

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: Підвищення ефективності електромережі 110/35 кВ  
застосуванням класу напруги 20 кВ

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

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

|                   |          |                                         |
|-------------------|----------|-----------------------------------------|
|                   | (підпис) | Карплюк Е.Ю.<br>(прізвище та ініціали)  |
| Керівник          | (підпис) | Белякова І.В.<br>(прізвище та ініціали) |
| Нормоконтроль     | (підпис) | Коваль В.П.<br>(прізвище та ініціали)   |
| Завідувач кафедри | (підпис) | Коваль В.П.<br>(прізвище та ініціали)   |
| Рецензент         | (підпис) | Шовкун О.П.<br>(прізвище та ініціали)   |

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

## З А В Д А Н Н Я НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр  
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Карплюку Едуарду Юрійовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення ефективності електромережі 110/35 кВ  
застосуванням класу напруги 20 кВ

Керівник роботи Белякова Ірина Володимирівна, к.т.н., доцент  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «22» січня 2024 року № 4/7-47

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2024 року

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план району електропостачання ПС 330 кВ  
“Тернопільська”; характеристика та перелік наявних потужностей ПС 110 кВ; однолінійна  
схема внутрішніх та зовнішніх електромереж підстанції 110 кВ.

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

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці.

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

1. Презентація.

2.

3.

4.

5.

6.

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ                                          | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата   |                  |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------|------------------|
|                                                 |                                           | завдання видав | завдання прийняв |
| Безпека життєдіяльності та основи охорони праці | Гурик О.Я., к.т.н., доцент кафедри МТ     |                |                  |
| Нормоконтроль                                   | Коваль В.П., к.т.н., завідувач кафедри ЕІ |                |                  |
|                                                 |                                           |                |                  |
|                                                 |                                           |                |                  |
|                                                 |                                           |                |                  |
|                                                 |                                           |                |                  |
|                                                 |                                           |                |                  |
|                                                 |                                           |                |                  |

7. Дата видачі завдання 30 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів роботи                             | Термін виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|-------------------------------------------------|--------------------------------|----------|
| 1     | Вступ                                           | 15.03.2024                     |          |
| 2     | Аналітичний розділ                              | 28.03.2024                     |          |
| 3     | Проектно-конструкторський розділ                | 30.04.2024                     |          |
| 4     | Розрахунковий розділ                            | 30.05.2024                     |          |
| 5     | Безпека життєдіяльності та основи охорони праці | 03.06.2024                     |          |
| 6     | Загальні висновки                               | 05.06.2024                     |          |
| 7     | Оформлення пояснювальної записки                | 07.06.2024                     |          |
| 8     | Оформлення графічної частини                    | 10.06.2024                     |          |
|       |                                                 |                                |          |
|       |                                                 |                                |          |
|       |                                                 |                                |          |
|       |                                                 |                                |          |
|       |                                                 |                                |          |
|       |                                                 |                                |          |
|       |                                                 |                                |          |
|       |                                                 |                                |          |
|       |                                                 |                                |          |
|       |                                                 |                                |          |

Студент

(підпис)

Карплюк Е.Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Белякова І.В.

(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

**Карплюк Е. Ю.** Підвищення ефективності електромережі 110/35 кВ застосуванням класу напруги 20 кВ. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс-41. - Тернопіль : ТНТУ, 2024. Стор. - 57; рис. - 4; табл. - 13; креслень - 5; джерел - 30.

У даній кваліфікаційній роботі було розглянуто питання про необхідність модернізації розподільчих мереж 110 кВ із застосуванням класу напруги 20 кВ, в контексті зростаючих вимог до надійності, ефективності та адаптивності енергосистем.

Встановлено, що електромережа напругою 20 кВ дозволяє збільшити зону обслуговування клієнтів в 4-7 разів і скоротити кількість осередків в центрі живлення.

Був проведений розрахунок струму короткого замикання кола електромережі напругою 110 кВ, на основі якого був проведений вибір захисних пристроїв на базі мікропроцесорного устаткування а також комутаційного обладнання.

Проведена реконструкція підстанції електромережі 110 кВ методом переходу на клас напруги 110/20 кВ з вибором нових комутаційних апаратів та апаратів захисту

**Ключові слова:** ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, ПОНИЖУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ, КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

## ЗМІСТ

|                                                                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВСТУП .....                                                                                                                 | 7  |
| 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ .....                                                                                                  | 9  |
| 1.1 Загальна характеристика розподільних електромереж України ...                                                           | 9  |
| 1.2 Загальні питання зменшення втрат електроенергії в розподільних електромережах .....                                     | 14 |
| 1.3 Динаміка зменшення втрат електроенергії в електромережах країн Європи .....                                             | 16 |
| 1.4 Покращення ефективності електромережевого комплексу та оптимізація витрат електроенергії в електромережах України ..... | 18 |
| 2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ .....                                                                                    | 21 |
| ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 110/20 кВ.....                                                              | 21 |
| 2.1 Вибір силових трансформаторів .....                                                                                     | 21 |
| 2.2 Розрахунок струмів короткого замикання .....                                                                            | 21 |
| 2.3 Вибір високовольтних вимикачів.....                                                                                     | 26 |
| 2.4 Вибір роз'єднувачів для ПС 110/20 кВ.....                                                                               | 30 |
| 2.5 Вибір трансформаторів струму 110 кВ .....                                                                               | 31 |
| 2.6 Вибір трансформаторів струму 20 кВ .....                                                                                | 34 |
| 2.7 Вибір трансформаторів напруги 110 кВ .....                                                                              | 34 |
| 2.8 Вибір трансформаторів напруги 20 кВ .....                                                                               | 35 |
| 3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ .....                                                                                                | 37 |
| 3.1 Модернізація релейного захисту трансформаторної підстанції 110/20 кВ .....                                              | 37 |
| 3.2 Розрахунок та вибір релейного захисту.....                                                                              | 38 |
| 3.3 Розрахунок окупності підстанції 110/20 кВ.....                                                                          | 45 |
| 4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ .....                                                                     | 47 |
| 4.1 Аналіз шкідливих факторів при експлуатації електрообладнання                                                            | 47 |

|                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------|----|
| 4.2 Заходи з підвищення безпечності експлуатації електроустановок | 49 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....                                           | 53 |
| ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....                                            | 54 |

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Аналізування реальних електричних мереж показує на моральну і фізичну деградацію електрообладнання розподільних електричних мереж 6 (10) кВ, у яких значні втрати електроенергії стали звичними. Низький рівень автоматизації також впливає на якість передачі даних кінцевому користувачеві.

З урахуванням цього, розглядається можливість поступового переходу з використовуваної напруги 6 (10) кВ до використання середнього класу середньої напруги 20 (35) кВ. Згідно з авторськими дослідженнями Бахора З. М., Буйного Р. О., Денисюка С. П. Потужність 1 МВт може передаватися по ізолюючому кабелю зі зшитого поліетилену на відстань не більше ніж 4 км в мережі 6 кВ, мережі 10 кВ - 9 км, мережі 20 кВ-34 км, площа поперечного перерізу/екрану становить 95/16 мм<sup>2</sup>, втрати становлять менше ніж 10%. Таким чином, мережа напруга 20 кВ може збільшити зону обслуговування клієнта в 3-7 рази і скоротити кількість осередків в центрі живлення. Крім того, потужність лінії напругою 20 кВ в 4 разів перевищує потужність лінії напругою 6 кВ і в 1,5 рази перевищує потужність лінії напругою 10 кВ при збереженні потужності трансформатора.

Отже, мережа напругою 20 кВ може збільшити зону обслуговування клієнтів в 3-8 разів і відповідно, скоротиться частка осередків в центрі живлення. Крім того, потужність лінії напругою 20 кВ в 3 разів переважає над потужністю лінії напругою здатність ліній 6 кВ та у 2 рази - 10 кВ при збереженні потужності трансформатора.

За твердженням автора Денисюка С. П. для підвищення надійності електропостачання необхідно поетапно розвивати мережі 10 і 20 кВ зі спорудженням розподільних й сполучних пристроїв та приєднанням їх до двох різних центрів живлення. Вибрана стратегія розвитку розподільних мереж передбачає застосування малогабаритного обладнання з вакуумною або елегазовою ізоляцією та кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену.

Реконструкція базуватиметься на комплектних щоглових трансформаторних підстанціях 20/0,4 кВ із модернізованим релейним захистом. Такі підстанції максимально близько розміщуються біля споживача електроенергії для зменшення її втрат.

Таким чином, реконструкція розподільних електромереж із трирівневої системи напруг 110/35/10 кВ на дворівневу систему 110/20 кВ на базі застосування сучасної комплектації для щоглових підстанцій 20/0,4 кВ є актуальною задачею.

**Мета і завдання дослідження.** Кваліфікаційна робота має своєю метою підвищення ефективності електромережі номіналом 110/35/10 кВ реконструкцією до електромережі номіналом 110/20 кВ, а також розробку заходів з підвищення її надійності.

Для того щоб досягнути мети, яка поставлена перед нами потрібно виконати наступні завдання:

- провести порівняльний техніко-економічний аналіз електромереж середнього класу напруг: існуючого й перспективного;
- провести порівняльні дослідження втрат потужності й напруги в електромережах середнього класу напруг;
- провести порівняльний аналіз електрообладнання досліджуваних електромереж середнього класу напруги;
- провести розробку схеми захисту електрообладнання мережі середньої напруги та розрахунок і вибір уставок автоматичних захисних пристроїв.

### **Практичне значення результатів, які було отримано.**

Середній рівень напруги в електромережах 20 кВ підвищує їх енергоефективність, а також надійність систем постачання електроенергії до споживачів.

**Структура роботи.** Робота складається зі вступу, 4-х розділів, висновків, переліку посилань (30 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 57 стор., 13- табл., 4 рис.

## 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Загальна характеристика розподільних електромереж України

Розподільчі електромережі утворюються лініями надвисокої (від 330 кВ до 750 кВ); високої (від 110 кВ до 220 кВ); середньої (від 1кВ до 35 кВ); низької напруги (до 1 кВ).

За виконуваними функціями розрізняють системоутворюючі, районні і розподільні мережі. Розподільчі мережі над високої напруги 330 кВ, 500 кВ і 750 кВ, відносять до системоутворюючих в об'єднаних енергосистемах для передачі електричної енергії. Живильні електричні мережі призначені для передачі електроенергії від підстанцій системоутворюючих мереж до центрів живлення розподільних мереж районних підстанцій. Розподільча мережа призначена для передачі електричної енергії на невеликі відстані від низької напруги районних підстанцій (110-220кВ) до промислових, міських і сільських споживачів. Переважно в розподільчих мережах прийнята напруга 6, 10 кВ. В основному 6 кВ застосовується на підприємствах та селах з малими використанням електроенергії. Важливим напрямом енергетичної галузі є вдосконалення живильних та розподільчих мереж. В даний час електричні мережі знаходяться у тяжкому стані, що обумовлено:

- високим ступенем фізичного та моральної зношеності електрообладнання (вік обладнання сягає 50 років і більше);
- високими втратами ЕЕ (втрати електричної енергії в лінії сягають 15.5%);
- наднизьким рівнем автоматизації.

Причиною, що в мережах часто призводить до технічної межі використання, є підвищення електричного навантаження. Будуються нові генеруючі потужності для забезпечення електроенергією нових споживачів. Проте, проте такий підхід, як згадувалось раніше, не вирішує проблему забезпечення промислових підприємств і міст необхідною кількістю і якістю

електроенергії. Можливим способом зменшення втрат електроенергії є використання напруги живлення 20 кВ замість типових напруг 6-10 кВ.

Використання мережі 20 кВ наділено позитивним досвідом в ряді одних із найрозвиненіших країн світу, серед яких: Австралія, Німеччина, Італія, США, Фінляндія, Франція. З огляду на високу ефективність електричні мережі 20/0.4 кВ зазнали бурхливого розвитку, активно розробляються нові ізоляційні матеріали, що сполучають в собі вагу, яка до речі є мінімальною і необхідні розміри.

Основні переваги розподільчих електричних мереж 20кВ в порівнянні з 6-10кВ: зменшення втрати ел. енергії. зростання пропускної здатності лінії, збільшення відстані обслуговування підстанції, зниження рівня струмів короткого замикання.

Розподільна мережа 110 кВ є важливою частиною енергосистеми, оскільки вона забезпечує передачу електроенергії від підстанції високої напруги кінцевому користувачеві та ДЕКА проміжної підстанції, що знижує напругу для подальшого розподілу. Ці мережі утворюють критично важливу інфраструктуру, яка впливає на стабільність і надійність енергопостачання як промислових, так і побутових споживачів. Особливості розподільної мережі 110 кВ [9]:

- висока ефективність: мережа 110 кВ може передавати значну кількість електроенергії на відносно великі відстані з мінімальними втратами;
- надійність: завдяки високій напрузі ці мережі мають кращу стійкість до різних перешкод, таких як коротке замикання або перевантаження;
- гнучкість: можливість адаптації до різних схем підключення і навантаження, що дозволяє забезпечити резервне живлення в разі аварії і швидко відновити харчування.

Основними елементами цих мереж є високовольтні лінії електропередачі та підстанції, які включають трансформатори, захисні пристрої, комутаційні пристрої та інші компоненти, які знижують напругу та розподіляють електроенергію на нижчі рівні.

Модернізація розподільної мережі 110 кВ важлива в контексті кількох

важливих факторів:

1. Старіння інфраструктури. Деякі з існуючих мереж були побудовані кілька десятиліть тому і досить застаріли морально і технічно. Старе обладнання не завжди може відповідати сучасним вимогам по надійності та ефективності. Часті збої, аварії та високі витрати на технічне обслуговування є основними проблемами старих мереж.

2. Підвищене енергоспоживання. Попит на електроенергію як з боку промислових споживачів, так і з боку населення зростає з кожним роком. Це вимагає збільшення пропускної здатності мережі і зниження втрат при передачі електроенергії. Сучасні мережі повинні витримувати більш високі навантаження і забезпечувати стабільне постачання навіть в пікові періоди [5].

Втрати електроенергії через активний опір проводів обчислюються за формулою:

$$P_{\text{втр.}} = I^2 \cdot R$$

де  $P_{\text{втр.}}$  – активні втрати потужності, Вт;

$I$  – струм, А;

$R$  – опір лінії, Ом.

Втрати через реактивні компоненти мережі можна оцінити за допомогою реактивної потужності:

$$Q = I^2 \cdot X$$

де  $Q$  – реактивна потужність, ВАр;

$X$  – індуктивний опір, Ом.

Сумарні втрати потужності в мережі враховують активні та реактивні втрати:

$$P_{втр.заг} = P_{втр.} + Q_{втр.}.$$

3. Інтеграція відновлюваних джерел енергії. Зростаюча роль відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), таких як вітрові та сонячні електростанції, вимагає адаптації мережі для інтеграції цих ресурсів. Розподільна мережа повинна мати можливість працювати на розподілених генераторах зі змінною потужністю. Це вимагає впровадження нових технологій управління та контролю [7].

Коефіцієнт потужності показує відношення активної потужності до повної потужності:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S},$$

де  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності;

$P$  – активна потужність, Вт;

$S$  – повна потужність, ВА.

4. Підвищена ефективність. Необхідно підвищити ефективність, щоб знизити витрати на електроенергію і втрати в мережі. Високі втрати енергії під час передачі не тільки призводять до додаткових витрат, але й негативно впливають на навколишнє середовище через збільшення викидів парникових газів [7].

Ефективність мережі визначається як відношення корисної переданої потужності до загальної потужності:

$$\eta = \frac{P_{кор.}}{P_{заг.вх.}} P,$$

де  $\eta$  – ефективність;

$P_{кор.}$  – корисна передана потужність, Вт;

$P_{заг.вх.}$  – загальна вхідна потужність, Вт.

5. Покращена надійність і якість джерела живлення. Зміни характеру навантаження, зростаючі вимоги споживачів до якості електроенергії і розвиток технологій вимагають підвищення надійності мережі і поліпшення параметрів якості електропостачання включають підтримку постійної напруги, зменшення гармонік та забезпечення безперебійного живлення.

Розглянемо модернізацію та впровадження класу напруги 20 кВ. Одним з напрямків модернізації є переведення частини мережі з класу проміжної напруги 110 кВ на дека 20 кВ, який може використовуватися для місцевих розподільних мереж і підстанцій. Це може вирішити деякі проблеми [3]:

1. Оптимізування передачі енергії на середні відстані. Перемикавання на 20 кВ забезпечує ефективну передачу електроенергії на середні відстані, зменшуючи втрати і підвищуючи ефективність. Це може бути особливо корисно для міських мереж або промислових зон, де потрібні мережі середньої напруги.

2. Скорочення витрат на конверсію. Використання класу напруги 20 кВ зменшує кількість необхідних етапів перетворення та зменшує витрати на встановлення та обслуговування трансформатора.

3. Підвищена гнучкість і надійність. Мережа 20 кВ може підвищити гнучкість управління потоком електроенергії за рахунок зменшення кількості деталей і можливих точок відмови, а також підвищити надійність.

Вплив підвищення напруги на втрати оцінюється за формулою:

$$P_{втр.} = \frac{1}{U^2},$$

де  $P_{втр.}$  – втрати потужності, Вт;

$U^2$  – напруга, В.

Для ефективної модернізації розподільної і передавальної мережі, особливо з введенням класу напруги 20 кВ, можуть бути реалізовані наступні заходи:

1. Впровадження сучасних трансформаторів.
2. Використання інтелектуальних технологій.
3. Застосування нових матеріалів.
4. Оптимізація схеми розгортання.
5. Застосування систем накопичення енергії.

## **1.2 Загальні питання зменшення втрат електроенергії в розподільних електромережах**

Зниження втрат електроенергії в розподільних електромережах є критично важливою задачею, що впливає на ефективність і надійність електропостачання. Основні аспекти проблематики пов'язані з технічними, економічними та екологічними чинниками [2].

По-перше, технічна складова охоплює питання старіння обладнання, низьку ефективність існуючих ліній передачі та трансформаторів, неоптимальні схеми розподілу електроенергії. Старе обладнання частіше зазнає втрат через опір проводів, магнітні та індукційні втрати, що погіршує загальну продуктивність мереж.

По-друге, економічна складова включає витрати на модернізацію мереж, впровадження нових технологій і матеріалів, а ще управління навантаженнями для зменшення пікових втрат. Інвестиції в ефективніші системи можуть суттєво скоротити експлуатаційні витрати і підвищити економічну ефективність електромереж.

По-третє, екологічна складова пов'язана з тим, що втрати електроенергії сприяють збільшенню викидів парникових газів, оскільки для компенсації втрат необхідно генерувати додаткову енергію. Впровадження технологій з низьким рівнем втрат допомагає зменшити негативний вплив на навколишнє середовище.

Промислові міста є основними споживачами електроенергії. Електрична мережа побудована в післявоєнний період і закладає основу для великих промислових міст нашої країни. Прокладка нових повітряних проводів утруднена, тому використовується прокладка кабельних проводів.

Особливість міських мереж полягає в тому, що коли споруджуються нові лінії електропередач, то це автоматично пов'язується з немалими витратами та при цьому зазвичай не є можливим з екологічних причин. Отже, необхідно збільшити енергетичну силу, що проходить через існуючу лінію, шляхом збільшення доступної потужності, але вони вже зношені й застаріли. Збільшення пропускної здатності змушує нас шукати нові способи розв'язання проблем.

На рисунку 1.1 показані дані про відносні втрати електроенергії в електричних мережах багатьох країн. У країнах західної, центральної Європи та Японії загальні втрати електроенергії коливаються від 4% до 8,8%, що трохи вище, ніж показник Канади в 9,7%. В Україні загальні втрати електроенергії становлять 12,3% і 13,7%, тобто це найвищий показник серед розглянутих країн.

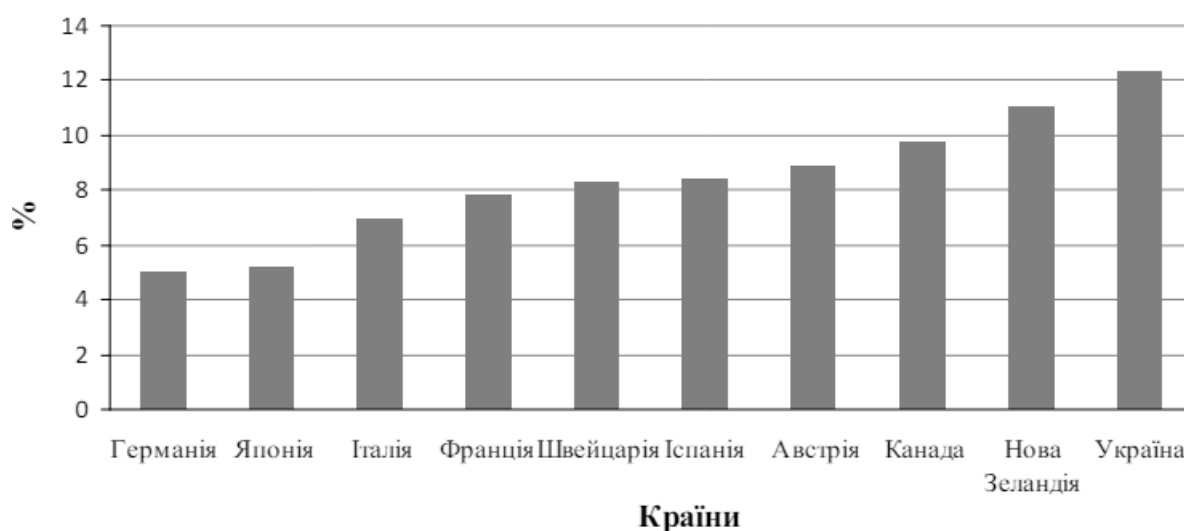


Рисунок 1.1 Втрати електроенергії в електричних мережах країн світу (складено на основі [7])

Близько 78% загальних технічних втрат припадає на електромережі з напругою нижче 110 кВ і 0,4% на мережі з напругою від 10 до 33,5 кВ [7]. ДЕКА

10% технічних втрат припадає на електричні мережі з напругою нижче 110 кВ, а 0,4% припадає на мережі з напругою від 10 до 33,5 кВ[7].

З об'єктивних причин, у зв'язку зі зростаючими потребами побутових споживачів електроенергії, використання електромережі 0,4 кВ буде зростати, а коефіцієнт втрат розподільної мережі буде збільшуватися в найближчі роки. Тому дуже важливо розробити заходи щодо зниження втрат в електричних мережах з 0,4 до 10 кВ. Таким чином, зниження втрат електроенергії вимагає комплексного підходу, включаючи технічну модернізацію, економічні інвестиції та екологічну відповідальність.

### **1.3 Динаміка зменшення втрат електроенергії в електромережах країн Європи**

Згідно зі статистикою управління енергетичної інформації, втрати електроенергії в Сполучених Штатах за останні роки становили в середньому 6,5% від усієї кількості виробництва. Лідерами рейтингу з найменшими втратами є Нідерланди (з 4,05% у 2021 році) [3], Німеччина (з 4% у 2014 році) [4] та Фінляндія (з 3% у 2021 році) [5].

Основні напрямки зниження втрат ел. енергії [6]:

- оптимізація мережевого навантаження, проектування і розвиток мережі;
- компенсація реакт. потужності;
- використання сучасного обладнання з низькими втратами х. х.

В даний час світова енергетична промисловість використовує новий тип проводів, особливо для ліній електропередач з композитних матеріалів.

Наприклад, ACCR, AAA CZ, AACSZ і т.д. в результаті пропускну здатність лінії збільшується, втрати зменшуються, а опір лінії електропередачі навантаженням крижаного вітру збільшується. Самопідтримувані дроти використовуються в мережі операторів розподілу.

Необхідно підкреслити вплив на впровадження технології передачі

надвисокої напруги постійного струму (HVDC) і зниження споживання електроенергії при транспортуванні для використання ВПС. Системні втрати HVDC включають втрати лінії та втрати перетворювача змінно-постійного струму та постійно-змінного струму. Програш у фіналі становить близько 1,0-1,5% від переданої потужності. Зважаючи на те, що постійний струм не передає реактивної потужності, втрати в лінії мінімальні у порівнянні з передачею еквівалентної потужності змінним струмом [6].

У період з 2010 по 2013 груд. китайська електромережева компанія China Southern побудувала лінію електропередачі постійного струму, що з'єднує групу гідроелектростанцій в провінції Юньнань з вантажним вузлом в провінції Гуандун. Довжина лінії становить 1418 км, а її напруга  $\pm 800$  кВ. Її потужність сягає до 5000 МВт. Ефективність передачі полягає в тому, що втрати при передачі потужності зменшуються на 40% в порівнянні з лініями змінного струму аналогічної потужності.

Використання надпровідних кабельних ліній дозволяє підвищити надійність електропостачання,

Втрати електроенергії пропускають потоки через великі країни з кабелями нормального розміру, продовжують термін служби кабельної лінії і значно скорочують земельні ділянки, які виявилися маргіналізованими через будівництво кабельної лінії в мегаполісах. Сьогодні такі надефективні системи передачі впроваджуються в США (Нью-Йорк) і Німеччині (Ессен).

Деякі компанії, насамперед Siemens і ABB, впровадили технологію виробництва трансформаторів з магнітопроводом з аморфного сплаву з найменшими втратами холостого ходу. Зниження втрат без навантаження в таких трансформаторах може досягати 70% в порівнянні з трансформаторами, які виготовлені за традиційною технологією.

В результаті реалізації програм поліпшення в європейській трансформаторній промисловості конструкція і матеріали втрати холостого ходу потужність звичайного трансформатора 200 кВ була знижена більш ніж в 50 разів за останні 3 роки, а втрати навантаження були зменшені вдвічі [8].

Основним напрямком зниження нетехнічних втрат є впровадження сучасних систем і електричних вагових приладів. Автоматизація обліку енергоспоживання заснована на впровадженні сучасних автоматизованих комерційних систем вимірювання енергоспоживання (АСУ), є основним напрямком оптимізації втрат електроенергії в електричних мережах розвинених країн.

При цьому при передачі електроенергії по магістральній електромережі використовується найбільш точний приклад вимірювання електроенергії.

Сьогодні така система широко застосовується в багатьох країнах, серед яких: США, Канада, Японія, Франція, Ізраїль, Німеччина, Швейцарія, Італія тощо.

Впровадження інтелектуальної системи вимірювання електроенергії (Intelligent measurement).

Підтримка є ключовим фактором у створенні мережі інтелектуальних мереж з мінімальними втратами потужності. В даний час в світовому енергетичному секторі реалізується безліч проектів по впровадженню технології інтелектуальних лічильників. Примітно, що Нова Зеландія вже повністю здійснила перехід до 100% використання "розумного" лічильника електроенергії у Великобританії. Крім того, Жовтневий кодекс балансу і розрахунків в енергетичному секторі країни був прийнятий на державному рівні. Більшість країн ОЕСР та Європейського Союзу використовують сучасні автоматизовані системи обліку, включаючи інтелектуальні вимірювання та інші компоненти "розумних" мереж.

#### **1.4 Покращення ефективності електромережевого комплексу та оптимізація витрат електроенергії в електромережах України**

Основними аргументами на користь централізації енергопостачання були скорочення капіталовкладень, матеріальних і трудових витрат, збільшення

ефективності, в тому числі на великих теплових електростанціях.

Потужність – це спроба знизити питому вартість виробленої енергії та підвищити надійність єдиної енергетичної системи. Об'єднання розподіленої генерації енергії, систем зберігання енергії та споживчого обладнання під загальним контролем дозволяє створювати мікромережі. На рисунку 1.2 показана принципова схема віртуальної електростанції [2].

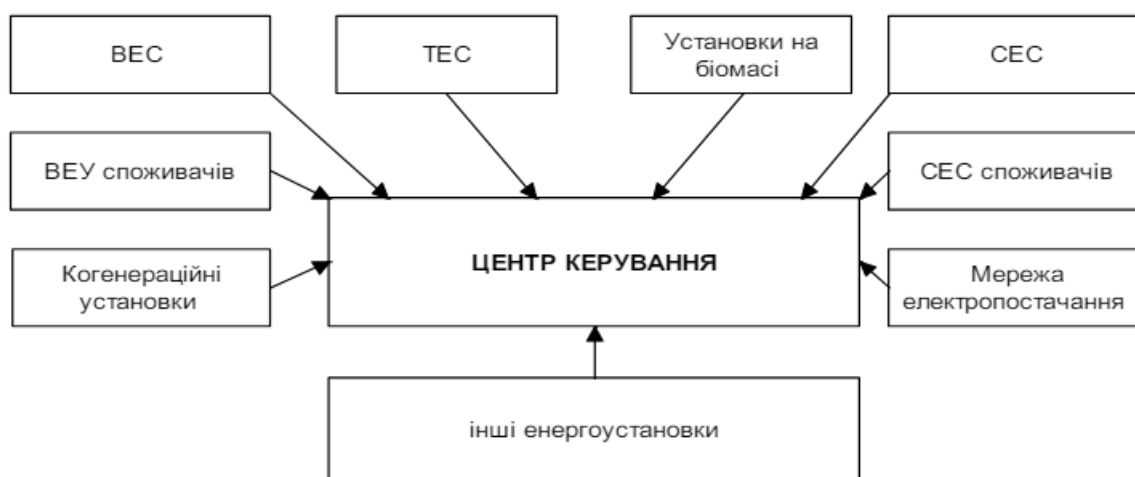


Рисунок 1.2 – Віртуальна електростанція

VRES поєднує розподілені джерела енергії, такі як теплові турбіни, паливні компоненти та когенераційного устаткування, зі стохастичними джерелами енергії, включаючи сонячні батареї та вітрові турбіни.

Існують явні переваги з економічної точки зору з порівнянням роботи не традиційних систем. Додаткові кошти, потрібні для будівництва ISE, повинні бути компенсовані за рахунок скорочення витрат на експлуатацію протягом періоду його служби [8].

При редагуванні віртуальних ОКТ теж з'являються додаткові затрати на створення інформаційно-комунікаційної мережі. Це включає ефективні системи управління, перевірки та керування для окремих установок або міні-електростанцій, а також телекомунікації.

Використання різних моделей управління для забезпечення найбільш економічного - одна з можливостей, яку використовують за необхідності

оператори VRES. Можлива розподілена генерація.

Це здійснюється для покриття найвищих навантажень, коли виробничі витрати найвищі. Крім того, такі установки динамічно реагують на жовтневі зміни очікуваної оцінки навантаження. Система енергопостачання, в якій з'явилися окремі розподілені джерела виробництва енергії, регулятори споживачів і системи зберігання енергії.

В інтелектуальній енергосистемі режим роботи визначається децентралізацією функцій між централізованими і розподіленими генераторами. Управління розподіленими генераторами може бути організовано у вигляді мікросистем.

Віртуальні електростанції мають таку ж надійність, планування та керованість, як і звичайні електростанції. Структура віртуальної електростанції представлена комбінацією RG, контрольованих навантажень і систем накопичення енергії. Віртуальні електростанції визначені як оптимальні традиційні та RG-інтеграційні рішення.

Розглянемо функціональну модель мультиінтерференційної системи. Складається з підсистеми оптимізації, яка приймає запити користувачів на оптимізацію певного сегмента мережі і створює чергу з 60 запитів.

Основними завданнями підсистеми оптимізації є:

- структурний аналіз
- ресурси мережевого сегмента;
- аналіз дій користувача в зазначеному сегменті мережі;
- встановлення найкращого з'єднання відповідно до цілей користувача.

На багатоагентній платформі кожен джерело енергії та елемент мікромережі представлений як автономний посередник, який забезпечує загальний інтерфейс зв'язку для всіх різних компонентів системи [7].

## 2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

### ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 110/20 КВ

#### 2.1 Вибір силових трансформаторів

Вибір силових трансформаторів потрібно проводити згідно їх перенавантажувальної здатності при виході з ладу одного з трансформаторів. Згідно ПУЕ допустиме аварійне перевантаження трансформатора становить 40% від номінальної потужності.

Проведемо вибір та заміну силових трансформаторів типу SF11-25000/110 кВА з напругою низької сторони 20 кВ. Дані характеристики трансформатора продемонстровані в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики трансформатора SF11-25000/110 кВА

| $S_{ном}$<br>МВА | $U_{ВН}$<br>кВ | $U_{НН}$<br>кВ | $\Delta P_X$<br>кВт | $\Delta P_K$<br>кВт | $U_K$<br>% | $I_{X.X.}$<br>% | гр. з'єднання |
|------------------|----------------|----------------|---------------------|---------------------|------------|-----------------|---------------|
| 25               | 110            | 20             | 18                  | 104                 | 10.5       | 0.25            | Yd11          |

#### 2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок параметрів кіл короткого замикання необхідний для подальшого вибору та перевірки струмопровідних частин та обладнання по режиму к. з. на термічну і електродинамічну стійкість, перевірки спрацювання релейного захисту.

Аби розрахувати струми к. з. необхідно побудувати схему заміщення та розрахувати її параметри.

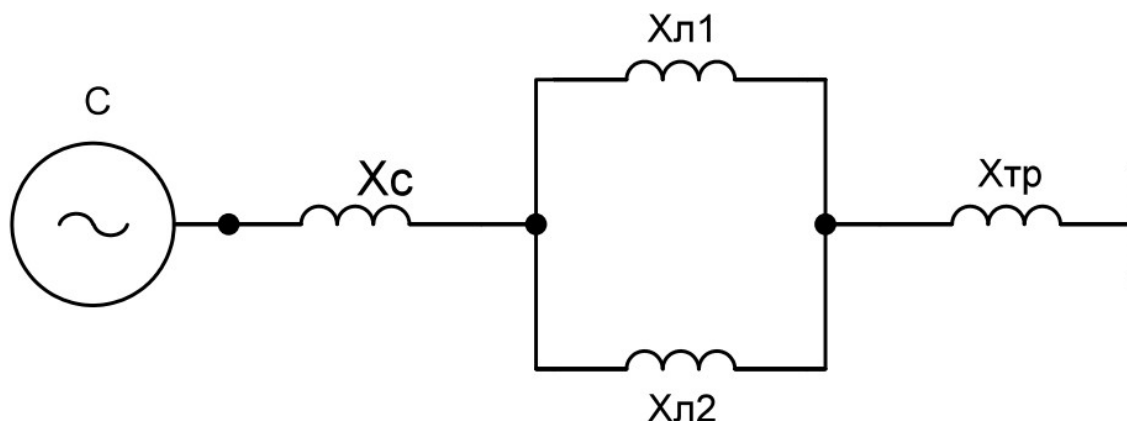


Рисунок 2.1 – Схема заміщення підстанції

Параметри схеми заміщ. підстанції:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ MVA},$$

$$S_{\text{НОМ.ТР}} = 25 \text{ MVA},$$

$$U_{\text{BH}} = 110 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{HH}} = 20 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{H}} = 10,5\%,$$

$$\rho_L = 0,14 \text{ Ом}.$$

Визначаємо потужність струмів короткого замикання мережі електропостачання 110 кВ. Активним опором в мережі 110 кВ нехтуємо.

Періодичну складову струму к. з., можна визначити за формулою:

$$I_K'' = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (2.1)$$

де  $E_C$  - напруга к. з., кВ;

$X_{\Sigma K}$  - сумарний опір до точки к. з., Ом.

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 21,994}{2 \cdot 5,274} = 3,612 \text{ кА.}$$

Для розрахунку аперіодичної максимальної складової струму к. з. скористаємось формулою:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}}, \quad (2.2)$$

де  $\tau$  - мінімальний час к. з., с.

$$\tau = t_{3\min} + t_{CB}, \quad (2.3)$$

де  $t_{3\min}$  - мінімальний час дії захисту 0,04с;

$t_{CB}$  - власний час вимкнення вимикача 20кВ, с.

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,612 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,764 \text{ кА.}$$

Коефіцієнт ударного струму к. з. визначається за формулою:

$$K_{y\partial.} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (2.4)$$

де  $T_a$  - незмінна часу затухання аперіодичної складової струму;

к. з. (для мережі 110 кВ  $T_a = 0,05$ с; для мережі 20 кВ  $T_a = 0,065$ с).

Ударний струм к. з. визначається за формулою згідно формули:

$$i_{y\partial.} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (2.5)$$

$$i_{y\partial.} = \sqrt{2} \cdot 3,612 \cdot 1,608 = 8,214 \text{ кА.}$$

Діючі значення ударного струму к. з. визначаються за формулою:

$$I_{\text{уд.діюч.}} = I_K^I \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_V - 1)^2}, \quad (2.6)$$

$$I_{\text{уд.діюч.}} = 1,987 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (0,05 - 1)^2} = 3,32 \text{ кА}$$

Струм 2-х фазного к. з. визначається за формулою:

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (2.7)$$

$$I_K^2 = \frac{\sqrt{3} \cdot 21,994}{2 \cdot 5,274} = 3,612.$$

Струм однофазного к. з. визначається за формулою:

$$I_K^1 = 0,55 \cdot I_K'', \quad (2.8)$$

$$I_K^1 = 0,55 \cdot 3,612 = 1,987 \text{ кА}.$$

Повний струм к. з. визначається за формулою:

$$I_n = i_{ar} + I_K'', \quad (2.9)$$

$$I_n = 0,764 + 3,612 = 4,376 \text{ кА}.$$

Опір двохобмоткових понижуючих трансформаторів 110/20 кВ по стороні ВН визначається по формулі:

$$X_{TBH} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2}, \quad (2.10)$$

де  $U_K$  - паспортна величина напруги короткого замикання%;

$U_H$  - напруга обмотки високої напруги, кВ;

$S_{HT}$  - ном. потужність трансформатора, МВА.

$$X_{ТВН} = \frac{8 \cdot 110^2}{100 \cdot 25^2} = 1,54.$$

Опір двохобмоткових понижувальних трансформаторів 110/20 кВ по стороні низької напруги визначається за формулою:

$$X_{ТВН} = X_{ТВН} \frac{U_{НОМ.НН}^2}{U_{НОМ.ВН}^2}, \quad (2.11)$$

$$X_{ТВН} = 0,98 \frac{20^2}{110^2} = 0.032 \text{ Ом.}$$

Розрахунок опору ЛЕП. Опори системи електропостачання:

$$X_C = \frac{U_{\phi}^2}{S_K}, \quad (2.12)$$

$$X_1 = \frac{10,5^2}{210,964} = 0,523 \text{ Ом.}$$

Розрахунок опорів ліній визначається за формулою:

$$X_L = x_0 \cdot L, \quad (2.13)$$

де  $x_0$  - 0,432 Ом/км – опір лінії.

$$X_4 = 0,4 \cdot 23,4 = 9,36 \text{ Ом};$$

$$X_6 = 0,4 \cdot 11,8 = 4,72 \text{ Ом}.$$

Опори ліній, приведені до іменованих одиниць визначаються за формулою:

$$X_C = x_0 \cdot L \frac{U_{\phi}^2}{S_K}, \quad (2.14)$$

де  $S_K$  - максимальна потужність к. з. на початку лінії.

$$X_{4\phi} = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{20^2}{115^2} = 0,283 \text{ Ом};$$

$$X_{6\phi} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{20^2}{115^2} = 0,142 \text{ Ом}.$$

Опір послідовно утворених гілок :

$$X_{11} = X_{4\phi} + X_{6\phi} = 0,283 + 0,142 = 0,425 \text{ Ом}.$$

### 2.3 Вибір високовольтних вимикачів

Для початку проведемо вибір електрообладнання на стороні 110 кВ.

Вибір високовольтних вимикачів проводиться згідно [ів]:

- за конструктивним виконанням і місцем установки;
- за номінальною напругою:  $U_{ном} \geq U_{роб}$ , кВ;
- за номінальним струмом:  $I_{ном} \geq I_{роб}$ , А;
- за здатністю до відмикання:  $I_{ном.відкл} \geq I_K$ , кА;
- на терм. стійкість  $I_m^2 t_m \geq B_K$ , кА:

$I_{ном.відкл}$  - ном. струм відключення вимикача за каталогом, кА;

$I_K$  - струм трифазного замикання, кА;

$i_{np.c}$  - амплітудне значення граничного наскр. струму короткого замикання за каталогом, кА;

$i_y$  - вдарний струм к. з., кА;

$I_m$  - гран. струму терм. стійкості за каталогом, кА;

$t_m$  - час протікання струму терм. стійкості, с;

$B_K$  - тепловий імпульс струму к. з., визначаємо за формулою:

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{кА}^2\text{с}, \quad (2.15)$$

де  $t_{відкл}$  - час відключення к. з., с.;

$T_a$  - час згасання аперіодичної складової струму к.з.,  $T_a = 0,05\text{с}$ .

$$t_{откл} = t_{p.z.} + t_{откл.B}, \text{с}, \quad (2.16)$$

де  $t_{p.z.}$  - час спрацювання рел. захисту, с;

$t_{откл.B}$  - власний час відкл. вимикача.

На стороні 110 кВ найбільш потужним приєднанням є приєднання безпосередньо вводів силових трансформаторів і ліній 110 кВ. Максимально можливий робочий струм силових трансформаторів по стороні 110 кВ (і апаратів ВРП 110 кВ), с урахуванням допустимої, згідно ПУЕ перенавантаження 40% визначається за формулою:

$$I_{\max}^{(BH)} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}, \text{А}, \quad (2.17)$$

де  $S_{\max}$  - номінальна потужність силових трансформаторів, кВА;

$U_{BH}$  - напруга на ділянці, кВ.

$$I_{\max}^{(BH)} = 1,4 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 183,9 \text{ A}.$$

На стороні низької напруги ПС 110/20 кВ:

$$I_{\max}^{(HH)} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}, \text{ A}. \quad (2.18)$$

В табл. (2.2) представлені порівнювальні технічні характеристики високовольтних вимикачів 110 кВ.

Таблиця 2.2 – Порівнювані технічні характеристики вимикачів 110 кВ

| Порівнювані величини                                                                                                               | GL312            | ВРС-110          |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|------------------|
| Ном. напруга, кВ                                                                                                                   | 110              | 110              |
| Найбільша роб. напруга, кВ                                                                                                         | 145              | 121              |
| Ном. струм, А                                                                                                                      | до 3150          | до 2500          |
| Ном. струм відключення, кА                                                                                                         | 40               | 31,5             |
| Час повного відключення, с                                                                                                         | 0,05             | 0,09             |
| Власний час вимкнення, с                                                                                                           | 0,028            | 0,08             |
| Час ввімкнення, с                                                                                                                  | 0,07             | 0,09             |
| Комутаційний ресурс:<br>- при номінальному робочому струмі<br>- струмі вимкнення 20 кА<br>- при номінальному струмі вимкнення к.з. | 2500<br>60<br>15 | 1000<br>25<br>10 |
| Маса, кг                                                                                                                           | 1779             | 1950             |
| Термін експлуатації                                                                                                                | 25               | 25               |

Порівнюючи елегазовий вимикач моделі - GL312 та вакуумного вимикача – ВРС-110. Слід віддати перевагу елегазовим вимикачам GL312 через кращі техніко-експлуатаційні характеристики.

Перевірку вибраних вимикачів проведемо згідно попередніх розрахунків.

Таблиця 2.3 – перевірка вимикачів GL312

| Паспортні дані                         | Розрахункові дані                     |
|----------------------------------------|---------------------------------------|
| $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$      | $U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$     |
| $U_{\text{мах}} = 145 \text{ кВ}$      | $U_{\text{мах}} = 115 \text{ кВ}$     |
| $I_{\text{ном}} = 3500 \text{ А}$      | $I_{\text{р.макс}} = 183,9 \text{ А}$ |
| $I_{\text{ном.відкл}} = 40 \text{ кА}$ | $I_{\text{н(0)}} = 4,376 \text{ кА}$  |

Вибрані вимикачі GL312 пройшли перевірку згідно всіх характеристик.

На стороні 20 кВ найбільш потужним приєднанням є приєднання безпосередньо до шин 20 кВ.

Максимальний можливий робочий струм силових трансформаторів на стороні 20 кВ (і апаратів ЗРП 20 кВ), з урахуванням допустимого перенавантаження згідно ПУЕ 40% знаходиться за формулою (2.18).

$$I_{\max}^{(HH)} = 1,4 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 20} \cdot 10^3 = 1010,7 \text{ A}.$$

В табл. (2.4) представлені порівнювальні технічні характеристики високовольтних вакуумного вимикача CNC BB/N20H та вимикача Schneider Electric EvoPact HVX.

Таблиця 2.4 – Порівнювальні технічні характеристики вимикача CNC BB/N20H та вимикача Schneider Electric EvoPact HVX

| Порівнювані велечини                   | CNC<br>BB/N20H | Schneider<br>Electric<br>EvoPact HVX |
|----------------------------------------|----------------|--------------------------------------|
| Номінальна напруга                     | 20000          | 20000                                |
| Номінальна найбільша робоча напруга, В | 24000          | 24000                                |
| Ном. струм, А                          | 1250           | 1250                                 |
| Ном. струм відключення, кА             | 31,5           | 25-31.5                              |
| Власний час включення                  | 0,035-70       | 0,040-70                             |
| Власний час вимкнення                  | 0,020-50       | 0,030-60                             |
| Комутаційна зносостійкість             | 30000          | 35000                                |
| Механічна зносостійкість               | 30000          | 35000                                |
| Маса, кг                               | 210            | 190                                  |
| Термін експлуатації, років             | 25             | 25                                   |

Слід віддати перевагу вакуумним вимикачам типу Schneider Electric EvoPact HVX через кращі технічно-експлуатаційні характеристики.

Результати перевірки вибраних вимикачів Schneider Electric EvoPact HVX зведемо до табл. (2.5).

Таблиця 2.5 – Перевірка вимикача Schneider Electric EvoPact HVX

| Паспортні дані                   | Розрахункові дані               |
|----------------------------------|---------------------------------|
| $U_{НОМ} = 20 \text{ кВ}$        | $U_{y.} = 20 \text{ кВ}$        |
| $I_{ном.відкл} = 1250 \text{ А}$ | $I_{p.max} = 1010,7 \text{ кА}$ |
| $I_{ном} = 31,5 \text{ кА}$      | $I_{n(0)} = 4.376 \text{ кА}$   |

Вибраний вимикач Schneider Electric EvoPact HVX проходить перевірку по всіх параметрах.

## 2.4 Вибір роз'єднувачів для ПС 110/20 кВ

Роз'єднувачі повинні відповідати вимогам згідно ПУЕ:

- за номінальною напругою встановлення  $U_{н.а} \geq U_{н.уст}$ ;
- за максимальним робочим струмом  $I_{н.а} \geq I_{н.уст}$ ;
- перевірка на терм. стійкість  $I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} \geq Вк$ ;
- перевірка на динам. стійкість  $i_{дин.} \geq i_y$ .

Вибираємо роз'єднувачі серії РДЗ-110/2000 УХЛ 1 Технічні характеристики роз'єднувачів зведені до табл. (2.6).

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики роз'єднувачів РДЗ-110/2000 УХЛ 1.

| Умова для вибору         | Розрахункові дані     | Каталожні дані         |
|--------------------------|-----------------------|------------------------|
| $U_C \leq U_{НОМ}$       | 110 кВ                | 110 кВ                 |
| $I_{розр.} \leq I_{НОМ}$ | 1070 А                | 2000 А                 |
| $i_{y0} \leq I_{СКВ}$    | 8 кА                  | 100 кА                 |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$     | 4,9 кА <sup>2</sup> с | 4800 кА <sup>2</sup> с |

Вибраний роз'єднувач підходить по всіх параметрах.

## 2.5 Вибір трансформаторів струму 110 кВ

Трансформатори струму повинні відповідати наступним параметрам:

- ном. напрузі вставки;
- макс. робочому струму;
- класу точності;
- вторинному навантаженню.

Розрахункова перевірка щодо кривих граничн. кратності (повна похибка  $\leq 10$ ) перевірка на терм. стійкість згідно виразу:

$$(\kappa_{\text{терм.}} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{\text{терм.}} \geq B_k, \quad (2.19)$$

де  $\kappa_{\text{терм.}}$  - кратність терм. стійкості,

$I_{1н.}$  - ном. струм первинної обвитки, кА.

Перевірка на динамічну стійкість:

$$i_{\text{дин}} = \kappa_{\text{дин.}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н} \geq i_y, \quad (2.20)$$

де  $\kappa_{\text{дин.}}$  - кратність динамічної стійкості.

Проведемо перевірку і вибір трансформаторів струму 110 кВ.

Зробимо порівняння 2-х можливих варіантів виконання трансформаторів струму 110 кВ (табл. 2.7).

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів струму 110 кВ

| Порівняльні характеристики ТС              | ТФЗМ-110 | ТОГФ-110 |
|--------------------------------------------|----------|----------|
| Ном. напруга, кВ                           | 110      | 110      |
| Кратність струму терм. стійкості, кА       | 150      | 175      |
| Кратність струму електродин. стійкості, кА | 250      | 215      |
| Клас точності вторинної обмотки            | 0,5      | 0,5      |
| Маса, кг                                   | 500      | 770      |

Вибираємо трансформатор струму типу: ТОГФ-110, виходячи з найкращих технічних і експлуатаційних характеристик.

Проводимо перевірку по номінальній напрузі:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.вст.} = 110 \text{ кВ}.$$

Перевірка по максимальному робочому струму:

$$I_{1н.} = 300 \text{ А} \geq I_{роб. max} = 183,9 \text{ А}.$$

Проводимо перевірку на терм. стійкість за формулою (2.5):

$$(265 \cdot 0,25)^2 \cdot 3 = 13167 \text{ кА}^2\text{с} > 120,8 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проводимо перевірку на динамічну стійкість за формулою (2.6):

$$350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,25 = 23,7 \text{ кА} > 11,660 \text{ кА}.$$

Проводимо перевірку опору вторинного навантаження, яка виражається за наступною формулою:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (2.21)$$

де  $Z_{прил.}$  - еквівалентний опір послідовно ввімкнених приладів вторинного навантаження, Ом;

$Z_{пров.}$  - опір з'єднання провідником, Ом.

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (2.22)$$

де  $l_{пров.}$  - довжина приєднаних проводів, м;

$\rho$  - питомий опір з'єднаних провідників (для міді –  $0.0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ );

$S_{пров.}$  - січення з'єднаних провідників,  $\text{мм}^2$ ;

$Z_{конт.}$  - еквівалентний опір контактних з'єднань, приймаємо рівним 0.1 Ом.

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{н,прил.}^2}, \quad (2.23)$$

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

$I_{н,прил.}^2$  - номінальний струм приладу, А.

Вторинна обмотка трансформатора струму, з класом точності 10Р, задіяна в схемі Релейного захисту та автоматики потужністю 1 ВА. Вирахуємо опір приладу по формулі (2.8):

$$Z_{прил} = \frac{17.5 \cdot 0.0175}{4} = 0.078 \text{ Ом},$$

За формулою визначаємо значення сумарного опору вторинного навантаження:

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,078 + 0,1 = 0,128 \text{ Ом}.$$

Проводимо перевірку по кривим граничної кратності.  
Кратність струму по відношенню до номінального не повинна перевищувати 21.5 при  $Z_{2\Sigma}=0.128$  Ом. Похибка ТС буде до 10.

## 2.6 Вибір трансформаторів струму 20 кВ.

Таблиця 2.8 - Технічні характеристики ТС 20 кВ

| Порівняльні характеристики ТС                 | СТН 10  | ABB KOKS 24 |
|-----------------------------------------------|---------|-------------|
| Ном. напруга, кВ                              | 17,5-24 | до 24       |
| Кратність струму терм. стійкості, кА          | 6       | 6-8         |
| Кратність струму ел. динамічної стійкості, кА | 2,5     | 2           |
| Клас точності вторинної обмотки               | 0,5     | 0,5         |
| Маса, кг                                      | 28      | 30          |

Вибираємо трансформатор струму типу: ABB KOKS 24, через кращі техніко-експлуатаційні характеристики.

## 2.7 Вибір трансформаторів напруги 110 кВ

Трансформатори напруги повинні відповідати наступним вимогам:

- ном. напрузі вставки  $U_{ном} \geq U_{вст.}$  ;
- класу точності;
- вторинному навант.  $S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$  ;
- з'єднанню обвиток.

Для початку виберемо трансформатор напруги на стороні 110 кВ.

Проведемо перевірку по номінальній напрузі:

$$U_{H.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{H.уст.} = 110 \text{ кВ}$$

Після чого проводимо перевірку по вторинному навантаженню табл. (2.9)

Таблиця 2.9 – навантаження на ТН зі сторони високої напруги

| Прилад                 | Установлення<br>,<br>Сторона ВН | cos | Кількість<br>приладів | Потужність     |                 |
|------------------------|---------------------------------|-----|-----------------------|----------------|-----------------|
|                        |                                 |     |                       | $P, \text{Вт}$ | $Q, \text{Вар}$ |
| Ваттметр               | 110 кВ                          | 1   | 2                     | 5              | 0               |
| Варметр                |                                 | 1   | 2                     | 7              | 0               |
| Лічильник<br>імпульсів |                                 | 1   | 2                     | 5              | 0               |

Для вибору ТН потрібно розрахувати потужності вторинної обвитки:

$$S_{нав} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{17^2 + 0^2} = 17 \text{ ВА}.$$

Приймаємо трансформатори напруги типу НКФ-110-58. Технічні характеристики ТН наведені в табл. (2.10).

Таблиця 2.10 - Технічні характеристики ТН 110 кВ

| Паспортні дані: НКФ-110-58                |                     |
|-------------------------------------------|---------------------|
| Ном. напруга первинної обвитки, В         | $110000 : \sqrt{3}$ |
| Ном. напруга вторинної обвитки, В         | $100 : \sqrt{3}$    |
| Ном. Потужність за класом точності,<br>ВА | -                   |
| 0.5                                       | 400                 |
| 1                                         | 600                 |
| 3                                         | 1200                |
| Гранична потужність, ВА                   | 2000                |
| Випроб. напруга, кВ                       |                     |
| ВН                                        | 200                 |
| НН                                        | 2,2                 |

## 2.8 Вибір трансформаторів напруги 20 кВ

Проведемо перевірку по ном. напрузі:

$$U_{н.} = 20 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 20 \text{ кВ}.$$

Таблиця 2.11 – навантаження на ТН зі сторони низької напруги 20 кВ.

| Прилад                    | Місце<br>встан. | cos  | К-сть<br>приладів | Потужність     |                 |
|---------------------------|-----------------|------|-------------------|----------------|-----------------|
|                           |                 |      |                   | $P, \text{Вт}$ | $Q, \text{Вар}$ |
| Вольтметр                 | Шини 20<br>кВ.  | 1    | 4                 | 8              | 0               |
| Реле напруги              |                 | 1    | 3                 | 160            | 0               |
| Лічильник акт.<br>енерг.  | Лінії 20<br>кВ. | 0,39 | 7                 | 42             | 100             |
| Лічильник<br>рект. енерг. |                 | 0,39 | 7                 | 42             | 100             |

Для вибору ТН потрібно розрахувати потужності вторинної обвитки:

$$S_{нав} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{252^2 + 200^2} = 321,7 \text{ ВА}.$$

Приймаємо трансформатори напруги типу JDZX11-20. Технічні характеристики ТН наведені в табл. (2.12).

Таблиця 2.12 - Технічні характеристики трансформатора напруги 20 кВ.

| Паспортні дані: JDZX11-20                 |                    |
|-------------------------------------------|--------------------|
| Ном. напруга первинної обвитки, В         | $20000 : \sqrt{3}$ |
| Ном. напруга вторинної обвитки, В         | $100 : \sqrt{3}$   |
| Ном. Потужність за класом<br>точності, ВА | -                  |
| 0.2                                       | 30                 |
| 0,5                                       | 30                 |
| 3                                         | 100                |
| Гранична потужність, ВА                   | 2000               |
| Випробувальна напруга, кВ                 |                    |
| ВН                                        | 65                 |
| НН                                        | 24                 |

### 3. РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Модернізація релейного захисту трансформаторної підстанції 110/20 кВ

Під час експлуатації можливе порушення нормального режиму роботи трансформатора. В обвитках трансформатора можуть ставатись між фазні короткі замикання, або короткі замикання фаз на землю. Короткі замикання між каскадами та на землю, також можуть виникати на вводах трансформаторів та автотрансформаторів.

Релейний захист силових трансформаторів SF11-25000/110, реалізуємо на базі мікропроцесорних терміналів PC83-AB2 (рис. 3.1).



Рисунок 3.1 – Мікропроцесорний термінал РЗА серії PC83-AB2

Для захисту трансформатора ми використаємо шафу SHE2607 041015-27E2UHL4 – шафа захисту трансформатора і автоматики управління високовольтними вимикачами. Даний тип шафи складається з 2-х комплектів. Перший комплект реалізує функції основного і резервного захисту трансформатора. Релейна частина захисту першого комплекту побудована на базі мікропроцесорних терміналів типу PC83-AB2 і електромеханічних реле. 2-й тип призначений для управління ввідними високовольтними вимикачами з додатковим резервним захистом трансформаторів.

### 3.2 Розрахунок та вибір релейного захисту

Проведемо розрахунок уставок диференційного захисту.

Визначаємо придатність встановлених ТС.

1. Залежно від умов вирівнювання величин вторинного струму:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТС} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (3.1)$$

де  $I_{НОМ.т}$  - первинний номінальний струм обмотки трансформатора, А;

$I_{НОМ.тс}$  - номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму, А.

Трансформатор SF11-25000/110. Номінальний струм трансформатора  $I_{ВН} = 131,2 \text{ А}$ .

Для ТС на стороні 110 кВ, проведемо розрахунок по формулі (3.1):

$$0,1 \cdot 131,2 < 300 < 2,5 \cdot 131,2 = 328 \text{ А}.$$

Номінальний струм трансформатора  $I_{НН} = 721 \text{ А}$ .

Для ТС на стороні 20 кВ, проведемо розрахунок по формулі (3.1):

$$0,1 \cdot 721,7 < 2500 < 2,5 \cdot 721,7 = 1804,3 \text{ А.}$$

Умови виконуються.

2. За умовою відлаштування для кидку струму намагнічування. Опір трансформатора при повному намагнічування визначають за формулою:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100} \quad (3.2)$$

Проведемо розрахунок за формулою (3.2):

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 8}{100} = 0,153$$

Розраховуємо значення базисного опору за формулою:

$$X_B = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.т.}} \quad (3.3)$$

Проведемо розрахунок за формулою (3.3):

$$X_B = \frac{115^2}{25} = 529 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії 110 кВ, не беручи до уваги активним опором визначається за формулою:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (3.4)$$

де  $x_0$  - індукт. опір ділянки, Ом/км.

Проведемо розрахунок за формулою (3.4):

$$X_{л} = 0,432 \cdot 6,09 = 2,631 \text{ Ом.}$$

Опір ліній, зведений до базисних умов:

$$X_{*л} = 2,631 / 529 = 0,0049 \text{ Ом.}$$

Визначаємо за формулою опір контура ввімкнення:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)} \quad (3.5)$$

де  $K_1 = 1,1..1,15$  – коеф. зростання індуктивного опору через неповне намагнічування магнітопроводу.

Проведемо розрахунок за формулою (2.14):

$$X_* = 0,0049 + 1,15 \cdot 0,153 = 0,1809$$

Розрахунок в встановлених одиницях:

$$X = 0,1809 \cdot 529 = 95,7 \text{ Ом.}$$

Амплітудне значення кидку струму намагнічуванням визначається за формулою:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (3.6)$$

де  $A$  – зсув осі синусоїди, для трансформаторів струму з електротехнічної сталі є рівним 0,391.

Проведемо розрахунок за формулою (2.15):

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 95,7} = 456,6 \text{ А.}$$

Кратність струму відношення до амплітудного значення номінального струму

ТС визначається за формулою:

$$K_{TC} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{BH.TC}}, \quad (3.7)$$

де  $I_{BH.TC}$  - ном. струм первинної обвитки ТС, А.

Проведемо розрахунок за формулою (2.16):

$$K_{TC} = \frac{456,6}{\sqrt{2} \cdot 250} = 1,29 < 6,7$$

За умовою відлаштування кидку струму намагнічування гранична кратність трансформатора струму ВН 110 кВ повинна бути:  $K_{10} \geq 20$ .  
Визначаємо граничну кратність ТС при заданому навантаженні ТС на стороні 110 кВ.

Визначаємо опір навантаження згідно формули:

$$R_{нав.} = R_K + R_{пер.} + R_{вх.т}, \quad (3.8)$$

де  $R_K$  - опір кабеля, Ом;

$R_{пер.}$  - перехідний опір контактів, які є з'єднані в струмових колах, рівний 0,075 Ом;

$R_{вх.т}$  - вх. опір терміналу, сягає 0.015 Ом.

Формула розрахунку опору контрольного кабелю:

$$R_K = \rho \cdot L / S_K, \quad (3.9)$$

де  $\rho$  - питомий опір кабелю, для міді  $0,029 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$  [26];

$S_K$  - січення жили кабелю,  $\text{мм}^2$ .

Проведемо розрахунок за формулою (2.18)

$$R_K = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом.}$$

Опір навантаження ТС, розрахуємо за формулою (2.17):

$$R_{\text{нав.}} = 0,57 + 0,05 + 0,01 = 0,72 \text{ Ом.}$$

Для трансформатора струму типу ТОГФ 110 для  $R_{\text{нав.}} = 0,72 \text{ Ом.}$   
 $K_{10} = 25 \geq 20$ .

Умови виконуються.

3. За умовою відлаштування перехідних режимів. Наведена гранична кратність для ТС визначається за формулою:

$$K' = K_{10} \cdot I_{\text{ном.ТС}} / I_{\text{НОМ.Т}} > 20 \quad (3.10)$$

Проведемо розрахунок за формулою (2.18):

$$K' = 20 \cdot 131,2 / 300 = 8,7 < 24$$

Умови відлаштування для перехідних режимів виконується.

Визначаємо струм спрацювання диференційної відсічки:

1. Відлаштування від кидку намагнічування визначається за формулою:

$$I_{d\text{max}} \geq K_{\text{відл.}} \cdot K_{\text{ТС}}, \quad (3.11)$$

де  $K_{\text{відл.}}$  - коеф. відлаштування, рівний 1,4 РЗА.

Проведемо розрахунок за формулою (3.11):

$$I_{d\max} \geq 1.4 \cdot 4.477 = 6.268 \text{ A}$$

2. Встановлення максимального значення зовнішнього короткого замикання.

Максимальний граничний струм зовнішнього к. з. буде при 3-х фазному пошкодженні на стороні 20 кВ, значення визначається за формулою:

$$I_{d\max} \geq K_{\text{відс.}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{кз.мак}}, \quad (3.12)$$

де  $K_{\text{відс.}}$  - коеф. відлаштування, приймається рівним 1.2 РЗА;

$K_{\text{НБ}}$  - коеф. небалансу, приймається рівним 0.7 для РЗА;

$I_{\text{кз.мак}}$  - граничне значення складової періодичного струму наружного к. з.,  
кА.

$$\frac{I_{2f}}{I_{1f}} = 15\% \text{ з поперечним блокуванням;}$$

$$\frac{I_{5f}}{I_{1f}} = 30\% \text{ з пофазним блокуванням.}$$

Наступним кроком буде визначення уставок тах. струмового захисту.

Для максимального робочого струму силового трансформатора розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{C3} \geq \frac{K_n \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{\text{НОМ.Т}}, \quad (3.14)$$

де  $K_n$  - коеф. надійності приймається рівним 1.1 для РЗА;

$K_B$  - коеф. повернення приймаємо 0.936 для РЗА;

$K_{C3}$  - коеф. самозапуску навантаження, визначається за паспортом для РЗА.

Визначаємо кратність струму самозапуску згідно формули:

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{K.MAX}^3} \quad (3.15)$$

Проведемо розрахунок за формулою (3.32)

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{K.MAX}^3}$$

Згідно з кривою залежністю знаходимо  $K_{C3} = 1.18$ .

Розрахунковий струм спрацювання захисту визначаємо за формулою (3.14):

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,936} \cdot 164,9 = 229 \text{ А}.$$

Струмовий захист від перенавантаження виконана за допомогою МСЗ, встановленим зі сторони живлення.

Струм спрацювання захисту визначається за формулою:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} \quad (3.16)$$

Проведемо розрахунок за формулою (3.16):

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,936} \cdot 131,7 = 154,9 \text{ А}.$$

### 3.3 Розрахунок окупності підстанції 110/20 кВ

Перелік обладнання ПС 110/20 кВ (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Перелік обладнання підстанції

| Обладнання            | К-сть од. | Ціна од., тис.грн | Сумарна ціна., тис.грн |
|-----------------------|-----------|-------------------|------------------------|
| SF11-25000/110        | 2         | 40000             | 80000                  |
| GL312                 | 11        | 85                | 935                    |
| РДЗ-110/2000<br>УХЛ 1 | 3         | 89                | 267                    |
| ТОГФ 110              | 5         | 30                | 150                    |
| ABB KOKS 24           | 10        | 5                 | 50                     |
| НКФ-110-58            | 6         | 7                 | 42                     |
| JDZx11                | 4         | 2                 | 8                      |

Розрахунок капіталовкладень:

$$K = 81,452 \text{ млн.грн.}$$

Амортизація відрахування, тис.грн.:

$$W_A = \frac{2.9}{100} \cdot 81,452 = 2,36$$

Витрати від втрат електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W = 148 \cdot \left(\frac{0.7 \cdot 40}{40}\right)^2 \cdot 3633 + 24 \cdot 8760 = 473.71 \text{ МВт год.}$$

Витрати від втрат електроенергії в трансформаторах:

$$W_{BTP} = 0,90 \cdot 1,894 \cdot 10^6 = 1704 \text{ МВт год.}$$

Витрати на обслуговування електроустановки:

$$W_o = \frac{3}{100} \cdot 81,452 = 2,44 \text{ млн.грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати, тис. грн.:

$$W = 2,36 + 2,44 + 1,55 = 6,35 \text{ млн.грн.}$$

Приведені затрати:

$$З = 0,12 \cdot 38,5 + 6,35 = 16,124 \text{ млн.грн.}$$

## **4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ**

### **4.1 Аналіз шкідливих факторів при експлуатації електрообладнання**

При використанні абсолютно будь-якого електроустаткування дуже важливим є дотримання правил техніки безпеки. Не можна нехтувати будь-якими несправностями, виявленими в електрообладнанні, таке недбале ставлення, насамперед до самого себе, призводить до травм різного ступеня тяжкості, а іноді й до смертельного результату. Ураження електричним струмом може відбутися при використанні приладів з порушеною ізоляцією проводів або при експлуатації електричних приладів у вологих приміщеннях [16].

Тому до початку всіх робіт потрібно переконатися у справності розеток, в які буде включатися електроінструмент, перевірити заземлення електрообладнання і, звичайно ж, оглянути інструмент на наявність пошкоджень [25].

Крім цього, необхідно суворо дотримуватися порядку підключення електроустаткування в мережу, спочатку до обладнання підключається шнур, а потім шнур до мережі. Відключення здійснюється в зворотному порядку.

І ні в якому разі не можна включати і торкатися до металевого корпусу несправного електрообладнання, підключеного до електромережі, так як такі нерозумні дії можуть призвести до ураження електричним струмом. Потрібно завжди пам'ятати електрику треба не тільки економити, але і обережно користуватися нею. Не виконання вимог техніки безпеки може призвести до тяжких небезпечних та шкідливих факторів.

Факторами небезпечного і шкідливого впливу на людину, пов'язаними з використанням електричної енергії, є:

- протікання електричного струму через організм людини;
- вплив електричної дуги;

- вплив біологічно активного електричного поля;
- вплив електромагнітного випромінювання (ЕМВ).

Небезпечні та шкідливі наслідки для людини від впливу електричного струму, електричної дуги, електричного і магнітного полів, електростатичного поля і ЕМВ проявляються у вигляді електротравм, механічних пошкоджень та професійних захворювань. Ступінь впливу залежить від експозиції фактора, в тому числі: роду і величини напруги і струму, частоти електричного струму, шляху струму через тіло людини, тривалості впливу електричного струму або електричного і магнітного полів на організм людини, умов зовнішнього середовища.

Відповідно до п. 1.2.2 [25] споживач зобов'язаний забезпечити:

- зміст електроустановок в працездатному стані, їх експлуатацію відповідно до вимог та нормативно-технічних документів;
- своєчасне і якісне проведення технічного обслуговування, планово-попереджувального ремонту, випробувань, модернізації та реконструкції електроустановок та електрообладнання;
- підбір електротехнічного та електротехнологічного персоналу (проведення обов'язкових медичних оглядів працівників, проведення інструктажів з безпеки праці, пожежної безпеки);
- навчання і перевірку знань електротехнічного персоналу та електротехнологічного персоналу;
- надійність роботи і безпеку експлуатації електроустановок;
- дотримання вимог охорони праці електротехнічним та електротехнологічним персоналом;
- охорону навколишнього середовища при експлуатації електроустановок;
- облік, аналіз і розслідування порушень в роботі електроустановок, нещасних випадків, пов'язаних з експлуатацією електроустановок, та вжиття заходів щодо усунення причин їх виникнення;

- подання повідомлень до органів Держенергонагляду про аварії, смертель- них, важких і групових нещасних випадках, пов'язаних з експлуатацією електроустановок;
- розробку посадових і виробничих інструкцій з охорони праці для електротехнічного персоналу;
- укомплектування електроустановок захисними засобами, засобами пожежогасіння та інструментом;
- облік, раціональне витрачання електричної енергії та проведення заходів з енергозбереження;
- проведення необхідних випробувань електрообладнання, експлуатацію пристроїв блискавкозахисту, вимірювальних приладів і засобів обліку електричної енергії;
- виконання приписів органів державного енергетичного нагляду.

Нові або реконструйовані електроустановки і пускові комплекси повинні бути прийняті в експлуатацію в порядку нормативних документах.

Відповідно до [25] в організаціях повинен здійснюватися контроль за дотриманням вищевказаних Правил та інструкцій з охорони праці, контроль за проведенням інструктажів з електробезпеки. Відповідальність за стан охорони праці несе роботодавець.

## **4.2 Заходи з підвищення безпечності експлуатації електроустановок**

Безпечність об'єкта електроенергетики - це властивість об'єкта за нормальної експлуатації та в разі аварії обмежувати вплив джерел небезпеки на персонал, населення та навколишнє середовище.

Рівень безпечності вважається прийнятним у разі, якщо забезпечене додержання вимог державних нормативних документів з техніки безпеки. Аварійний режим - режим функціонування об'єкта в разі виникнення аварії. Аварійний захист - передбачена у технічному проекті підприємства система пристроїв безпеки, що призначені для захисту персоналу та обладнання в

аварійному режимі.

Ліквідація наслідків аварії - це режим функціонування, під час якого об'єкт після аварії переводиться у режим нормальної експлуатації або перетворюється в екологічно безпечну природно-технологічну систему.

До потенційно-небезпечних частин електроустановок відносяться неструмоведучі частини, на яких може з'явитися напруга внаслідок пошкодження ізоляції. Ці частини електроустановок підлягають захисному заземленню або зануленню в мережах напругою до 1000 В із глухозаземленою нейтраллю. Стосовно конкретних видів електрообладнання потенційно небезпечними частинами є [25]:

1) металеві корпуси трансформаторів (зокрема, зварювальних) та інших електроприймачів, окрім оснащених подвійною ізоляцією або таких, що живляться малою напругою, а також увімкнених через розділовий трансформатор чи захисно-вимикаючий пристрій;

2) рами і приводи вимикачів та інших комутаційних апаратів;

3) вторинні обвитки вимірювальних трансформаторів, окрім трансформаторів струму, що живлять лічильники електроенергії, розраховані на напругу 380/220 В;

4) каркаси розподільних щитів керування, шаф із електрообладнанням (зйомні чи ті, що відкриваються, частини щитів і шаф) повинні бути заземлені або занулені окремим гнучким провідником, якщо на них встановлене електрообладнання напругою понад 42 В змінного чи 110 В постійного струму;

5) металеві оболонки проводів та броньовані кабелі;

6) сталеві труби для електропроводки;

7) троси у тросових електропроводках;

8) металеві кожухи шинопроводів, короби і лотки;

9) електрообладнання, встановлене на рухомих частинах верстатів і розділених від станини шаром мастила;

10) арматура залізобетонних опор та їх дровові відтяжки.

Визначення потреби у спеціальному одязі, спеціальному взутті та інших засобах

індивідуального захисту повинно бути виконано за чинним Положенням: «Мінімальні вимоги безпеки і охорони здоров'я при використанні працівниками засобів індивідуального захисту на робочому місці» згідно норм комплектування засобами захисту.

Згідно вимог Правил улаштування електроустановок [26] щодо пожежної безпеки з метою запобігання розтіканню оливи та розповсюдженню пожежі у разі пошкоджень оливонаповнених силових трансформаторів повинні бути улаштовані оливоприймачі, олиовідводи і оливозбірники. За об'ємом оливоприймач повинен бути розрахований на одночасне приймання 100% оливи, яка знаходиться в корпусі трансформатора. За умовами пожежної безпеки підстанція розташовується на відстані не менше 3 м від інших будівель.

«Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів» система протипожежного захисту представляє собою сукупність організаційних заходів і технічних засобів, спрямованих на запобігання впливу на людей небезпечних факторів пожежі та обмеження матеріальних збитків від неї продуктів горіння.

Основними засобами гасіння пожежі у силових трансформаторах є вуглекислота, повітряно-механічна піна, розпилена вода та порошкові суміші. Рекомендуються такі оптимальні значення інтенсивності подачі вказаних засобів гасіння.

- розчин для піни -  $0,15 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$ ;
- розпилена вода -  $0,2 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$ ;
- порошкові суміші -  $0,3 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$ .

У разі горіння оливи на трансформаторі чи під ним необхідно вимкнути його з мережі з боку вищої та нижчої напруги, зняти залишкову напругу і заземлити. Після заземлення можливе гасіння кожним із перелічених вище засобів. Із трансформатора, що загорівся, не допускається зливати оливу, щоб запобігти пошкодженню обвиток та ускладненню гасіння пожежі. Випускання оливи із трансформаторів, сусідніх з трансформатором, на якому виникла пожежа, теж не здійснюють, оскільки у пустому баку є більш вірогідним

загорання обвиток та виникнення вибуху.

На пожежах у розподільних пристроях горіння ізоляції кабелів, муфт і горіння оливи може бути ліквідоване піною, водою, двоокисом вуглецю і порошковими сумішами. Камера розподільного пристрою має бути обов'язково від'єднана від збірних шин розподільного пристрою.

Для безпечного виконання робіт, пов'язаних із гасінням пожеж, необхідно виконати такі умови [25]:

- дії з гасіння пожежі мають здійснювати не менше, ніж дві особи;
- провести необхідні вимикання та вжити заходів, що перешкоджають випадковій подачі напруги до місця гасіння пожежі;
- на рукоятках комутаційних апаратів (приводів) повісити плакати: «Не вмикати - працюють люди», «Не вмикати - робота на лінії»;
- приєднати до заземлюючого пристрою переносні заземлення та перевірити відсутність напруги на вимкнених для виконання робіт струмовідних частинах.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В ході виконання кваліфікаційної роботи було розглянуто питання про необхідність модернізацій розподільчих мереж 110 кВ із застосуванням класу напруги 20 кВ, в контексті зростаючих вимог до надійності, ефективності та адаптивності енергосистем.

Були отримані наступні результати:

1. З'ясовано що на даний час електричні мережі знаходяться у важкому стані, що обумовлено:

- Високим ступенем фізичного та моральної зношеності електрообладнання (вік обладнання сягає 50 років і більше);
- Високими втратами ЕЕ (втрати електричної енергії в лінії сягають 15.5%);
- Зростання електричного навантаження призводить до технічних меж використання нинішніх мереж;
- Наднизьким рівнем автоматизації.

2. Було проаналізовано досвід зарубіжних країн у реконструкції та експлуатації електромереж середньої напруги.

3. Впровадження класу напруги 20 кВ у поєднанні з новітніми технологіями та матеріалами може значно покращити продуктивність мережі, зменшити втрати енергії та витрати на технічне обслуговування, а також покращити якість електропостачання споживачів.

3. Був проведений розрахунок струмів короткого замикання в електричній схемі підстанції, який необхідний для вибору і перевірки електричних апаратів, а також для та реконструкції релейного захисту і вибору його уставок.

4. Проведена реконструкція підстанції електромережі 110 кВ методом переходу на клас напруги 110/20 кВ з вибором нових комутаційних апаратів та апаратів захисту.

Правильне виконання реконструкції мережі з переходом на напругу 20 кВ покращує умови для підвищення енергоефективності.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Blinov I. V., Trach I. V., Rybina O. B. DISTRIBUTED VOLTAGE REGULATION IN ELECTRICAL GRIDS WITH RENEWABLE SOURCES OF ELECTRIC ENERGY. Praci Institutu elektrodinamiki Nacionalnoї akademii nauk Ukraini. 2023. Т. 2023, № 66. С. 5–10. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.005>
2. D. O., O. K. Analysis of available methods of protection of the power grid with alternative sources from pre-emergency and emergency situations. Journal of Electrical and power engineering. 2022. Т. 26, № 4. С. 57–62. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2022-1-57-62>.
3. Netherlands energy information | enerdata. Research on energy efficiency, CO2 emissions, energyconsumption, forecast. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.enerdata.net/estore/energy-market/netherlands/>.
4. Electric power transmission and distribution losses (% of output) - Germany | Data. World Bank Open Data | Data. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS?locations=DE>
5. Energy. Tilastokeskus. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [https://www.stat.fi/tup/suoluk/suoluk\\_energia\\_en.html](https://www.stat.fi/tup/suoluk/suoluk_energia_en.html).
6. Відділ інформаційно-аналітичного забезпечення зарубіжною інформацією ВП НТЦЕ ДП «НЕК «Укренерго»». Зарубіжний досвід підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах всіх рівнів напруги. Київ, 2015. 85 с.
7. Зниження втрати електроенергії в електромережах [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://www.abok.ua/for\\_spec/articles.php?nid=2833](http://www.abok.ua/for_spec/articles.php?nid=2833).
8. Моделирование усталенных режимів електромережі із синхронним електроприводом гідравлічного навантаження / В. Лисяк та ін. Журнал електроенергетичні та електромеханічні системи. 2019. С. 36–45. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://doi.org/10.23939/sepes2019.01.036>.

9. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ В БУДІВЛЯХ ІСТОРИЧНОЇ ЗАБУДОВИ / А. Беспалова та ін. Modern engineering and innovative technologies. 2020. № 26-02. С. 56–60. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://doi.org/10.30890/2567-5273.2023-26-02-034>.

10. Артем'єв С. Р. Уточнення ролі цивільного захисту в системі національної безпеки / С. Р. Артем'єв, О. Д. Малько // Матеріали 20-ї ВНПК «Сучасний стан цивільного захисту України та перспективи розвитку» (9–10 жовтня 2018 р., м. Київ) : Зб. тез доп. – К., 2018. – С. 24–26.

11. Батлук В. А. Охорона праці. Підручник / В. А. Батлук, М. П. Кулик, Р. А. Яцюк. – Львів : Вид-цтво НУ «Львівська політехніка», 2009, 360 с.

12. Бахор З. М. Техніко-економічні аспекти впровадження електричних мереж напругою 20 кВ / З. М. Бахор, А. Б. Козовий та ін. // Вісник Він. політехн. ін-ту. – 2018. - №1. – С. 53–58.

13. Буйний Р. О. Обґрунтування області використання класу напруги 20 кВ у міських електричних мережах України / Р. О. Буйний, А. В. Красножон та ін. // Технічна електродинаміка. – 2019. - №1. – С. 68–71.

14. Буйний Р. О. Регресійні залежності вартісних показників елементів електричних мереж напругою 10–35 кВ / Р. О. Буйний, В. О. Перепечений, В. В. Зорін // Вісник НТУ ХПІ. Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – 2017. - №7. – С. 18–23.

15. Денисюк С. П. Перспективи використання технологій передачі електричної енергії на номінальній напрузі 20 кВ у розподільних електричних мережах України / С. П. Денисюк, Д. С. Горенко та ін. // Електрифікація транспорту. Електропостачання. – 2016. - №12. – С. 12–19.

16. Довідник з охорони праці на промисловому підприємстві / К. Н. Ткачук, Д. Ф. Іванчук, Р. В. Сабарно. – К. : Техніка, 1991. – 192 с.

17. Електробезпека на промислових підприємствах : довідник / Р. Б. Сабарно, А. Г. Степанов, А. В. Слонченко. – К. : Техніка, 1985. – 288 с.

18. Євдін О. М. Захист населення і територій від надзвичайних ситуацій. Т. 1. Техногенна та природна небезпека. Посібник / За заг. ред.

В. В. Могильниченка. – К. : КІМ, 2007. – 636 с.

19. Жигулін О. А. Безпека праці в енергоустановках : навч. посібн. - Ніжин : Ніжин. агротехн. ін-т, 2020. - 189 с

20. Кодекс цивільного захисту України (від 02.10.2012 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

21. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навч. посібн. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик. – Вінниця : ВДТУ, 2002.– 116 с.

22. Методичні вказівки для написання розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці» в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього рівня „бакалавр”. Для студентів всіх форм навчання рівень вищої освіти перший ( бакалаврський ) / укл. : О. Я. Гурик , І. Б. Окіпний. – Тернопіль : ТНТУ імені Івана Пулюя, 2021. - 20 с.

23. Мілих В. І. Електропостачання промислових підприємств : підр. для студ. електромех. спец. / В. І. Мілих, Т. П. Павленко. - К. : Каравела, 2018 - 272 с.

24. Основи безпечної експлуатації електроустановок : підр. / С. В. Панченко, О. І. Акімов, М. М. Бабаєв. – Харків : УкрДУЗТ, 2021. – 149 с.

25. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : ДНАОП 0.00-1.21-1998 / Вид. офіційне. Мінпраці України. – К. : Офіційний вісник України, 12.03.1998. - №8. – С. 394.

26. Правила улаштування електроустановок / Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Вид-во «Форт», 2017. – 760 с.

27. Сисак І. М. Вибір трансформаторів підстанцій за навантажувальною здатністю / І. М. Сисак, Н. В. Бабанін, А. В. Гапонюк // Матеріали VI МНТК молодих учених та студентів ТНТУ «Актуальні задачі сучасних технологій» (16–17 листопада 2017 р., Тернопіль) : Зб. тез доп. Т. 2. – Тернопіль : ТНТУ, 2017. – С. 89–90.

28. Циганенко Б. В. Перспективи переведення розподільних мереж України на номінальну напругу 20 кВ // Наук. праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка. – 2016. - №1. – С. 1–4.

29. Шестеренко В. Є. Електропостачання промислових підприємств : посібн. для курс. та дипл. проект. / В. Є. Шестеренко, О. В. Шестеренко. - К. : Нова книга, 2013. - 424 с.

30. Шкрабець Ф. П. Електропостачання : навч. посібн. - Д. : Нац. гірн. ун-т, 2015. - 540 с.