ з урахуванням прийнятих вище припущень слід вважати декілька (приблизно на 10 %) завищеними. Таке явище є наслідком того, що не прийняти до уваги складові активних опорів окремих складових у схемі заміщення. Але, якщо враховувати той факт, що в структурі споживання присутні електродвигуни великої потужності, наприклад в системі вентиляції та газоочищення, факт завищення струму КЗ слід вважати компенсованим внаслідок присутності ефекту підживлення місця, де виникло КЗ за рахунок працюючих потужних електродвигунів, особливо в умовах праці в класі номінальної напруги 6 кВ.

4 РОЗРОБКА СТРУКТУРИ ТА ОБРАННЯ КОНСТРУКТИВНИХ РІШЕНЬ ЩОДО ОКРЕМИХ ІЗОЛЯЦІЙНИХ ПРОМІЖКІВ В СТРУКТУРІ СХЕМИ ГЛИБОКОГО ВВОДУ

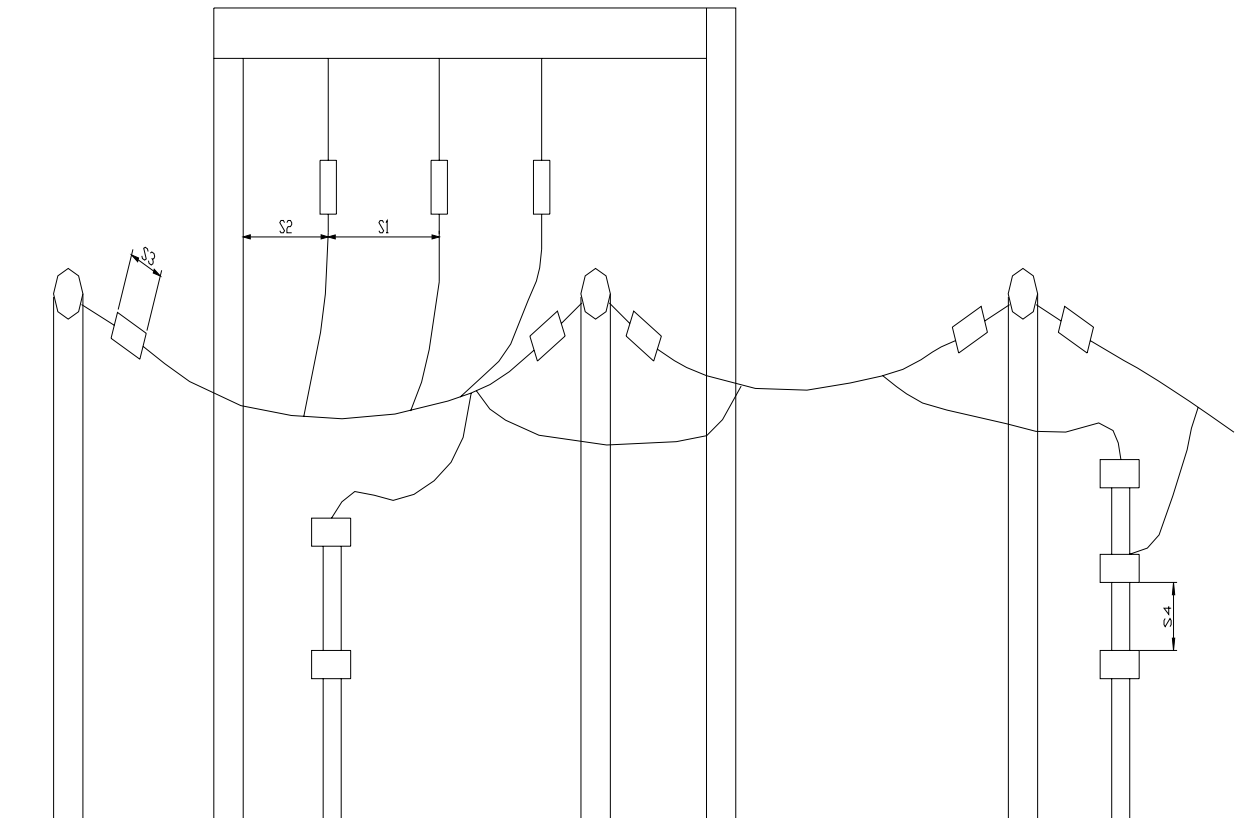
В структурі електричних апаратів та елементів РП високої напруги електрична ізоляція займає важливе місце і є однією визначаючих складових елементів будь-якого РП. Її структура та характеристики значною мірою впливають на такі характеристики РП, як габаритні параметри, рівень працездатності, протяжність роботи, а також як слідство – коштовність та ефективність. В елементах електротехнічної частини підстанції, де проводиться модернізація необхідний стан ізоляції повинен бути створений між частинами струмопровідного контуру, що мають високий потенціал та конструктивними частинами з нульовим потенціалом (заземленими), а також між частинами контуру з високим потенціалом але з різними класами номінальних напруг [2, 7, 8]. В електричних колах ВРП – 35 кВ, що модернізується мають місце три головних види ізоляційних відстаней, які приведено на рисунку 4.1. До вище означених проміжків можливо віднести наступні:

- по-перше, це повітряні проміжки S1, S2, що створено гнучкими шинами між елементів з різними потенціалами;
- по-друге, це відстані у повітрі уздовж зовнішньої поверхні твердого ізолятора S3, S4, що утворюються відповідно гірляндою підвісних ізоляторів та опорно-ізоляційною покришкою;
- і на останнє, це ізоляційні відстані крізь товщу твердих ізоляційних матеріалів S5.

Необхідну міру ізоляції можливо створити за рахунок обрання лінійної довжини повітряного проміжку, що розглядається. Ізоляційні проміжки повинні обиратися з урахуванням, щоб вони витримували прикладення випробувальної напруги промислової частоти, при умові, щоб отримати потрібний запас електричної міцності. Величина електричної міцності ізоляції характеризується низкою чинників, такими як пробивна напруга в повітрі, в ізоляційному

середовищі та уздовж поверхні твердого ізоляційного матеріалу [7, 8]. Ізоляційні конструкції проектуються для визначеного класу номінальної напруги та завданих умов функціонування. На основі вище приведених умов, на рисунку 4.1 за умовами конкретизації показано головні розрахункові ізоляційні відстані:

- проміжок S_1 характеризує відстань у оточуючим повітрі між гнучкими проводами збірних шин близь розташованих різних полюсів. Цій проміжок знаходиться під дією лінійної напруги;
- проміжок S_2 характеризує відстань у оточуючим повітрі між гнучкою шиною и порталом, що має нульовий потенціал;
- проміжок S_6 характеризує відстань у оточуючим повітрі між елементами збірних шин ВН та СН;



исунок 4.1 – Основные расчетные изоляционные промежутки в проектируемом ВРП - 35 кВ

- проміжки S3 та S4 характеризують відстані у оточуючому повітрі уздовж зовнішній поверхні відповідно гірлянди підвісних ізоляторів та опорно-ізоляційної покривки ОПН;

- проміжок S5 характеризує відстань крізь товщу твердого ізолятора (на рисунку 4.1 не показано).

4.1 Оцінювання величини ізоляційних відстаней в повітряному середовищі з урахуванням умов експлуатації

На попередньому етапі роботи виявлено, що величину ізоляційного проміжку, що створює безаварійну працю РП, а також його складових у зафіксованих умовах функціонування, забезпечують розрахункові розрядні напруги. Оцінку величини розрядних напруг можливо здійснити при використанні матеріалів, що приведено в [7, 8]. Якщо електрообладнання розміщено на висоті над рівнем моря, що не більше, ніж 1000 метрів, для випадку ВРП значення розрахункової напруги зручно оцінити за таким рівнянням:

$$U_{\text{расч}} = 1,1 * U_{\text{исп}}, \quad (4.1)$$

де $U_{\text{исп}}$ – нормована випробувальна напруга в умовах зовнішнього встановлення електричного апарату.

Із врахуванням того, що розрахунок проводиться за емпіричними формулами, значення $U_{\text{расч}}$ розраховується для двох видів випробувальних напруг – в умовах дії напруги промислової частоти 50 Гц ($U_{\text{расч}}$), а також при дії напруги повного грозового імпульсу ($U_{\text{расч.гр}}$). Для наступних розрахунків в якості кінцевого розрахункового значення ізоляційної відстані слід обрати найбільше з двох отриманих вище, тобто при дії $U_{\text{расч}}$ та $U_{\text{расч.гр}}$.

Значення випробувальних напруг знаходяться на основі особливостей відстаней, що обираються на основі даних [7] і для проміжків S1 та S2 будуть складати:

$$S1; U_{\text{исп}} = 130 \text{ кВ}, U_{\text{исп.гр}} = 220 \text{ кВ},$$

$$S2; U_{\text{исп}} = 105 \text{ кВ}, U_{\text{исп.гр}} = 185 \text{ кВ}$$

Значення розрахункових напруг розраховуються за рівнянням (4.1) і для вище позначених проміжків S1 та S2 будуть такі:

$$S1; U_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 130 = 143 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{расч.гр}} = 1,1 \cdot 220 = 242 \text{ кВ},$$

$$S2; U_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 105 = 116 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{расч.гр.}} = 1,1 \cdot 185 = 204 \text{ кВ}$$

Значення ізоляційних відстаней S1 та S2 розраховується на основі визначеної напруги, що прикладається та форми електродів, що їх складають. Таким чином в умовах величини $U_{\text{расч}}$ від 40 кВ до 380 кВ промислової частоти та стандартизованого вигляду електродів голка – голка за даними [7] будемо мати таке:

$$S = 0,27 \cdot U_{\text{расч}} - 2,7$$

Тоді лінійні розміри для проміжків S1 та S2 будуть наступними:

$$S1_{\text{расч}} = 0,27 \cdot 143 - 2,7 = 36 \text{ см},$$

$$S2_{\text{расч}} = 0,27 \cdot 116 - 2,7 = 29 \text{ см}$$

В умовах прикладення повних грозових імпульсів для стандартизованої форми електродів стрижень – заземлений стрижень та значення $U_{\text{расч}}$ від 230 кВ

до 5300 кВ значення повітряної відстані визначається на основі такого рівняння. Якщо полярність грозового імпульсу буде позитивною отримаємо:

$$S_{+} = 0,188(U_{\text{РАСЧ.ГР}} - 180) + 30 \quad (4.2)$$

Якщо полярність грозового імпульсу буде негативною, то будемо мати:

$$S_{-} = 0,138(U_{\text{РАСЧ.ГР}} - 400) + 34 \quad (4.3)$$

Тоді на основі рівнянь (4.2) та (4.3) для відстані у повітрі S1 будемо мати наступні дані:

$$S1_{+} = 0,188(242 - 180) + 30 = 42 \text{ см},$$

$$S1_{-} = 0,138(242 - 400) + 30 = 10 \text{ см}$$

Як показує розрахунок, в найбільш важких умовах знаходиться повітряна ізоляція в умовах, коли імпульс має позитивну полярність. Згідно цього висновку для відстані S2 на основі рівняння (4.2) можливо записати:

$$S2_{+} = 0,188(204 - 180) + 30 = 35 \text{ см}$$

За аналогічною методикою можливо провести розрахунок всіх необхідних повітряних ізоляційних проміжків. Дані розрахунку для найбільш важких умов експлуатації повітряних проміжків показано у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Висновки щодо оцінки відстаней у повітрі для найбільш важких умов експлуатації ВРП – 35 кВ

Проміжок	Розрахункове значення відстані у повітрі, см		
	При промисловій частоті 50 Гц	При грозовому імпульсі	Кінцеве значення проміжку
S1	36	42	45
S2	29	35	38

В практичних умовах величини ізоляційних проміжків у повітрі слід вибирати трохи більшими, ніж їх розрахункові значення. Ця умова пов'язана з тим, що практично неможливо врахувати низку таких чинників, як специфіку конструкцій елементів лінійної арматури, а також вплив електричних полів, що утворює інша апаратура, що розміщено в структурі РП. На додаток до цього при проведенні розрахунків повинно враховуватися наявність негативного впливу таких чинників довкілля, як специфіку промислових підприємств, що створюють підвищену концентрацію агресивних та шкідливих речовин в повітряне середовище, підвищену вологість сумісно із соленими туманами (у приморських регіонах), тощо.

4.2 Оцінювання величини ізоляційних відстаней в умовах перекриття уздовж поверхні опорних ізоляторів та їх обрання

В структурі РП високої напруги до найбільш масових елементів можливо віднести опорні та підвісні ізолятори. Їх головними функціями є механічне кріплення та забезпечення електричної ізоляції щодо частин струмопровідного контуру, що мають різні потенціали між собою та заземленими елементами. За своїм призначенням всі ізолятори можливо поділити на два види: на лінійні та апаратні [3, 7, 8, 18]. До категорії лінійних відносяться такі ізолятори, які здійснено в більшості для використання в структурі ЛЕП, наприклад в структурі РП, що модернізується для закріплення до порталів гнучких шин у ВРП - 35 кВ (повітряна відстань S3, див. рисунок 4.1). До категорії апаратних відносяться такі ізолятори, використовуються для праці у структурі різних електричних апаратів та пристроїв. За подальшою класифікацією апаратні ізолятори можливо поділяти на опорні та прохідні. Характерним представником опорних ізоляторів можливо вважати ізолятор, який забезпечує кріплення полюсу вакуумного вимикача або ОПН (ізоляційна відстань S4, див. рисунок 4.1).

Процес електричного розрахунку опорного ізолятора здійснюється з метою оцінки таких параметрів, як його активна висота, кількості та геометричних розмірів ребер на зовнішній поверхні, а в ізоляторах з внутрішньою порожниною ще й товщини ізоляційної стінки. Найбільш зручні методики розрахунку та обрання вище означених характеристик ізоляторів надається у матеріалах [7, 8]. Перелік необхідних початкових параметрів для проведення розрахунку та обрання ізоляторів надано у таблиці 4.2.

Величина такого параметру ізолятора як активна висота опорного ізолятора (геометричний проміжок між його фланцями) оцінюється величиною нормованої випробувальною напруги зовнішньої ізоляції в сухому стані $U_{\text{сух}}$ а також під дощем $U_{\text{дож}}$ для промислової частоти 50 Гц, а також випробувальною напругою грозових імпульсів $U_{\text{гр}}$. В якості початкових даних для розрахунку активної висоти використовуються розрахункові розрядні напруги, величину яких можливо визначити за умовою [7]:

$$U_{\text{РАСЧ.СУХ(ДОЖ)}} = K_{\text{ЗАП}} * K_{\text{В}} * U_{\text{ИСП.СУХ(ДОЖ)}}, \quad (4.4)$$

Таблиця 4.2 – Перелік початкових даних та параметрів для розрахунку та обрання опорного ізолятора для використання в структурі ВРП – 35 кВ

Параметр	Розмірність параметру	Значення параметру
1. Номінальна напруга електричної мережі	кВ	35
2. Рід встановлення	-	зовнішнє
3. Кліматичне виконання	-	ХЛ, УХЛ
4. Спосіб кріплення арматури	-	зовнішнє цементна заділка
5. Конфігурація ізолятора	-	циліндричний полий

6. Максимальний згинальний момент, що може діяти на ізолятор	Нм	320
7. Категорія ізоляції згідно довжині шляху витоку по зовнішній поверхні	-	Б

де $K_{\text{зап}}$ – коефіцієнт запасу, за допомогою якого можливо врахувати негативну дію таких параметрів, як зовнішні чинники, негативні наслідки можливої аварії та їх вага, тощо. З урахуванням конкретних умов експлуатації величина цього коефіцієнту може бути від 1,05 до 1,2;

$K_{\text{в}}$ – коефіцієнт, за допомогою якого враховується висота встановлення ізолятора над рівнем моря, що перевищує 1000 метрів, однак може бути не більш, ніж 3500 метрів. При подальшому розрахунку електричної ізоляції в межах РП, що модернізується в якості першого наближення складає 1,0;

$U_{\text{исп.сух(дож)}}$ – випробувальна напруга для зовнішньої ізоляції при її сухому стані ($U_{\text{исп.сух}}$) та під дощем ($U_{\text{исп.дож}}$).

Числове значення коефіцієнту $K_{\text{зап}}$ можливо визначити за матеріалами [8]. Як показав проведений вище аналіз умов експлуатації РП, в безпосередній липкості від підстанції та її РП зафіксовано наявність достатньо високого рівню забрудненості довкілля. В таких умовах слід очікувати випадання істотного забруднення поверхонь опорних та підвісних ізоляторів за рахунок промислових викидів. В таких умовах суттєво зростає ймовірність одночасного випадку спів падання таких важких для ізоляції умов, як максимальне забруднення та інтенсивне зволоження поверхні ізолятора. З урахуванням цього найбільш важкого для ізоляції випадку експлуатації обираємо значення $K_{\text{зап}}$ таого, що дорівнює 1,5.

На основі матеріалів [7] визначаються величини випробувальних напруг, яки будуть складати:

$$U_{\text{исп.сух}} = 105 \text{ кВ}, U_{\text{исп.дож}} = 85 \text{ кВ}, U_{\text{исп.гр}} = 185 \text{ кВ}$$

Розраховується значення активної висоти опорного ізолятора для зовнішнього встановлення при номінальній напрузі 35 кВ без застосування системи екранування (тороїдальний екран) в умовах дії напруги промислової частоти на основі рівняння:

$$h_{\text{АКТ}} = 115 - \sqrt{13225 - 50 \cdot U_{\text{РАСЧ}}} \quad (4.5)$$

Значення $U_{\text{расч}}$ можливо оцінити за рівнянням (4.4) наступним чином:

$$U_{\text{расч.сух}} = 1,5 \cdot 1 \cdot 105 = 168 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{расч.дож}} = 1,5 \cdot 1 \cdot 85 = 136 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{расч.гр}} = 1,5 \cdot 1 \cdot 185 = 296 \text{ кВ}$$

Розраховується значення активної висоти ізолятора за використанням умови (4.5), якщо має місце суха зовнішня поверхня ізолятора:

$$h_{\text{АКТ.СУХ}} = 115 - \sqrt{13225 - 50 \cdot 168} = 46 \text{ см}$$

Розраховується значення активної висоти ізолятора, якщо він знаходиться під дощем за умовою:

$$h_{\text{АКТ.ДОЖ}}^3 = 0,444 \cdot U_{\text{РАСЧ.ДОЖ}},$$

$$h_{\text{АКТ.ДОЖ}}^3 = 0,444 \cdot 136 = 61 \text{ см}$$

Розраховується значення активної висоти ізолятора в умовах прикладення випробувальної напруги повного грозового імпульсу за такою умовою:

$$h_{\text{акт.гр}} = 0,167 \cdot U_{\text{расч.гр}},$$

$$h_{\text{акт.гр}} = 0,167 \cdot 296 = 50 \text{ см}$$

Кінцеві значення щодо визначення головних ізоляційних відстаней приведено в таблиці 4.3.

За результатами, що показано у таблиці 4.3 в якості кінцевого значення активної висоти опорного ізолятора, що працює в структурі РП для подальших досліджень слід обрати $h_{\text{акт}} = 65$ см.

За вище обраною активною висотою опорного ізолятора виникає можливість встановити зовнішню конфігурацію ізолятора. Як показують матеріали [7, 8] ізолятори, що працюють в умовах зовнішнього встановлення мають на зовнішній поверхні ребра у формі парасольки з капельницями та кільцевими заглибленнями, які запобігають затіканню дощової води на нижню поверхню ребер.

Таблиця 4.3 – Визначальні дані щодо розрахунку активної висоти опорного ізолятора

Активна висота	Активна висота	Активна висота	Результуюча
для сухої поверхні, $h_{\text{акт.сух}}$, см	для вологої поверхні, $h_{\text{акт.дож}}$, см	при грозових імпульсах, $h_{\text{акт.гр}}$, см	активна висота, $h_{\text{акт}}$, см
46	61	50	65

Для подальшого розрахунку в якості головних параметрів обираються такі параметри, як виліт ребра – h_p , відстань між рядом розташованими ребрами – t_p та число ребер на поверхні ізолятора – n . У практичних випадках з метою спрощення процесу розрахунку вище позначені параметри зафіксовано для набору ребер стандартної конфігурації, які показано в матеріалах [7]. Головні етапи розрахунку показано у [7, 8]. На основі експериментальних досліджень встановлено, що має місце відповідна кореляція щодо параметрів h_p та t_p . За результатами експериментальних досліджень доказано, що у випадку, коли має місце виконання умови:

$$h_p \geq 0,5 \cdot t_p, \quad (4.6)$$

то в екстремальних умовах експлуатації електричний розряд, що трапляється не буде розвиватися уздовж поверхні твердої ізоляції (ребер), а починає розвиватися крізь повітря між зовнішніми краями ребер. В таких умовах напруга, що витримується ізолятором під дощем не буде зростати. У практичних випадках для того, щоб створити необхідну довжину шляху витоку виникає потреба у підвищенні співвідношення h_p до t_p до значень більших за тіх, що потребує умова (4.6). За використанням даних [7] для наступних досліджень слід обрати для ізоляторів із зовнішнім діаметром до 200 мм значення параметру h_p , що складає 5 см. Тоді кількість ребер, що розміщено на зовнішній поверхні ізолятора, при умові отримання необхідної довжини шляху витоку визначається наступним чином:

$$h_p = (l_{п.у} - h_{акт}) / (l_{ут} - l_2), \quad (4.7)$$

де $l_{п.у}$ – довжина шляху витоку уздовж зовнішньої ізоляції; для встановленої категорії ізоляції Б буде складати 105 см;

$h_{акт}$ – активна висота ізолятора, яка складає 65 см;

$l_{ут}$ – довжина шляху витоку уздовж поверхні ребра; її значення встановлюється за даними [7], з урахуванням стандартних значень за допомогою наступної умови:

$$l_{ут} = f(h_p); \quad l_{утеч} = 12,1 \text{ см};$$

l_2 – параметр ребра ізолятора; його величина визначається з урахуванням стандартних величин на основі рекомендацій [7] з використанням такої умови:

$$l_2 = f(h_p); \quad l_2 = 4,1 \text{ см}$$

Згідно рівняння (4.7) знаходиться кількість ребер на зовнішній поверхні опорного ізолятора наступним чином:

$$n_p = (105 - 65)/(12,1 - 4,1) = 5$$

Розраховується величина параметру t_p наступним чином:

$$\begin{aligned} t_p &= l_2 + [h_{AKT} - l_2 * n_p - (2,5...7,5)]/(n_p - 1), \\ t_p &= 4,1 + [65 - 4,1 * 5 - 3]/(5 - 1) = 14,5 \text{ см} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Контролюється виконання рівняння (4.6):

$$\frac{h_p}{t_p} \leq 0,5; \quad \frac{5}{14,5} = 0,35 \leq 0,5$$

Перевірка умови (4.6), що характеризує умови появи пробою по повітряю між зовнішніми виступами ребер ізолятора забезпечується. В такому випадку можливо стверджувати, що така опорна ізоляційна конструкція зможе забезпечити надійну експлуатацію електричних апаратів при найбільш несприятливих умовах, що буде мати довілля.

Потрібне число ребер уздовж зовнішній поверхні опорного ізолятору, що витримає прикладення номінальної напруги в умовах випадання дощу, визначається таким чином:

$$n_{p,д} = (U_{PACЧ,д} - 3,56 * h_{AKT}^{0,77}) h_p / (2,65 * a_p * t_p^{0,6}), \quad (4.9)$$

де a_p – мінімальний повітряний проміжок між ребрами, його величина визначається на основі матеріалів [5, 7] і для подальших розрахунків завдається 6 см.

Тоді на основі (4.9) отримаємо наступне:

$$n_{p.д} = (136 - 3,65 * 65^{0,77})5 / (2,65 * 6 * 14,5^{0,6}) = 7$$

Уточнюється виконання умови (4.6) при роботі ізолятора в екстремальних умовах знаходження під дощем наступним чином:

$$t_{p.д} = 4,1 + [65 - 4,1 * 7 - 3] / (7 - 1) = 8,9 \text{ см},$$

$$\frac{h_p}{t_{p.д}} = \frac{5}{8,9} = 0,56$$

За даними оцінки можливо стверджувати, що умова (4.6) в умовах дощового середовища не виконується. В цьому випадку потрібно застосувати стандартизоване ребро наступного за величиною розміру, що має більше значення довжини вильоту ребра. В умовах опорного ізолятора, що проектується слід обрати стандартне ребро з параметром h_p , що дорівнює 6 см.

Подальшим етапом щодо оцінки активної висоти опорного ізолятора є визначення можливості розміщення в її межах потрібної кількості ребер з урахуванням засобів закріплення ізолятору. Якщо використовується закріплення арматури за використанням цементного розчину марки 500, проміжок між нижнім ребром та арматурою l_3 може коливатися від 1,5 см до 8 см згідно даних [7]. Якщо цементування здійснюється зі сторони ребер (у більшості випадків), то значення параметру l_3 , обирається таким, що дорівнює 5 см. В цьому випадку необхідно провести уточнення активної висоти ізолятора, що здійснюється наступним чином:

$$h_{\text{акт.ут.}} = 2 \cdot l_3 + h_{\text{акт.}},$$
$$h_{\text{акт.ут.}} = 2 \cdot 5 + 50 = 60 \text{ см}$$

Як показують розрахунки мінімальна активна висота складає 60 см, дає можливість стверджувати що систему ребер, що обрано можливо розмістити на циліндричній частині опорного ізолятора із потрібним запасом.

5 ОБРАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ТА ЕЛЕМЕНТІВ СТРУКТУРИ ПІДСТАНЦІЇ ЖИВЛЕННЯ ТА СИСТЕМИ ГЛИБОКОГО ВВОДУ З НОМІНАЛЬНОЮ НАПРУГОЮ 35 КВ

На основі вище проведених досліджень визначено, що основним завданням при проведенні модернізації підстанції живлення системи глибокого вводу ставиться підвищення пропускної спроможності. При цьому необхідно забезпечити підвищення надійності забезпечення електричною енергією головних її споживачів і досягнути зменшення втрат напруги в розподільних мережах. Останнє особливо гостро стоїть перед електричними мережами живлення виробництв з великим споживанням електроенергії.

Для того, щоб реалізувати поставлену мету у магістерській роботі запропоновано реалізувати глибокий ввід номінальної напруги класу 35 кВ при максимальнім наближенні її споживачів зі значним обсягом електро споживання. Для цього в якості джерела живлення обрано найближчу вузлову підстанцію, що належить до генерального плану підприємства. Як показує аналіз схеми, ВРУ – 35 кВ є вельми складним електроенергетичним вузлом. Він вміщує в себе такі складові, як вимикачі, роз'єднувачі, системи та секції збірних шин, а також низку повітряних ЛЕП, за допомогою яких забезпечується живлення.

Аналіз оперативних та технічних матеріалів підстанції, який здійснено у магістерській роботі, дає можливість стверджувати, що більша частина комутаційної апаратури РП, що розглядається, вже майже відпрацювала власні терміни експлуатації і потребує заміни. До цього слід додати наявність такої негативної риси, як моральне старіння та відсутність елементної бази для проведення ремонтів (аналогічне обладнання знято з виробництва і запасні частини до нього відсутні). Як наслідок вище означеного встає потрібність проведення часткової модернізації існуючих систем електропостачання шляхом заміни таких електричних апаратів, як лінійних вимикачів, вимірювальних трансформаторів, ОПН тощо [9, 10]. Для проведення такої модернізації та

удосконалення підстанції з її РП в магістерській роботі здійснюється аналіз та обрання таких видів електричних апаратів.

5.1 Огляд конструкції та обрання мережевих вимикачів

Як показує аналіз оперативної інформації підстанції, головними з найбільш навантажених електричних апаратів в структурі РП, що більшою мірою впливають на показники безперервності та надійності праці обладнання ВРП-35 кВ, можливо рахувати вимикачі [1, 2, 3, 12]. В процесі їх обрання потрібно розглядати значну низку вимог, наприклад вимог до безпеки, механічної міцності та працездатності. Крім того, важливими моментами є вимоги до електричної міцності ізоляції, до теплових параметрів при протіканні номінальних струмів та струмів КЗ, комутаційної здатності, експлуатаційної надійності, кліматичним умовам тощо [7, 8, 10, 12].

У ВРП - 35 кВ, що знаходиться в експлуатації застосовано бакові масляні вимикачі марки МКП – 35/1000, які даних умовах промисловістю не виготовляються. Більш того, значним недоліком масляних вимикачів можливо рахувати застосування трансформаторного масла (ізоляція та середовище дуго гасіння), що є пожеже небезпечною речовиною. На додаток до цього, необхідно періодично слідкувати за рівнем масла та його електроізоляційними параметрами. Остання з позначених умов найбільш гостро потребує контролю в умовах використання бакових масляних вимикачів. На додаток до цього, в таких вимикачах при тривалому невдалому вимиканні або пробі головної ізоляції (повному або частковому) зростає швидкість руйнації масла дугою. При цьому дуже швидко створюється великий об'єм газів, що приводить до різкого зростання тиску всередині баку вимикача і можливості вибуху. Наслідком такого вибуху стане руйнація вимикача і важки наслідки щодо ВРП в цілому, оскільки обсяг трансформаторного масла вимикача складає сотні кілограмів і розлітається в радіусі сотні метрів.

Огляд існуючих конструкцій вимикачів, що здійснено в магістерський роботі показує, що найбільш ефективним в умовах ВРП – 35 кВ, що модернізується можуть бути вакуумні та елегазові вимикачі, основними перевагами яких є наступні:

- у першу чергу, це максимальний рівень автономності їх праці, для них не потрібна заміна або поповнення агенту дуго гасіння, повна відсутність викидання на зовні продуктів горіння електричної дуги;

- другою перевагою можливо рахувати високу зносостійкість контактів у процесі комутації струмів навантаження і особливо струмів КЗ;

- третя перевага, це розміщення вимикача в межах РП у будь-якому положенні, а також мінімальні шумові та вібраційні дії та пожежебезпечність;

- і на останок, простота монтажу та обслуговування вимикача.

Окремо треба сказати, що у вакуумному вимикачі триває максимально висока швидкість відновлення електричної міцності вакууму після згасання електричної дуги. Навпаки, в середовищі елегазу електрична міцність контактного проміжку на відрізок часу 100 мкс, коли дуга у вакуумі вже згасла, в середовищі елегазу тільки починає зростати. Крім того, елегазові вимикачі мають значно нижчу електричну міцність між контактного проміжку при виникненні невіддаленого короткого замикання в електричній мережі [11, 21].

З урахуванням вище приведенного, для роботи в структурі ВРП - 35 кВ, що модернізується для побудови схеми глибокого вводу як комутаційний апарат головного кола обирається вакуумний вимикач за умовою, що він відповідає таким головним характеристикам [7, 11, 12, 21]:

$$\left. \begin{aligned} U_{НОМ.СЕТИ} &\leq U_{НОМ.В.}, \\ U_{МАКС.РАБ} &\leq U_{МАКС.РАБ.В}, \\ I_{НОМ.НАГР.} &\leq I_{НОМ.В.}, \\ I_{К.З.} &\leq I_{НОМ.ОТКЛ.В} \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга електричної мережі;

$U_{\text{мак.раб.}}$ – максимальна робоча напруга мережі;

$I_{\text{к.з.}}$ – струм КЗ в зоні шин ВРП - 35 кВ;

$I_{\text{ном.}}$, $I_{\text{ном.откл.}}$ – відповідно номінальний струм і номінальний струм вимикання.

На основі вимог (5.1) для встановлення у схему РП обирається вакуумний вимикач марки Siemens 3AF 01. З метою здійснення зрівняльного аналізу головні характеристики обраного вимикача та розподільної мережі, де його буде застосовано, показано в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Головні характеристики вакуумного вимикача та електричної мережі, де його застосовано

Параметр	Одиниці вимірювання	Величина параметру	
		Система	Вимикач
1. Номінальна напруга	кВ	35	36
2. Максимальна величина робочої напруги	кВ	37	38
3. Номінальний струм	А	1000	1600
4. Номінальний струм вимикання	кА	8	25
5. Тривалість струму короткого замикання	с	2	3
6. Відстань між полюсами	м	-	0,725
7. Вага	кг	-	850
8. Температура довкілля:			
- максимальна	$^{\circ}\text{C}$	+40	+40
- мінімальна	$^{\circ}\text{C}$	- 30	- 40
9. Допустиме значення відносної вологості повітря	%	80	90

5.2 Огляд конструкцій та обрання обмежувачів перенапруг при проведенні процесу модернізації

З точки зору його конструкції ОПН можливо уявити як резистор з нелінійною характеристикою (варистор) з оксидно-цинкової кераміки (варистор), який розташовано всередині фарфорового або склопластикового корпусу (опорно-ізоляційна покривка) із силіконовим ребристим покриттям, що розміщено на зовнішній поверхні ізоляційної конструкції [5, 7, 21]. Варистор ОПН з однієї сторони під'єднано безпосередньо до мережі з високим потенціалом, а з іншої сторони заземлено з підключенням послідовно реєстратору спрацьовування ОПН. В умовах номінального режиму праці електричної мережі по варистору ОПН тече так званий струм провідності, значення якого не перевищує декілька десятків міліампер, який визвано номінальною напругою мережі. Протікання тривалого струму провідності приводить до підігріву варистора внаслідок чого виникає процес старіння оксидно-цинкової кераміки, що приводить до зростання струму провідності варистора. Значне підвищення струму провідності приводить до теплового пробоя варисторів та відмові ОПН. В таких умовах в процесі обрання ОПН окрім визначення захисних параметрів важливою задачею стає оцінка термінів його функціонування.

Крім вище сказаного при роботі ОПН в умовах РП слід враховувати поступове зростання величини струмів провідності з метою, щоб не допустити аварійного стану, який може виникнути при відмові варистору. Сутність захисної функції ОПН буде в тому, що у випадку появи небезпечного для ізоляційної конструкції імпульсу перенапруги імпульсний струм, який проходить по варистору внаслідок його значної нелінійності різко зростає. При цьому енергія перенапруги трансформується в теплову енергію, що виділяється у варистору і суттєво його нагріває. В такому випадку усувається небезпечно для ізоляції перевищення напруги що прикладається.

Крім того, застосування ОПН сприяє уникненню низки значних недоліків, що мають класичні розрядники [7, 21]:

- по-перше, це нестабільність захисних параметрів, яка приводить до суттєвого розкиду напруг пробою іскрових проміжків та поступовому зниженню напруги пробою в процесі роботи ОПН;

- по-друге, це зменшення величини напруги пробою (робочої напруги) розрядників в умовах вологої та брудної поверхні опорно-ізоляційної покришки. В таких умовах зростає ймовірність відмови ОПН в процесі експлуатації;

- до третього недоліку можливо віднести ускладнення контролю пробивної напруги при проведенні обслуговування в процесі експлуатації;

- до четвертого недоліку можливо віднести погіршення захисних параметрів під дією коливань температури нагріву на вольт амперні характеристики карбідо - кремнієвих варисторів та їх поступове змінення під впливом імпульсних струмів при спрацьовуванні;

- п'ятим недоліком можливо рахувати поглинання з мережі енергії, що викликана проходженням по варистору струму супроводження;

- і останній недолік, це складність конструкції, налагодження характеристик та пробивної напруги повітряних проміжків.

Обрання ОПН для використання в структурі РП 35 кВ здійснюється на основі наступних чинників [7, 11, 21]:

- першим чинником є конструктивне виконання ОПН. Згідно даним [1, 18] для ОПН зовнішнього розміщення більш привабливим є застосування одноелементних опорно-ізоляційних покришок. Таке виконання сприяє вирівнюванню значень напруженості електричного поля уздовж поверхні покришки, а також підвищити довжину шляху витоку по поверхні покришки при одночасному скороченні її висоти та маси всього ОПН;

- в якості другого чинника можливо рахувати електричну міцність повітряної ізоляції. Наприклад, при визначенні довжини ізоляційних проміжків в умовах виникнення грозових перенапруг необхідно враховувати обмеження

вимог до ізоляції ОПН порівняно до інших електричних апаратів. Крім того, необхідно враховувати той факт, що суттєвий вплив на захисні властивості ОПН має місце його встановлення. Як показує опит експлуатації зростання відстані між апаратом, що захищається та ОПН приєднання до підвищенню рівню грозових перенапруг до 25 %;

- і останній суттєвий чинник, це стан електричної міцності ізоляційної покритишки в умовах підвищеного забруднення та зволоження. В умовах проектування зовнішній ізоляції може вводиться суттєвий коефіцієнт запасу і така умова дозволяє при обранні ОПН враховувати зменшення електричної міцності до 20 % від рахункових значень.

Процес обрання конструкції ОПН складається з двох частин:

- в першу чергу здійснюється визначення електричних параметрів ОПН на основі параметрів електричної мережі;
- до другої складової можливо віднести визначення механічних характеристик ОПН, а також його кліматичного виконання.

На завершенні процесу обрання встановлюється марка безпосередньої конструкції ОПН. Блок-схема обрання ОПН в процесі модернізації РП приведена на рисунку 5.1. Згідно неї для кожного класу номінальної напруги в довідкових даних зафіксовано величини номінальних напруг (U_n) та максимальних робочих напруг ОПН (U_m). В умовах цих значень ОПН зі значним запасом витримує реальну максимальне тривалу напругу електричної мережі, що прикладається (U_1). З урахуванням вище сказаного, процедура обрання визначається такими параметрами, як тимчасово припустимих перевищень напруги на ОПН, їх амплітудного значення та тривалості за часом [5, 6, 18].

В якості такого параметру, як тимчасово припустимі перевищення напруги слід рахувати всі достатньо тривалі напруги, що трапляються в електричній мережі. Вони можуть бути як промислової частоти 50 Гц (частіше за все), так і зі складовими вищих гармонічних складових. ОПН, що

обираються повинні витримувати вище приведені впливи без втрати власної теплової стабільності.

В умовах експлуатації до виникнення до виникнення появи різного роду перенапруг в працездатних фазах електричної мережі, а також у нейтралі силових трансформаторів сприяють одно- або двофазні КЗ, які трапляються в

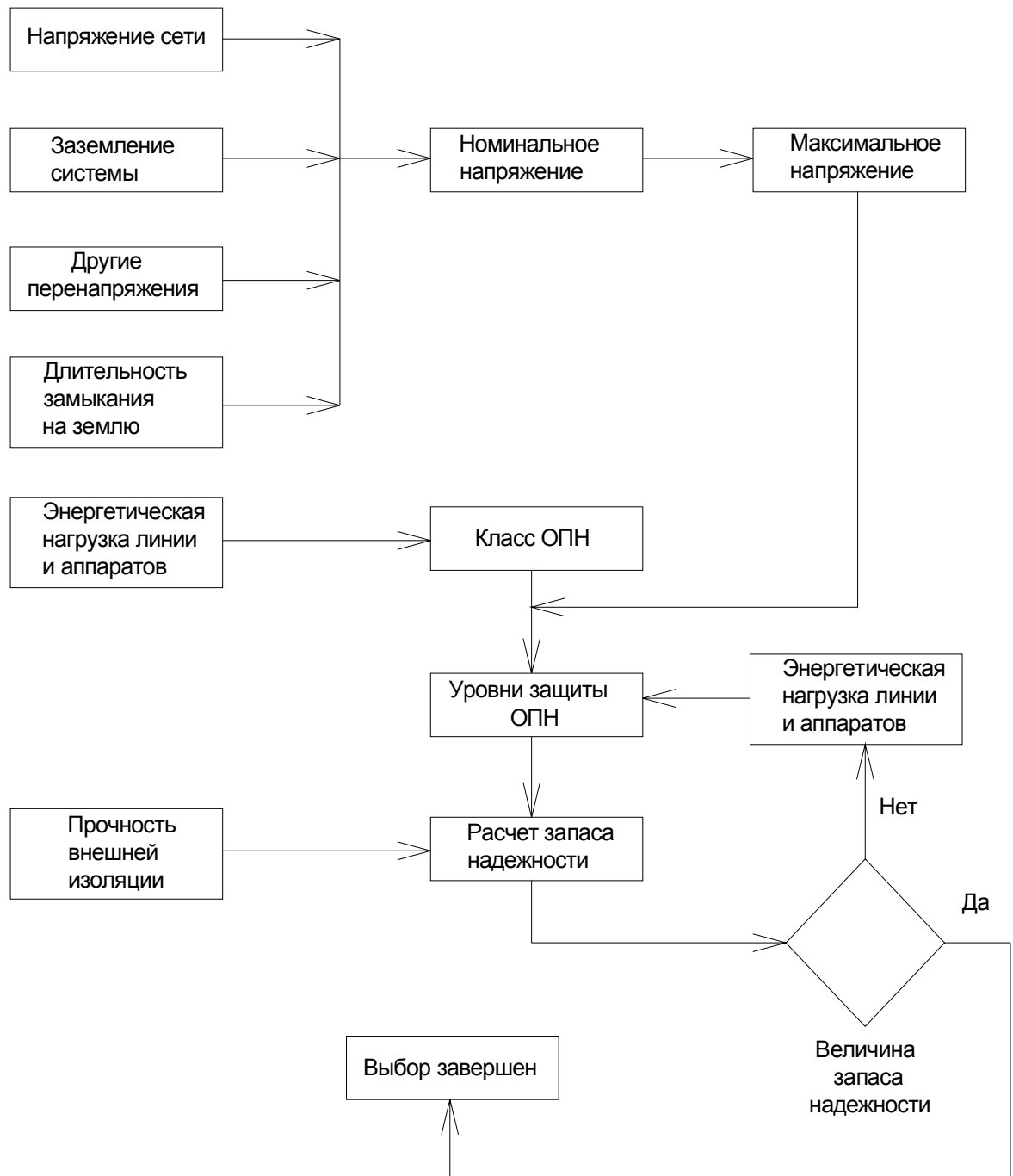


Рисунок 5.1 – Блок-схема щодо обрання електричних параметрів ОПН



Рисунок 5.2 – Блок-схема щодо обрання механічних параметрів ОПН

електричних колах РП. Амплітудне значення таких перенапруг залежить від режиму роботи нейтралі мережі, а протяжність у часі визначається тривалістю ліквідації аварії. Опитним шляхом визначено, що в умовах праці електричної мережі із глухо заземленою нейтраллю слід обирати значення коефіцієнту замикання на землю за таким рівнянням:

$$k = U_2 / U_1,$$

Як показують статистичні дані його величина коливається у межах від 1,0 до 1,4. В більшості випадків для реалізації такої умови необхідно забезпечити надійне підключення нейтралі до контуру заземлення. Для інших випадків побудови системи заземлення нейтралі (ізольована нейтраль або заземлена з

використанням реактору) заземлення класифікують як неефективне. В такому випадку величину параметру k слід обирати такою, що дорівнює 1,73.

Для електричних мереж, які працюють в умовах глухо заземленої нейтралі, що характерно для РП з класом номінальної напруги 35 кВ, протяжність процесу ліквідації аварії (відключення за допомогою вимикача) не перевищує 1 с. Однак цей час може бути більшим, якщо використовується система автоматичного включення резерву (АВР). Величина параметру U_2 , що витримує ОПН в умовах протяжності 1 с та 10 с зафіксовано у матеріалах [5, 22]. З метою обрання величини параметру U_2 для іншої протяжності або інших умов експлуатації розроблено потрібні методики розрахунків.

Згідно вимог МЭК ОПН класифікуються за величиною номінального розрядного струму. Крім того, ОПН зі струмами 10 кА та 20 кА розрізняють за таким параметром, як енергомісткість, яка характеризується класом розряду лінії, що може складати від 2 до 5. Цей параметр контролюється у ході випробувань на стійкість до довготривалих струмів та стійкість до комутаційних перенапруг в номінальному режимі праці. При проведенні останнього на ОПН впливають двома імпульсами з фіксованою амплітудою та протяжністю. Після закінчення тесту ОПН повинен зберегти термічну здатність в умовах дії параметру U_m . Значення класу ОПН характеризує можливу енергію, що поглинається в кДж/кВ на кожний імпульс перенапруги. Для окремих випадків, наприклад при використанні для захисту конденсаторних батарей для компенсації реактивної потужності, оцінка енергоємності здійснюється за спеціальними методиками.

При проведенні координації рівнів електричної ізоляції в структурі РП необхідно оцінювати міру захисту в умовах дії грозового імпульсу при таких параметрах, як амплітуда напруги до 362 кВ і амплітуда струму 10 кА (для більш високих амплітуд напруги амплітуда струму обирається 20 кА).

Такий параметр, як запас захисного рівню, що вимірюється у %, контролюється в умовах дії фіксованих значень імпульсу струму та його амплітуди в умовах дії грозових та комутаційних перенапруг. Необхідне

значення запасу захисного рівню в умовах дії одиночних імпульсів перенапруг можливо оцінити таким чином:

$$\left(\frac{U_{b.i}}{U_{p.i}} - 1 \right) 100,$$

а в умовах дії комутаційних перенапруг за умовою:

$$\left(\frac{U_{b.c}}{U_{p.c}} - 1 \right) 100,$$

де $U_{b.i}$, $U_{b.c}$ – відповідно імпульсна електрична міцність ізоляції в умовах дії грозових та комутаційних імпульсів;

$U_{p.i}$, $U_{p.c}$ – відповідно амплітуди грозових та комутаційних імпульсів перенапруг, які можуть виникнути при роботі в структурі РП.

Як показує опит експлуатації основна маса електричних апаратів особливо вітчизняних виробників має достатньо високі значення коефіцієнтів запасу за рівнем захисту. Однак на його величину суттєвий вплив оказує такий параметр, як відстань між ОПН, що встановлено та електричним апаратом, який цій обмежувач захищає. Як було встановлено раніше, при зростанні відстані між ними запас електричної міцності має тенденцію до зниження. В таких умовах ОПН не здатні надійно захистити апаратуру, що розташовано віддалено від ОПН, тобто не в зоні захисту. Для усунення цього недоліку виникає потреба додаткового підключення ОПН в зоні введів ЛЕП, що потребує проведення додаткових досліджень. На основі практичних даних для компенсації так званого ефекту близькості бажано досягнути запасу захисного рівню в межах 20 % або більше. Таке рішення дозволить компенсувати зменшення стійкості до перенапруг, що виникає за рахунок процесу старіння ізоляційних конструкцій апаратної частини. Якщо попередньо визначена марка ОПН не має необхідного запасу захисного рівню, уточнене обрання треба провести з метою вибору ОПН, що має більший клас енергоміцності [18].

У стандарті МЭК 60815 завдається такий параметр, як мінімальна довжина шляху витоку при різному стані довкілля [7]. У порівнянні з даними [7] слід завдаватися параметрами опорно-ізоляційної покришки, що гарантує потрібний шлях витоку, який притаманне іншому апаратному парку в зоні захисту ОПН.

Аналіз ринку ОПН показує, що більшість конструкцій ОПН всього серійного ряду застосовується шляхом їх вертикального розміщення в структурі РП. Однак окремою ділянкою серійного ряду стають конструкції ОПН, що призначено для підвісного встановлення, або розміщення за так званої “перевернутою” схемою з підведенням напруги в нижню частину. В якості варіантів можливо розглянути засіб вертикального розміщення ОПН на опорі ЛЕП, підвіс на ЛЕП за лінійний ввід, а також розміщення ОПН під кутом на опорі. Як приклад встановлення ОПН шляхом підвісу на рисунку 5.3 показано встановлення ОПН на лінійних проводах вводу повітряної ЛЕП.

Для гальванічного під'єднання ОПН до струмопровідного контуру, наприклад до проводів ЛЕП, необхідно застосовувати аналогічний тип проводу, яким до ЛЕП під'єднано інші електричні апарати. Виконання цієї умови пов'язано з тим, що площа зрізу проводів повинна забезпечити протікання струму КЗ в електричній мережі в умовах перевантаження ОПН, хоча такий режим в умовах експлуатації зустрічається рідко. Однак в номінальних умовах експлуатації, коли величина повного струму, що протікає по варисторам ОПН не перевищує десятку мА, провід з такою площею зрізу є суттєво завищеним. Наслідком цього є надлишкові витрати кольорових металів.

На додаток до вище сказаного, якщо провід для підключення ОПН має значну довжину і його прокладено у горизонтальній площині, опорно-ізоляційна покришка ОПН піддана значному механічному навантаженню. В практиці експлуатації замість важких проводів слід проводити під'єднання ОПН наприклад до повітряної ЛЕП шляхом використання більш легких вертикально розташованих зі слабким натягненням проводів. Таке технічне

рішення сприяє значному зниженню вимог щодо механічної міцності елементів конструкції ОПН.



Рисунок 5.3 – Встановлення ОПН підвісного типу на лінійних проводах повітряної ЛЕП

Підбив підсумки вище сказаного, виходячи з конструктивних особливостей підстанції та РП, як перше наближення для розміщення в структурі РП – 35 кВ, що піддано модернізації запропоновано обмежувач матки ОПН - 35УХЛ1, його головні характеристики показано в таблиці 5.2. Вид загальний ОПН, а також його конструкція показано на рисунку 5.4.

5.3 Обґрунтування вибору конструкції силового трансформатора для формування схеми глибокого вводу

Одним з головних складових схеми підстанції, що значно впливає на її структуру, можливо рахувати силовий трансформатор. В схемі глибокого вводу, що розглядається такий трансформатор здійснює перетворення трифазного змінного струму з номінальною напругою 35 кВ в трифазний змінний струм з номінальною напругою 6 кВ. В якості головних номінальних характеристик трансформатора при його обранні використовують такі [1, 5,

18]: номінальна потужність трансформатору S_H , струм холостого ходу i_{xx} , втрати холостого ходу ΔP_{xx} , напруга короткого замикання U_K , а також струми первинної та вторинної обмоток та групою і схемою з'єднань обмоток. Оцінку окремих характеристик та кінцеве обрання силового трансформатора проводиться за використанням даних [1, 5, 18].

Таблиця 5.2 – Головні параметри обраного обмежувача марки ОПН – 35УХЛ1

Параметри	Одиниці вимірювання	Величина
1. Номінальна напруга, $U_{ном}$	кВ	35
2. Значення найбільшої робочої напруги, $U_{м.р.}$	кВ	40,5
3. Залишкова напруга, $U_{ост}$	кВ	105
4. Кратність обмеження рівню перенапруг, n_K :		
- комутаційних	-	1,85
- грозових	-	2,24
5. Довжина шляху витoku уздовж поверхні зовнішньої ізоляції	см	77
6. Маса	кг	60

На основі даних таблиці 5.2 та особливостей експлуатації обладнання підстанції як перше наближення обирається масло наповнений трансформатор марки ТМН – 6300/35У1. Для уточнення попереднього вибору всі параметри, що застосовано потрібно привести до базисної напруги і базисної потужності. В якості базисної напруги обирається номінальна напруга U_H , а в якості базисної потужності - номінальну потужність підстанції S_H , де трансформатор розміщується. Таким чином отримаємо:

$$U_H = 6kV, \quad S_H = 6300kVA.$$

Визначається значення повного електричного опору трансформатора у відносних одиницях за умовою:

$$Z_* = \frac{U_K}{100}, \quad (5.2)$$

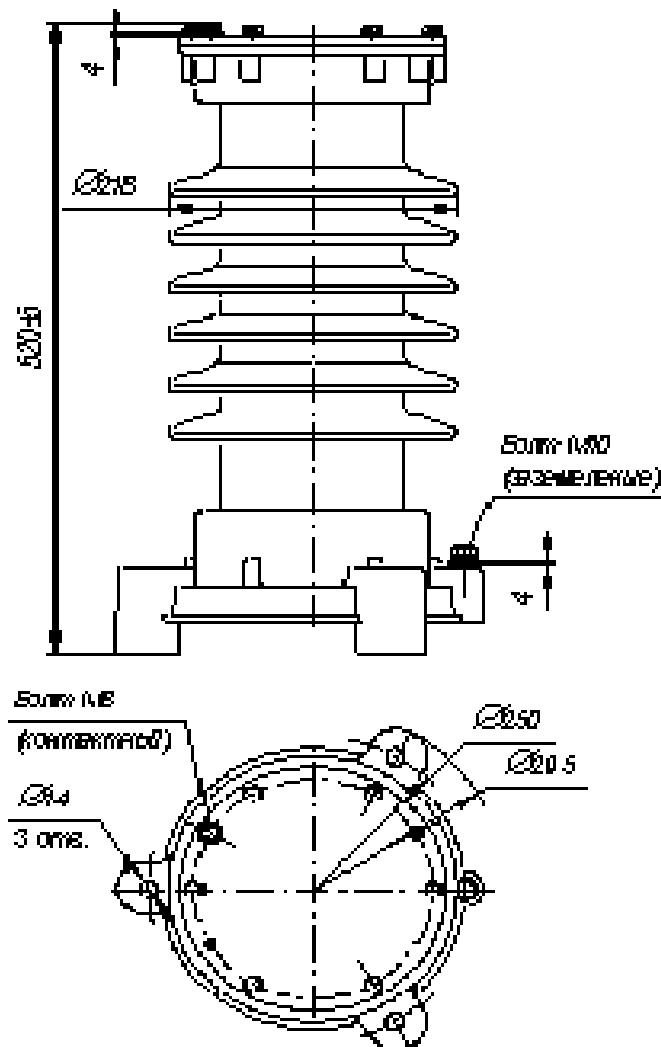


Рисунок 5.4 – Вид загальний кА конструкція обмежувача перенапруг марки ОПН – 35УХЛ1

де U_K - напруга короткого замикання, значення якої для трансформатора марки ТМН – 6300/35У1 згідно [5] складається 7,5% .

Тоді згідно (5.2) отримаємо:

$$Z_* = \frac{7,5}{100} = 0,075$$

Величина активного опору трансформатора у відносних одиницях визначається за умовою:

$$r_* = \frac{DP_K}{S_H} .$$

де DP_K - втрати короткого замикання, за матеріалами [5] обирається 46500 Вт.

$$r_* = \frac{46500}{630000} = 0,073$$

Визначається величина реактивного опору трансформатора за умовою:

$$x_* = \sqrt{Z_*^2 - r_*^2} ,$$

$$x_* = \sqrt{0,075^2 - 0,073^2} = 0,00029$$

Визначається величина ударного коефіцієнту K_y , що визначає зв'язок між активним та реактивним опором кола короткого замикання наступним чином:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{r_*}{x_*}} ,$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,073}{0,00029}} = 2$$

Розраховується кратність струму КЗ по відношенню до номінального струму за умовою:

$$\frac{U_*}{Z_*} = \frac{1}{0,075} = 13$$

Визначається діюче значення сталого струму КЗ за рівнянням:

$$I_K = \frac{U_*}{Z_*} \times I_H,$$

де I_H - номінальний струм трансформатора, що складає 370 А.

$$I_K = 13 \times 370 = 4,8 \text{ кА}$$

Розраховується величина ударного струму КЗ наступним чином:

$$i_y = K_y \times \sqrt{2} \times \frac{U_*}{Z_*} \times I_H,$$

$$i_y = 1,8 \times \sqrt{2} \times 13 \times 370 = 12,3 \text{ кА}$$

На основі вище проведеного розрахунку для використання на підстанції глибокого вводу слід залишити попередньо обраний трансформатор типа ТМН – 6300/35У1. Виходячи з конструктивних особливостей системи електропостачання, що вже існує на підприємстві та вимог безпеки трансформатор розміщується максимально наближено до цеху. Навколо трансформатора встановлено загородження, підключення мережі НН 6 кВ здійснюється шляхом підключення кабельної лінії, що з'єднує трансформатор зі збірними шинами РП цехової підстанції, що знаходиться в експлуатації.

6 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ТА АПАРАТНИХ РІШЕНЬ, ЩО ПРИЙМАЮТЬСЯ У ХОДІ МОДЕРНІЗАЦІЇ НА РІВЕНЬ ВТРАТ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЯХ З НОМІНАЛЬНОЮ НАПРУГОЮ 35 КВ ТА 6 КВ

На підприємстві, що розглядається передача та розподіл електроенергії виконується змінним струмом з використанням розподільних мереж. При проходженні змінного струму супроводжується виникненням електромагнітного поля у струмопровідних елементах та у довкіллі біля них. Відхилення напруги живлення того чи іншого походження від її номінальних значень достатньо часто трапляється внаслідок різного роду процесів. По-перше, таким процесом можливо рахувати характерні добові, сезонні, а також технологічні коливання електричного навантаження, що створюють різні системи споживання електроенергії. Другим видом таких процесів є змінення потужності джерел, що мають реактивну складову навантаження за виробничими моментами. Третій вид процесів, це змінення конфігурації електричних кіл та характеристик складових елементів мережі тощо.

Внаслідок вище означених процесів виникає можливість відхилення напруги живлення споживачів електроенергії в структурі розподільної мережі промислового підприємства. В цьому випадку потрібно здійснювати контроль у вузлових місцях мережі. В якості таких вузлів зручно використовувати наступні:

- згідно ієрархії системи електропостачання можливо обрати секції збірних шин центральних РП, із класом номінальних напруг 6 кВ та 10 кВ у випадку їх живлення за протяжними ЛЕП;
- другим вузлом можливо обрати точки в зоні секцій збірних шин, що мають номінальні напруги 0,4 кВ та 0,66 кВ, які отримують живлення від окремих цехових трансформаторів;
- третім місцем контролю може бути точка у структурі цехових розподільних пунктів з класом номінальної напруги 0,4 кВ та 0,66 кВ, які

розташовано на значній відстані від силових трансформаторів, що забезпечують їх живлення.

На додаток до вище сказаного, коливання напруги відносно її номінального значення необхідно контролювати для всіх можливих режимів навантаження: в умовах максимального навантаження, при номінальних умовах навантаження при наявності режиму максимуму живлення в енергосистемі, а також при наявності мінімального режиму навантаження [1, 5, 18].

В структурі мережі електропостачання підприємства, що розглядається розподільча мережа з номінальною напругою 6 кВ створюється з використанням кабельних ліній. В режимі нормальної експлуатації вона знаходиться в режимі розімкнутої мережі, яка відповідає структурі радіальних схем електропостачання. Розподільна мережа підприємства має у структурі суттєву кількість відносно потужних електричних споживачів, що знаходяться на великій території. В таких умовах як сумарна довжина мереж, так і втрати електроенергії в системі електропостачання будуть достатньо великими. Тому у вище позначеному випадку з метою отримання необхідної якості напруги живлення технологічного обладнання підприємства потрібно здійснювати постійний контроль для того, щоб мінімальне значення напруги у всіх вузлах електричної схеми мережі не була б нижче її припустимого значення.

В реальних умовах експлуатації замість визначення мінімально низького значення напруги живлення в окремих точках розподільної мережі частіше контролюють такий параметр, як найбільша втрата напруги. Різниця між значенням напруги джерела електропостачання та окремої точки схеми, що має мінімальне значення напруги, позначається як найбільша втрата напруги. В умовах експлуатації для досягнення найбільшого ефекту у виробництві параметр втрата напруги необхідно мати найменшим. З урахуванням цього вельми актуальним стає завдання щодо визначення ефективної методики щодо визначення реальних значень втрати напруги та розробка необхідних технічних рішень для їх зменшення.

6.1 Аналіз головних джерел виникнення та створення методики щодо оцінювання втрат напруги в електричній мережі

Оцінка параметрів електричних мереж здійснюється на початку на стадії проектування, а потім продовжується при постійній їх експлуатації. Початком проведення розрахунків підготовка та аналіз початкових параметрів. Вони значною мірою впливають на принципову схему, припущення, що вводяться, на розрахункові умови та достовірність результатів оцінки. Якщо мета та задачі роботи визначені, починається їх реалізація, яка здійснюється за наступними етапами [1, 2, 22]:

- на першому етапі створюється принципова схема мережі та встановлюються умови для оцінки;
- на другому етапі виконується аналіз початкових параметрів, визначається потрібний їх об'єм і обрання необхідного обсягу початкових даних з довідкової та оперативної інформації;
- на третьому етапі створюється схеми розрахункова та заміщення, до якої додаються необхідні параметри її складових. Здійснюється необхідні визначення та розрахунки.

Схема електрична принципова створюється на основі системи електропостачання, що існує. Принципова схема повинна вміщувати всі головні елементи: це джерела електричної енергії, схему та структуру трансформаторної підстанції, а також споживачів. Особливістю виробничих системи електропостачання є підвищена складність, що пов'язано з тим, що вони складаються з великої кількості елементів. В цьому випадку для створення принципової схеми виникає потрібність для її спрощування при умові, що буде досягнуто необхідна достовірність даних оцінки. З урахуванням вище сказаного для проведення подальших розрахунків електричної мережі підприємства треба ввести наступні припущення [1, 2, 22]:

- будемо рахувати, що всі елементи схеми, що входять у систему електропостачання підприємства є симетричними;

- при проведенні розрахунків нехтуємо насиченням магнітних кіл електромагнітних елементів схеми; не будуть враховані втрати в сталі трансформатора;

- при проведенні розрахунків щодо ЛЕП з класом номінальної напруги до 220 кВ включно буде враховано тільки їх ємнісну провідність; не буде враховуватися реактивний опір кабельних ліній, за умовою, що струмопровідні частини кабелю розміщено у суттєвій близькості близько одна до одної. В цьому випадку магнітний потік, що зчіплюється із жилою кабелю буде несуттєвим;

- при проведенні розрахунків не враховується вплив зарядної потужності ліній зв'язку;

- рахуємо, що струм і напруга мають синусоїдальну форму та симетричні;

- виходимо з умови, що ЛЕП мають постійні повітряні проміжки між провідниками та необхідну транспозицію, що дає можливість рахувати незмінними реактansi та ємкісна по фазам;

- рахуємо, що при оцінці потоків потужності втрати потужності відсутні;

- не враховується вплив поперечної складової падіння напруги. Така умова дозволяє не враховувати наявність фазний зсув напруги між окремими вузлами електричної мережі;

- оцінка втрат напруги проводиться за параметром $U_{\text{ном}}$, а не за дійсним значенням напруги мережі.

Будь-яку електричну мережу можливо рахувати як електротехнічну споруду, оцінку параметрів якої здійснюють за використанням схем заміщення. Розрахункові схеми заміщення створюються для однієї фази мережі. Схеми заміщення в умовах оцінки сталих режимів праці мережі створюються таким чином, щоб охарактеризувати змінення таких показників як потужність та напруга в мережі, що розглядається. В такому випадку ЛЕП показуються у вигляді П – образних схем заміщення, окремі види яких приведено на рисунку 6.1.

Будь-яка схема заміщення визначається за допомогою повздовжніх та поперечних параметрів. В якості повздовжніх параметрів використовують активний опір r та реактивний опір x , а в якості поперечних параметрів використовують активну провідність g та реактивну провідність b . Такі параметри, як опори та провідності розміщуються по ЛЕП практично рівномірно, але в умовах розподільних мереж протяжність елементів струмопровідного контуру незначна, тому опори та провідності фіксують як зосереджені параметри.

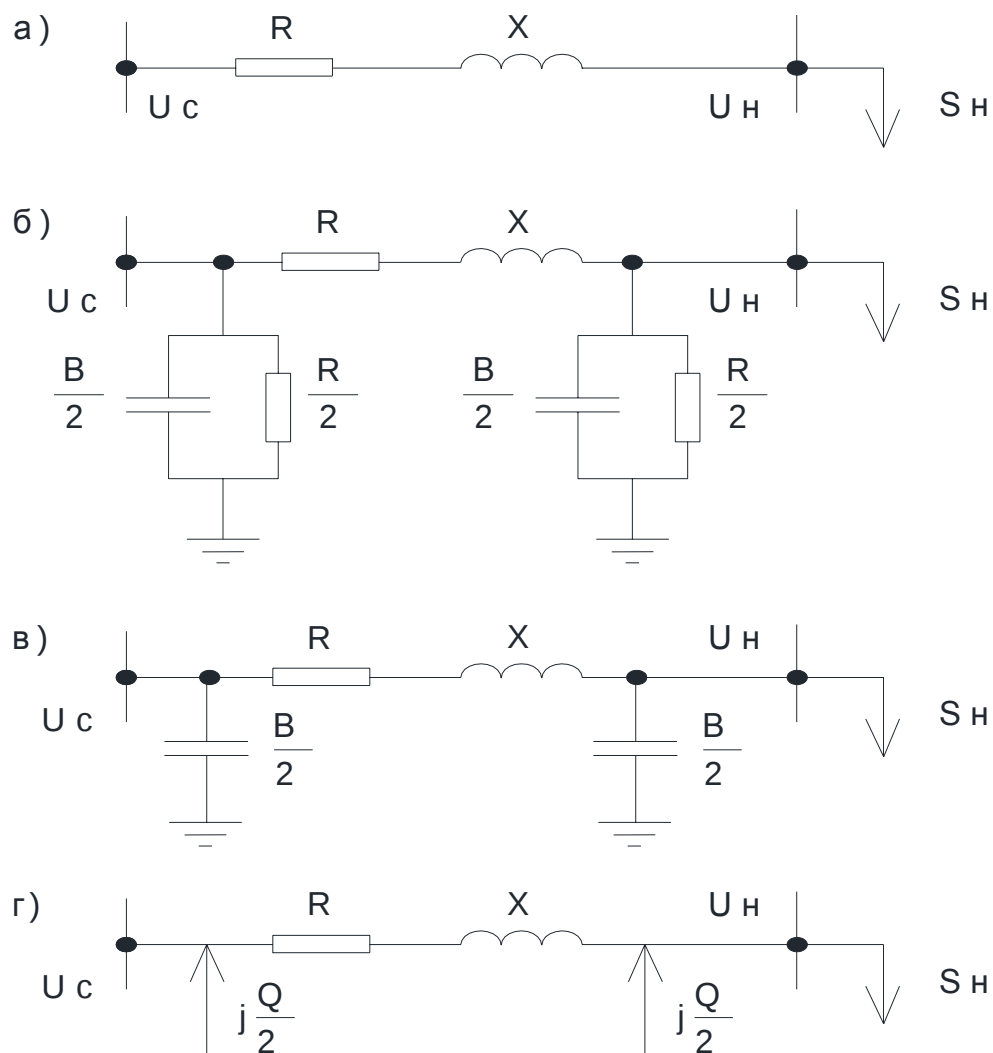


Рисунок 6.1 – Різновиди схем заміщення електричних мереж

Величина активного опору визначається такими чинниками, як матеріал провідника, площа поперечного зрізу, температура нагріву тощо. При складанні схеми заміщення активні опори завдаються величинами, які мають місце при температурі довкілля, що відповідає 20°C . Величина реактивного опору що створюється магнітним полем, розміщеним у проводі та навколо нього в умовах проходження змінного струму. В свою чергу магнітний опір має дві складові. Перша складова характеризує внутрішній індуктивний опір, який визиває магнітними силовими лініями, які розташовано всередині проводу або шини. Друга складова характеризує зовнішній індуктивний опір, який створюють магнітні силові лінії, які розташовано за межами зрізу провідника. Для провідників струму, які зроблено з кольорових металів, величина зовнішнього індуктивного опору суттєво більше, ніж внутрішнього. Значення активної провідності таких елементів схеми, як ЛЕП визначається втратами активної потужності внаслідок різного роду часткових розрядів та наявністю такого явища, як струми витoku підвісних або опорних ізоляторів. Величина реактивної провідності характеризується величиною ємності між провідниками у випадку впливу всіх трьох фаз, та ємності між провідниками та землею.

Характеристики прямого чергування схеми заміщення ЛЕП завдаються такими параметрами, як довжина та питомі (на 1 км довжини) величинами активного опору та реактивного опору. Крім того, враховуються величини активної та ємкісної провідності, номінали цих провідностей визначаються такими чинниками, як конструктивне виконання ЛЕП, вид металів для виготовлення просоводів тощо. Після того, як завершено створення схеми заміщення визначаються умови для створення спрощеної схеми з врахуванням таких чинників, як номінальна напруги, конструктивного виконання (повітряна, кабельна тощо).

На наступному етапі визначаються питомі параметри активного, реактивного та повного опорів та провідностей. Питомі параметри схем заміщення знаходяться за довідковими даними або їх розраховують за методикою [22, 26]. Для здійснення розрахунків параметрів встановлюється

схема електрична мережі електропостачання взагалі та її складових. Схема електрична принципова підстанції глибокого вводу приведена на рисунку 6.2. Для подальшого проведення розрахунку вище позначена схема розглядається о вигляді окремих частин з урахуванням їх знаходження на території підприємства. В якості прикладу структура такої частини схеми, яка створена з використанням кабельній ЛЕП, приведено на рисунку 6.3. Значення параметру $\cos\phi$ для цієї схеми живлення згідно даних підприємства о споживачах електричної енергії завдається 0,85. Методика оцінки та її алгоритм показані в [2, 5, 22]. На основі матеріалів [22] величину реактивної потужності, що створює ЛЕП, необхідно визначати у випадку, коли значення цієї потужності суттєва відносно потужності навантаження, що на ділянці цієї лінії. Виходячи з цього для електричних кіл місцевого призначення в умова номінальної напруги 35 кВ та менш значення такої потужності несуттєво, що дає можливість на попередньому етапі досліджень нею нехтувати. Згідно такого припущення схему заміщення можливо уявити такою, що приведено на рисунку 6.1.а. На додаток до цього, за експериментальними даними встановлено, що для кабельних ЛЕП величина реактивного опору значно нижча, ніж у повітряних ЛЕП або жорстких струмопроводів, Головною причиною цього можливо рахувати відносно невелику відстань між окремими фазами. Підбивая підсумки вище сказаного можливо підтвердити попереднє припущення, що при побудові схем заміщення в умовах структури кабельних мереж, що розглядаються цей опір можливо не враховувати.

Для подальших досліджень розглядається відрізок кабельної лінії, що має найбільшу протяжність і як наслідок цього, максимальну втрату напруги. Для подальших досліджень початкові дані та необхідні характеристики елементів струмопровідного контуру показано у таблиці 6.1.

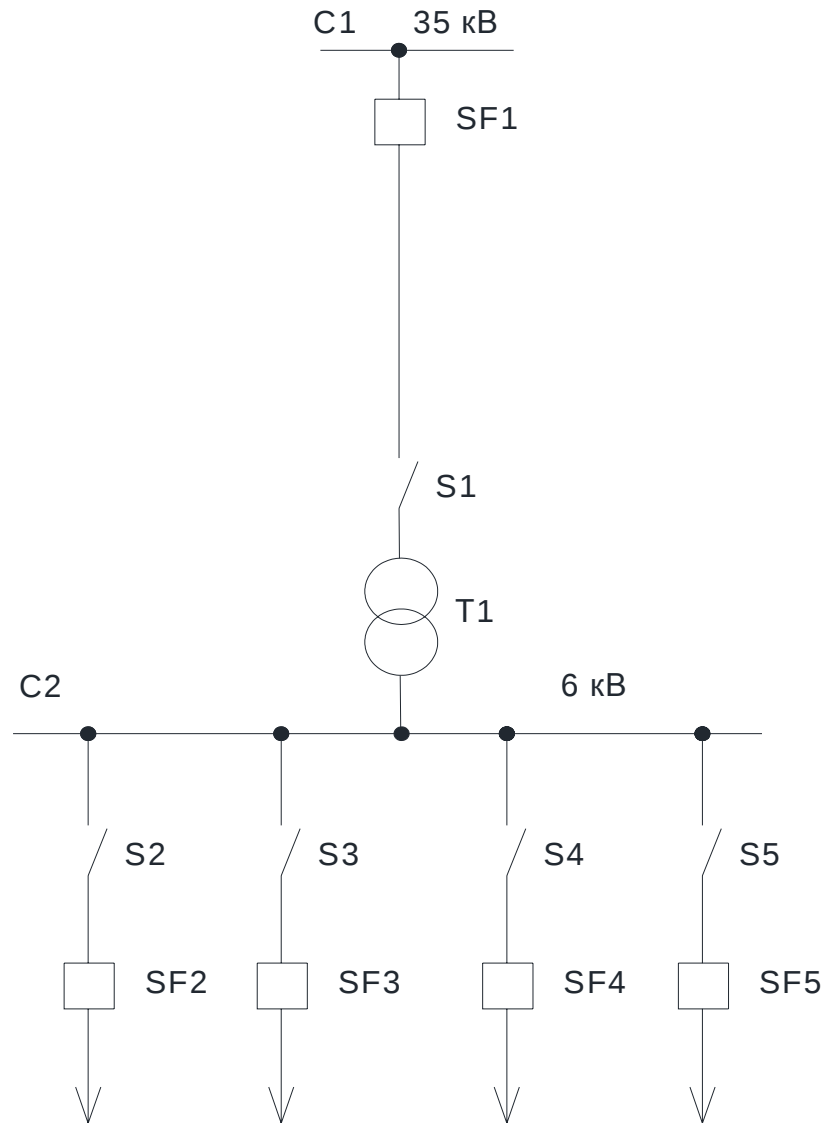


Рисунок 6.2 – Фрагмент Схема електрична принципова для елемента мережі схеми глибокого вводу

Значення активних та реактивних опорів в умовах використання кабельних ЛЕП для електропостачання між визначеними частинами РП можливо розрахувати таким чином:

$$r = r_0 \cdot l, \quad x = x_0 \cdot l, \quad (6.1)$$

де r_0 – питомий опір струмопровідного елемента в умовах температури довкілля, що дорівнює $20\text{ }^{\circ}\text{C}$;

x_0 – питомий індуктивний опір струмопровідного елементу;

l – лінійна довжина відрізка кабельної лінії, що розглядається.

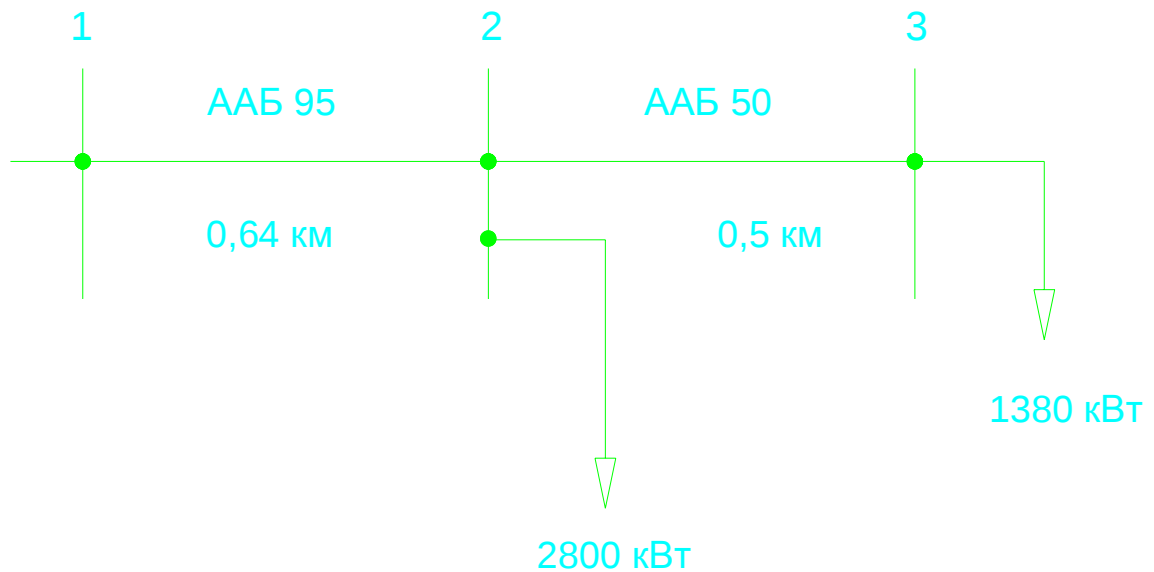


Рисунок 6.3 – Конфігурація та характеристики кабельної ЛЕП РП 6 кВ,
що працює в умовах максимального навантаження

Таблиця 6.1 – Параметри кабельних ліній

Тип кабелю	Активний опір r_0 , Ом/км	Індуктивний опір x_0 , Ом/км
ААБ 95	0,326	0,083
ААБ 50	0,62	0,09

$$r_{12} = 0,326 \cdot 0,64 = 0,21 \text{ Ом},$$

$$x_{12} = 0,083 \cdot 0,64 = 0,053 \text{ Ом},$$

$$r_{23} = 0,62 \cdot 0,5 = 0,31 \text{ Ом},$$

$$x_{23} = 0,09 \cdot 0,5 = 0,045 \text{ Ом}$$

Згідно першого закону Кірхгофа значення активної потужності, яка проходить по окремим кабельним ЛЕП до місця її споживання можливо оцінити за такими рівняннями:

$$P_{12} = P_2 + P_3 = 1380 \cdot 2 + 1380 = 4140 \text{ кВт},$$

$$P_{23} = P_3 = 1380 \text{ кВт}$$

Визначаються величини реактивних потужностей в структурі кабельних ЛЕП за використанням визначених вище активних потужностей та прийнятим коефіцієнтом потужності на основі таких рівнянь:

$$Q_{12} = P_{12} \cdot \operatorname{tg} j = 4140 \cdot 0,292 = 1209 \text{ кВАр},$$

$$Q_{23} = P_{23} \cdot \operatorname{tg} j = 1380 \cdot 0,292 = 403 \text{ кВАр}$$

Розраховується величина втрати напруги в кабельних ЛЕП за допомогою такої умови:

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23} \cdot r_{23} + Q_{23} \cdot x_{23}}{U_{\text{нн}}},$$

$$\Delta U_{23} = \frac{1380 \cdot 0,31 + 403 \cdot 0,045}{6} = 74 \text{ В},$$

$$\Delta U_{12} = \frac{1380 \cdot 0,21 + 1209 \cdot 0,053}{6} = 155 \text{ В}$$

Визначається найбільша величина втрати напруги в електричній мережі, що створена кабельними лініями за умовою:

$$\Delta U_{\text{max}} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 74 + 155 = 229 \text{ В},$$

$$\Delta U_{\text{max}\%} = \frac{0,229}{6} = 3,82 \%$$

Розроблена вище методика є основою для подальших досліджень. На її основі виникає можливість оцінити такі параметри, як величини втрати напруги для всіх характерних вузлів, що обрано в структурі системи розподільної мережі 6 кВ як конкретно обраного цеху, так і підприємства

взагалі. Для проведення подальших досліджень за контрольні точки в структурі схеми РП завдаються місця, що відповідають підключенню найбільш віддалених кабельних ЛЕП, що мають живлення від існуючих трьох незалежних джерел електропостачання. Схему електричну принципову та структуру кабельних ЛЕП з обраними контрольними точками показано на рисунку 6.4. Отримані кінцеві значення результатів досліджень втрат напруги що проведено з використанням розробленої вище методикою приведено в таблиці 6.2. За отриманими результатами (див. таблиця 6.2) побудовано графічні залежності, які дозволяють оцінити розподіл падіння напруг для всіх відрізків кабельних ЛЕП. Окремі результати, що відповідають найбільш довгим за протяжністю кабельних ЛЕП проілюстровано на рисунку 6.5. При побудові графічних залежностей застосовано такі позначення:

- характеристика 1, що ілюструє падіння напруги уздовж пунктів контролю 1, 2, 3 (див. рисунок 6.4);
- характеристика 2, що ілюструє падіння напруги уздовж пунктів контролю 4, 5, 13 (див. рисунок 6.4);
- характеристика 3, що ілюструє падіння напруги уздовж пунктів контролю 7, 11, 12 (див. рисунок 6.4).

Таблиця 6.2 – Підсумки розрахунків втрат напруги в пунктах контролю в структурі розподільної мережі з класом напруги 6 кВ

	Номер вузла схеми (пункту контролю)				
	1	2	3	4	5
DU ,%	0	1,35	2,45	0	3,58
	6	7	8	9	10
DU ,%	2,54	0	0,62	1,68	2,23
	11	12	13	14	15
DU ,%	2,49	3,66	4,18	3, 53	1,16
	16	17	18	19	
DU ,%	2,04	3,13	2,49	3,45	

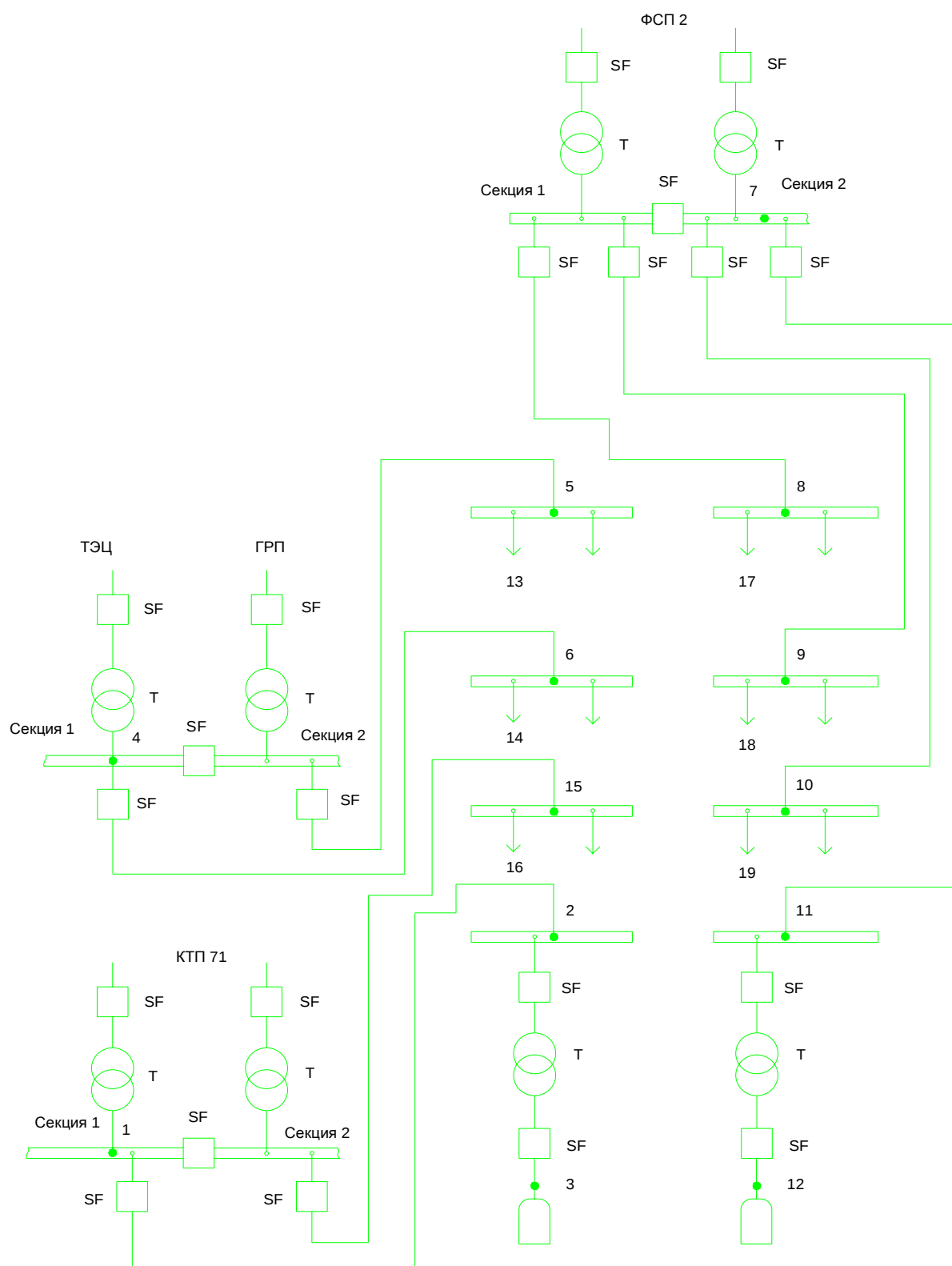


Рисунок 6.4 – Схема кабельної мережі з пунктами контролю падіння
напруги

Дані досліджень, результати яких показано в таблиці 6.2, дають можливість провести оцінку найбільш привабливих значень площі зрізу окремих кабельних ЛЕП, за допомогою яких здійснюється гальванічний зв'язок між окремими частинами та секціями РП 6 кВ і незалежними центрами електропостачання. Основними параметрами, що застосовано при проведенні таких досліджень, застосовано такі параметри:

- допустиме значення густини струму, що протікає у мережі та окремих її частинах;
- допустиме значення втрати напруги в окремих кабельних ЛЕП;
- рівень коштовності системи електрозабезпечення;
- значення головних показників структурної надійності окремих гілок та мережі взагалі.

В якості прикладу на рисунку 6.5 показано розподіл втрат напруги в одному елементі розподільної мережі, де використано такі позначення: А – місце контролю в зоні збірних шин джерела живлення електроенергії; Б – місце контролю в зоні збірних шин РП 6 кВ; В – точка контролю на вводі до споживача. Більш детально результати вище приведених досліджень відносно розподілу втрат напруги в структурі РП 6 кВ та її окремих складових показано в графічній частині магістерської роботи.

6.2 Визначення та обґрунтування методики оцінки показників якості напруги живлення та дослідження впливу технічних рішень, що приймаються на величину втрат напруги

В сучасних умовах створення розподільних мереж промислових підприємств застосовують декілька способів підтримання рівню напруги живлення споживачів електроенергії. Кожен з них має власні позитивні та негативні риси. В магістерській роботі здійснено розгляд таких способів і встановлено, що з урахуванням специфіки РП підприємства найбільшого

ефекту можливо отримати в умовах застосування комплексних заходів. Такий підхід до процесу регулювання напруги дозволить вирішити дві проблеми: по-перше, це зменшення втрат напруги к контрольних точках мережі, а по-друге, це досягнути можливості ступеневого регулювання напруги в структурі окремих секцій РП.

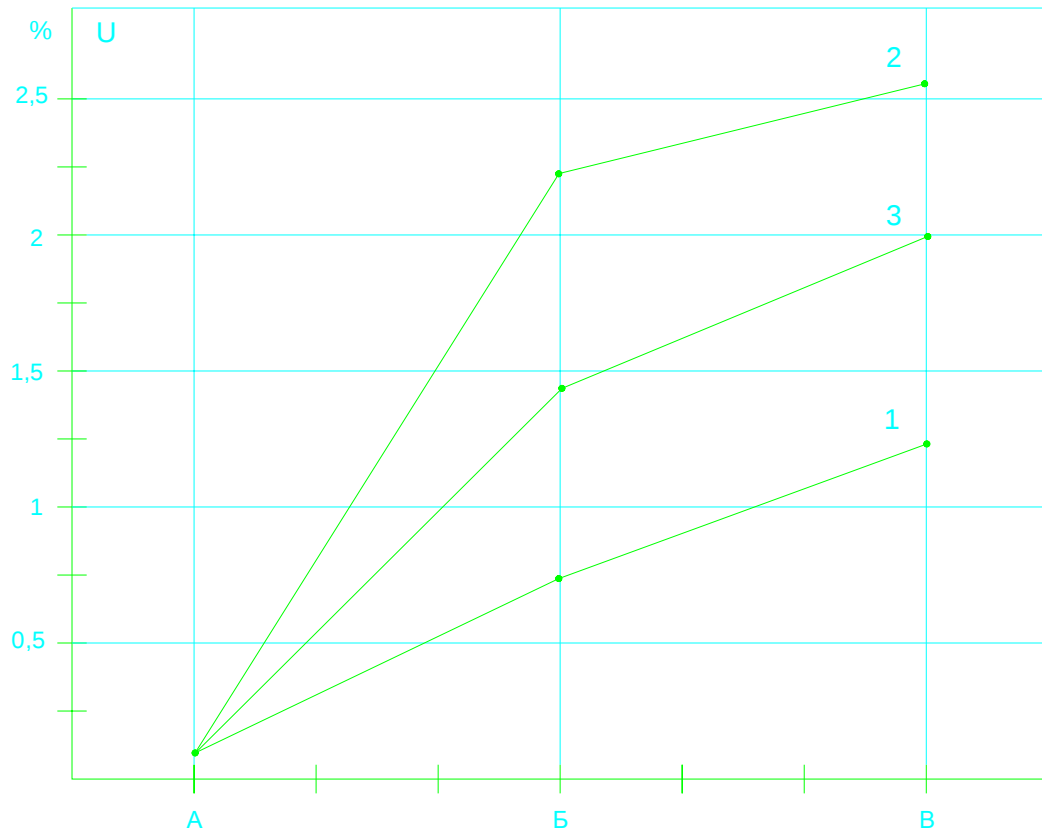


Рисунок 6.5 – Приклад кривих розподілення втрат напруги в зоні збірних шин та вводу живлення в РП 6 кВ при застосуванні різних засобів вводу живлення

Як було встановлено раніше, суттєвого результату для зменшення рівню втрат напруги можливо досягнути шляхом зниження густини струму в структурі кабельної мережі. Найбільш ефективно впровадити таке рішення можливо за рахунок застосування кабелів високої напруги з підвищеним значенням площі зрізу, і як наслідок цього, з меншою величиною питомого

опору. Як показують матеріали таблиці 6.2, зручно здійснити обрання оптимальних величин площі зрізу кабелів електропостачання між визначеними раніше секціями РП 6 кВ, та їх центрами живлення. Головними характеристиками для здійснення цього процесу слід обрати наступні: по-перше, це допустиме значення густини струму в електричному колі; по-друге, це рівень втрат напруги в кабельній ЛЕП; по-третє, це коштовність всієї кабельної мережі. В якості прикладу реалізації такої методики в таблиці 6.3 показано дані оцінки втрат напруги в структурі кабельних ліній для різних критеріїв: критерій А за яким проведено обрання згідно з допустимої густини струму; критерій Б за яким проведено обрання згідно площі зрізу струмопровідних жил кабелів при умові змінення на одну ступень стандартної номенклатури кабельної продукції.

Таблиця 6.3 – Втрати напруги при різних варіантах виконання схеми розподільчої мережі 6 кВ

Кабельна лінія	Втрати напруги, %		Зменшення втрат, %	Економія ел.енергії, кВт·ч
	Критерій А	Критерій Б		
1 – 2 – 3	1,36	1,13	0,23	1846
1 – 15 – 16	1,17	0,95	0,22	1616
4 – 5 – 13	2,11	1,77	0,64	4772
4 – 6 – 14	2,08	1,61	0,47	3541
7 – 8 – 17	1,86	1,53	0,33	2539
7 – 9 – 18	1,34	1,12	0,22	1848
7 – 10 – 19	1,97	1,62	0,35	2684
7 – 11 – 12	2,13	1,75	0,38	2849

Діаграму щодо втрат напруги у споживачів електроенергії в РП 6 кВ приведено на рисунку 6.6. Економічний ефект щодо використаної електричної енергії, що буде отримано внаслідок зростання перетину гілок кабельної ЛЕП

для електропостачання споживачів металургійного цеху підприємства приведено на рисунку 6.7.

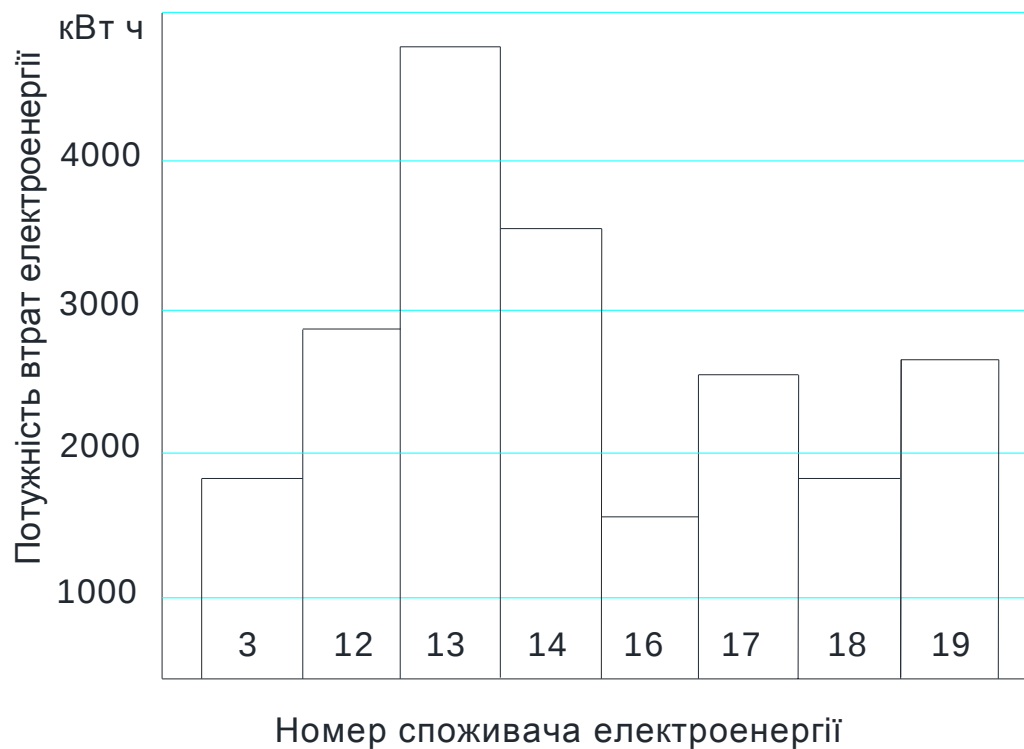


Рисунок 6.6 – Діаграма втрат електричної енергії в кабельній мережі електропостачання споживачів металургійного цеху

Згідно даних вище проведених досліджень можливо зробити висновок, що технічні засоби що рекомендовано вище в умовах модернізації та вдосконалення кабельної мережі підприємства створюють можливість досягнути значного економічного ефекту впродовж тільки одного року експлуатації мережі. В умовах зростання потужності, що споживається і часу експлуатації підприємства отриманий економічний ефект буде суттєво підвищуватися.

Наступним напрямком щодо зниження втрат напруги, а також покращення її якості в структурі РП та розподільної кабельної мережі металургійного комплексу, що розглядається може бути підтримання на потрібному рівні та за потребою здійснення регулювання величини напруги

живлення в зоні збірних шин окремих центрів живлення та розподілу навантаження. Для визначення можливостей реалізації та ефективності цього напрямку необхідно проведення додаткового комплексу досліджень.

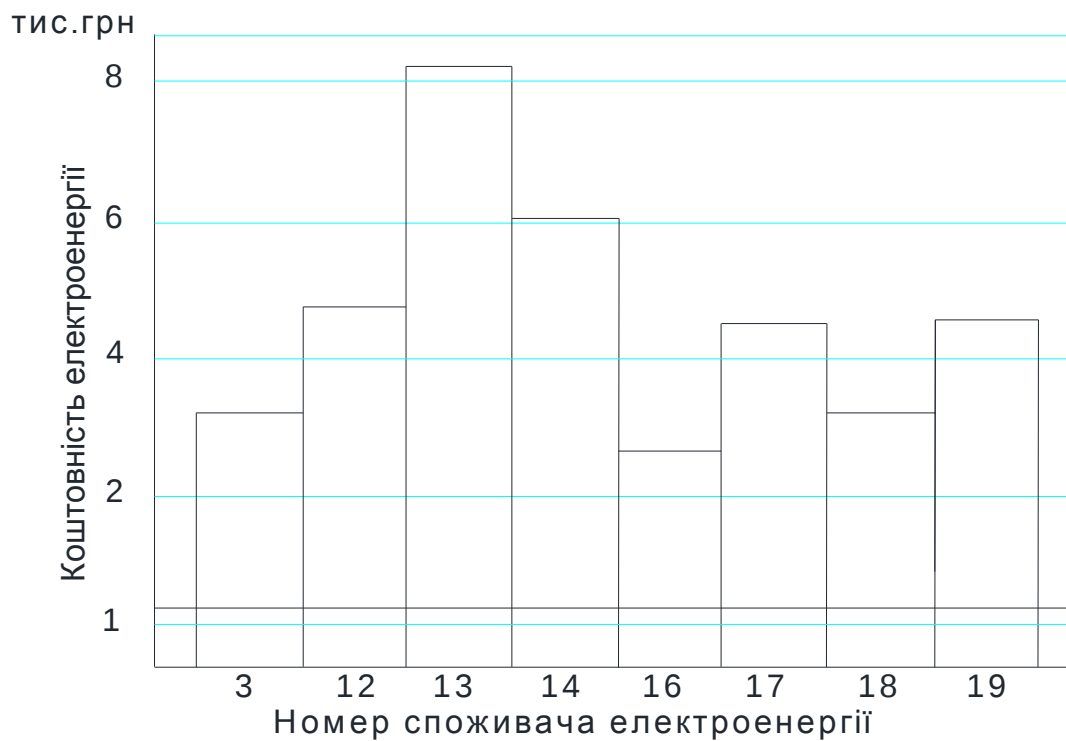


Рисунок 6.7 – Порівняння коштовності економії електроенергії та додаткових витрат на розбудову кабельної мережі для найбільш коштовної та протяжної лінії

ВИСНОВКИ

У ході магістерської роботи розглянути проблеми, пов'язані з модернізацією вузлової підстанції живлення металургійного підприємства, а конкретно електричної схеми та структури РП з класами номінальної напруги 35 кВ та 6 кВ для комбінату Запоріжсталь. В процесі роботи було враховано низку умов, що пов'язано з впровадженням нових технологічних процесів при модернізації виробництва чорних металів, а також підвищених вимог щодо показників надійності електропостачання.

Розроблено вдосконалену схему РП 6 кВ для живлення металургійного цеху у вигляді багато секціонованої структури системи збірних шин, яка дозволяє отримати гібридну структуру, що вміщує як кільцеву, так і радіальні схеми електропостачання. Таку структуру отримано за рахунок застосування додаткових кабельних ЛЕП для забезпечення необхідного рівню резервування живлення. Крім того, така структура може бути задіяна як автономна система шин для надання додаткових потужностей, що може виникнути при проведенні модернізації технологічних процесів у виробництві, а також підключення до неї додаткових споживачів електричної енергії.

В процесі роботи виконано аналіз варіантів запропонованих схемних рішень згідно специфіки технологічних процесів, проведено визначення величини струмів КЗ у контрольних точках РП 6 кВ для реальних умов та структури системи електропостачання металургійного виробництва. Встановлено необхідні величини основних ізоляційних відстаней в елементах РП 35 кВ та 6 кВ. Виконано комплекс досліджень, що вміщує формування розрахункової моделі та дослідження розподілу втрат напруги в кабельній **мережі**. За отриманими результатами побудовано графічні залежності та запропоновано рекомендації щодо оптимального обрання площі зрізу для структури кабельних ЛЕП в умовах мінімальних втрати напруги в процесі експлуатації.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Коваленко В.П. Електрична частина станцій та підстанцій [Електронний ресурс]: Навч.-метод. посібник для студ. Усіх форм навчання напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». – Запоріжжя: ЗДІА, 2014.-150 с.
2. Куценко Ю.М. Монтаж електрообладнання та систем керування [Електронний ресурс] / Ю.М. Куценко, В.Ф. Яковлев. – К.: Аграрна освіта, 2009.-348 с. www.twipax.com/files/science/tec/installation/
3. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Навчальний посібник. Виправлене видання [Електронний ресурс] / В.П. Кідиба. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. – 500 с.
4. Жорняк Л.Б. Ефективність засобів примусового вирівнювання напруженості електричного поля зовнішньої ізоляції газонаповнених трансформаторів струму [текст] / Л.Б. Жорняк, О.І. Афанасьєв, В.М. Снігірьов и др. Вісник Національного технічного університету «ХПІ», № 32, 2018. – с. 22 – 26.
5. Близняков О.В. Дослідження та випробування електричних апаратів: Навчальний посібник. – Запоріжжя:ЗНТУ, 2005. – 94 с.
6. Афанасьєв О.І. Електричні апарати високої напруги / О.І. Афанасьєв, Л.Б. Жорняк, В.М. Щусь. – Запоріжжя:НУ «Запорізька політехніка», 2021. – 356 с.
7. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник / В.Є. Шестеренко. – Вінниця: Нова книга, 2011. – 656 с.
8. Орлович А.Ю. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А.Ю. Орлович, П.Г. Плешков, О.А. Козловський, О.В. Співак, А.І. Котиш, Т.В. Величко. – Кропивницький: Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.

9. Жорняк Л.Б. Електричні апарати автоматики та керування / Л.Б. Жорняк, М.В. Антонова, В.В. Василевський. – Запоріжжя: МУ «Запорізька політехніка», 2022. – 414 с.

Допоміжна

10. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – Київ: 2017. – 617 с.

11. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – Київ: Основа, 1998. – 381 с.

12. ГОСТ 1516.2-97 Електроустаткування і електроустановки змінного струму на напругу 3 кВ і вище. Загальні методи випробувань електричної міцності ізоляції. З поправкою [Електронний ресурс] - Режим доступу : <http://online.budstandart.com>

13. ДСТУ 3008-95. Надійність у техніці. Терміни та визначення.

14. Репозитарій НУ «Запорізька політехніка».

15. ЧП «ЕЛТІЗ» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.eltiz.ua>

16. Trenchcompany [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://youcjntrol.com.ua/ru/catalog/company_details/

17. ТОВ «Науковий інноваційно-технологічний трансформаційний завод НІТТЗ» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.zva.zp.ua>.

18. ТОВ «ЕЛІЗ» Запорізький трансформаторний завод - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://ua.eliz.zp.ua>

19. ТОВ “Високовольтний Союз - РЗВА» (Рівненський завод високовольтної апаратури) [Електронний ресурс] – Режим доступу: : <http://www.rzva.ua>