

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ  
Факультет інженерії  
Кафедра електричної інженерії

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

до кваліфікаційної магістерської роботи  
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр

галузі знань 14 електрична інженерія

зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

на тему: **Визначення показників вибору високовольтного обладнання  
для цехової ТП 10 кВ.**

Виконав: студент групи ЕСЕ-19зм

Мокляк Р. Л.  
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Керівник

доц. Філімоненко К. В.  
(прізвище, та ініціали) (підпис)

В. о. завідувача кафедри

доц. Руднев Є.С.  
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Севєродонецьк, 2021 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії  
Кафедра електричної інженерії  
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр  
Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»  
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**в. о. завідувача кафедри**  
**доц. Руднев Є.С.**

« \_\_\_\_\_ » 2020 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Мокляку Роману Леонідовичу

1. Тема Визначення показників вибору високовольтного обладнання для цехової ТП 10 кВ.

Спец. завдання Регулювання коефіцієнту потужності на підстанції.

Керівник проекту доц. Філімоненко Костянтин Вадимович, доц., к.т.н.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від “09” жовтня 2020 року  
144/15.26

2. Строк подання студентом проекту 8 січня 2021 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Вихідні дані визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі

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

1. Літературний огляд. 2. Загальна характеристика трансформаторних підстанцій. 3. Вибір основного високовольтного обладнання. Розрахунок і вибір струмопровідних елементів і електрообладнання підстанції. 4. Вибір і перевірка електрообладнання підстанції і провідників за струмами короткого замикання. 5. Регулювання коефіцієнту потужності на підстанції.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників) Презентація – Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи, в кількості 8 шт.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1 – 5	доц. Філімоненко К. В.		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 2020 р.

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проектування	Строк виконання етапів	Примітка
1.	Літературний огляд. Загальна характеристика трансформаторних підстанцій.	12.11-30.11.2020	
2.	Живлення силових трансформаторів. Високовольтне комутаційне електрообладнання трансформаторної підстанції.	30.11-10.12.2020	
3.	Вибір основного високовольтного обладнання. Розрахунок і вибір струмопровідних елементів і електрообладнання підстанції.	05.12-20.12.2020	
4.	Вибір і перевірка електрообладнання підстанції і провідників за струмами короткого замикання.	20.12-30.12.2020	
5.	Регулювання коефіцієнту потужності на підстанції.	01.12-12.12.2020	
6.	Висновки	13.12-30.12.2020	
7	Оформлення магістерської роботи	31.12.2020 - 08.01.2021	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Мокляк Р. Л.**  
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту

\_\_\_\_\_ (підпис)

**доц. Філімоненко К. В.**  
(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему: «Визначення показників вибору високовольтного обладнання для цехової ТП 10 кВ» містить 91 сторінки тексту, 21 рисуноків, 5 таблиць, 38 найменування використаних джерел.

В роботі проведено оцінку надійності системи електропостачання з точки зору підтримання на встановленому рівні значень напруги та частоти, а також обмеження значень в мережі вищих гармонік, також несинусоїдальності й несиметричності напруг.

Зазвичай, розподіл електричної енергії в системі відбувається на напругах 6-10 кВ та 380/220 В. Основними елементами електричної частини енергосистеми є різні типи районних трансформаторних і розподільних підстанцій, головні підстанції підприємств та інших об'єктів і міст.

Обґрунтовано вибір та підібране високовольтне комутаційне електрообладнання трансформаторної підстанції, розподільних пристроїв.

Досліджено заступні схеми кіл короткого замикання. Обрано схеми первинних з'єднань головної знижувальної підстанції та її електричне обладнання. Проаналізовано та науково обґрунтовано розрахунок і вибір струмопровідних елементів і електрообладнання підстанції.

ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ,  
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, НЕСИНУСОЇДАЛЬНІСТЬ НАПРУГ, КОРОТКЕ  
ЗАМИКАННЯ, КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ, РОЗПОДІЛЬНІ  
ПРИСТРОЇ, СТРУМОПРОВІДНІ ЕЛЕМЕНТИ.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b>	6
<b>РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ</b>	10
1.1 Трансформаторна підстанція як складова частина електропостачальної системи	10
1.2 Класифікація трансформаторних підстанцій	12
1.3 Приймачі електроенергії підстанції, що проектується	16
1.4 Вибір електричної схеми проектованої підстанції її конструктивне виконання	18
<b>РОЗДІЛ 2 ВИБІР ОСНОВНОГО ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ</b>	24
2.1 Вибір трансформаторів ТП	24
2.2 Вибір найбільш підходящого типу трансформатора	25
2.3 Високовольтне комутаційне електрообладнання трансформаторної підстанції	29
2.4 Призначення та конструкція вимикачів навантаження	31
<b>РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК І ВИБІР СТРУМОПРОВІДНИХ ЕЛЕМЕНТІВ І ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ</b>	39
3.1 Живлення силових трансформаторів	39
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання	46
<b>РОЗДІЛ 4 ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ І ПРОВІДНИКІВ ЗА СТРУМАМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ</b>	60
4.1 Розподільний пристрій з $U_n = 10\text{кВ}$	60
4.2 Розподільний пристрій $U_n = 0,4\text{кВ}$	65
4.3 Розрахунок освітлення підстанції	68
<b>РОЗДІЛ 5 РОЗРАХУНОК ЗОВНІШНЬОГО ЗАХИСНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЙ</b>	73
5.1 Вихідні дані для розрахунку	73
5.2 Розрахунок заземлення	74
5.3 Розрахунок занулення	79
5.4 Розрахунок опору заземлення нейтралі	81
5.5 Регулювання коефіцієнту потужності на підстанції	82
<b>ВИСНОВКИ</b>	84
<b>ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ</b>	86
<b>SUMMARY</b>	91

## ВСТУП

Електроенергія, що виробляється генераторами різних типів електростанцій, передається споживачам, якими є промисловість, сільське господарство, будівництво, транспорт і комунальне господарство міст [1]. Передача електроенергії від джерела до споживачів проводиться енергетичними системами, що об'єднують кілька електростанцій. Енергосистеми продовжують залишатися основними джерелами електропостачання споживачів електроенергії, в тому числі найбільш енергоємних, якими є промислові підприємства.

Система електропостачання у загальному вигляді є сукупністю електроустановок з виробництва, трансформації, пересилання та розподілу електричної енергії. Головним завданням такої системи є безперебійне забезпечення споживачів електричною енергією. Як правило, розподіл електричної енергії в системі відбувається на напругах 6-10 кВ та 380/220 В.

Основними елементами електричної частини енергосистеми є різні типи районних трансформаторних і розподільних підстанцій, головні підстанції підприємств (ГПП) та інших об'єктів і міст. У відповідності зі схемою і прийнятими напругами вони з'єднуються між собою лініями електропередачі (ЛЕП) напругою 750, 500, 220, 110 кВ, які є районними електричними мережами енергосистем. Розподільні енергосистеми напругою 35, 10 і 6 кВ є одночасно електричними мережами зовнішнього електропостачання промислових підприємств, комунально-побутових та сільськогосподарських споживачів електроенергії.

В системі електропостачання промислових підприємств, комунально-побутових та сільськогосподарських споживачів електроенергії можна виділити такі основні складові частини: *джерело живлення*, функцію якого може виконувати районна підстанція або електростанція; *лінії*

*електропередачі* (ЛЕП) – повітряні, кабельні або повітрянокабельні; *розподільні пункти* (РП) – складова частина електропостачальної системи, призначена для приймання та розподілу електричної енергії на одній напрузі без перетворення; *трансформаторні підстанції* (ТП) – складова частина системи електропостачання, яка призначена для приймання електричної енергії на напрузі 6–10 кВ, пониженню до 0,4 кВ та розподілу на цій напрузі серед споживачів.

На відміну від РП на ТП крім функцій, пов'язаних з прийманням та розподілом електричної енергії, покладається і функція трансформації напруги, як правило, з 6-10 кВ на 0,4 кВ. Розподіл електричної енергії на ТП може відбуватися або лише на напрузі 0,38/0,22 кВ (тупикові ТП), або як на напрузі 0,38/0,22 кВ, так і на напрузі 6-10 кВ (прохідні ТП).

ТП мають три головні складові частини:

- розподільна установка (РУ) з боку високої напруги;
- один або два силових трансформатори;
- РУ з боку низької напруги.

ТП класифікуються за такими ознаками:

- за кількістю трансформаторів: одно- та двотрансформаторні;
- за потужністю трансформаторів: до 100, від 100 до 630, від 630 і вище кВА;
- за схемою комутації: радіальна, петльова, з автоматичним включенням резерву;
- за видом введів – з кабельним, повітряним, повітрянокабельним;
- за конструктивним виконанням – збірні, стаціонарні, комплектні.

Схеми електричних з'єднань підстанцій і розподільних пристроїв мають задовольняти наступним вимогам:

- 1) забезпечувати надійність електропостачання споживачів і перетік потужності по магістральних зв'язках у нормальному та післяаварійному режимах;
- 2) враховувати перспективу розвитку;

- 3) припускати можливість поетапного розширення;
- 4) враховувати широке застосування елементів автоматизації та вимоги протиаварійної автоматики;
- 5) забезпечувати можливість здійснення ремонтних та експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без вмикання сусідніх приєднань.

Особливу увагу слід надавати надійності роботи таких основних складових елементів як трансформатори та вимикачі навантаження[1-6].

Також необхідно вибрати та обґрунтувати вибірраціональних напруг, оптимальних значень перетинів проводів і кабелів, числа і потужності трансформаторних підстанцій, засобів компенсації реактивної потужності і їх розміщення в мережі. Реалізація цих вимог забезпечує зниження витрат при спорудженні та експлуатації всіх елементів системи електропостачання, якісне електропостачання споживачів.

Якість електропостачання визначається підтриманням на встановленому рівні значень напруги і частоти, а також обмеженням значень в мережі вищих гармонік, також несинусоїдальностей, несиметричності напруг.

**Актуальність теми.** Спираючись на вищезазначене, актуальність дослідження ґрунтується на тому, що надійність електропостачання досягається шляхом вдосконалювання систем розподілу електроенергії, використання раціональних конструкцій розподільчих пристроїв і трансформаторних підстанцій та покращення системи електропостачання.

**Об'єктом дослідження** є процес підвищення якості постачання електрикою споживачів.

**Предметом дослідження** є основні види високовольтного обладнання трансформаторних підстанцій, основними елементами якого є трансформатори та високовольтні вимикачі.

**Метою дослідження** є розробка системи електропостачання, що оснащена трансформаторною підстанцією з трансформаторами, які мають



найбільш доцільні для цієї електричної мережі характеристики, оснащені комутаційними та захисними апаратами та мають схему автоматичного регулювання потужності конденсаторної батареї в залежності від струму навантаження.

**Завдання дослідження** передбачає вирішення наступних задач:

1. Виконати огляд і аналіз літературних джерел щодо основних видів високовольтного обладнання трансформаторних підстанцій.

2. Провести аналіз властивостей вимикачів навантаження. Виокремити критерії вибору вимикачів із огляду на струм мережі. Відповідно до цього провести розрахунки струмоведучих елементів і ізоляційних конструкцій.

3. Запропонувати технологію поточного ремонту й наладки електроустаткування підстанції. пошук засобів підвищення надійності;

4. Обрати схему автоматичного регулювання потужності конденсаторної батареї в залежності від струму навантаження для підтримання  $\cos\varphi$  на належному рівні, для підстанцій з навантаженням, яке різко змінюється.

В процесі виконання магістерської роботи були використані наступні **методи дослідження**: методи розрахунку електричних кіл, аналіз електромагнітних процесів і електромагнітні розрахунки, аналіз добових і річних графіків навантаження, теорія експертних оцінок.

Структура роботи складається зі вступу, шести розділів, висновків, списку використаних джерел.

## РОЗДІЛ 1

### ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

#### 1.1 Трансформаторна підстанція як складова частина електропостачальної системи

Електропостачальна система промислових підприємств, комунально-побутових та сільськогосподарських споживачів у загальному випадку являє собою сукупність електроустановок з виробництва, трансформації, трансферу та розподілу електричної енергії. Головним завданням такої системи є безперебійне забезпечення споживачів електричною енергією. Як правило, розподіл електричної енергії в системі відбувається на напругах 6–10 кВ та 380/220 В [1 – 4,7,8,9].

В системі електропостачання можна виділити такі основні складові частини (рис. 1.1):

- *джерело живлення*, функцію якого може виконувати районна підстанція або електростанція, електрична енергія від якої в систему подається на генераторній напрузі 6–10 кВ;
- *лінії електропередачі (ЛЕП)*– повітряні, кабельні або повітряно-кабельні;
- *розподільні пункти (РП)*– складова частина електропостачальної системи, призначена для приймання та розподілу електричної енергії на одній напрузі без перетворення;
- *трансформаторні підстанції (ТП)*– складова частина електропостачальної системи, призначена для приймання електричної енергії

на напрузі 6–10 кВ, пониженню до 0,4 кВ та розподілу на цій напрузі серед споживачів.

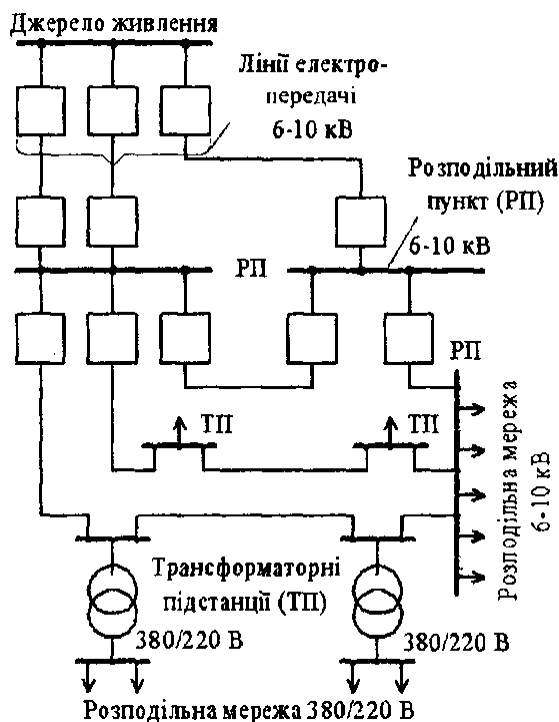


Рис.1.1 – Принципова електрична схема розподілу електричної енергії

На *електростанції* електроенергія виробляється на генераторній напрузі 10 кВ. Незначна частина цієї енергії використовується споживачами власних потреб електростанцій як високовольтними, так і низьковольтними.

*Понижувальна трансформаторна підстанція власних потреб*, що встановлена на електростанції, забезпечує пониження генераторної напруги до номінального значення напруги низьковольтних споживачів власних потреб. Високовольтні споживачі власних потреб отримують живлення на генераторній напрузі. Можливі випадки, коли електроенергія на генераторній напрузі пересилається безпосередньо й стороннім споживачам, що знаходяться неподалік від електростанції.

Більша ж частина електроенергії, що виробляється на електростанції, після трансформації на *підвищувальних підстанціях* передається на напрузі 110 кВ і вище до енергосистеми.

*Районні понижувальні підстанції* забезпечують трансформацію напруги енергосистеми до 10 і 35 кВ та розподіл електроенергії між населеними пунктами, міськими та сільськими районами, підприємствами тощо.

*Понижувальні підстанції* населених пунктів, міських та сільських районів, підприємств і т.п. забезпечують зниження напруги до номінальних значень як окремих високовольтних та низьковольтних приймачів, так і груп приймачів і / чи споживачів електричної енергії.

*Розподільні мережі* забезпечують розподіл та пересилання електричної енергії до окремих приймачів та електроспоживачів.

## **1.2 Класифікація трансформаторних підстанцій**

Трансформаторні підстанції є електроустановки, що призначені для перетворення напруги мереж з метою економічного розподілу електроенергії.

Існує значна кількість систем класифікації підстанцій. Зупинимось на одній з них[10].

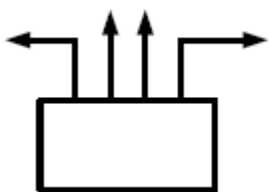
Класифікація підстанцій:

- за напругою мережі високої напруги;
- за кількістю трансформаторів;
- за приналежністю і роллю підстанції – районні, системні і споживчі;
- за конструктивним виконанням – відкриті, закриті, блочно-модульні, комплектні;
- в залежності від положення в мережі високої напруги: вузлові, прохідні, на відгалуженнях, тупикові (рис. 1.2).

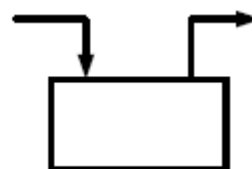
На підстанціях встановлюються, як правило, два трансформатора. Однотрансформаторні підстанції можуть споруджуватися для

невідповідальних споживачів III категорії або як перша черга двотрансформаторної підстанції.

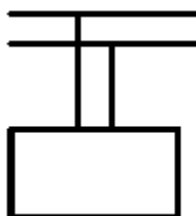
При проектуванні на першому етапі визначаються склад основного обладнання та зв'язки між трансформаторами і розподільними пристроями (РУ) підстанції. До основного обладнання підстанцій відносяться трансформатори та синхронні компенсатори. На сучасних підстанціях для компенсації реактивної потужності застосовуються статичні регульовані джерела реактивної потужності.



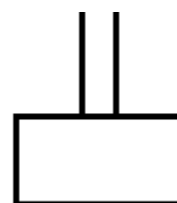
а) узлово



б) прохідна



в) з відгалужуванням



г) тупикова

Рис. 1.2 – Типи підстанцій в залежності від положення в енергосистемі

Типові структурні схеми підстанцій приведені на рис. 1.3.

Фактори, що впливають на вибір структурної схеми:

а) Значення і роль підстанції для енергосистеми. Роль підстанцій визначає її схему. Підстанції можуть призначатися для живлення окремих підприємств або великого району, для зв'язку частин енергосистеми або різних енергосистем.

б) Положення підстанції в енергосистемі, схеми і напруги прилеглих мереж. Шини високої напруги електростанцій і підстанцій можуть бути вузловими точками енергосистеми. У цьому випадку через шини відбувається перетік потужності (транзит) з однієї частини енергосистеми в іншу. При виборі схем таких електроустановок в першу чергу враховується необхідність збереження транзиту потужності. Підстанції можуть бути тупиковими, прохідними, підключених до цих відгалужень; схеми таких підстанцій будуть різними навіть при однаковому числі трансформаторів тієї ж самої потужності.

в) Категорія споживачів за ступенем надійності електропостачання. Всі споживачі, з точки зору надійності електропостачання, поділяють на три категорії.

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити за собою небезпеку для життя людей, значної шкоди народному господарству, пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу тощо. Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватися живленням від двох незалежних джерел живлення, перерва в електропостачанні допускається на час автоматичного введення резерву живлення.

Зі складу електроприймачів I категорії виокремлюється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрози життю людей, вибухів, пожеж і пошкодження дорогого обладнання.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії передбачається додаткове живлення від третього незалежного джерела

живлення, який обладнаний пристроєм автоматичного включення. Незалежними джерелами резервного живлення можуть бути автономні електростанції (ДЕС), агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо.

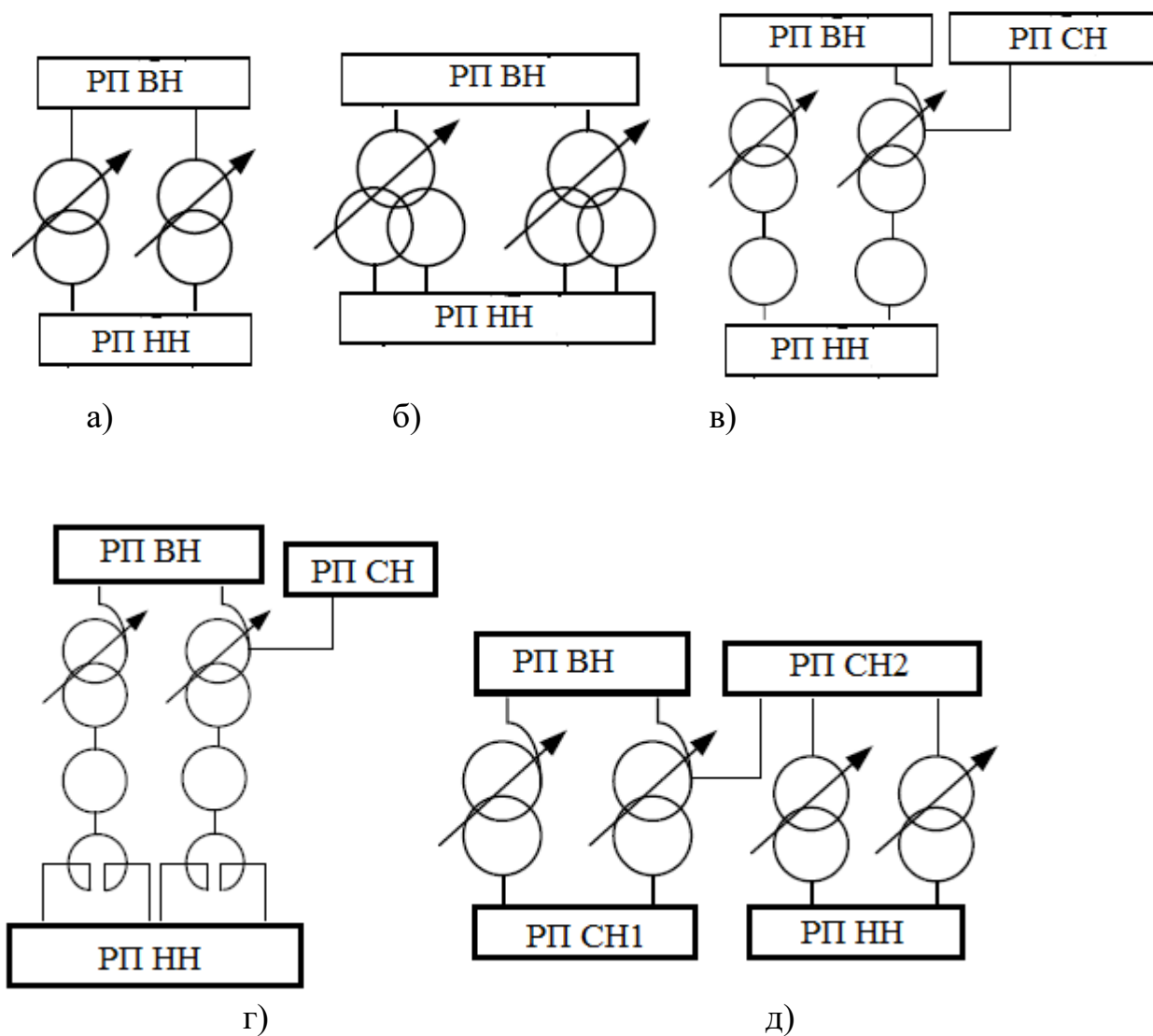


Рис. 1.3 – Типові структурні схеми підстанцій:

а – схема з двообмотковими трансформаторами;

б – схема з трансформаторами з розщепленої обмоткою;

в – схема з автотрансформаторами та регулювальними трансформаторами;

г – схема з автотрансформаторами, регулювальними трансформаторами і реакторами;

д – схема з автотрансформаторами і чотирма РУ

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких призводить до масового недовипуску продукції, масовим простоям робочих, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів. Такі електроприймачі рекомендується забезпечувати живленням від двох незалежних джерел, взаємно резервують один одного, для них допустимі перерви на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або оперативної виїзної бригади.

Електроприймачі III категорії – всі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I і II категорій. Для цих електроприймачів електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту та заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищують однієї доби.

### **1.3 Приймачі електроенергії підстанції, що проектується**

Перспектива розширення та проміжні етапи розвитку електростанції / підстанції та прилеглих мереж. Через те, що проектувана трансформаторна підстанція призначена для електропостачання комунальних, побутових і промислових споживачів, приймачі електроенергії можуть бути різноманітними. Наприклад, це електродвигуни змінного струму для приводу металорізальних верстатів, вентиляторів, насосів, компресорів, підйомно-транспортних пристроїв, нагрівальних пристроїв. Зазначені приймачі можуть працювати в різних режимах і, в залежності від значення в технологічному процесі, можуть відноситися до тієї чи іншої категорії надійності [1,2,14,15].

Зважаючи на надійність роботи підстанції, живлення її відбувається по двох, незалежних один від одного, кабельних уведеннях. Число



трансформаторів на підстанції відповідно до забезпечення надійності електропостачання дорівнює двом.

Так як точні дані про величини навантажень ІІІ категорій відсутні, кожен трансформатор розраховується на 60 – 70% повного навантаження підстанції. Крім цього, використання двох трансформаторів на ТП має такі підстави незалежно від категорії навантажень:

- можливий нерівномірний добовий або річний графік навантаження;
- необхідність збільшення в подальшому потужності трансформаторної підстанції;
- економічна перевага 2-х трансформаторних підстанцій в порівнянні з одно трансформаторною.

Вочевидь, доцільна роздільна робота трансформаторів на окремі секції з метою зменшення струмів короткого замикання та спрощення захисних пристроїв у силовій мережі електропостачання. Схема трансформаторної підстанції показана на рис. 1.4.

Окрім силового навантаження трансформатори забезпечують навантаження мережі освітлення приміщення підстанції й вуличне освітлення, а також живлення приймачів електроенергії власних потреб.

Номинальний струм міжсекційних апаратів обирається з урахуванням віднесення енергії на секцію, що живиться даними введенням або трансформатором. Як правило, передбачається роздільна робота секцій.

У приміщеннях батарей статичних конденсаторів і в камерах силових трансформаторів, розташованих в межах тієї ж підстанції, на яких розміщені їх вимикачі, роз'єднувачі або вимикачі навантаження не встановлюються.

Роз'єднувачі або рубильники на стороні низької напруги (НН) трансформаторів не встановлюються тільки в тих випадках, коли повністю виключена можливість зворотного живлення, наприклад, при блоці трансформатор – двигун, при наявності на підприємстві тільки одного трансформатора та при відсутності можливості будь - якого зв'язку з іншими мережами у даний час і в майбутньому. Роз'єднувачі рекомендується

застосовувати при величині робочого струму більше 1000 А. При кабельних вводах від трансформаторів до щита з конструктивних міркувань зручніше встановлювати рубильники, а також, автоматичний вимикач як комутаційного апарату.

#### **1.4 Вибір електричної схеми проектованої підстанції її конструктивне виконання**

Під час проектування ТП слід використовувати данні та рекомендації , що наведені у літературних джерелах [1,2,3,4,11,12,13,14,15] та нормативних матеріалах[4,16,17,18] .

1.4.1. Схема електричних з'єднань на напругу 10 кВ. На напругу 10 кВ, зрозуміло, доцільно прийняти одинарну схему секціонування на дві секції двома роз'єднувачами системи збірних шин, до якої може бути приєднано до чотирьох ліній і два силових трансформатора потужністю 400 кВА кожен. Живлення збірних шин здійснюється через два вводи. У РП - 10 кВ та силових ланцюгах слід передбачити вимикачі навантаження із заземлюючими ножами. Заземлення кожної секції збірних шин передбачається виконати стаціонарними короткозамикачами.

На лінії до віддаленого споживача необхідно встановити захист від струмів коротких замикань. Захист має бути виконаний високовольтними силовими запобіжниками. До того ж у даному колі має бути передбачений розрахунковий облік електроенергії з установкою трансформатора напруги 10 кВ і трансформаторів струму. Силові трансформатори повинні мати захист від коротких замикань з боку 10 кВ, який можливо виконати за допомогою високовольтних запобіжників. Живлення конденсаторної установки повинно здійснюватися через вимикач навантаження з заземлюючими ножами і оливний вимикач, що встановлені поза камерою конденсаторної батареї. Захист конденсаторної установки крім релейного

захисту повинен здійснюватися силовими запобіжниками. У схемі РП – 10 кВ конденсаторної установки повинен бути передбачений облік реактивної енергії та контроль напруги на батареї конденсаторів.

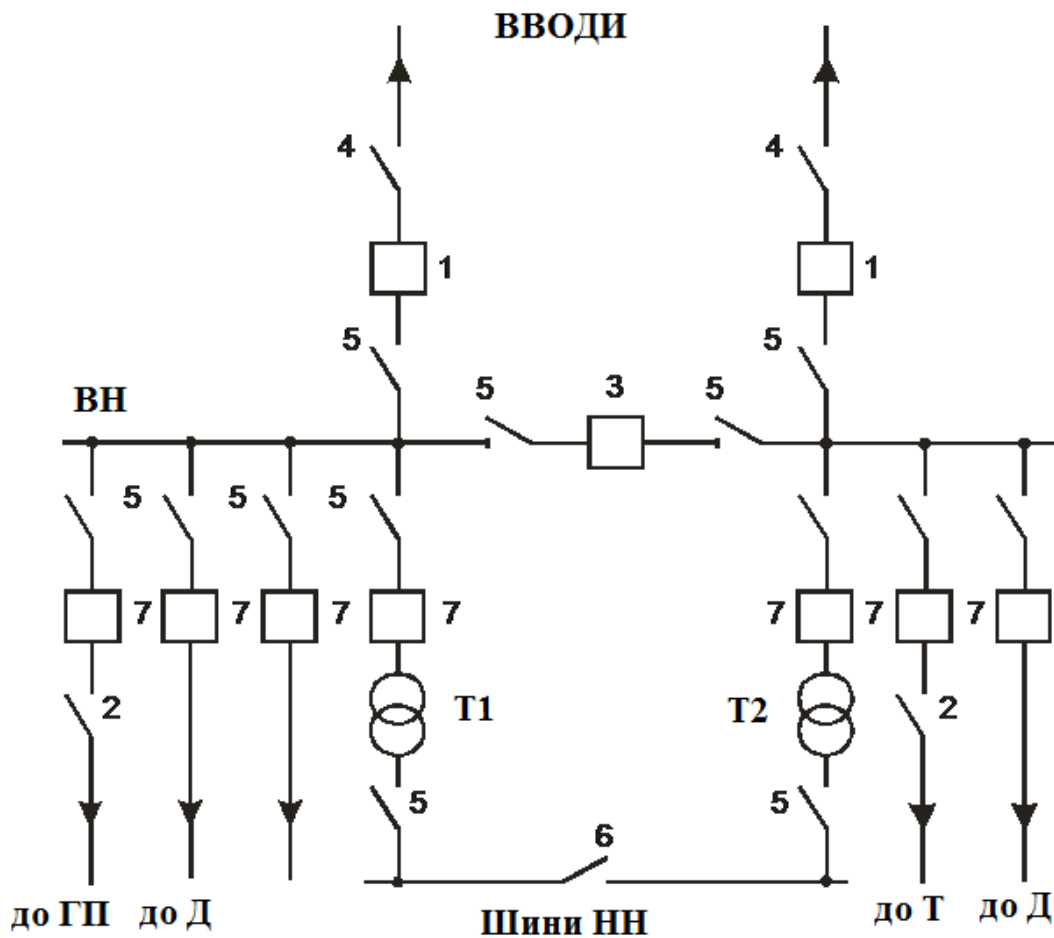


Рис. 1.4 – Трансформаторна підстанція:

1,3 – високовольтні вимикачі лінійні та шиноз'єднувальні;

7 – високовольтні вимикачі ланцюгів навантаження;

2, 4, 5, 6 – роз'єднувачі ланцюгів навантаження, лінійні, шиноз'єднувальні.

Повна принципова схема РП - 10 кВ двотрансформаторної підстанції наведена на рис. 1.5.

1.4.2. Схема електричних з'єднань на напругу 0,4 кВ. На напругу 0,4 кВ приймаємо одинарну секційовану рубильником або автоматичним вимикачем на дві секції систему збірних шин.

Живлення секцій шин здійснюється від силових трансформаторів, які підключені до щита 0,4 кВ через рубильник і автоматичний вимикач.

Кількість і навантаження ліній, що відходять, визначається завданням на проект і становить з урахуванням панелі вуличного освітлення до 20. Приєднання ліній до шин 0,4 кВ передбачається через рубильники та запобіжники.

Перетин збірних шин щита 0,4 кВ має бути розраховане виходячи з потужності силового трансформатора 400 кВ·А з урахуванням перевантаження до 40% з перевіркою на динамічну і термічну стійкість при трифазному короткому замиканні.

1.4.3. Вимірювання і облік електроенергії. На трансформаторній підстанції передбачається установка наступних вимірювальних приладів:

- вольтметра на першій секції збірних шин 10 кВ;
- амперметра на лінії 10 кВ до віддаленого споживача;
- лічильників активної та реактивної енергії на лінії 10 кВ до віддаленого споживача;
- вольтметр на секціях шин 0,4 кВ;
- амперметра на стороні 0,4 кВ силового трансформатора;
- лічильників активної і реактивної енергії на стороні 0,4 кВ силового трансформатора;
- амперметра на лініях, що відходять 0,4 кВ.

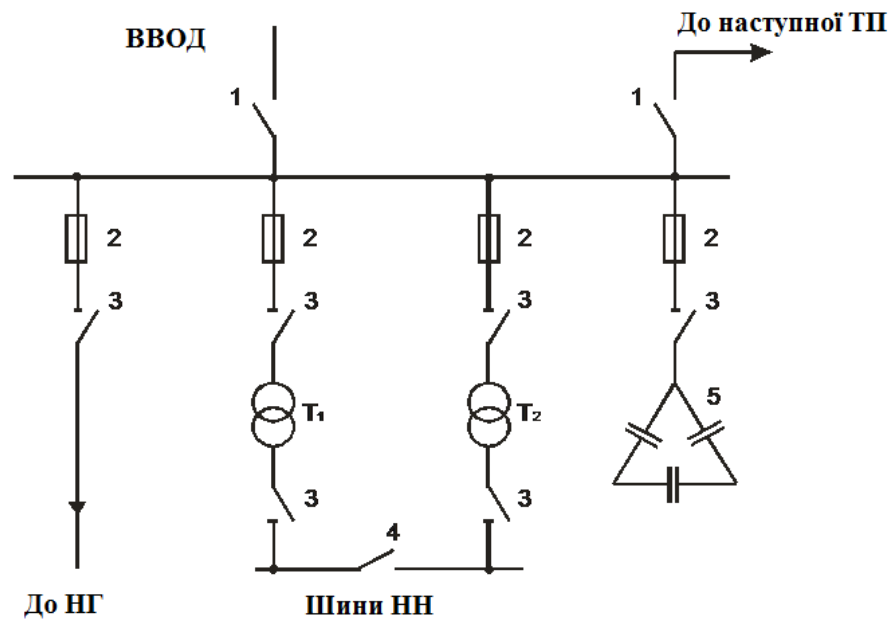


Рис. 1.5 – Схема електричних з'єднань на напругу 10 кВ:

1 – лінійні роз'єднувачі; 2 – запобіжники; 3 – вимикачі навантаження, автомати; 4 – секційний рубильник; 5 – конденсаторний пристрій для компенсації.

Перетин збірних шин щита 0,4 кВ має бути розраховане виходячи з потужності силового трансформатора 400 кВ·А з урахуванням перевантаження до 40% з перевіркою на динамічну та термічну стійкість при трифазному короткому замиканні.

1.4.4. Електроосвітлення та електросилова частина власних потреб. Живлення мережі електроосвітлення, обігріву та вентиляції трансформаторної підстанції приймаємо від групових щитків, які через перемикач можуть бути підключені до одного з вводів 0,4 У силових трансформаторів. Захист групових щитків виконується через плавні запобіжники, встановлені на внутрішній боковій стінці панелей вводів.

У трансформаторній підстанції передбачається робоче освітлення на напругу 220 В і ремонтне освітлення на напругу 36 В через понижуючий трансформатор 220/36 В. В РУ - 10 кВ передбачається технологічний обігрів

за допомогою електронагрівачів. Включення електронагрівачів є автоматичним при температурах всередині приміщення нижче за  $-25^{\circ}\text{C}$ .

Обігрів лічильників обліку електроенергії передбачається за допомогою ламп розжарювання напругою 220 В.

На підстанції повинна функціонувати аварійна витяжна вентиляція, яка повинна забезпечувати п'ятикратний обмін повітря в годину.

У нормальних умовах експлуатації вентиляція камер трансформаторів – природна. Обмін повітря здійснюється через жалюзійні решітки, розташовані у верхній і нижній зонах камер. Перепад температур між повітрям, що видаляється, і припливним повітрям приймається згідно з ПУЕ й дорівнює  $15^{\circ}\text{C}$ .

Для активного напрямку повітря у верхній частині камери передбачається горизонтальна діафрагма. В інших приміщеннях трансформаторної підстанції вентиляція здійснюється через жалюзійні решітки, встановлені у верхній зоні приміщень. Приплив повітря в ці приміщення здійснюється за рахунок інфільтрації через дверні прорізи.

1.4.5. Конструктивне виконання трансформаторної підстанції. Відповідно до завдання і обраної схеми електричних з'єднань РП - 10 кВ і РП – 0,4 кВ будівля трансформаторної підстанції має бути одноповерхова, що окремо стоїть, в якій розміщуються: камери силових трансформаторів, приміщення щита 0,4 кВ, приміщення РП- 10 кВ.

Висота до низу конструкцій – 3,6 м; прямокутна в плані, з розмірами по осях 5,6 x 10 м. Будівля ТП за ступенем відповідальності належить до II класу; по довговічності до II класу; ступінь вогнестійкості – II. Будівля ТП, відповідно до типових вимог, з несущими цегляними стінами.

Категорія виробництва з пожежної небезпеки – "Д". Двері у всіх приміщеннях відкривається по ходу евакуації.

З'єднання трансформаторів зі щитом 0,4 кВ і РП - 10 кВ здійснюється плоскими щитами. Розподільний пристрій 10 кВ комплектується камерами одностороннього обслуговування.

Щит 0,4 кВ комплектується розподільними панелями одностороннього обслуговування, що встановлюються в два ряди. У приміщенні щита 0,4 кВ передбачається установка панелі вуличного освітлення. У цьому ж приміщенні монтуються групові щити електроосвітлення, обігріву та вентиляції, кнопковий пост управління і магнітний пускач аварійної вентиляції, шафи лічильників і трансформаторів ремонтного освітлення 220/36 В.

У разі переходу кабельної лінії з ТП на повітряну, на стороні НН необхідно в камері силового трансформатора розмістити захисні розрядники, приєднавши їх висновками 0,4 кВ.

Уведення ліній 10 кВ і 0,4 кВ передбачені кріплення кабельного обладнання і конструкцій здійснюється за допомогою дюбелів, болтів і електрозварювання до закладних деталей в стінах і підлозі, передбачених в будівельній частині.

## РОЗДІЛ 2

### ВИБІР ОСНОВНОГО ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ

#### 2.1 Вибір трансформаторів ТП

Виходячи з впливу на надійність забезпечення постачання електрикою споживачів та цін на обладнання, до основних видів обладнання можна віднести трансформатори та високовольтні вимикачі [1,2, 3,10].

Основні міркування при виборі трансформаторів ТП, відповідно до категорії споживача у нормальних, аварійних і ремонтних умовах, такі:

- забезпечення роботи підприємства трансформатором, що залишився у роботі, на час заміни вибулого трансформатора з урахуванням можливого обмеження навантаження без збитку для діяльності підприємства і з використанням допустимого перевантаження;
- забезпечення мінімуму зведених затрат на трансформатори з урахуванням динаміки росту електричних навантажень.

Розглянемо викладене детальніше.

Надійність ТП забезпечується такими заходами:

1. Число трансформаторів ТП вибирається, виходячи з категорії споживача:

I категорія – обов’язково два трансформатори;

II категорія – два трансформатори, ґрунтується на техніко-економічному розрахунку з урахуванням збитків;

III категорія – один трансформатор.

2. Навантажувальна здатність трансформатора перевіряється при вимкненні одного трансформатора. При цьому враховується можливість



тривалого перевантаження трансформатора за рахунок:

- а) добового недовантаження;
- б) сезонного недовантаження.

Після виявлення усіх перерахованих показників варіантів, що порівнюються, розглядають питання забезпечення необхідної надійності та резервування електропостачання при аварійному виході з ладу одного із трансформаторів.

3. Схема ТП будується так, щоб усі її елементи постійно знаходилися під навантаженням і споживачі I та II категорій мали два джерела живлення, тобто обидва трансформатори незалежно від навантаження мають бути постійно ввімкнені.

## **2.2 Вибір найбільш підходящого типу трансформатора**

На ТП можна встановити сухі або оливні трансформатори. Розглянемо ТСЗ – трансформатор сухий, закритий, ізоляція обмотки, як правило, скловолокно, обмотка і магнітопровід можуть засипатися кварцовим піском.

Переваги трансформатора: не може бути причиною пожежі або вибуху. У зв'язку з тим його можна монтувати на будь-якому поверсі будівлі, в підвалах, на шахтах, на суднах і підводних човнах. ПУЕ рекомендує встановлювати такий трансформатор у приміщеннях зі значним скупченням людей – клуби, кінотеатри, їдальні, урядові установи тощо.

Недоліки трансформатора:

- найдорожчий тип трансформатора;
- ізоляція погано витримує імпульсні та грозові перенапруги;
- трансформатор при роботі створює підвищений рівень шуму.

Сухі трансформатори серії Trihal (SchneiderElectric) з литою епоксидною ізоляцією, залитою в глибокому вакуумі, призначені для розподільних електричних мереж напругою 6, 10 і 20 кВ.

Трансформатори серії Trihal мають наступні переваги:

- відрізняються винятковими протипожежними властивостями завдяки добавці тригідрату алюмінію в епоксидне лиття;

- низький рівень часткових розрядів завдяки особливій технології намотування і заливці в глибокому вакуумі.

ТНЗ– трансформатор герметичний, заповнений синтетичною рідиною сов тол (який є дуже отруйним, тому на підприємствах харчової промисловості трансформатори типу ТНЗ монтувати заборонено).

Переваги: трансформатор безпечний відносно пожежі, тому його рекомендують ставити на промислових об'єктах з дорогим технологічним обладнанням – машинні зали тощо.

ТМЗ (ТМВМ) – трансформатор з оливним охолодженням, герметичний.

Переваги: дешевший, ніж інші типи трансформаторів, рівень ізоляції вищий.

На ТП встановлюють також оливні трансформатори типу ТМ і ТМГ, які схожі за своїми параметрами до трансформаторів ТМЗ.

Перевагою герметичних трансформаторів ТМГ є менші габарити за рахунок відсутності розширювального бака, а також відсутність безпосереднього контакту масла з атмосферою, що виключає поглинання вологи з навколишнього середовища і, як наслідок, необхідність періодичного обслуговування.

Технічні параметри трансформаторів наведено у табл. 2.1.

Усі ці трансформатори виготовляються на українських заводах: ПАТ Укрелектроапарат, м. Хмельницький; ТОВ ЕЛІЗ, м. Зароріжжя.

Аналіз властивостей трансформаторів показує, що найбільш привабливим, з огляду на технічні параметри, є трансформатор типу ТМГ - 400/10 У1 виробництва ПАТ Укрелектроапарат. Трансформатор відповідає стандартам МЭК-76, ГОСТ 11677-85, ГОСТ Р 52719-2007 та ТУ У 31.1-13608660-062:2007.

Таблиця 2.1– Технічні параметри трансформаторів

Тип	Номинальна потужність, кВА	Номинальна напруга, кВ		Схема та група з'єднання обмоток	I <sub>о</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	Втрати	
		ВН	НН				P <sub>хх</sub> , кВт	P <sub>кз</sub> , кВт
ТС-400/10 ТСЗ-400/10	400	10	0,4	У <sub>Н</sub> /У-0	1,8	5,5	1,3	5,4
Trihal 400/10	400	10	0,4	У/У <sub>Н</sub> -0 Д/У <sub>Н</sub> -11	1,6	6,0	1,0	5,2
ТМГ-400/10 У1 (ХЛ1)	400	10	0,4	У/У <sub>Н</sub> -0 Д/У <sub>Н</sub> -11	1,8	4,5	0,61	4,60
ТМЗ-400	400	10	0,4	У/У <sub>Н</sub> -0 Д/У <sub>Н</sub> -11	1,8	4,5	0,9	5,50
ТМ-400	400	10	0,4	У/У <sub>Н</sub> -0 Д/У <sub>Н</sub> -11	1,8	4,5	0,85	5,5
ТМГМШ- 400/10 У1	400	10	0,4	У/У <sub>Н</sub> -0 Д/У <sub>Н</sub> -11	1,8	4,5	0,6	5,4

Загальний вигляд трансформатора показано на рис. 2.1.

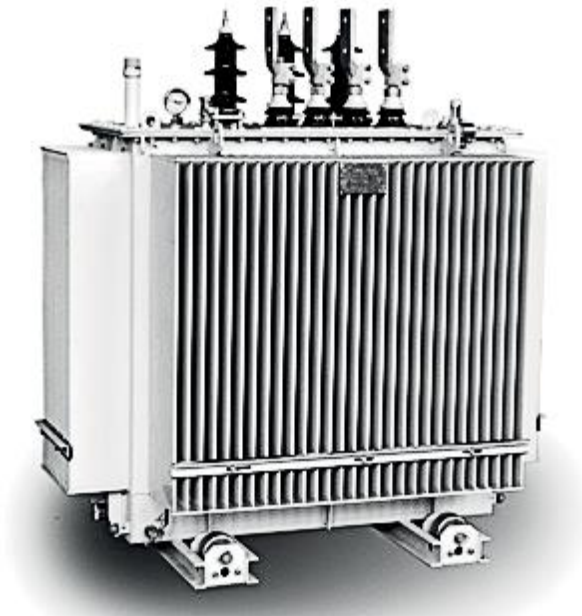


Рис. 2.1– Загальний вигляд трансформатора ТМГ-400/10

Особливості конструкції трансформаторів типу ТМГ:

- магнітопровід трансформатора виготовляється з холоднокатаної електротехнічної сталі та шихтується по схемі STEP–LAP, що дає можливість зменшити втрати холостого ходу на 10–15%. Дану конструкцію можливо виготовляти лише при наявності сучасного обладнання, яке в автоматичному режимі ріже стержні магнітопроводу;

- обмотки трансформаторів виготовляються з алюмінієвого чи мідного проводу потужністю до 400 кВА включно, починаючи з 630 до 4000 кВА з фольги. Підприємство почало робити фольгові обмотки з 2008 року після покупки швейцарських намотувальних станків «TUBOLY»;

- баки трансформаторів виготовляються з високоякісної конструкційної сталі виробництва "Stalprodukt" Польща, виготовлення гофро-стінок відбувається у автоматичному режимі. Перевірка якості зварного шва також відбувається за допомогою високочутливих фото датчиків.

Основні переваги баків виробництва ПАТ «Укрелектроапарат»:

- високоякісний закордонний метал з якого вариться бак;
- повний замкнутий цикл виробництва гофри на підприємстві;
- багаторазова перевірка якості зварювання.

Основні переваги трансформаторів ТМ(Г) виробництва ПАТ "Укрелектроапарат":

- для виробництва трансформаторів використовуються усі нові та високоякісні матеріали;
- знижені втрати холостого ходу за рахунок використання технології "Step-Lap";
- виробництво трансформаторів на найсучаснішому у світі обладнанні для трансформаторобудування;
- гарантійний термін на усі трансформатори – 5 років;
- велика кількість виконань трансформаторів – наявність різних серій трансформів по втратам холостого ходу та короткого замикання;

– можливість випуску силових трансформаторів в оцинкованому баку.

Напруга регулюється без збудження. Для цього трансформатори оснащені високовольтними перемикачами, які приєднуються до обмотки високої напруги та дозволяють регулювати напругу ступенями при відключеному від мережі трансформаторі з боку НН і ВН з діапазоном  $\pm 2 \times 2,5\%$ .

### **2.3 Високовольтне комутаційне електрообладнання трансформаторної підстанції**

Комутаційні апарати напругою вище 1000 В – найбільш відповідальний елемент розподільчих пристроїв підстанцій промислових підприємств. Основним комутаційним апаратом є силовий *вимикач*, що призначений для комутації робочих і аварійних струмів. При розриві кола контактами вимикача виникає електрична дуга, що повинна гаситися комутаційним апаратом. При конструюванні апаратів для цієї мети передбачаються спеціальні пристрої, що сприяють гасінню дуги: охолодження дуги за допомогою переміщення її в навколишньому середовищі; обдування дуги повітрям; розщеплення її на кілька рівнобіжних дуг малого перетину; подовження; дроблення; зіткнення дуги з твердим діелектриком; створення високого тиску в дуговому проміжку тощо.

Найбільш поширені вимикачі, в яких дугогасним середовищем є рідина або газ, називаються оливними або газовими (повітряними). У вимикачах дугогасним середовищем є трансформаторна олива, стиснене повітря, спеціальний газ.

Для розподільних пристроїв 6-10 кВ найбільше поширення одержали маловмісні вимикачі серій: ВМП-10/350 – на номінальний струм до 3000 А і потужність, що відключається, 350 МВА; ВМППЭ-10/500 – на номінальний струм до 3200 А, і потужність, що відключається, 500 МВ·А; ВМГ – на номінальні струми 630 і 1000 А, і потужність, що відключається 350МВА.

Випускаються також вимикачі з електромагнітним дуттям типу ВЭМ-10 на номінальний струм до 1000 А і номінальну потужність, що відключається, 350 МВА, які призначені для електроустановок з частими комутаціями.

Крім того, випускаються вимикачі з вакуумною дугогасною камерою. Перевагами апаратів такого типу є тривалий термін служби і велика кількість відключень номінального струму без заміни камери. До їхніх недоліків відносяться висока вартість і мала потужність, що відключається; це робить поки обмеженої область їхнього застосування.

Вартість вимикачів з приводами досить велика. З урахуванням необхідних для управління вимикачем трансформаторів струму і пристроїв релейного захисту вартість сучасного розподільчого пристрою виходить дуже високою.

Якщо струм мережі відносно слабкий, 400 – 600 А, доцільно вимикач з релейним захистом замінити на вимикач навантаження з невеликою дугогасною камерою та з запобіжниками.

*Вимикач навантаження* – це найпростіший високовольтний вимикач. Він використовується для відключення і включення кіл, що перебувають під навантаженням.

*Дугогасильні пристрої* вимикачів розраховані на гасіння малопотужної дуги, що виникає при відключенні струму навантаження. Їх не можна застосовувати для відключення струмів короткого замикання. Щоб розірвати ланцюг у разі виникнення короткого замикання, послідовно з вимиканням навантаження встановлюються високовольтні запобіжники відповідної здатності.

У вимикачах навантаження для гасіння дуги використовуються камери автогазові, автопневматичні, електромагнітні, з елегазовим дуттям і вакуумними елементами камери газу.

## 2.4 Призначення та конструкція вимикачів навантаження

Вимикач навантаження являє собою триполюсний комутаційний апарат змінного струму для напруги понад 1000 В, розрахований на вимикання робочого струму (порядку номінального тривалого) і забезпечений приводом для неавтоматичного або автоматичного управління [1,2, 3, 4,24,25,26].

Вимикачі навантаження призначені для комутації окремих ділянок електричного ланцюга високої напруги при струмах навантаження до декількох сотень ампер і при відсутності струму, для захисту електричних мереж від струмів короткого замикання. В цьому останньому випадку до рами вимикачів послідовно приєднуються запобіжник типу ПК або ПКТ напругою 6 - 10 кВ. Вимикачі навантаження без запобіжників застосовуються в малопотужних мережах, наприклад сільських, у вигляді самостійного комутаційного апарату. Вимикачі навантаження допускають комутацію батарей конденсаторів потужністю до 400 кВА.

Вимикач навантаження має *дугогасильний пристрій (ДП)* невеликої потужності для відключення номінальних струмів. У разі КЗ використовується *високовольтний запобіжник*. У вимикачах навантаження для гасіння дуги застосовуються камери з автогазовим, електромагнітним, елегазовим дуттям і вакуумними елементами. При включенні вимикача спочатку замикаються дугогасильні контакти, потім головні, при відключенні – навпаки. У відключеному положенні рухливий дугогасильний контакт утворює видимий повітряний зазор з дугогасильною камерою. Вимикачі навантаження можуть забезпечуватися стаціонарними заземлювальними ножами з блокуванням від неправильного включення.

Вимикачі навантаження набули широкого поширення в розподільних мережах 6 – 10 кВ для включення і відключення ліній, трансформаторів в нормальному режимі роботи, а також в схемах автоматичного включення резерву.

При усуненні аварійних ситуацій вимикачі навантаження використовуються для виділення (відключення) пошкодженої ділянки мережі. Операції виконуються дією автоматичних пристроїв в періоди часу, коли з електроустановки знята напруга, тобто в так звані "безструмові" паузи.

В експлуатації перебувають вимикачі навантаження серій ВНР – з ручним приводом і ВПН – з пружинним приводом, а також вимикачі навантаження серії ВН і їх модифікації: з заземлюючими ножами (стаціонарними заземлювачами), з запобіжниками, що з'єднуються послідовно з вимикачем навантаження, для відключення струму КЗ тощо.

Вимикачі навантаження не призначені для відключення струмів КЗ. Але в схемах з АВР допускається автоматичне включення вимикачів навантаження серій ВПН з подачею напруги на електроустановки від резервного джерела живлення.

Не рекомендується застосування вимикачів навантаження з ручним і напівавтоматичним приводами для подачі напруги на лінії, трансформатори і шини.

При автогазовому дугті гасіння дуги здійснюється газом, який виділяється зі стінок камери під дією температури дуги, показано на рис.2.2.



Рис. 2.2 – Вимикач навантаження з автогазовим дугтям.



Вимикач навантаження з автопневматичним дуттям є невеликим повітряним вимикачем. Для гасіння дуги у таких вимикачів викид стисненого повітря здійснюється за рахунок енергії відключення пружини. Принцип його дії аналогічний принципу піддуву електромагнітного вимикача (рис.2.3).

Коли використовується у вимикачах навантаження з елегазовим дуттям, то дугогасильні камери заповнюються газом при тиску в дві атмосфери. При відключеннях дугу омиває потік газу, створюваний поршневим пристроєм. Рух рухомого контакту поршневого пристрою здійснюється енергією відключення пружини. Серійно випускаються вимикачі навантаження з елегазовим дуттям на напругу до 35 - 110 кВ.



Рис. 2.3 Вимикач навантаження з автопневматичним дуттям

До теперішнього часу головним чином використовувалися вимикачі навантаження з автодуттям, наприклад, вимикачі навантаження типу ВН-16.

Випускаються *вимикачі навантаження з заземлюючими ножами*. Їх тип ВНПЗ-16 (рис.2.4). Ножі заземлення забезпечуються валом, привареними контактами у вигляді мідних пластин, і пристроєм, що блокує.



Рис. 2.4 – Вимикач навантаження з заземлюючими ножами

Ножі можуть заземляти тільки верхні або нижні контактні стійки вимикача, тому встановлюються зверху або знизу вимикача. Вал заземлюючих ножів через блокування пов'язаний з валом вимикача.

Блокування не дозволяє включити ножі заземлення при включеному вимикачі і включити вимикач при включених ножах заземлення. Ножі заземлення можна включати і відключати тільки при відключеному вимикачі.

Щоб здійснювати управління ножами заземлення, використовується окремий привід типу ПР-2. Може бути застосований ручний привід. Привід ножів встановлюють з боку, який є протилежним приводу вимикача.

*Вимикачі навантаження з запобіжниками 6 - 10 кВ і з заземлюючими ножами* (рис.2.5). Підвищення складності конструкції вимикачів навантаження дозволяє збільшити можливості їх застосування.

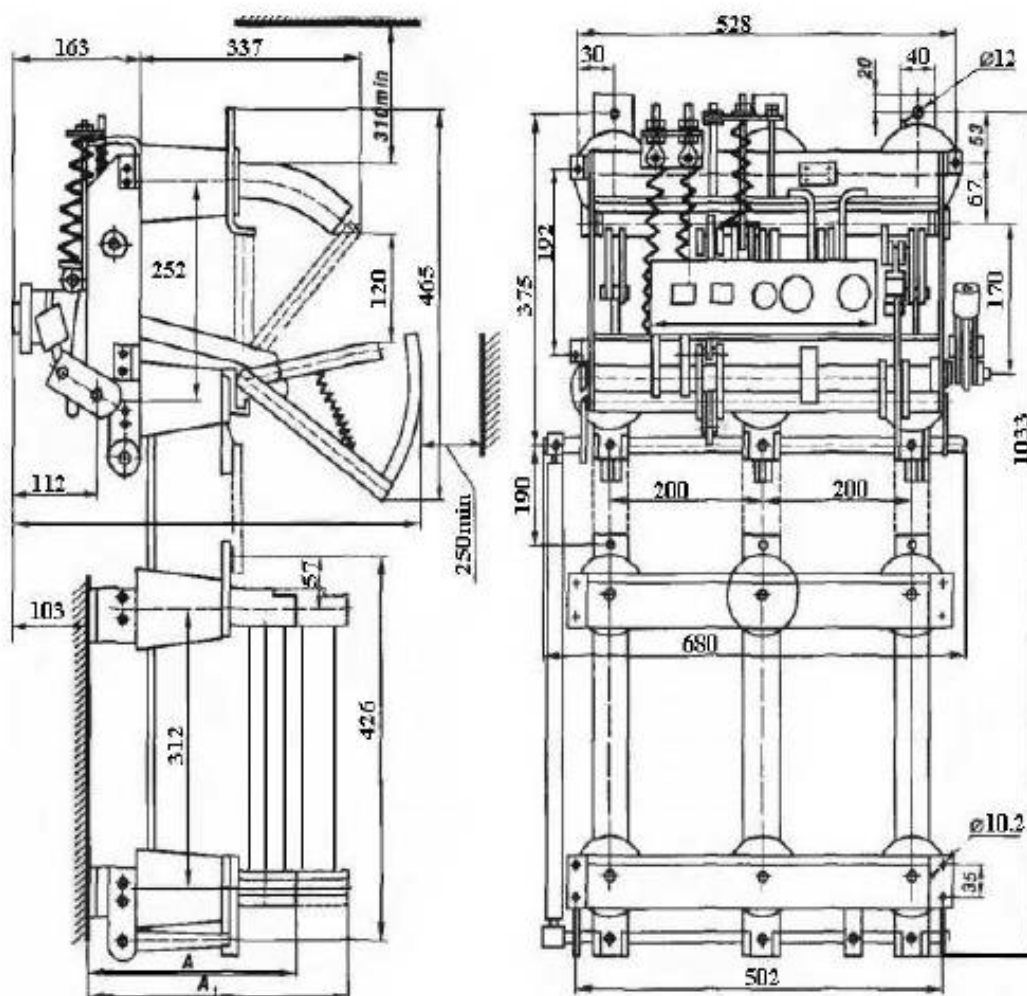


Рис. 2.5 – Вимикач навантаження типу ВНП-10 / 630-20з УЗ(з переднім розташуванням запобіжників)

Вимикачі навантаження типів ВНЗ-16, ВНПЗ-16, ВНПЗп-16, ВНПЗ-17 і ВНПЗп-17 відрізняються від вимикачів типів ВН-16, ВНП-16 і ВНП-17 наявністю стаціонарних заземлюючих ножів. Ножі заземлення у вимикачів типу ВНЗ-16 можуть заземляти верхні та нижні вивідні контакти. Їх встановлюють над або під вивідними контактами

Технічні характеристики вимикачів навантаження наведені у табл. 2.2. Вимикачі навантаження з автодугтям або автогазовий дугтям при напрузі 10 кВ можуть відключати струми 400 А тільки до 20 разів. Мале число відключень номінального струму, обмежена здатність до включення і електродинамічна стійкість потребували розробки нових видів вимикачів навантаження.

Приклад: у позначенні вимикача букви означають: В – вимикач; Н – навантаження; П – наявність вбудованого запобіжника; З (ВНЗ-16) – наявність заземлюючих ножів на вводі; зп (ВНзп-16) – наявність заземлюючих ножів за запобіжником.

*Вимикач навантаження електромагнітного типу* ВНТЭМ–10. Він застосовується при номінальних струмах 630, 400 А і відповідно номінальних напругах 6- 10 кВ.

У таких вимикачів підвищені струми відключення більше номінальних в 1,5 рази, а граничні наскрізні струми становлять амплітудне значення 51 кА, діюче значення періодичної складової 20 кА. Вимикач обладнаний пружинним приводом з ручним заводом і дистанційним керуванням. Але номенклатура та випуск таких вимикачів є обмеженим.

*Вакуумні вимикачі навантаження* мають малі габарити і вагу, мають високі експлуатаційні характеристики, успішно застосовуються в якості вимикачів навантаження.

Так вимикач серії ВНВР-10/630 (рис. 2.4), розрахований на напругу 10 кВ і номінальний струм 630 А.

Цей електричний апарат, призначений для комутації трифазних електричних кіл змінного струму з частотою 50 Гц номінальною напругою 10 кВ в нормальних та аварійних режимах. Вимикач забезпечує вмикання на коротке замикання, здійснює багаструмратне автоматичне повторне вмикання (АПВ) та дистанційне керування від релейного захисту і кіл оперативного керування. Вимикач призначений для експлуатації в комірках КРП. Але ці вимикачі розраховані на струми більше 630 А.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики вимикачів навантаження

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{н.відк.}}$ , А	$I_{\text{м.дин.с}}$ , кА
ВНР-10/400-10зУ3	10	400	400/800	25
ВНА-10/630-20У2	10	630	630	52
ВНА СЭЩ-10/630-20У2	10	630	630	52
ВНПР-10/630-16	10	630	630	41
ВНПРА-10/630-20	10	600/300	800	51
ВН-11/400-20У3	10	400	400/200	80
ВНП-10/400-20У3	10	630	630	51
ВНА-ЭД-П-10/630-20У2	10	630	630	52
ВНРП-10/400-10зУ3	10	400	400/800	25
ВНРП-10/400-10зз У 3	10	400	400/800	25
ВНРП-10/400-10зп3 У 3	10	400	400/800	25
ВНПУ-10/400-10зУ3	10	400	400/800	25
ВНПУ-10/400-10зпУ3	10	400	400/800	25
ВНПУП-10/400-10зп3У3	10	400	400/800	25
ВНВР-10/630-20 (вак)	10	630	630	52
ВБСН-10/630-20 (вак)	10	630	630	52
КАГ-24-30/30000 У3	24	30000	30000	500

\*Примітка: В – вимикач; Н – навантаження; А – автогазовий; Р – з ручним приводом; П – з пружинним приводом; П – конструктивне виконання (з вбудованим запобіжником); У – з посиленою контактною системою; К – пристрій комплектний; АГ – конструктивне виконання (генераторний); З – із заземлюючими ножами; ЗП – заземлювальні ножі розташовані за запобіжником; 3 – наявність пристрою для подачі команди на відключення при перегорання запобіжника.



Рис. 2.4 – Вакуумний вимикач навантаження ВНВР-10/630-20

Аналіз властивостей вимикачів навантаження показує, що для здійснення комутації на трансформаторній підстанції, що проектується, доцільно на вводах N1 і N2, лінії що відходить від другої секції збірних шин, використовувати вимикачі навантаження типу ВНР - 10/400 - 10з УЗ, а на лініях живлення силових трансформаторів, лінії, що відходить від першої секції збірних шин, вимикачі навантаження типу ВНРП - 10/400 -10зп УЗ.

## РОЗДІЛ 3

### РОЗРАХУНОК І ВИБІР СТРУМОПРОВІДНИХ ЕЛЕМЕНТІВ та ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

#### 3.1 Живлення силових трансформаторів

На підстанції встановлено два силових трансформатора типу ТМ–400–10 / 0,4. За каталогом паспортні дані трансформаторів:  $U_K = 4,5\%$ ;  $P_{XX} = 1,45$  кВт;  $P_{K3} = 5,5$  кВт;  $I_0 = 2,1\%$ ;  $U_{H1} = 10$  кВ;  $U_{H2} = 0,4$  кВ;  $S_H = 400$  кВА.

Номинальні струми трансформаторів:

$$I_{1H} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{1H}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,12 \text{ А};$$

$$I_{2H} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{2H}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 578,03 \text{ А}.$$

При максимальній можливості навантаження трансформаторів:

$$I_1' = 1,4 \cdot I_{1H} = 1,4 \cdot 23,13 = 32,368 \text{ А};$$

$$I_2' = 1,4 \cdot I_{2H} = 1,4 \cdot 578,03 = 809,25 \text{ А}.$$

Кабель живлення з боку 10 кВ для трансформаторів Т1 і Т2 обираємо по ймовірному максимальному аварійного струму. Кабель прокладається в каналі. По таблиці 1.1 [27] обираємо кабель марки ААШв – із алюмінієвими жилами, алюмінієвої оболонкою із зовнішнім покритвом (ПВХ шланг), ізоляція струмоведучих жил – паперова з підвищеною температурою нагріву. Перетин струмопровідної жили  $16 \text{ мм}^2$ , табл. 4.14 [28]. Остаточо вибираємо кабель марки ААШв–3 (1x16),  $I_{\text{довг}} = 46 \text{ А}$ .

3.1.1. Ввод № 1. Максимальне розрахункове навантаження вводу. Так як у випадку аварії на одному з введів живлення системи буде здійснюватися через справний введення, тому перетин ввідного кабелю на вводах №1 і №2 обираємо за загальним сумарним навантаженні. При цьому вважаємо, що трансформаторні відходять лінії можуть бути завантажені на потужність 1,4 SN трансформатора:

$$I_{\text{расч макс}} = 1,4I_{T1} + 1,4I_{T2} + 2,14I_{T1} = 32,368 + 32,368 + 2 \cdot 32,368 \approx 129,5 \text{ A}$$

За отриманим значенням розрахункового струму  $I_{\text{расч макс}} = 129,5 \text{ A}$  обираємо кабель з алюмінієвими жилами високовольтний, для прокладки в землі перетином жили  $50 \text{ мм}^2$ . Марка кабелю – ААБ-3 (1x50),  $I_{\text{довг доп.}} = 140 \text{ A}$ ; табл.4.12 [28]

3.1.2. Ввод № 2. Для введення № 2: марка, перетин і характеристика кабелю, однакові з технічними даними кабелю для введення № 1.

Крім того, приймаємо довжини введів від центрального розподільного пункту до проектованої підстанції в межах від 3 до 35 км, що характерно для підстанції, що окремо стоїть.

3.1.3. Вибір шин секцій I і II РП–10 кВ. Як відомо, найбільш поширеним провідникові матеріалом є алюміній. Особливо це стосується РУ високої та низької напруги і силових кабелів. Тому доцільно секції шинної збірки РУ-10 кВ виконати алюмінієвими шинами.

Розрахункову струмовий навантаження на шинну збірку визначимо з умови сумарної максимальної розрахункової навантаження підстанції в умовах аварійного стану введення № 2. Тоді струмовий навантаження на шини секції I буде розподілятися пропорційно навантаженням струмоприймачів. При цьому секція II підключається до секції I через роз'єднувачі QS1 і QS2.

Найбільше значення струму через шину секції I:



$$I_{шин\ сб} = 1,4I_{H\ T2} + I_{омх\ 1} + I_{омх\ 2} + I_{тр.напр} = 1,4I_{H\ T2} + 1,4I_{H\ T2} + 1,4I_{H\ T2} + I_{тр.напр};$$

де  $I_{тр. напр.}$  – струм трансформатора напруги, який в порівнянні зі струмами навантаження малий, тому цим струмом в розрахунках нехтуємо.

$$I_{шин\ сб} = 3 \cdot 32,368 = 97,1 \text{ А.}$$

Виходячи з величини отриманого максимального значення струму і механічної міцності алюмінієвих шин, вибираємо по табл 1.1 [29] шини алюмінієві марки АТТ, перетином  $(40 \times 5) \text{ мм}^2$ ;  $I_{трив} = 540 \text{ А}$ .

Друга секція шин вибирається аналогічно.

Довжина шиною збірки – 3 м, контактні перемички між I і II секціями через роз'єднувачі QS1 і QS2 виконуються також шинами алюмінієвими марки АТТ перетином  $(40 \times 5) \text{ мм}^2$ ,  $I_{трив} = 540 \text{ А}$ .

3.1.4. Розподільний пристрій 0,4 кВ. Розподільний пристрій 0,4 кВ має однесекційну систему збірних шин. Максимальне розрахункове навантаження на секцію визначається дозволеним максимальним навантаженням. Секція виконана шинами алюмінієвими марки АТТ, перетином  $(80 \times 6) \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп. доз.} = 1150 \text{ А}$ .

Підведення живлення від трансформатора до шинним збірок I і II також здійснюється алюмінієвими шинами АТТ перетином  $(80 \times 6) \text{ мм}^2$  за допомогою комутаційних апаратів.

Так як найбільший струм трансформатора визначається його здатністю навантаження, тому вибір автоматичного вимикача і рубильника робимо за величиною цього струму, тобто:

$$I_{номр} = \frac{I_2'}{n} = \frac{809,25}{10} \approx 81 \text{ А} .$$

Обираємо автоматичний вимикач триполюсний типу АВМ–15,  $I_{ном} = 1500 \text{ А}$ ;  $I_{ном. макс. роз.} = 1000 \text{ А}$ ;  $I_{уст. тепл. р.} = 1250 \text{ А}$ ;  $I_{уст. КЗ} = 8000 \text{ А}$ ;  $I_{відк} = 35 \text{ кА}$ ;  $U_H = 660 \text{ В}$ .

Обираємо рубильник триполюсний з  $U_H = 660 \text{ В}$  з розривними контактами і важільним приводом, без дугогасильних камер типу РП-5, із

номінальним струмом 1000 А. Облік витрат електроенергії ведеться за допомогою лічильників активної енергії, включених через трансформатори струму ТНШЛ, по табл.1.49 [31]. Ці трансформатори мають такі технічні характеристики: Ш – шинний;  $I_{1H} = 1000\text{А}$ ;  $I_{2H} = 5\text{А}$ ;  $U_{1H} = 0,66\text{кВ}$ ;  $I_{терм.1с} = 50\text{кА}$ ; клас точності – 0,5. Зв'язок між секціями здійснюється за допомогою рубильника.

Вибираємо триполюсний рубильник з  $U_{ном} = 660\text{ В}$  з розривними контактами і важільним приводом, без дугогасильних камер.

3.1.5. Нульова точка силового трансформатора. Нейтраль (нульова точка) трансформатора з'єднана з внутрішнім контуром заземлення підстанції за допомогою алюмінієвих шин марки АТТ перетином  $(80 \times 6)\text{ мм}^2$ , довжиною 5м. Шина прокладається разом з струмоведучими шинами шинного моста, який зв'язує сторону низької напруги трансформатора з шинами РП.

Приєднання заземлюючої шини до одного з каркасів панелей РУ здійснюється за допомогою болтів і гайок. Каркаси і панелі, в свою чергу, пов'язані між собою і загальним контуром заземлення сталевую смугою перетином  $(40 \times 4)\text{ мм}^2$ .

Крім цього, нульова точка низької напруги трансформаторів за допомогою сталеві смуги перетином  $(40 \times 4)\text{ мм}^2$  з'єднується з високим контуром заземлення підстанції.

3.1.6. Виводи до навантажень. Кількість навантажень по секціях розподіляється наступним чином:

*секція I.* Усього зосереджених споживачів – десять.

Розподіл навантаження по споживачах рівномірний, режим роботи тривалий. Можливі перевантаження враховуються коефіцієнтом  $K_{п} = 1,4$ . Тому навантаження то струму кожного споживача визначається виходячи з повного навантаження трансформатора при коефіцієнті перевантаження 1,4.

$$I_{номр} = \frac{I_2'}{n} = \frac{809,25}{10} \approx 81\text{А}.$$

Підключення ліній, що відходять до шинної збірки секцій, проводиться парно через загальну перемичку. Перемичка виконується алюмінієвими шинами прямокутними марки АТТ, перетином  $(20 \times 3) \text{ мм}^2$ ,  $I_{дон} = 215 \text{ А}$ ;  $l_n = 1 \text{ м}$ .

Розрахункове значення струму що протікає через перемичку:

$$I_{разр} \approx 2 I_{номр} = 2 \cdot 81 = 162 \text{ А} < I_{дон} = 215 \text{ А},$$

що задовольняє умовам експлуатації.

Відгалуження від перемички на лініях, що відходять до рубильника, доцільно виконати також прямокутними алюмінієвими шинами марки АТТ, перетином  $(15 \times 3) \text{ мм}^2$ , для яких  $I_{дон} = 165 \text{ А}$ ;  $l = 0,75 \text{ м}$ .

Перемички між рубильником і запобіжником і далі до кабельногозакладення, тобто місця підключення силового кабелю, виконані шинами марки АТТ, перетином  $(15 \times 3) \text{ мм}^2$ ,  $l = 1,5 \text{ м}$ .

Як комутуючий пристрій для кожного відгалуження вибираємо рубильник Р-31, триполюсний напругою до 660 В з розривними контактами,  $I_{ном} = 100 \text{ А}$ ;  $I_{дін.уст.} = 10 \text{ кА}$ ; маса 0,89 кг.

Для захисту від КЗ на відгалуженні повинні бути встановлені запобіжники.

Відповідно до тривалого розрахункового струму відгалуження  $I_{роз.від.} = 81 \text{ А}$  обираємо запобіжники типу ПН-2. Номінальний струм патрона  $I_{н.п.} = 100 \text{ А}$ , зі струмом плавкої вставки  $I_{пл.вст.} > I_{роз.від.}$ .

За табл.6.2 [28] вибираємо плавку вставку на струм 80А.

*секція II. Усього зосереджених споживачів –7 (сім).*

Навантаження споживачів секції II однакове з навантаженням споживачів секції I. Таким чином, обираємо ті ж апарати і ті ж ошиновки, що й для відгалуження секції I.

Освітлювальне навантаження, під'єднане до секції II, підрозділяється на дві групи: група нічного та група вечірнього освітлення. Електрообладнання освітлювального навантаження зосереджено на одному щиті осередку РУ-0,4; тип щита ЩО-70-1-93.

Живлення до щита освітлення підводиться через відгалуження шинної збірки, аналогічно відгалуженням силового навантаження через рубильник і запобіжники. Відповідно до завдання на проектування сумарна потужність освітлювального навантаження становить  $\Sigma P_{осв.ном} = 40 \text{ кВт}$  і визначається наступним чином: потужність навантаження нічного освітлення  $P_{осв.ніч} = 30 \text{ кВт}$ , потужність навантаження вечірнього освітлення  $P_{осв.веч.} = 10 \text{ кВт}$ .

Від щита освітлення живлення на освітлювальне навантаження передається через запобіжники і магнітні пускачі.

Максимальний розрахунковий струм сумарного освітлювального навантаження:

$$I_{осв.} = \frac{\Sigma P_{осв.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 60,84 \text{ А}$$

Струми навантаження в нічний і вечірній час

$$I_{ОН} = I_{осв.} \cdot \frac{2}{3} = 60,84 \cdot \frac{2}{3} = 40,56 \text{ А};$$

$$I_{ОВ} = I_{осв.} \cdot \frac{1}{3} = 60,84 \cdot \frac{1}{3} = 20,28 \text{ А}.$$

За струмом  $I_{осв.} = 60,84 \text{ А}$  вибираємо рубильник в ланцюзі живлення щита ЩО-70-1-93 типу Р-31;  $I_H = 100 \text{ А}$ .

Запобіжники в цьому ланцюзі вибираються за умовою :  $I_{ном.пл. \geq I_{расч. \text{ вст}}}$

Де  $I_{расч.} = I_{осв.} = 60,84 \text{ А}$ .

Таким чином, обираємо запобіжники ПН-2,  $I_{ном.потр.} = 100 \text{ А}$ ;  $I_{ном. пл.вст.} = 80 \text{ А}$ .

Контроль витрати електроенергії на освітлення здійснюється лічильниками активної енергії (на схемі не вказані), через трансформатори струму. Вибираємо трансформатор струму типу ТК-20. Технічна характеристика, якого К – котушковий;  $U_{IH} = 0,5 \text{ кВ}$ ;  $I_{IH} = 75 \text{ А}$ ; клас точності 0,5. Трансформатори струму встановлюються у кожній фазі.

Включення і відключення освітлювальних груп проводиться за допомогою магнітних пускачів. Магнітні пускачі вибираємо по

номінальному струмі навантаження. З урахуванням того, що освітлювальне навантаження вечірнього часу може зрости, вибираємо магнітний пускач на лінію вечірнього часу, що є аналогічним магнітному пускачу на лінії нічного освітлення. Таким чином, виходячи з величини струму  $I_{ном} = 40,56 \text{ А}$  і  $U_H = 380 \text{ В}$ , вибираємо магнітні пускачі для освітлювальної мережі типу ПМЛ-410004,  $I_H = 63 \text{ А}$ ;  $U_H$  до 660 В;  $U_{кат} = 380 \text{ В}$ .

Кількість головних контактів – 3, нормально замикаючих і блок-контактів 2 н.з і 2.б.к.

Навідгалуженнях освітлювального навантаження вибираємо запобіжники ПН-2,  $I_{ном.потр.} = 100 \text{ А}$ ;  $I_{ном.пл.вст.} = 80 \text{ А}$ .

Запобіжники на відгалуженнях освітлювального навантаження

$$I_{расч.о.отв.} = \frac{\sum I_0}{4} = \frac{60,84}{4} = 15,21 \text{ А.}$$

вибираємо по розрахунковому максимальному струму в лінії

$$I_{пл.вст.} \geq I_{расч.о.отв.},$$

$$\text{тобто } I_{пл.вст.} \geq 15,21 \text{ А}$$

Номінальний струм плавкої вставки вибираємо з умови

За табл.6.6 [4] вибираємо запобіжники типу ПП-24,  $I_{ном.п.вст.} = 25 \text{ А}$ ;

$$I_{ном.пл.вст.} = 20 \text{ А}; I_{пред.відкл.} = 100 \text{ кА.}$$

3.1.7. Контроль навантаження відгалужень секцій I і II. Контроль навантаження здійснюється на кожному відгалуженні за допомогою амперметра, включеного в одну з фаз, припускаючи, що навантаження фаз приблизно однакове, тобто не виходить за межі, які впливають на якість електроенергії. Амперметри підключені через трансформатори струму. Трансформатори струму вибираємо по номінальному струму відгалуження. Для всіх відгалужень трансформатори струму будуть однакові.

Вибираємо по табл.1.49 [31] трансформатор струму котушковий ТК-20;  $U_{1H} = 0,5 \text{ кВ}$ ;  $I_{1H} = 100 \text{ А}$ ;  $I_{2H} = 5 \text{ А}$ ; кл. точності 0,5.

3.1.8. Власні потреби підстанції. На підстанції, споживачами електроенергії власних потреб є:

- нагрівальні пристрої, які підтримують необхідну температуру всередині приміщень розподільних пристроїв з метою забезпечення нормальної роботи механізмів електрообладнання при негативних температурах;

- В РП–10кВ і РП–0,4 кВ встановлені три електропечі потужністю по 1 кВт кожна;

- вентилятори аварійної вентиляції з потужністю електродвигуна 1 кВт;

- лампи розжарювання для обігріву лічильників активної та реактивної енергії – три лампи по 100 Вт кожна;

- освітлення всередині підстанції – вісім освітлювальних точок по 75 Вт кожна.

Загальна сумарна потужність власних потреб становить:

$$\Sigma P_{с.н.} = P_n + P_в + P_l + P_{осв.} = 3 + 1 + 0,3 + 0,6 = 4,9 \text{ кВт.}$$

На підстанції передбачено живлення споживачів власних потреб від першої і другої секції. До того ж, в роботі знаходиться один ланцюг, а другий знаходиться в резерві. У разі аварійного стану I і II секції живлення споживачів здійснюється за відповідним ланцюгом.

$$I_{с.н.} = \frac{\Sigma P_{с.н.}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{4,9}{1,73 \cdot 0,38} = 7,45 \text{ А.}$$

Розрахунковий максимальний струм ланцюга електропостачання власних потреб.

Живлення щитка власних потреб здійснюється від панелі введення № 1 і введення № 2 силових трансформаторів Т1 і Т2 за допомогою кабелю марки ВВГ 3x4 + 1x2,5 чотирьохжильний з поліхлорвінілової ізоляцією окремих жил і з поліхлорвініловою загальною оболонкою без зовнішнього покриття.

Захист ланцюга власних потреб здійснюється запобіжниками типу ПРС –25;  $I_{ном.} = 25\text{А}$ ;  $I_{пл.вст.} = 10\text{А}$ ; патрон Ц–27.

### 3.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Коротке замикання (КЗ), є порушення нормальної роботи електричної установки. Можливе замикання фаз між собою, а в системах із заземленою нейтраллю також замикання фаз на землю. Коротке замикання в електроустановках виникає в результаті пробоїв і перекриттів ізоляції електрообладнання, накидів, помилкових дій персоналу і з багатьох інших причин.

При КЗ струми в фазах установки збільшуються в порівнянні з їх номінальним значенням, а напруга знижується. У трифазній електричній мережі можливі наступні види коротких замикань: трифазне, двофазне, двофазне на землю, а також однофазне КЗ.

Для проходження струму однофазного короткого замикання необхідно, щоб на ділянці ланцюга, де сталося пошкодження, була заземлена нульова точка трансформатора, електрично пов'язана з місцем КЗ. Зазвичай, у місці КЗ виникає електрична дуга, яка разом з опорами елементів шляху проходження струму КЗ утворює перехідний опір. Зазвичай в високовольтних мережах нехтують перехідним опором, у такому випадку КЗ називають металевим. Це спрощує розрахунки і дає максимально можливе, при одних і тих самих вихідних умовах, значення струму КЗ.

Обчислення струмів короткого замикання необхідно для вибору електрообладнання: електричних апаратів, шин, ізоляторів, силових кабелів, ліній електропередачі; вибору засобів обмеження струмів короткого замикання: запобіжників, реакторів; проектування релейного захисту; аналізу аварій в електричних системах.

Розрахунок струмів КЗ електричного ланцюга високої напруги, так і ланцюга високої напруги, так і ланцюгів низької напруги проводиться за схемами заміщення, на яких вказані конкретні струми короткого замикання.

3.2.1. Розрахунок струмів короткого замикання в ланцюзі РП-10кВ. Виходячи з принципової схеми РП-10кВ, складемо розрахункову схему





Так як потужність джерела досить велика і, отже, ЕРС його змінена, та, крім цього, точки короткого замикання віддалені від джерела живлення, то періодична узгоджуюча струму КЗ вважається незмінною. Для окремо розташованих підстанцій середня відстань від підстанції споживача до центрального розподільного пункту знаходиться в межах 3–3,5 км. В даному випадку опір системи до точки приєднання споживача слід прийняти рівним нулю і величина періодичної складової визначається тільки опором окремих елементів ланцюга короткого замикання.

3.2.2. Заступна схема кола КЗ. Розрахунки виконуються з використанням заступної схеми, представленої на рис. 4.2.

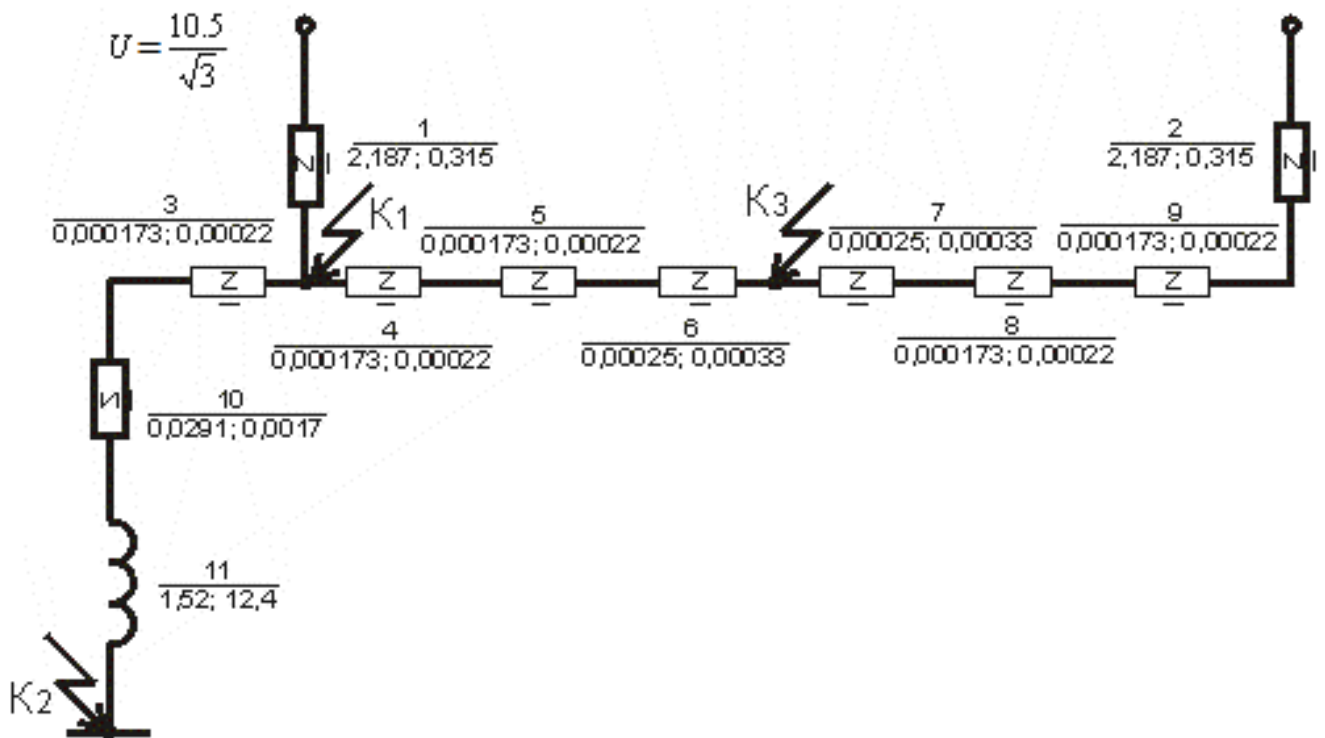


Рис.3.2– Заступна схема кола КЗ

Опори заступної схеми:

$$r_1 = r_0 \cdot l = 0,625 \cdot 3,5 = 2,187 \text{ Ом};$$

$$x_1 = x_0 \cdot l = 0,09 \cdot 3,5 = 0,315 \text{ Ом};$$

$$r_2 = r_0 \cdot l = 0,625 \cdot 3,5 = 2,187 \text{ Ом};$$

$$x_2 = x_0 \cdot l = 0,09 \cdot 3,5 = 0,315 \text{ Ом};$$

$$r_3 = r_4 = r_5 = r_8 = r_9 = r_0 \cdot l_1 = 0,173 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,000173 \text{ Ом};$$

$$x_3 = x_4 = x_5 = x_8 = x_9 = x_0 \cdot l_1 = 0,222 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,000222 \text{ Ом};$$

$$r_6 = r_7 = r_0 \cdot l_6 = 0,173 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} = 0,0002595 \text{ Ом};$$

$$x_3 = x_4 = x_5 = x_8 = x_9 = x_0 \cdot l_1 = 0,222 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,000222 \text{ Ом};$$

$$x_6 = x_7 = x_0 \cdot l_6 = 0,222 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} = 0,000333 \text{ Ом};$$

$$x_3 = x_4 = x_5 = x_8 = x_9 = x_0 \cdot l_1 = 0,222 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,000222 \text{ Ом};$$

$$r_{10} = r_0 \cdot l = 1,94 \cdot 15 \cdot 10^{-3} = 0,0291 \text{ Ом};$$

$$x_{10} = x_0 \cdot l = 0,113 \cdot 15 \cdot 10^{-3} = 0,00170 \text{ Ом};$$

Опір трансформатора

$$r_{11mp} = \frac{Px \cdot U_{\phi}^2 \cdot 10^{-3}}{S_{ном}^2} = \frac{5,5 \cdot 10,5^2 \cdot 10^{-3}}{0,4} = 1,52 \text{ Ом};$$

$$x_{11mp} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10500^2}{400 \cdot 10^3} = 12,4 \text{ Ом}.$$

Спрошуємо заступну схему :

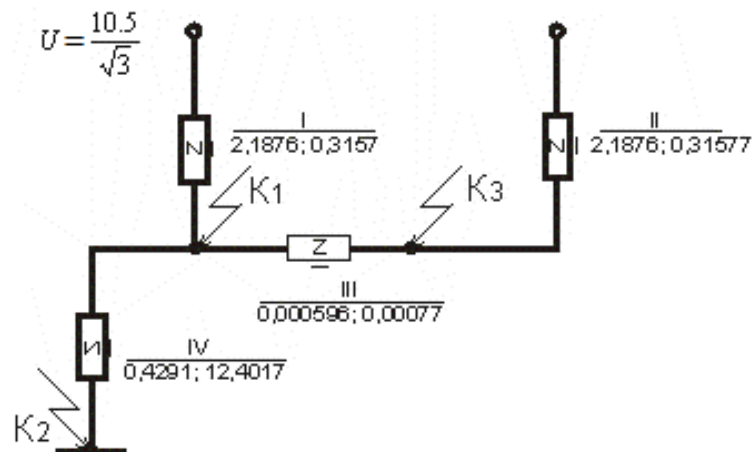


Рис. 3.3 – Спрощена схема для розрахунку струмів КЗ

3.2.3. Розрахунок струмів короткого замикання. Коротке замикання в точці К1:

$$I_{10,5}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{1K3}},$$

де  $Z_{1K3}$  – визначається як сума опорів лівої і правої гілок заступної схеми.

При цьому заступна схема матиме такий вигляд рис.4.4.

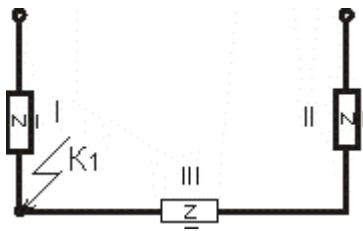


Рис. 3.4– Заступна схема

$$z_{1K3} = \sqrt{\left( \frac{r_I \cdot (r_{II} + r_{III})}{r_I + r_{II} + r_{III}} \right)^2 + \left[ \frac{x_I \cdot (x_{II} + x_{III})}{x_I + x_{II} + x_{III}} \right]^2}$$

$$z_{1K3} = \sqrt{\left[ \frac{2,187 \cdot (2,1876 + 0,000596)}{2,187 + 2,1876 + 0,000596} \right]^2 + \left[ \frac{0,3157 \cdot (0,3157 + 0,00077)}{0,3157 + 0,3157 + 0,00077} \right]^2} = 1,105 \text{ Ом}$$

$$I_{10,5K1}^{(3)} = \frac{105000}{\sqrt{3} \cdot 1,105} = 5492,637 \approx 5493 \text{ А}$$

Розрахунок ударного струму короткого замикання у точці К1. Активний опір системи приймаємо як і  $X_c$  рівним нулю. Відношення індуктивного опору до активного опору ланцюга короткого замикання:

$$\frac{x_{\Sigma K1}}{r_{\Sigma K1}} = \frac{0,15804}{1,0936} = 0,1445 \approx 0,145 .$$

Постійна часу ланцюга короткого замикання:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma K1}}{\omega \cdot r_{\Sigma K1}} = \frac{0,15804}{314 \cdot 1,093} = 0,000462 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт:

$$K_{y\delta} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,00042}} = 1 + e^{-23,8} \approx 1$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1:

$$i_{y\delta.K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{10,5K1}^{(3)} = 1,41 \cdot 1 \cdot 5493 = 7768,3A$$

Коротке замикання в точці К3. Очевидно, схема заміщення в цьому випадку буде мати дзеркальне відображення схеми заміщення при замиканні в точці К1, тобто рис.4.5.

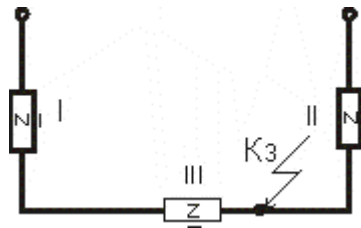


Рис. 3.5– Заступна схема

Результати розрахунків режиму короткого замикання для точки К3 також, очевидно, буде ті ж самі, що і для точки К1. Тобто:

$$I_{10,5K3}^{(3)} = 5493A; \quad K_{y\delta} \approx 1; \quad i_{y\delta.K3}^{(3)} = 7768,3A.$$

3.2.4. Коротке замикання в точці К2. Сумарний опір ланцюга короткого замикання:

$$\bar{z}_{\Sigma K2} = \bar{z}_I + \bar{z}_{II} + \bar{z}_{III} + \bar{z}_{IV},$$

$$\text{Де } \bar{z}_I + \bar{z}_{II} + \bar{z}_{III} = 1,05 \text{ Ом}; \quad r_{I-III} = 1,0936 \text{ Ом}; \quad x_{I-III} = 0,15804 \text{ Ом}.$$

$$z_{IV} = \sqrt{r_{IV}^2 + x_{IV}^2} = \sqrt{1,548^2 + 12,4017^2} = 12,5 \text{ Ом};$$

$$z_{\Sigma K2} = \sqrt{(1,548 + 1,0936)^2 + (0,158 + 12,401)^2} = 12,83 \text{ Ом};$$

$$I_{10,5K2}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K2}} = \frac{10500}{1,73 \cdot 12,83} = 473,1A.$$

3.2.5. Розрахунок ударного струму короткого замикання в точці К2.

Активний опір ланцюга короткого замикання:  $r_{\Sigma} = 1,5227 \text{ Ом}$ .

Індуктивний опір ланцюга короткого замикання:  $x_{\Sigma} = 12,554 \text{ Ом}$ .

Постійна часу ланцюга короткого замикання в точці К2:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma K2}}{\omega \cdot r_{\Sigma K2}} = \frac{12,554}{314 \cdot 2,6416} = 0,015 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт короткого замикання у точці К2:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0015}} = 1 + e^{-0,666} = 1 + 0,514 = 1,514.$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$i_{y\partial, K2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{10,5 K2}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,514 \cdot 473,1 = 1009,945 \text{ А} \approx 1010 \text{ А.}$$

### 3.2.6. Розрахунок струмів короткого замикання в ланцюзі РУ–0,4 кВ.

Розрахункова схема з характерними точками найбільш ймовірного короткого замикання наведена на рис.4.6.

Приймаємо, що напруга на шинах з боку вищої напруги силового трансформатора залишається незмінним і визначається розрахунковим значенням  $U_{розр} = 10,5$  кВ. Опір від джерела живлення до цих шин не враховуємо. Розрахунок опорів ведемо в іменованих одиницях в мОм. Базове напруга приймаємо рівним  $U_{2н} = U_{\delta} = 400$  В.

Опір заступної схеми :

$$r_0 = 0,074 \text{ мОм/ м}; \quad x_0 = 0,176 \text{ мОм/ м.}$$

Опори трансформаторів Т1 і Т2:

$$r_T = \frac{P_K \cdot U_{\delta}^2}{S_{ном.}^2} = \frac{5,5 \cdot 400^2}{400^2} = 5,5 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{U_K^2 - \left(\frac{P_K}{S_{ном.}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном.}} ;$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{5,5}{100}\right)^2} \cdot \frac{400^2}{400} = \sqrt{0,045^2 - 0,0137^2} \cdot 400 = 17,1398 \approx 17,14 \text{ мОм}.$$

Опір струмового котушки автоматичного вимикача QF1 по [6]:

$$r_a = 0,12 \text{ мОм}; \quad x_a = 0,094 \text{ мОм};$$

перехідний опір контактів  $r_k = 0,25 \text{ мОм}$ .

Опір шин А5 від трансформатора до щита 0,4 кВ:

$$r_{\text{ш}} = r_0 \cdot l \quad ; \quad x_{\text{ш}} = x_0 \cdot l .$$

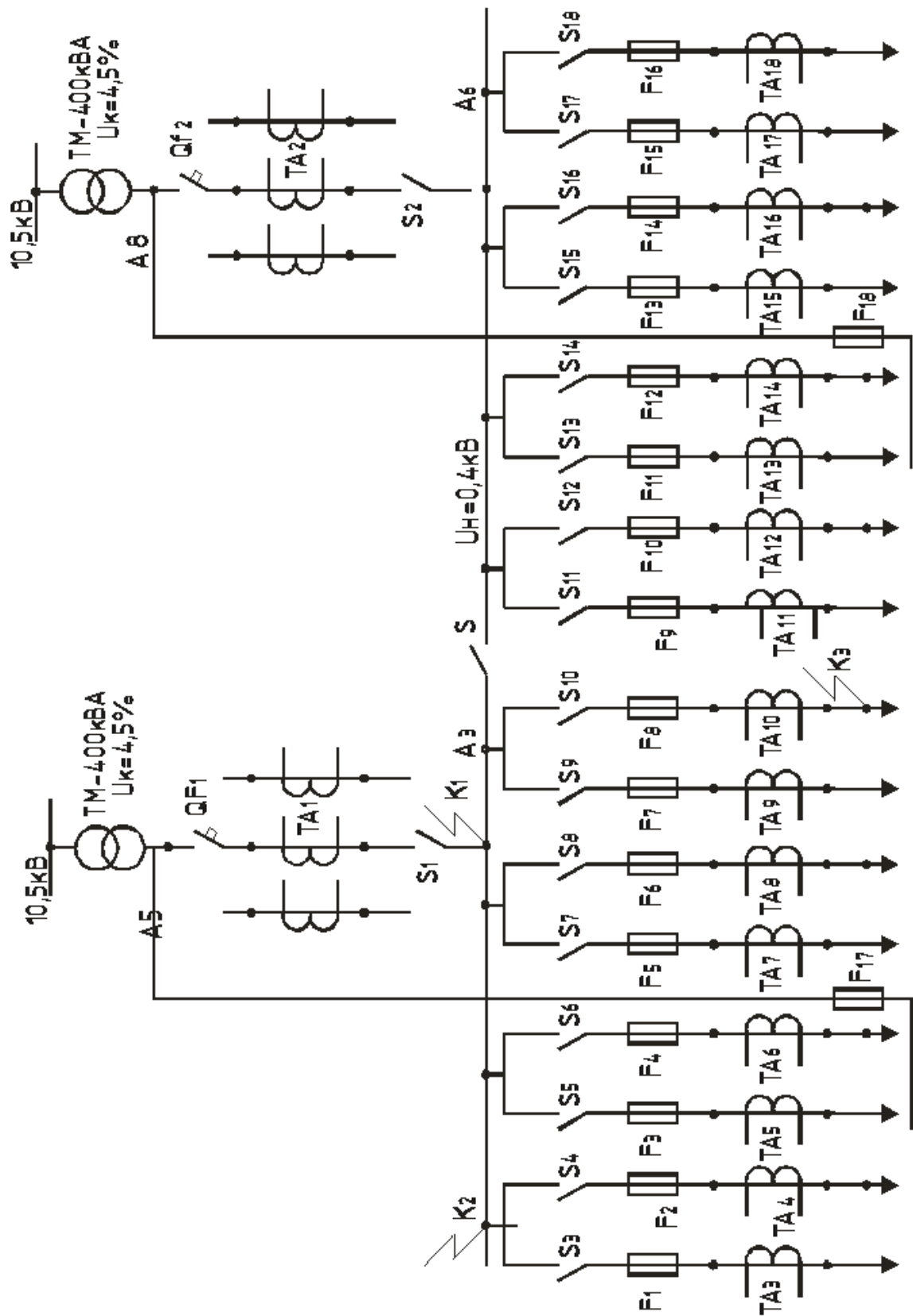


Рис. 3.6– Розрахункова схема РУ - 0,4 кВ



Повний опір ланцюга КЗ:

$$z_{K1T1} = \sqrt{r_{рез. K1T1}^2 + x_{рез. K1T1}^2} = \sqrt{6,325^2 + 18,554^2} = 19,6 \text{ мОм.}$$

3.2.8. Опір ланцюга КЗ на лінії – трансформатор Т2 до точки КЗ К1.

Опір трансформатора Т2, автоматичного вимикача QF2, рубильників S2 і S за величиною рівні опорам, визначеним для лінії Т1–К1. Опір шин А8 від трансформатора Т2 до шинної збірки А6 також однаковий з попереднім розрахунком.

Опір шин від точки приєднання шин рубильника S2 до точки КЗ К1 визначимо за формулою:

$$r_{Ш АЗ К1} = r_0 \cdot l = 0,074 \cdot 3 = 0,222 \text{ мОм};$$

$$x_{Ш АЗ К1} = x_0 \cdot l = 0,176 \cdot 3 = 0,528 \text{ мОм}$$

Сумарний опір ланцюга КЗ:

$$z_{K1} = \sqrt{r_{рез. K1T2}^2 + x_{рез. K1T2}^2} ,$$

$$\text{де } r_{рез. K1T2} = r_{тр} + r_a + r_{ША8} + r_{S2} + r_{ШАЗК1} + r_S = 5,5 + 0,12 + 0,555 + 0,15 + 0,222 + 0,15 = 6,697 \text{ мОм};$$

$$x_{рез. K1T2} = x_{тр} + x_a + x_{ША8} + x_{АЗШК1} = 17,14 + 0,094 + 1,32 + 0,528 = 19,082 \text{ мОм};$$

$$z_{K1} = \sqrt{6,697^2 + 19,082^2} = 20,22 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір обох гілок при КЗ в точці К1. Активний опір:

$$r_{K1} = \frac{r_{рез. K1T1} \cdot r_{рез. K1T2}}{r_{рез. K1T1} + r_{рез. K1T2}} = \frac{6,325 \cdot 6,697}{6,325 + 6,697} = 3,252 \text{ мОм.}$$

індуктивний опір:

$$x_{K1} = \frac{x_{рез. K1T1} \cdot x_{рез. K1T2}}{x_{рез. K1T1} + x_{рез. K1T2}} = \frac{18,554 \cdot 19,082}{18,554 + 19,082} = 9,407 \text{ мОм.}$$

Загальний опір обох гілок при КЗ в точці К1.

$$z_{K2} = \sqrt{r_{K1}^2 + x_{K1}^2} = \sqrt{3,252^2 + 9,407^2} = 9,953 \text{ мОм.}$$



При КЗу точці К2 додається опір ділянки шин АЗ від точки К1 до точки К2 довжиною 1,5м.

$$\text{Тоді } r_{K_1-K_2}^{III} = 0,074 \cdot 1,5 = 0,111 \text{ мОм}; \quad x_{K_1-K_2}^{III} = 0,176 \cdot 1,5 = 0,264 \text{ мОм.}$$

Сумарний опір ланцюга КЗ до точки К2:

$$z_{K2} = \sqrt{(r_{K1} + r_{K_1-K_2}^{III})^2 + (x_{K1} + x_{K_1-K_2}^{III})^2} = \\ \sqrt{(3,252 + 0,111)^2 + (9,407 + 0,264)^2} = 10,24 \text{ мОм.}$$

3.2.9. Розрахунок опорів ланцюга КЗ при замиканні в точці КЗ.У даному випадку необхідно попередньо розрахувати опори двох паралельних гілок. Перша гілка – від трансформатора Т1 до точки приєднання перемички рубильників S9 і S10 до шинної збірки АЗ. Друга гілка – від трансформатора Т2 також до точки приєднання перемички рубильників S9, S10.

Для першої гілки:

$$r'_{K3} = R_{тр} + r_a + r_{ША5} + r_{S1} + r'_{ШАЗК3};$$

$$r'_{K3} = 5,5 + 0,12 + 0,555 + 0,15 + 0,074 \cdot 1,5 = 6,436 \text{ мОм.}$$

$$x'_{K3} = x_{тр} + x_a + x_{ША5} + x'_{ШАЗК3};$$

$$x'_{K3} = 17,14 + 0,094 + 1,32 + 0,176 \cdot 1,5 = 18,818 \text{ мОм.}$$

Для другої гілки:

$$r''_{K3} = r_{тр} + r_a + r_{ША8} + r_{S1} + r_S + r''_{ШАЗК3};$$

$$r''_{K3} = 5,5 + 0,12 + 0,555 + 0,15 + 0,15 + 0,074 \cdot 1,5 = 6,586 \text{ мОм};$$

$$x''_{K3} = x_{тр} + x_a + x_{ША8} + x''_{ШАЗК3};$$

$$x''_{K3} = 17,14 + 0,094 + 1,32 + 0,176 \cdot 1,5 = 18,818 \text{ мОм.}$$

Сумарний опір паралельних гілок:

$$r'''_{K3} = r'_{K3} + r''_{K3} = 6,436 + 6,586 = 13,022 \text{ мОм};$$

$$x'''_{K3} = x'_{K3} + x''_{K3} = 18,818 + 18,818 = 37,636 \text{ мОм.}$$

Опір перемички від шинної збірки АЗ до рубильників S9 і S10.

Матеріал перемички – шина алюмінієва перетином  $(20 \times 3) \text{ мм}^2$ , довжиною 1 м.

$$r_o = \frac{1}{32} \cdot \frac{1000}{S_{ш}} = \frac{1}{32} \cdot \frac{1000}{60} = 0,52 \text{ Ом/км} = 520 \text{ мОм/км};$$

$$r_{перем.} = r_o \cdot l = 520 \cdot 0,001 = 0,52 \text{ мОм.}$$

Індуктивний опір шини при відстані між центрами шин 250 мм по [2]:

$$X_0 = 0,26 \text{ Ом/км} = 260 \text{ мОм/км};$$

$$X_{перемич} = X_0 \cdot l = 260 \cdot 0,001 = 0,26 \text{ мОм.}$$

Опір шини від відгалуження до точки КЗ. Матеріал шини – алюміній, перетин шини (15x3) мм<sup>2</sup>, сумарна довжина  $l_{відг.} = 1,5 + 0,75 = 2,25$  м.

$$r_o = \frac{1}{32} \cdot \frac{1000}{S_{ш}} = \frac{1}{32} \cdot \frac{1000}{45} = 0,694 \text{ Ом/км} = 694 \text{ мОм/км};$$

$$r_{відг.} = r_o \cdot l_{відг.} = 694 \cdot 0,00225 = 1,561 \text{ мОм.}$$

Індуктивний опір шини відгалуження за [28]:

$$x_0 = 0,28 \text{ Ом/км} = 280 \text{ мОм/км.}$$

$$x_{відг.} = x_0 \cdot l = 280 \cdot 0,00225 = 0,63 \text{ мОм.}$$

Опір контактів рубильника приймаємо за [32] рівним  $r_{S10} = 0,2$  мОм.

Опір контактів запобіжника F8 приймаємо за [32] рівним  $r_{F8} = 0,2$  мОм

Сумарний опір кола замикання до точки КЗ КЗ:

$$r_{КЗ} = x_{КЗ}''' + r_{пер} + r_{відг.} + r_{S10} + r_{F8};$$

$$r_{КЗ} = 13,022 + 0,52 + 1,561 + 0,2 + 0,2 = 15,503 \text{ мОм};$$

$$X_{КЗ} = x_{КЗ}''' + X_{перем} + X_{відг.};$$

$$X_{КЗ} = 37,636 + 0,26 + 0,63 = 38,526 \text{ мОм.}$$

$$z_{К1Т2} = \sqrt{r_{КЗ}^2 + x_{КЗ}^2} = \sqrt{15,503^2 + 38,526^2} = 41,53 \text{ мОм.}$$

3.2.10. Струми короткого замикання в точках К1; К2; КЗ.

У зазначених точках КЗ визначаємо за формулою:

$$I_{КЗ} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез.к.з.}},$$

$$\text{де } U_{cp} = U_{баз} = 400 \text{ В.}$$

$Z_{рез.КЗ}$  – результуючий, тобто сумарний опір ланцюга короткого замикання до відповідної точки КЗ.

$$z_{К1} = 9,953 \text{ мОм}; z_{К2} = 10,24 \text{ мОм}; z_{КЗ} = 41,53 \text{ мОм.}$$

Струм КЗ в точці К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot z_{pez.K1}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 9,953} = 23230 \text{ A} \approx 23,23 \text{ кА.}$$

Струм КЗ в точці К2:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot z_{pez.K2}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,24} = 22,58 \text{ кА.}$$

Струм КЗ в точці К3:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot z_{pez.K3}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 41,53} = 5567,4 \text{ A} \approx 5,57 \text{ кА.}$$

Розрахунок ударного струму КЗ. Точка КЗ К1:

Постійна часу ланцюга КЗ:

$$T_{aK1} = \frac{x_{K1}}{\omega \cdot r_{K1}} = \frac{9,407}{314 \cdot 3,252} = 0,0092 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт:  $K_{y\delta.K1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,092}} = 1 + e^{-1,086} = 1 + 0,33756 \approx 1,34.$

Ударний струм КЗ в точці К1:

$$i_{y\delta.K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta.K1} \cdot I_{0,4K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,34 \cdot 23,23 = 43,9 \text{ кА.}$$

Точка КЗ К2. Постійна часу ланцюга КЗ:  $T_{aK2} = \frac{x_{K2}}{\omega \cdot r_{K2}} = \frac{9,671}{314 \cdot 3,252} = 0,0091 \text{ с.}$

Ударний коефіцієнт:  $K_{y\delta.K2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,091}} = 1 + e^{-1,0987} = 1 + 0,333 \approx 1,333.$

Ударний струм КЗ в точці К2:

$$i_{y\delta.K2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta.K2} \cdot I_{0,4K2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,333 \cdot 22,58 = 42,44 \text{ кА.}$$

Точка К.З К3. Постійна часу ланцюга КЗ:

$$T_{aK3} = \frac{x_{K3}}{\omega \cdot r_{K3}} = \frac{38,526}{314 \cdot 15,503} = 0,0079 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт:  $K_{y\delta.K3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0079}} = 1 + e^{-1,2658} = 1 + 0,282 \approx 1,282.$

Ударний струм КЗ в точці К3:

$$i_{y\delta.K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta.K3} \cdot I_{0,4K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,282 \cdot 5,57 = 10,07 \text{ кА.}$$

## РОЗДІЛ 4

### ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІ І ПРОВІДНИКІВЗА СТРУМАМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

#### 4.1 Розподільний пристрій з $U_n = 10\text{кВ}$

На відхідних лініях й тих, що живлять приєднання РП- 10 кВ встановлені наступні апарати: на вводах N1 і N2, лінії що відходить від другої секції збірних шин – вимикачі навантаження типу ВНР - 10/400 - 10з УЗ.

На лініях живлення силових трансформаторів, лінії, що відходить від першої секції збірних шин вимикачі навантаження типу ВНРП - 10/400 - 10п УЗ.

Зв'язок між секціями здійснюється за допомогою двох роз'єднувачів типу РВ - 10/400 У2. Для заземлення шинних збірок секцій I і II на збірках встановлені короткозамикачі – заземлювачі типу ЗР - 10 УЗ.

Трансформатор струму типу ТПЛ - 10 50/5, включені в ланцюг лінії, що відходить від шинної збірки I секції.

Трансформатор напруги типу НТМИ - 10 - 66УЗ підключений до секції I за допомогою роз'єднувача РВЗ - 10/400 III УЗ. Трансформатор напруги захищається від коротких замикань запобіжниками типу ПКН 001 - 10УЗ. Силові трансформатори Т1 і Т2 захищають від струмів КЗ запобіжниками типу ПКТ 102 - 10 - 40 - 31,5 УЗ. Лінія, що відходить від I секції також захищена запобіжниками типу ПКТ102 - 10 - 40 - 31,5 УЗ. Лінія, що відходить від шинних збірок до силових трансформаторів, виконана кабелем

марки ААШв У - 3 (1х16). Лінії введення N1 і N2 виконані кабелем ААБ - 3 (1х50).

Ошиновка комірок виконуються алюмінієвими шинами перерізом (40х5) мм<sup>2</sup>, розташованих на ізоляторах плазом з відстанню між осями фаз 250 мм та між ізоляторами 1 метр. На підстанції застосовуємо ізолятори типу ІС - 10 - 3,75 - УЗ.

#### 1. Вимикачі навантаження.

Вимикачі навантаження не призначені для відключення струмів КЗ і перевіряються за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \text{за тривалим струмом } I_{норм.расч} \leq I_{ном}; I_{макс} \leq I_{ном} ;$$

за електродинамічною стійкістю  $i_y \leq i_{дин.}$  ; за термічною стійкістю:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

$$\text{где } B_K = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a)$$

Вимикач QW1:  $I_{розр} = 32,4 \text{ А}$ ,  $U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$ ;

$i_{yд}$  приймаємо рівним ударному струму у т. К1, тобто  $i_{yд} = 7768,3 \text{ А} \approx 7,77 \text{ кА}$ .

Термічна стійкість ВК, приймаємо значення  $I_{п.о} = I_{10,5К1}^{(3)} = 5493 \text{ А}$ .

Час відключення  $t_{відкл.} = t_{зах.} = 0,7 - 1,3 \text{ с}$ , визначається як умовний час спрацьовування захисту. Приймаємо  $t_{відкл.} = 1 \text{ с}$ .

$$T_{аК1} = 0,000462 \text{ с}; \tau = 1 + 0,000462 = 1,000462 \text{ с}.$$

Тепловий імпульс:

$$ВКВ_{Красч.} = I_{п.о.}^2 \cdot \tau = 5,493^2 \cdot 1,000462 = 30,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.с}$$

Аналогічні результати отримуємо для вимикачів навантаження QW2, QW4, QW5.

Для вимикачів QW3, QW6, очевидно доцільно прийняти розрахункове значення  $B_{к.розр.}$ , виходячи з короткого замикання на ввіді 10кВ силового трансформатора. З мінімальною похибкою можна прийняти  $B_{к.розр.}$  для цих вимикачів рівним  $30,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Вимикачі навантаження QW1, QW3, QW6 виконані в комплекті з запобіжниками F4, F1, F2. В цьому випадку параметр  $B_K$ , як порівнюваний з каталожними даними не є обов'язковим, тому що запобіжники спрацьовують за час 0,05с (максимум) і відключають ланцюг КЗ.

2. Роз'єднувачі QS1 і QS2. Обираємо за струмом:

$$I^{(3)}_{10К.З.} = 5493A \text{ і } i_{удК.З.} = 7768,3A.$$

Час термічної стійкості для роз'єднувачів встановлюється  $\tau = 4$  с.

Тепловий імпульс  $B_K = 5,493^2 \cdot 4 = 120,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

3. Короткозамикачі. QN1 і QN2, при  $U_{ном.} = 10$  кВ.

Вибираємо по електродинамічній стійкості виходячи з умови:

$$i_y \leq i_{дин.}$$

$$\text{де } i_y = 7768,3A'$$

і термічної стійкості за умовою:

$$B_{K \text{ розр}} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер.},$$

$$\text{де } B_{K \text{ розр.}} = I_{н.о.розр.}^2 \cdot \tau = 5,493^2 \cdot 4 = 120,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

4. Трансформатор струму ТА.

Обираємо за номінальним струмом первинного ланцюга, тобто:

$$I_{ном. \text{ розр}} = 32,4 \text{ А}; I_{ном. ITT} = 50A; U_H = 10 \text{ кВ}.$$

Перевірка трансформатора струму на електродинамічну стійкість.

Ударний струм в окремій лінії, де встановлено ТА прийнятий рівним

$I_{уд.} = 7768,3$  А. Дійсна кратність максимального струму КЗ складає:

$$K_{дин.} = \frac{i_{уд}}{\sqrt{2} \cdot I_{ном.}} = \frac{7768,3}{\sqrt{2} \cdot 50} = 110,2.$$

Перевірка трансформатора струму на термічну стійкість. Тепловий імпульс  $B_K$  визначаємо виходячи з тривалості КЗ  $\tau = 3$  с, нормованої для трансформаторів струму.

$$B_{K \text{ розр.}} = I_{10К.З.}^{(3)2} \cdot \tau = 5,493^2 \cdot 3 = 90,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{K \text{ доп.}} = (I_{ном.} \cdot K_{терм.ном})^2 \cdot t_{терм} \geq B_{K \text{ розр.}};$$

$$B_{K \text{ доп.}} = (50 \cdot 110)^2 \cdot 3 \cdot 10^{-6} = 90,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким чином умова термічної стійкості виконана, тому що  $B_{к.дон} > B_{к.розр}$

### 5. Кабелі силові.

Кабелі для трансформаторів Т1 і Т2 перевіряються на термічну стійкість за мінімальним допустимим перетином за формулою:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T},$$

де  $B_K = (I_{10K2}^{(3)})^2 \cdot \tau = 0,4731^2 \cdot 1,015 = 0,227 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ ;

де  $\tau = 1 + T_a = 1,015 \text{ с}$

$S_T = 100$  – термічний коефіцієнт, для кабелів з алюмінієвими жилами і  $U_n = 10 \text{ кВ}$ .

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{0,227 \cdot 10^3}}{100} = 4,766 \text{ мм}^2,$$

$S_{\text{расч}} = 16 \text{ мм}^2$ , – умова термічної стійкості кабелю виконано

Кабель вводу N1 і N2.

Кабель вводу N1. Тепловий імпульс  $B_K = 30,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Кабель вводу N2. Тепловий імпульс також визначається величиною  $30,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Мінімальний перетин кабелів виходячи з термічної стійкості:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{30,2 \cdot 10^3}}{100} = 54,95 \text{ мм}^2.$$

Отриманий результат перевищує перетин раніше вибраного кабелів за тривалим струмом на 9,9%. З огляду на те, що нами обрана середня величина витримки часу спрацьовування захисту, а не мінімальна, перетин кабелю доцільно залишити без зміни.

### б. Ошиновка.

Перевірка на електродинамічну стійкість.

Попередньо підраховуємо частоту власних коливань шинної

конструкції:  $f_{ш} = \frac{3,56}{l} \cdot \sqrt{\frac{E\tau}{m}}$ ,

де  $l=1\text{ м}$  – довжина прольоту шин;

$E = 7 \cdot 10^{10}\text{ Па}$  – модуль пружності матеріалу шин;

$m = 0,537\text{ кг / м}$  – погонна маса шин;

$J$  – момент інерції поперечного перерізу шини щодо нейтральної осі перетину, перпендикулярної площині коливань,  $J = \frac{bh^3}{12} = \frac{5 \cdot 40^3}{12} \cdot 10^{-12}\text{ м}^4$ ;

Обчислюємо частоту власних коливань:

$$f_{ш} = \frac{3,56}{l} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 5 \cdot 40^3 \cdot 10^{-12}}{12 \cdot 0,537}} = 209,89\text{ Гц}.$$

При  $f_{ш} > 200\text{ Гц}$  розрахунок проводиться на статичне навантаження без урахування коливань при КЗ. У цьому випадку максимальне механічне напруження матеріалу односмугових шин, Па, на підставі [30] при  $K_{\phi} = 1$

$$\text{дорівнює: } \sigma_{розр} = \frac{F^{(3)} \cdot l}{\xi \cdot W} = \sqrt{3} \frac{(i_{y\phi}^{(3)})^2 \cdot l^2}{\xi \cdot a \cdot W} \cdot 10^{-7},$$

Де  $i_{y\phi}^{(3)} = 7768,3\text{ А}$ ;

$\xi$  – коефіцієнт, що дорівнює 10 для крайніх прольотів, і 12 – для інших.

$W$  – момент опору перерізу,  $\text{м}^3$ ;

$$W = \frac{b \cdot l^2}{6} = \frac{5 \cdot 40^2}{6} \cdot 10^{-9} = 1,333 \cdot 10^{-6},\text{ м}^3$$

Механічне напруження при КЗ:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot \frac{7,768 \cdot 10^6 \cdot 1^2 \cdot 10^{-7}}{10 \cdot 0,25 \cdot 1,333 \cdot 10^{-6}} = 1,81 \cdot 10^6\text{ Па} = 1,81\text{ МПа}$$

Допустиме значення  $\sigma_{доп}$  для алюмінієвих шин марки АТТ одно  $\sigma_{доп} = 90\text{ МПа}$ . Таким чином, обрані шини задовольняють вимогам механічної міцності при КЗ.

Перевірка шин на термічну стійкість.

Розрахунок ведемо по тепловому імпульсу  $B_K$  виходячи з часу дій струму КЗ  $\tau = 4\text{ с}$ .

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{241,36 \cdot 10^3}}{100} = 155,35\text{ мм}^2.$$



$$\text{де } B_K = I_{10\text{КЗ}}^{(3)2} \cdot \tau = 7,768^2 \cdot 4 = 241,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$C_T = 100$  – термічний коефіцієнт для алюмінієвих шин.

$$S_{\text{мін}} = 155,35 < S_{\text{розр}} = 200 \text{ мм}^2.$$

Шини задовольняють умовам термічної стійкості.

б. Ізолятори.

Ізолятори, встановлені в РУ 10кВ характеризуються допустимим максимальним зусиллям на згин.

$$F_{\text{зг.макс}} = 3,75 \text{ кН}$$

Розрахункове значення зусилля на ізолятор при КЗ визначимо за формулою:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^{(3)2} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{7,768^2 \cdot 10^6 \cdot 1^2}{0,25} \cdot 10^{-7} = 41,75 \text{ Н}.$$

Отримане значення менше нормованого значення  $F_{\text{зг.макс}}$  обраних ізоляторів. Ізолятори динамічно стійки при коротких замиканнях.

## 4.2 Розподільний пристрій $U_n = 0,4$ кВ

Згідно вимог правил улаштування електроустановок (ПУЕ) по режиму КЗ в електроустановках до 1 кВ перевіряють тільки розподільні щити, струмопроводи та силові шафи. У цьому проекті прийняті стандартні розподільні щити, для яких стійкість до КЗ гарантована заводом – виробником. Тому в даному проекті, вказане обладнання перевіряти на термічну і динамічну стійкість до струмів КЗ не належить. Необхідно перевірити ошиновку розподільного щита РУ – 0,4 кВ на термічну і динамічну стійкість, а також на динамічну стійкість опорні ізолятори НН .

Таблиця 4.1 – Параметри високовольтного обладнання

Розрахункові данні	Каталожні данні								
	Умовні позначення								
	QN <sub>1</sub> , QN <sub>2</sub>	QS <sub>1</sub> , QS <sub>2</sub>	QW <sub>1</sub> , QW <sub>3</sub> , QW <sub>6</sub>	QW <sub>2</sub> , QW <sub>4</sub> , QW <sub>5</sub>	QSG	TV	TA	F <sub>1</sub> , F <sub>2</sub> , F <sub>4</sub>	F <sub>3</sub>
	3P–10УЗ	PВ10/400У2	ВНРП–10/400	ВНР–10/400	РУЗ–10/400	НТМИ–10	ТПЛ–10	ПКТ–102–10	ПКН001–10
$U_{уст} = 10кВ$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_1 = 10кВ$ $U_2 = 100В$ $U_{2доп} = 100/3В$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{уст} = 10кВ$
$I_{расч} = 129,5А$	–	$I_{н.} = 400А$	$I_{н.} = 400А$	$I_{н.} = 400А$	$I_{н.} = 400А$	–	$I_{н.1} = 50А$ $I_{н.2} = 5А$	$I_{н.пред} = 40А$	–
$I_{10}^{(3)}_{к1} = 5,49кА$	–	–	–	–	–	–	–	–	–
$I_{10}^{(3)}_{к2} = 0,47кА$	–	–	–	–	–	–	–	–	–
$I_{10}^{(3)}_{к3} = 5,49кА$	$I_{пред.схвон} > 235кА$	$I_{пред.экс} = 4кА$	$I_{действие.П.О.} = 10кА$	$I_{действие.П.О.} = 10кА$	–	–	–	$I_{н.откл} = 31,5кА$	–
$i_{уд.к1} = 7,768кА$	–	–	–	–	–	–	–	–	–
$i_{уд.к2} = 1,01кА$	–	–	–	–	–	–	–	–	–
$i_{уд.к3} = 7,768кА$	$i_{дин} = 60кА$	$i_{дин} = 60кА$	$i_{дин} = 25кА$	$i_{дин} = 25кА$	$i_{дин} = 41кА$	–	–	–	–
$B_{кк2} = 30,2кА^2 \cdot с$	–	–	$B_{к} = 100кА^2 \cdot с$	$B_{к} = 100кА^2 \cdot с$	$B_{к} = 256кА^2 \cdot с$	–	–	–	–
$B_{кк1} = 0,227кА^2 \cdot с$	–	–	–	–	–	–	–	–	–
$B_{кк3} = 120,7кА^2 \cdot с$	$B_{к} = 810кА^2 \cdot с$	$B_{к} = 1024кА^2 \cdot с$	$B_{к} = 100кА^2 \cdot с$	$B_{к} = 100кА^2 \cdot с$	–	–	Кратність терм. стійкості 110/3 сек.	–	–

### 1. Ошиновка РУ - 0,4 кВ.

Перевірка на електродинамічну стійкість. Частота власних коливань шинної конструкції:

$$f_w = \frac{3,56}{l} \cdot \sqrt{\frac{E\tau}{m}}$$

де  $l = 1\text{м}$ ;  $E = 7 \cdot 10^{10} \text{Па}$ ;

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{6 \cdot 80^3}{12} \cdot 10^{-12} \text{м}^{-4};$$

$$m = 1,288 \text{кг/м}$$

$$f_w = \frac{3,56}{1} \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 6 \cdot 80^3 \cdot 10^{-12}}{12 \cdot 1,288}} = 419,9 \approx 420 \text{Гц}.$$

Оскільки  $f_{ш} > 200 \text{Гц}$ , максимальне механічне напруження в матеріалі шин визначаємо за формулою:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \frac{(i_{удК2}^{(3)})^2 \cdot l^2}{\xi \cdot a \cdot W} \cdot 10^{-7},$$

де  $i_{удК2}^{(3)} = 42,44 \text{кА}$ ;  $l = 1\text{м}$ ;

$$\xi = 10; a = 0,25\text{м}.$$

$$W = \frac{b \cdot l^2}{6} = \frac{6 \cdot 80^2}{6} \cdot 10^{-9} = 6,4 \cdot 10^{-6}, \text{м}^3.$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(42,44)^2 \cdot 1^2 \cdot 10^6}{10 \cdot 0,25 \cdot 6,4 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-7} = 19,474 \cdot 10^6 \approx 19,5 \text{МПа}.$$

Отримане розрахункове значення

$$\sigma_{расч} < \sigma_{дон} = 90 \text{МПа},$$

для шин марки АТТ, тобто вибрані шини задовольняють вимогам механічної міцності при КЗ.

Для шин відгалуження до точки КЗ  $\sigma_{розр}$  визначимо виходячи з величини струму КЗ  $i_{удК.З.} = 10,07 \text{кА}$ . У відгалуженні встановлені шини алюмінієві марки АТТ, прямокутні перерізом  $20 \times 3 \text{мм}^2$  і  $15 \times 3 \text{мм}^2$ . Причому, довжина прольоту для шин  $15 \times 3 \text{мм}^2$ ,  $l = 0,75\text{м}$ .

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{3 \cdot 15^2}{6} \cdot 10^{-9} = 0,1125 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{10,07 \cdot 10^6 \cdot 0,75 \cdot 10^{-7}}{10 \cdot 0,25 \cdot 0,1125 \cdot 10^{-6}} = 35,086 \cdot 10^6 \text{ Па} \approx 35,086 \text{ МПа}$$

Отримане розрахункове значення:

$\sigma_{расч} < \sigma_{доп} = 90 \text{ МПа}$ , тобто обрані шини задовольняють вимогам механічної міцності при КЗ.

Перевірка шин на термічну стійкість. Розрахунок ведемо за тепловим імпульсом Вк. Час дії струму КЗ приймаємо рівним 4 секундам. Термічний коефіцієнт для шин  $C_T = 88$ . При КЗ в точці К2:

$$S_{мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{22,58^2 \cdot 4 \cdot 10^3}}{88} = 513,1 \text{ мм}^2$$

$$S_{мин} > S_{розр}; \quad 513,1 > 480 \text{ мм}^2$$

Очевидно, що необхідно уставки часу ланцюга захисту спрацьовування за струмом взяти трохи нижче, з метою ефективного спрацьовування захисту на менших струмах КЗ.

При КЗ в точці К3:

$$S_{мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{5,52^2 \cdot 4 \cdot 10^3}}{88} = 125,45 \text{ мм}^2;$$

$$S_{мин} > S_{розр} = 45 \text{ мм}^2,$$

проте в даному випадку така умова допустимо, тому що ланцюг захищена запобіжниками, час спрацьовування яких лежить в межах 0,05с.

$$\text{Тоді припустимо } S_{мин} = \frac{\sqrt{5,52^2 \cdot 0,05}}{88} \cdot 10^3 = 14,02 \text{ мм}^2.$$

2. Ізолятори опорні РУ - 0,4 кВ.

Ізолятори, встановлені в РУ - 0,4 кВ характеризуються допустимими максимальним зусиллям на згин  $F_{зг.макс.} = 2,5 \text{ кН}$ , тип ізолятора ІО - 1 - 25 УЗ.

Розрахункове зусилля на ізолятор при КЗ визначимо за формулою

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(i_{уд.К-1}^{(3)})^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{42,44^2 \cdot 1 \cdot 10^6}{0,25} \cdot 10^{-7} = 720,46 Н.$$

Отримане значення  $F_{розр} = 0,72$  кН менше нормованого значення  $F_{зг.макс.} = 2,5$ кН обраних ізоляторів. Ізолятори динамічно стійкі при коротких замиканнях.

### 4.3 Розрахунок освітлення підстанції

4.3.1. Розрахунок освітлення приміщень підстанції виконуємо з урахуванням вимог ПУЕ[4], ДБН В.2.5-28-2006 [32] та методикою, викладеною у навчальних посібниках[14,33,34].

Для освітлення приміщень РП -0,4 і РП -10кВ використовуємо світильники "Люцета" відкрита молочного скла" з лампами розжарювання.

Розміри площі РП 0,4 кВ,  $S_p = a \times b$ ;

$$S_p = 2,3 \times 5,6 = 12,88 \approx 13 \text{ м}^2.$$

Висота від підлоги до стелі  $H = 3,6$  м.

Висота шаф  $H_{ш} = 2$  м.

Для такої площі та виду обладнання досить однорядне розміщення світильників рис. 4.1.

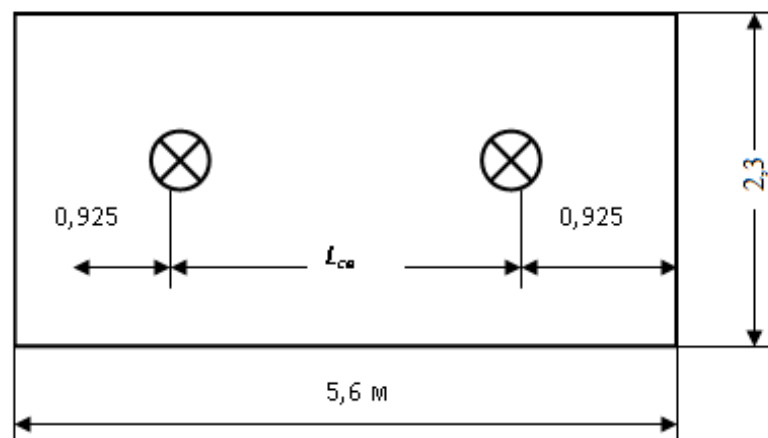


Рис. 4.1 – Однорядне розміщення світильників

Нормована освітленість для подібних приміщень з урахуванням розряду роботи III, під розряду – а становить  $E_{\text{норм}} = 100$  лм.

Коефіцієнти розрахунку: відбиття стелі  $\rho_{\text{п}} = 0,7$ ; відбиття стін і шаф  $\rho_{\text{ст}} = 0,5$ ; запасу  $k = 1,1$ .

Напруга мережі  $U_{\text{м}} = 220$  В.

Визначаємо геометричні параметри освітлювальної установки.

Довжина світильника:

$$H_{\text{п}} = 0,3 \times H = 0,3 \cdot 3,6 = 1,08 \approx 1,1 \text{ м.}$$

Висота підвісу світильника:

$$H_{\text{р}} = H - H_{\text{п}} = 3,6 - 1,1 = 2,5 \text{ м.}$$

Відносне відстань між світильниками  $L_{\text{від}} = 1,5$ .

Абсолютна відстань між світильниками:

$$L_{\text{св}} = L_{\text{від}} \times H_{\text{р}} = 1,5 \times 2,5 = 3,75 \text{ м.}$$

Гранична ширина приміщення, при якій доцільно однорядне розміщення світильників, за табл. 5.3 [9] надалі  $= 1,0 H_{\text{р}}$ , тобто:

$$B_{\text{поп}} = 1 \times 2,5 = 2,5 \text{ м;}$$

$$B_{\text{факт}} = 2,3 \text{ м, що допустимо.}$$

4.3.2. Коефіцієнт використання освітлювальної установки. Попередньо визначаємо показання приміщення:

$$\varphi = \frac{a \cdot b}{\mu_{\text{р}} \cdot (a + b)} = \frac{2,3 \cdot 5,6}{2,5 \cdot (2,3 + 5,6)} = 0,652.$$

Визначимо коефіцієнт використання освітлювальної установки зі світильником «Люцетта відкрита молочного скла»  $I_{\text{o.y.}} = 0,75$ .

4.3.3. Світловий потік одиничного джерела світла. При заданому розміщенні світильників їх загальна кількість в РП–0,4 кВ становить 2 уздовж осі розподільного пристрою. Коефіцієнт для заданого світильника дорівнює 0,85. Тоді світловий потік:

$$F_1 = \frac{E_{\text{норм}} \cdot S_{\text{р}} \cdot k}{U_{\text{o.y.}} \cdot Z \cdot n} = \frac{100 \cdot 2,3 \cdot 5,6 \cdot 1,1}{0,75 \cdot 0,85 \cdot 2} = 1111,21 \text{ лм.}$$

Найближчий по світловому за струмом джерело, лапа розжарювання, має потужність 100 Вт. Однак світловий потік лампи  $F_{л} = 1050$  лм менше необхідного. Визначимо фактичну освітленість, яка буде мати місце при цих

$$\text{джерелах: } E_{\text{факт}} = E_{\text{норм}} \cdot \frac{1050}{1111,21} = 94,49 \text{ лм}$$

Така розбіжність допустима.

4.3.4. Загальна необхідна потужність освітлення.

$$P_{\text{заг}} = n \cdot P_{л} = 2 \cdot 100 = 200 \text{ Вт.}$$

Питома потужність освітлювальної установки:

$$p = \frac{P_{\text{заг}}}{S_p} = \frac{200}{5,6 \cdot 2,3} = 15,52 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

4.3.5. Розрахунок освітлення РП– 10 кВ. За аналогією з попереднім розрахунком. Світильник «Люцетта відкрита молочного скла». Площа РП– 10 кВ.

$$S_p = a \times b = 4,13 \times 5,6 = 23,126 \text{ м}^2.$$

Відстань світильника до стелі  $H_{п} = 1,1$  м. Висота підвісу світильника  $H_p = 2,5$  м. Відносне відстань між світильниками  $L_{\text{отн}} = 1,7$ , тоді:

$$L_{\text{св.}} = L_{\text{отн}} \cdot H_p = 1,7 \cdot 2,5 = 4,25 \text{ м.}$$

Розташування світильників – однорядне, рис. 4.2.

Гранична ширина приміщення :

$$B_{\text{перед}} = 1,0 \cdot H_p = 1,0 \cdot 2,5 = 2,5 \text{ м;}$$

$$B_{\text{факт}} = 4,25 \text{ м.}$$

Якщо врахувати, що висота шаф РП–10кВ  $H_{ш} = 2,1$  м і те, що ширина проходу між шафами становить 1,8 м., Тоді умова  $B_{\text{перед}} = 1,0H_p$  виконується.

Як і в РП–0,4 кВ  $E_{\text{норм}} = 100$  лм.

Коефіцієнти розрахунку  $\rho_{п} = 0,75$ ;  $\rho_{ст} = 0,5$  і  $k = 1,1$ .

4.3.6. Коефіцієнт використання освітлювальної установки. Попередньо визначимо показник приміщення:

$$\varphi = \frac{a \cdot b}{H_p \cdot (a + b)} = \frac{4,13 \cdot 5,6}{2,5 \cdot (4,13 + 5,6)} = 0,95.$$

Визначаємо коефіцієнт використання  $U_{o.y.} = 0,79$ .

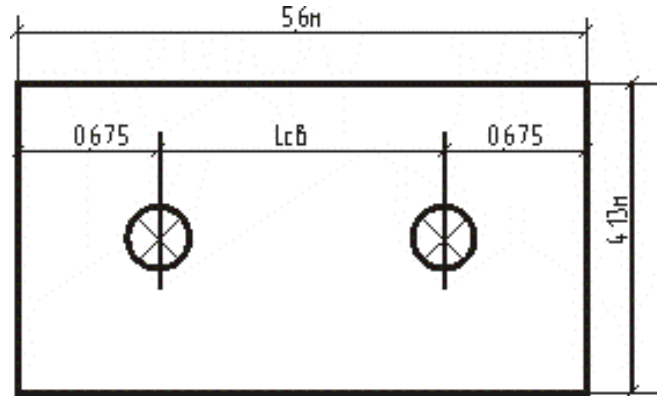


Рис. 4.2 – Схема розташування світильників

4.3.7. Світловий потік одиничного джерела світла.

$$F_1 = \frac{E_{норм} \cdot S_p \cdot k}{U_{o.y.} \cdot Z \cdot n} = \frac{100 \cdot 23,128 \cdot 1,1}{0,95 \cdot 0,85 \cdot 2} = 1575,28 \text{ лм.}$$

Обираємо лампу розжарювання потужністю 100 Вт,  $F_{л} = 1050$  лм,

$$E_{норм.} = \frac{1050}{1575,28} = 66,65 \approx 67 \text{ лм}$$

При використанні місцевого освітлення, що передбачено на підстанції, така величина допустима.

4.3.8. Загальна необхідна потужність освітлення

$$P_{общ.} = n \cdot P_{л} = 2 \cdot 100 = 200 \text{ Вт, і питома потужність } p = \frac{P_{общ}}{a \cdot b} = \frac{200}{23,128} = 8,65 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Освітлення чарунок трансформаторів Т1 і Т2 здійснюється за допомогою настінних світильників з потужністю лампи 60 Вт за нормованою освітленістю  $E_{норм} = 50$  лм. У кожній чарунці встановлені два світильника з  $P_{заг} = 120$  Вт. Методика розрахунку освітлення чарунок аналогічна методиці розрахунку освітлення РП - 0,4 кВ і РП - 10 кВ.



## РОЗДІЛ 5

### РОЗРАХУНОК ЗОВНІШНЬОГО ЗАХИСНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ та КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 5.1 Вихідні дані для розрахунку

Потужність трансформаторної підстанції 400 x 2 кВ·А;  $U_n = 10 / 0,4$  кВ.

Найбільший струм через заземлення при замиканні фази на землю на стороні 10 кВ повинен знаходитися в межах 25 А.

Ґрунт в місці розташування підстанції – суглинок, кам'яниста глина. Кліматична зона III, для якої середні багаторічні температури: низька (січень) – від  $-10^{\circ}\text{C}$  до  $0^{\circ}$ , максимально-низька розрахункова  $25^{\circ}\text{C}$ ; вища (липень) – від  $+22^{\circ}$  до  $+24^{\circ}\text{C}$ . Середня річна кількість опадів  $\sim 50$  мм; тривалість періоду замерзання води  $\sim 100$  днів.

Коефіцієнти, що коректують питомі опору ґрунту по [10] табл. 9.3 для горизонтальних заземлювачів  $K_{ПГ} = 2$ , для вертикальних заземлень  $K_{ПВ} = 1,4$ . Природні заземлювачі не використовуємо.

Заземлювачі повинні бути встановлені з зовнішньої сторони будівлі з розташуванням вертикальних електродів по периметру.

В якості вертикальних заземлювачів приймаємо сталеві стрижні діаметром 16 мм і довжиною 2 м, які занурюються у ґрунт методом закручування. Верхні кінці електродів повинні розташовуватися на глибині 0,7 м від поверхні землі, а нижні кінці, відповідно на 2,7 метра. До верхніх кінців вертикальних електродів мають бути приварені горизонтальні електроди стрижневого типу або смугові з тієї ж сталі, що і вертикальні електроди.

## 5.2 Розрахунок заземлення

Для боку 10 кВ відповідно до ПУЕ [4] опір заземлювального пристрою визначаються за формулою:

$$R_3 \leq \frac{U_P}{I_P},$$

де  $U_P = 125$  В, тому що заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок до 1 кВ і вище. З урахуванням вихідних даних опір заземлювального пристрою:

$$R_3 = \frac{125}{25} = 5 \text{ Ом} .$$

Згідно ПУЕ опір заземлювального пристрою для електроустановок напругою до 1000 В не повинен бути більше 4 Ом; для установок напругою до 35 кВ включно із малими струмами замикання на землю (менше 500 А) опір заземлювального пристрою також не повинно бути більше 4 Ом.

Тому за розрахункове граничний опір заземлюючого контуру приймаємо  $R_3 = 4$  Ом.

Так як природні заземлювачі не використовуються, то  $R_u = R_3 = 4$  Ом.

5.2.1 Розрахунок опорів розтікання струмів КЗ вертикальних і горизонтальних електродів. Площа, яку займає будівля підстанції:

$$L \times H = (10,5 \times 6,1) \text{ м}^2.$$

Розташування заземлювачів - по периметру будівлі підстанції з відстанню до фундаменту 0,7 м. Таким чином периметр заземлювального пристрою визначається наступним чином:

$$P = 2L' + 2H' = 2(10,5 + 1,4) + 2(6,1 + 1,4) = 23,8 + 15 = 38,8 \text{ м}.$$

Якщо прийняти відстань між вертикальними електродами 4м, тоді орієнтовна кількість вертикальних електродів дорівнюватиме:  $N_{\text{орієнт}} = 10$ .

Розрахункові питомі опору ґрунту для горизонтальних і вертикальних електродів:

$$\rho_{\text{РГ}} = \rho_{\text{шт}} \cdot K_{\text{ПГ}} = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{PT} = \rho_{\text{пит}} \cdot K_{\text{ПВ}} = 100 \cdot 1,4 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

де  $\rho_{\text{пит}}$  – питомий опір ґрунту (суглинок, кам'яниста глина) 100 Ом м.

Опір розтіканню одного вертикального електрода стрижневого типу визначимо за формулою [4]:

$$R_{O.B.Э.} = \frac{0,366}{l} \cdot \rho_{P.B.} \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right),$$

де  $l = 2\text{м}$ ;  $d = 16 \times 10^{-3}\text{м}$ ;  $t = 1,7\text{ м}$ .

Величини  $l$ ,  $d$ ,  $t$  показані на рис. 5.1.

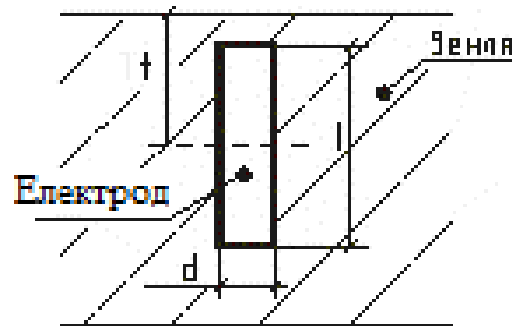


Рис. 5.1 – Розміри електрода

$$\begin{aligned} R_{O.B.Э.} &= \frac{0,366}{2} \cdot 140 \left( l_0 \frac{2 \cdot 2}{16 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} l_0 \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = \\ &= 25,62 \cdot (2,3979 + 0,4603) = 73,227 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Визначаємо приблизну кількість вертикальних заземлювачів. Попередньо приймаємо коефіцієнт використання вертикальних електродів  $K_{i.в.} = 0,69$  із табл. 9.7 [10]. Коефіцієнт використання визначаємо за відношенням відстані між електродами до їх довжини (в даному випадку

відношення  $\frac{a}{1} = \frac{4}{2} = 2$ ) і орієнтовним числом вертикальних електродів виходячи з розмірів плану підстанції ( $N_{\text{орієнт}} = 10$ ).

Тоді :

$$N = \frac{R_{\text{о.в.э.}}}{K_{\text{и.в.}} \cdot R_{\text{и}}} = \frac{73,227}{0,69 \cdot 4} = 26,53 \approx 27.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтіканню горизонтальних електродів за формулою:

$$R_{\text{р.г.э.}} = \frac{0,366}{P} \cdot \rho_{\text{р.г.}} \cdot \lg \frac{P^2}{d \cdot t},$$

Розміри  $d, t$  показані на рис. 5.2

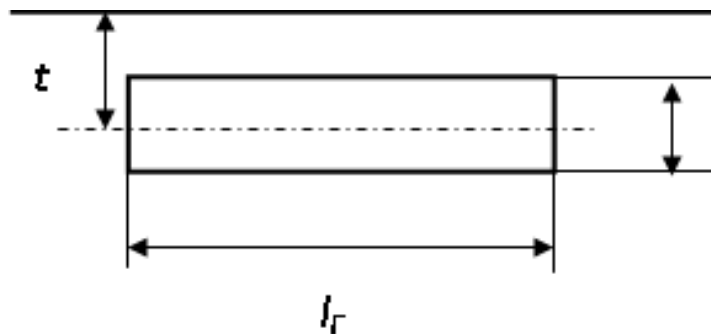


Рис. 5.2 – Розташування електродів

$$t=0,7 \text{ м};$$

$$d=0,016 \text{ м};$$

$P=38,8 \text{ м}$  – периметр контуру

$l_{\Gamma}$  – довжина одного горизонтального з'єднання двох вертикальних електродів.

$$R_{\text{р.г.э.}} = \frac{0,366}{38,8} \cdot 200 \cdot \lg \frac{38,8^2}{0,016 \cdot 0,7} = 1,886 \cdot 5,127 = 9,669 \text{ Ом} .$$

Уточнюємо необхідний опір вертикальних електродів

$$R_{B.Э.} = \frac{R_{P.Г.Э.} \cdot R_{II}}{R_{P.Г.Э.} - R_{II}} = \frac{9,669 \cdot 4}{9,669 - 4} = 6,822 \text{ Ом} .$$

Визначаємо число вертикальних електродів при коефіцієнті використання  $K_{B.Y} = 0,47$  при  $N = 20$  і таблиця 9,7 [10].

$$\frac{a}{l} = \left( \frac{P}{20} \right) / 2 = \frac{38,8}{20} / 2 = 1,94 / 2 = 0,97,$$

$$N = \frac{R_{O.B.Э.}}{K_{II.B.Y.} \cdot R_{B.Э.}} = \frac{73,227}{0,47 \cdot 6,822} = 22,838.$$

Остаточно приймаємо до установки 23 вертикальних електрода, розташованих по периметру підстанції. Фактична відстань між електродами 1687 мм.

На рис. 5.3 показаний контур заземлення підстанції. Заземлення шаф і панелей РП - 10кВ в РП - 0,4кВ здійснюється приварюванням їх до опор металоконструкцій за допомогою електрозварки. Внутрішній контур заземлення виконаний сталеву смугою 64x25 і з'єднаний у двох точках із зовнішнім заземлюючим контуром.

Припустимо, що внутрішній заземлюючий контур з'єднаний із зовнішнім контуром в одній точці. Тому при КЗ на землю через це з'єднання буде протікати струм КЗ рівний, за умовою розрахунку, 25 А.

Розрахунковий перетин сталеві шини:

$$S_{P.TEPM.} = \frac{I_P \cdot \sqrt{t_{np}}}{C_T},$$

де  $I_P$  – розрахунковий струм через шину 25 А;

$t_{np} \approx 4\text{с}$

$C_T$  – температурний коефіцієнт, що враховує обмеження допустимої температури нагріву провідника. Для сталі  $C_T = 74$ , тоді

$$S_{P.TEPM.} = \frac{25 \cdot \sqrt{4}}{74} = \frac{50}{74} = 0,67 \text{ мм}^2 .$$

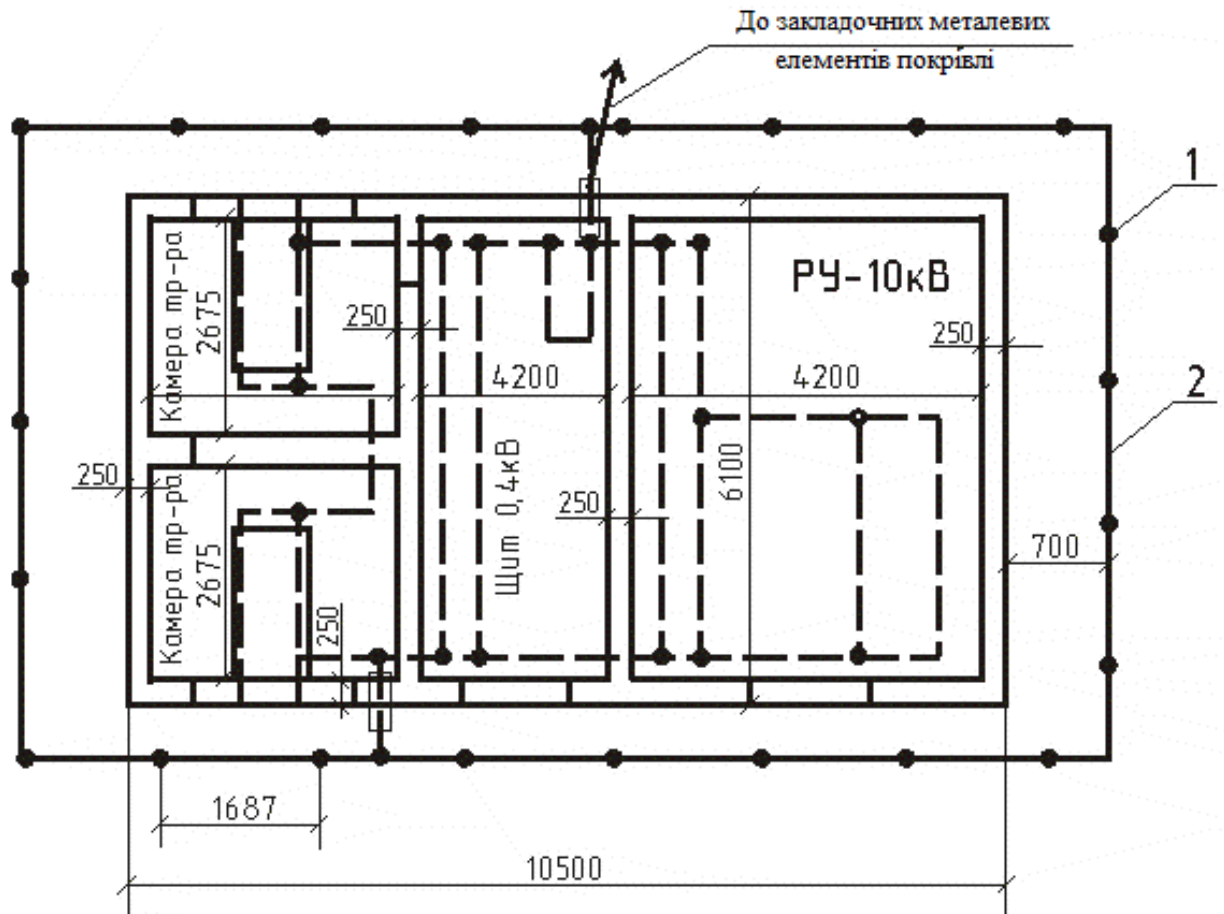


Рис.5.3 – Контур заземлення:

- 1 – вертикальні електроди;
- 2 – горизонтальні електроди.

5.2.2. Перевірка заземлюючої шини на термічну стійкість. Результат за величиною перетину вийшов надмірно малим, тому що струм КЗ на землю в таких установках також має малу величину. Шина 64x25 має значно більшу провідність за струмом, тому при КЗ на землю струм замикання термічного впливу на шину не матиме.

### 5.3 Розрахунок занулення

Розрахунок на здатність відключення. Струм однофазного КЗ:

$$I_k = \frac{U_\phi}{\frac{z_T}{3} + \sqrt{(R_\phi + R_{H13})^2 + (X_\phi + X_{H13} + X_{II})^2}},$$

де  $U_\phi$  – фазна напруга мережі;

$Z_m$  – розрахунковий повний опір обмоток трансформатора;

$R_\phi, X_\phi, R_{H13}, X_{H13}, X_{II}$  – опір фазного й нульового захисного провідників.

Найменше допустиме значення  $I_K: I_K = 140 \times 3 = 420$  А.

З таблиці знаходимо повний опір трансформатора:  $Z_T = 0,027$  Ом.

Визначаємо опір фазного і нульового захисного провідників на ділянці лінії  $l = 300$  м, кабель з алюмінієвими жилами  $4 \times 70$  мм<sup>2</sup>:

$$R_\phi = \rho \cdot \frac{l}{s} = 0,028 \cdot \frac{300}{70} = 0,12 \text{ Ом}$$

Оскільки фазний провід алюмінієвий, приймаємо  $X_{\phi 0} = 0,0156$  Ом / км.

По таблиці знаходимо для смуги перетином  $60 \times 5$  мм при  $I = 1,5$  А/мм<sup>2</sup>,  $r_0 = 1,08$  Ом/км,  $X_0 = 0,65$  Ом/км.

Тоді активний опір смуги, що шукаємо:

$$R_{H13} = r_0 \cdot l = 1,08 \cdot 0,3 = 0,324 \text{ Ом},$$

а внутрішній індуктивний опір смуги:

$$X_{H13} = x_0 \cdot l = 0,65 \cdot 0,3 = 0,195 \text{ Ом}.$$

Зовнішній індуктивний опір одного км петлі фаза-нуль:

$$X_{II} = 0,1256 \cdot \ln \frac{2D}{d} = 0,1256 \cdot \ln 2 \cdot \frac{0,01}{0,01} = 0,087 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$

де  $D = 0,01$  – відстань між проводами лінії (між жилами кабелю), м;

$d = 0,01$  – діаметр провідника, м.

Тоді індуктивний опір лінії з проводами круглого перетину однакового діаметра:  $X_p = X_{II} \cdot l = 0,087 \cdot 0,3 = 0,0261 \text{ Ом}$ .

Отримуємо значення  $I_k$ :

$$I_k = \frac{280}{\frac{0,027}{3} + \sqrt{(0,12 + 0,324)^2 + (0,0156 + 0,195 + 0,0261)^2}} = 430 \text{ А}.$$

Оскільки дійсне значення струму однофазного КЗ 430 А перевищує найменший допустимий за умовами спрацьовування захисту 420 А, нульовий захисний провідник обраний правильно, тобто відключає здатність системи занулення забезпечена.

#### 5.4 Розрахунок опору заземлення нейтралі

Опір заземлення нейтралі джерела струму:

$$r_0 \leq r_{зм} \cdot \frac{U_{np, доп}}{U_{\phi} - U_{np, доп}},$$

де  $r_{зм}$  – опір ґрунту при випадковому замиканні фази на землю;

$U_{np, доп}$  – допустима напруга дотику;

$U_{\phi}$  – фазна напруга мережі.

Згідно до методики розрахунку впливає:  $r_{зм} = 20 \text{ Ом}$ ,  $U_{np, доп} = 36 \text{ В}$ ,  
 $U_{\phi} = 220 \text{ В}$ .

Оскільки  $r_0 = 3,91 \text{ Ом}$  – умова виконується.



## 5.5 Регулювання коефіцієнту потужності на підстанції

Щоб забезпечити економічну роботу пристроїв, що компенсують, застосовують автоматичне (одноступінчате і багатоступінчате) регулювання потужності конденсаторних батарей, яке може здійснюватися функцією напруги, струмом навантаження і часом доби.

Регулювання потужності конденсаторних батарей в залежності від напруги на шинах підстанції застосовують тоді, коли потрібне мінімальне відхилення робочої напруги від номінальної. При цьому конденсаторні установки, крім підвищення потужності, використовують також для регулювання напруги. При мінімальному навантаженні і підвищенні напруги конденсаторна батарея відключається, а при збільшенні навантаження і зниженні напруги – включається.

Схема автоматичного регулювання потужності конденсаторної батареї (БК) в залежності від струму навантаження застосовують на підстанціях з навантаженням, яке різко змінюється. Пусковим органом в них є струмові реле, налаштовані на струми спрацьовування при максимальному або мінімальному навантаженнях, при яких відбувається відповідно включення або відключення всієї або частини конденсаторної батареї. У схемах автоматичного керування за функцією часу доби, пусковим органом, що дає імпульс на включення або відключення вимикача батареї, є контакти електричного годинника, встановлених на певний час включення і відключення конденсаторної батареї. Управління конденсаторними установками може бути ручне і автоматичне. Ручне управління БК не може забезпечити оптимального режиму компенсації реактивної потужності. Особливо важлива автоматизація роботи компенсуючих пристроїв на підстанції без обслуговуючого персоналу.

У цьому ТП доцільно використовувати схему автоматичного регулювання потужності конденсаторної батареї в залежності від струму

навантаження, який може різко змінюватися. Така схема приведена на рис. 6.1.

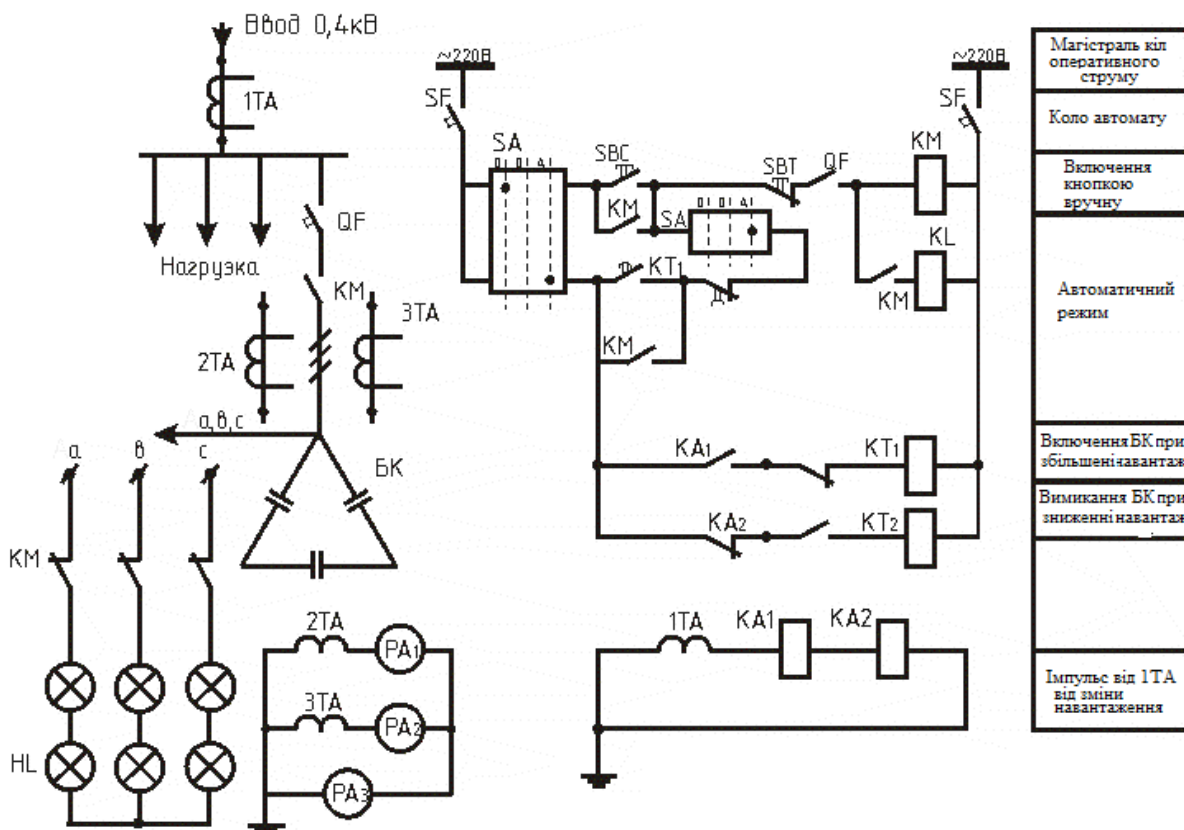


Рис. 6.1 – Схема електрична принципова компенсуючого пристрою

Вибір режиму управління здійснюється ключем SA. Максимально струмові реле KA1 і KA2 фіксують ступінь завантаження лінії, яка живить шинну збірку (РП НН) А2. При досягненні заданої величини струму навантаження реле KA1 отримує імпульс від трансформатора струму 1ТА, спрацьовує й через реле часу KT1 включає конденсаторні батареї за допомогою контактора KM. При зниженні навантаження до певної величини спрацьовує реле максимального струму KA2, що призводить до відключення BK. При цьому спрацьовує реле часу KT2, розмикається нормально розімкнений контакт KT2 і котушка контактора KM знеструмлюється, контакти контактора KM розмикаються. Для надійної роботи схеми

рекомендується уставка для реле КА1 - 60-70% робочого навантаження, а для реле КА2 - 40-50%. Реле часу включення КТ1 і відключення КТ2 служать для відбудови системи автоматизації від спрацьовування при короткочасних змінах навантаження. Уставка реле за часом від 2 до 3 хвилин.

## ВИСНОВКИ

1. Показано з допомогою аналізу літературних джерел, що, виходячи з впливу на надійність забезпечення постачання електрикою споживачів та ціни на обладнання, до основних видів високовольтного обладнання трансформаторних підстанцій маємо віднести трансформатори та високовольтні вимикачі.

2. Встановлено на підставі аналізу паспортних даних трансформаторів, що найбільш привабливим, з огляду на технічні параметри, є трансформатор типу ТМГ - 400/10 У1 виробництва ПАТ Укрелектроапарат. Трансформатор відповідає стандартам МЭК-76, ГОСТ 11677-85, ГОСТ Р 52719-2007 та ТУ У31.1-13608660-062:2007. Цей трансформатор має найменші втрати холостого ходу та короткого замикання. Крім того перевагою герметичних трансформаторів ТМГ є менші габарити за рахунок відсутності розширювального бака, а також відсутність безпосереднього контакту масла з атмосферою, що виключає поглинання вологи з навколишнього середовища і як наслідок - необхідність періодичного обслуговування.

3. Встановлено на підставі вивчення літературних джерел та практики експлуатації трансформаторних підстанцій, що якщо струм мережі відносно слабкий 400 – 600 А, доцільно вимикач з релейним захистом замінити на вимикач навантаження з невеликою дугогасною камерою та з запобіжниками. Аналіз властивостей вимикачів навантаження показує, що для здійснення комутації на трансформаторній підстанції, що проектується, доцільно на вводах N1 і N2 лінії, що відходить від другої секції збірних шин, використовувати вимикачі навантаження типу ВНР - 10/400 - 10з УЗ, а на лініях живлення силових трансформаторів, лінії, що відходить від першої секції збірних шин, вимикачі навантаження типу ВНРП - 10/400 -10зп УЗ.

У магістерській роботі, відповідно до завдання, було проведено розрахунки струмоведучих елементів і ізоляційних конструкцій в нормальному режимі і режимі короткого замикання для РУ-10 кВ і РУ-0,4 кВ.

4. На підставі розрахункових даних обрано комутаційні та захисні апарати, вимірювальні трансформатори струму й напруги відповідно до обраної схеми електропостачання.

5. Проведено розрахунок освітлення розподільного пристрою вищої і нижчої напруги. Розраховано зовнішній заземлюючий контур, який повинен забезпечити безпеку обслуговуючого персоналу в разі короткого замикання на землю.

6. Запропоновано технологію поточного ремонту й наладки електроустаткування підстанції. Проведено техніко-економічний розрахунок перетинів силових кабелів з метою визначення оптимального варіанту перетину струмопроводов. В результаті аналізу наведених витрат обрані струмопроводи, які вимагають найменших витрат при монтажі та експлуатації.

7. Для підтримання  $\cos\varphi$  на належному рівні обрано схему автоматичного регулювання потужності конденсаторної батареї в залежності від струму навантаження, що застосовується на підстанціях з навантаженням, яке різко змінюється.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Василега П. О. Електропостачання [навч.посібн.] / П. О. Василега. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. – 415с.
2. Шестеренко В. С. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств [Підручн.] / В. С. Шестеренко. – Вінниця: Нова Книга, 2004. – 656с.
3. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: [Учеб. пособие для ВУЗов] / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
4. ПУЕ. Правила улаштування електроустановок, 2017 [електронний ресурс] / шлях доступу: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact>
5. ДВН В.2.5-23 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. ПУЕ / 2010. – К: Офіц. вид. – (Нормат. Документ Мінрегіонбуду України)
6. Шеметов А.Н. Надежность электроснабжения [учебнопособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение»]/ А. Н. Шеметов. – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006. – 141с.
7. Конюхова Е.А. Надежность электроснабжения промышленных предприятий / Е. А.Конюхова, Э. А. Киреева. – М.: НТФ "Энергопрогресс", 2001. – 92 с.
8. Шкрабець Ф. П. Електропостачання [навч.посібн.] / Ф. П. Шкрабець. – Дніпропетровськ: вид-во НГУ, 2015.– 539 с.
9. Коменда Т. І. Електропостачальні системи та їх проектування[Конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»] / Т. І. Коменда., Н. В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.

10. Харченко В. Ф. Електропостачання міст і промислових підприємств: [Конспект лекцій для студентів напряму підготовки 0906 «Електротехніка»] / В. Ф. Харченко. – Х.: ХНАМГ, 2011. – 168 с.
11. Бохан А. Н. Проектирование подстанций систем электроснабжения [учеб. пособие] / А. Н. Бохан. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 311 с.
12. Барыбин Ю. Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Ю. Г. Барыбин. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 464 с.
13. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування [навч. посібн.] / В. Г. Рудницький. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 153 с.
14. Коломиец Н. В. Электрическая часть электростанций и подстанций [навч. посібн.] / Н. В. Коломиец, Н. Р. Пономарчук, В. В. Шестакова. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 143 с.
15. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Уч. Пособие для ВУЗов, 4-е изд., пераб.] / Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
16. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств. Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т. П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
17. ДНАОП 0.00-1.32-01 Електрообладнання спеціальних установок . ПУЕ / 2001.– К: Офіц. вид. – (Нормат. Документ Міністерства праці і соціальної політики України)
18. ДВН В.2.5-23 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. ПУЕ/ 2010. – К: Офіц. вид. – (Нормат. Документ Мінрегіонбуду України)
19. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою / 1995.– К: Офіц. вид. – (Нормат. Документ Міненерго України)

20. ДСТУ НБВ.2.5-80 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств / 2016.– К: Офіц. вид. – (Мінрегіон).
21. ДСТУ 2105-92 Трансформатори силові масляні загального призначення напругою до 35 кВ включно. Технічні умови (ГОСТ 11920-93) /1993.–К.: Дежстандарт України.
22. ДСТУ EN 60947-1:2014 Перемикач і контролер низьковольтні. Частина 1 Загальні правила (EN 60947-1:2007/A2:2014, IDT) / 2014. – Київ: Дежстандарт України.
23. ДСТУ ІЕС 60947-2:2008 Пристрої комплектні розподільчі низьковольтні. Частина 2. Автоматичні вимикачі
24. ДСТУ EN 62271-103:2016 Пристрої контрольні розподільчі високовольтні. Вимикачі навантаження на номінальну напругу понад 1 кВ і до 52 кВ включно (EN 62271-103:2011, IDT)
25. Афонин В.В. Силовые коммутационные аппараты [Учебное пособие] / В.В. Афонин, К.А. Набатов, Ж.А. Зарандия. – Тамбов : изд-во ГОУ ВПО ТГТУ, 2011. – 100 с. 3.
26. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4...35 кВ и 110...1150 кВ. Т. 5 / Е.Ф. Макаров. – М. : Папирус Про, 2005. – 624 с.
27. Набатов К.А. Высоковольтные вакуумные выключатели распределительных устройств [Учебное пособие] / К.А. Набатов, В. В. Афонин. – Тамбов: изд-во ГОУ ВПО ТГТУ, 2010. – 96 с.
28. Пантелеев Е.Г. Справочник электромонтажника. Монтаж и ремонт кабельных линий / Под ред. А.Д. Смирнова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 288 с.
29. Карпов Ф.Ф. Справочник по расчету проводов и кабелей / Ф. Ф. Карпов, В. Н. Козлов. – М.: Энергия, 1969. – 264 с.
30. Постников Н. П. Электроснабжение промышленных предприятий / Н. П. Постников, Е. М. Рубашов. – Л.: Стройиздат – 1989.– 352 с.



31. Диченко П. М. Справочник проектировщика электрических сетей подстанций / П. М. Диченко. – Киев: Гос. издат. техн. литературы УССР, 1963. – 708 с.
32. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. В.И. Круповича. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 560 с.
33. ДБН В.2.5-28-2006 Природне і штучне освітлення. Мінбуд. / 2006.– К.: Мінбуд України.
34. Вернигора В. Д. Методичні вказівки до практичного заняття « Розрахунок штучного освітлення робочих місць» з дисципліни „ Охорона праці в галузі та цивільний захист” для здобувачів вищої освіти другого рівня / В.Д.Вернигора. – Кам’янське: ДДТУ, 2017. – 16 с.
35. Проектирование и расчет систем искусственного освещения: учебное пособие / авт.-сост. В. В. Гоман, Ф.Е. Тарасов ; Мин-во образ. РФ, ФГАОУ ВПО, Уральский энерг. ин-т. – Екатеринбург: УрФУ, 2013. – 76 с.
36. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок / 1998. – К.: Нормативні акти про охорону праці.
37. ДСТУ Б В.2.5-38:2008. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд, Технічні умови / 2008. – К: Національний стандарт України.
38. Куценко Ю. М. Монтаж електрообладнання і систем керування / Ю. М. Куценко, В. Ф. Яковлев . – К.: Аграрна освіта, 2009. – 348 с.

## SUMMERY

**RomanMokljak.** «Determination of indicators of choice of high-voltage equipment for Transformer Substation 10 kV in the shop.»VOLODYMYR DAHL EAST UKRAINIAN NATIONAL UNIVERSITY. ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT, group ESE-19zm. – Severodonetsk, 2021.

Pages – 91; Drawings – 21; Tables –5; Sources – 38.

The paper evaluates the reliability of the power supply system in terms of maintaining the set voltage and frequency values, as well as limiting the values in the network of higher harmonics, as well as non-sinusoidal and voltage asymmetry.

Typically, the distribution of electricity in the system occurs at voltages of 6-10 kV and 380/220 V. The main elements of the electrical part of the power system are different types of district transformer and distribution substations, main substations of enterprises and other facilities and cities.

The choice and selected high-voltage switching electrical equipment of the transformer substation, switchgear are substantiated.

The substitution schemes of short-circuit circuits are investigated. Schemes of primary connections of the main step-down substation and its electrical equipment are selected. The calculation and selection of current-carrying elements and electrical equipment of the substation are analyzed and scientifically substantiated.

**Keywords:** TRANSFORMER SUBSTATION, ELECTRICAL LOADS, ELECTRICAL SUPPLY SYSTEM, NON-SENSITIVITY OF VOLTAGE, SHORT CIRCUIT.