

w  
Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Інститут електроенергетики  
(інститут)  
Електротехнічний факультет  
(факультет)  
Кафедра електроенергетики  
(кафедра)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню магістра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Котенка Владислава Геннадійовича  
(ПІБ)

академічної групи 141М-22-2  
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(офіційна назва)

на тему Дослідження електричних режимів районної трансформаторної підстанції для забезпечення надійного живлення споживачів.  
(назва за наказом ректора)

| Керівники              | Прізвище, ініціали | Оцінка за шкалою |               | Підпис |
|------------------------|--------------------|------------------|---------------|--------|
|                        |                    | рейтинговою      | інституційною |        |
| Кваліфікаційної роботи | Лисенко О.Г.       |                  |               |        |
| Розділів:              |                    |                  |               |        |
| Основний               | Лисенко О.Г.       |                  |               |        |
| Економічний розділ     | Тимошенко Л.В.     |                  |               |        |
|                        |                    |                  |               |        |

|           |  |  |  |  |
|-----------|--|--|--|--|
| Рецензент |  |  |  |  |
|-----------|--|--|--|--|

|                |                  |  |  |  |
|----------------|------------------|--|--|--|
| Нормоконтролер | Олішевський Г.С. |  |  |  |
|----------------|------------------|--|--|--|

Дніпро  
2023

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

електроенергетики

(повна назва)

Папайка Ю.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню магістра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Котенку В.Г. академічної групи 141М-22-2  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(офіційна назва)

на тему Дослідження електричних режимів районної трансформаторної підстанції для забезпечення надійного живлення споживачів

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.11.2023 р. № 1372-с

| Розділ             | Зміст   | Термін виконання |
|--------------------|---|------------------|
| Вступна частина    | Аналіз вихідних даних та постановка задачі дослідження                    | 22.10.2023р.     |
| Основна частина    | Вибір основного електрообладнання підстанції. Розрахунок основних режимів | 26.11.2023р.     |
| Економічна частина | Техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень                         | 10.12.2023р.     |

Завдання видано \_\_\_\_\_ Лисенко О.Г.  
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 25.09.2023 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії \_\_\_\_\_

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_ Котенко В.Г.  
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## Реферат

Пояснювальна записка с.66, табл.19, джерел 13, 1 додаток  
ВИБІР СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ, РЕЖИМИ РОБОТИ, НЕЙТРАЛЬ,  
ЄМНІСНИЙ СТРУМ,

Тема кваліфікаційної роботи: Дослідження електричних режимів районної трансформаторної підстанції для забезпечення надійного живлення споживачів.

Об'єкт досліджень: Трансформаторна підстанція "Привокзальна 154/35/6 кВ".

У вступній частині наведена стисла інформація про призначення підстанції ПС «Привокзальна», на базі якої зроблена кваліфікаційна робота. Короткий опис встановленого обладнання, обґрунтування для заміни застарілого на нове. А також проведено дослідження режимів роботи нейтралі.

В основній частині провели розрахунок та обґрунтували вибір нового обладнання для підвищення надійності передачі електроенергії.

В економічному розділі провели економічне дослідження та обґрунтування доцільності інвестування в дану реконструкцію підстанції. Проведенні розрахунки капітальних вкладень, амортизаційних витрат та окупності обладнання за певний термін.

## ABSTRACT

The topic of the qualification work: Research of electrical modes of the district transformer substation to ensure reliable power supply to consumers.

Object of research: Transformer substation "Privokzalna 154/35/6 kV".

The introductory part contains brief information about the purpose of the substation of the "Privokzalna" substation, on the basis of which the qualification work was done. A brief description of the installed equipment, justification for replacing the old one with a new one. As well as a study of the operating modes of the neutral.

In the main part, the calculation was carried out and the selection of new equipment was justified to increase the reliability of electricity transmission.

In the economic section, an economic study and justification of the feasibility of investing in this reconstruction of the substation was conducted. Calculations of capital investments, amortization costs and payback of equipment for a certain period.

## Зміст

|   |    |
|---|----|
| ВСТУП.....  | 6  |
| 1. ВСТУПНА ЧАСТИНА.....   | 6  |
| 1.1. Характеристика підстанції ПС «Привокзальна».....                           | 7  |
| 1.2. Призначення та опис обладнання підстанції.....                             | 7  |
| 1.3. Обґрунтування реконструкції обладнання підстанції.....                     | 10 |
| 1.4. Дослідження режимів роботи нейтралів розподільчих мереж.....               | 11 |
| 1.5. Висновки та постановка задачі дослідження.....                             | 19 |
| 2. ОСНОВНА ЧАСТИНА.....   | 20 |
| 2.1. Визначення максимальних навантажень.....                                   | 20 |
| 2.2. Вибір потужності трансформаторів.....                                      | 24 |
| 2.3. Розрахунок струму короткого замикання.....                                 | 27 |
| 2.4. Розрахунок теплового імпульсу струмів КЗ.....                              | 29 |
| 2.5. Вибір основного електрообладнання підстанції.....                          | 30 |
| 2.6. Розрахунок ємнісних струмів замикання на землю.....                        | 40 |
| 3. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....  | 49 |
| 3.1. Вступ.....   | 49 |
| 3.2. Розрахунок капітальних витрат.....   | 50 |
| 3.3. Розрахунок експлуатаційних витрат.....                                     | 51 |
| 3.4. Розрахунок амортизаційних витрат.....                                      | 52 |
| 3.5. Розрахунок річного фонду заробітної плати.....                             | 55 |
| 3.6. Єдиний соціальний внесок.....  | 57 |
| 3.7. Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт..... | 57 |
| 3.8. Розрахунок вартості спожитої електроенергії.....                           | 57 |
| 3.9. Визначення інших витрат.....   | 58 |
| 3.10. Розрахунок річної економії від впровадження технічного рішення.....       | 58 |
| 3.11. Визначення та аналіз показників економічної ефективності.....             | 59 |
| 3.12. Висновок з економічної частини.....                                       | 62 |
| ВИСНОВКИ.....   | 63 |
| Перелік джерел посилання.....   | 64 |
| Додаток А.....  | 66 |

## 1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

Внаслідок агресії російської федерації енергетика України стала більш вразливою. Потрібно не тільки забезпечувати надійним та якісним електропостачанням споживачів, а також встигати ремонтувати обладнання.

У військовий час головне для енергетиків забезпечення можливості отримувати споживачами електричну потужність у необхідних обсягах. При цьому ключове значення має забезпечення критичних споживачів.

У зв'язку зі зношенням обладнання часто виникають короткі замикання, це є частою проблемою аварійних ситуацій, які негативно впливають на споживачів, а також на репутацію компанії.

У таких випадках проводяться дослідження, які допомагають мінімізувати виникнення аварій. Наразі в цій кваліфікаційній роботі йдеться про часткову заміну обладнання та вплив режимів роботи районної підстанції на споживачі.

## 1.1. Характеристика підстанції ПС «Привокзальна»

Підстанція «Привокзальна» 150/35/6 кВ збудована в минулому столітті 70х років, вона постачала електроенергією прилеглі заводи та фабрики. З плином часу більшість заводів було закрито, але споживання в промзоні збільшилося і у зв'язку з цим збудували підстанцію закритого типу «Набережна» для живлення якої добудували ОРУ 35 кВ на ПС «Привокзальна».

ПС "Привокзальна" знаходиться за вул. Павлова, 26, підстанція живить споживачів таких як помислові підприємства: Агрегатний завод, Меблевий комбінат, ДТТУ, Залізна дорога, ТЦ Експрес, Водоканал, а також побутові споживачі (міські мережі).

На території підстанції встановлене наступне обладнання:

- Два силові трьохобмоткові трансформатори ТДТН-63000/150.
- Трансформатори власних потреб – 2: (ТМ-250кВА).
- З сторони 150 кВ встановлені віддільники типу ОД-150М/1000 та короткозамикачі типу КЗ-150У
- З сторони 6 кВ встановлені масляні вимикачі типу ВМПЕ-3000 (1,2,3,4с 6кВ)
- Секційний вимикач 6 кВ типу ВМПЕ-3000
- З сторони 35 кВ встановлені вакуумні вимикачі типу ВБЗЄ-35-1000 (1,2 с 35кВ)
- Секційний вимикач 35 кВ типу ВБЗЄ-35-1000
- Живлення оперативних ланцюгів передбачено на постійному струмі, 232В акумуляторна батарея типу ОССМ-160.

## 1.2. Призначення та опис обладнання підстанції

Силовий трансформатор - електротехнічний пристрій з двома або більше обмотками, який за допомогою електромагнітної індукції перетворює одну

величину змінної напруги і струму в іншу величину змінної напруги і струму, тієї ж частоти без зміни її переданої потужності.

Існує 2 режими роботи силових трансформаторів: нормальний і аварійний:

Нормальний режим роботи трансформатора є режим, на який розрахований трансформатор, і в якому він може довго працювати при допустимих стандартах і технічних умовах відхилення основних параметрів.

Тривала і надійна робота трансформаторів забезпечується при дотриманні наступних умов:

- Дотримання навантажень, напруг і температур у межах встановлених норм.
- Підтримці характеристик масла і ізоляції в нормованих межах.
- Утримання у справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту масла і ін.

Аварійним режимом роботи трансформатора є такий режим, в якому він не може довго працювати, так як відхилення хоча б одного з основних його параметрів від номінального значення при достатній тривалості представляє загрозу пошкодження або руйнування частин трансформатора.

**Віддільник** — комутаційний електричний апарат, призначений для автоматичного вимкнення кола високої напруги в разі відсутності в ньому струму за час безструмової паузи циклу автоматичного повторного увімкнення, оскільки його конструкцію не розраховано на гасіння електричної дуги.

На підстанції встановленні два віддільника типу ОД-150м/1000У1

**Короткозамикач**-призначений для створення штучного короткого замикання під час якого відбувається відключення вимикача з живлячої підстанції, а в безструмову паузу відключається відокремлювач, після витримки часу вмикається вимикач живлячої підстанції (робота АПВ лінії).

На підстанції встановленні два короткозамикача типу КЗ-150У/У1

**Роз'єднувач** — контактний комутаційний апарат, призначений для комутації електричного кола без струму чи з незначним струмом, який для



безпеки має у вимкненому положенні ізоляційний проміжок, що задовольняє певним вимогам.

Роз'єднувачі застосовуються у високовольтних розподільчих пристроях, переважно для забезпечення видимого розриву електричної схеми, безпеки при профілактичних та ремонтних роботах на відімкнених ділянках.

На підстанції встановленні роз'єднувачі типу РНДЗ-150/1000У

**Трансформатор струму** — вимірювальний трансформатор, в якому вторинна напруга за нормальних умов застосування, практично пропорційна первинній напрузі і у разі відповідного з'єднання, відрізняється від неї за фазою на кут, що приблизно дорівнює нулю.

На підстанції встановленні ТТ типів:

- на стороні 150 кВ:ФЗМ-150-1У1;
- на стороні 35кВ: ТФМ-35;
- на стороні 6 кВ:ТПШЛ-10, ТПШФ-10.

**Трансформатор напруги** - використовують для перетворення високої напруги в низьку в колах релейного захисту та контрольно-вимірювальних приладів і автоматики, а також для живлення ланцюгів напруги, а також для виміру контролю ізоляції на секції шин. Застосування трансформатора напруги дає змогу ізолювати логічні кола захисту і кола вимірювання від кіл високої напруги.

На підстанції встановленні ТН типів:

ЗНОМ-35, НАМИТ-6-2 УХЛ, НТМИ – 6-0,66 УЗ

**Реактори** - призначені для обмеження струмів короткого замикання і підтримання напруги на шинах підстанції при пошкодженні за реактором. Вони спрощують роботи в режимах КЗ і дозволяють використовувати більш просту та дешеву апаратуру.

На підстанції «Привокзальна» встановленні реактори типу:

- РБГ-10-2500-0,14
- РБА-6-2000-0,12

**Трансформатори власних потреб(ТСН)**- призначені для живлення власних потреб підстанції споживачами якої являються:

- обігрів АБ, ГЩУ, ЗРУ;
- освітлення АБ, ГЩУ, ЗРУ;
- телемеханіка;
- обдуб силових трансформаторів;
- розетки.

На підстанції встановленні ТСН типу ТМ-250.

**Високовольтний вимикач(масляний вакуумний)** — комутаційний апарат, призначений для оперативних включень і відключень окремих ланцюгів або електрообладнання в енергосистемі, в нормальних або аварійних режимах, при ручному або автоматичному управлінні.

На підстанції встановленні вимикачі типу ВМПЕ-10-(630,1000,1600) ВВ-TEL-10-1000.

**Розрядник або ОПН** - основним елементом вентиляного розрядника є багаторазовий іскровий проміжок, з'єднання послідовно з резистором, що має нелінійну вольт-амперну характеристику. Грозовий імпульс пробиває іскровий проміжок і через РВ протікає струм, який створює падіння напруги на резисторі.

### **1.3. Обґрунтування реконструкції обладнання підстанції**

При проектування кваліфікаційної роботи було виявлено існуючі проблеми в енергосистемі, деякі висвітленні проблеми також стосуються і підстанцій:

- Незадовільний технічний стан і зношеність мереж, вичерпання ресурсу обладнання.
- Недосконалість побудови мережі, обмеженість резервування.
- Низький рівень автоматизації управління мережами.
- Відсутність сучасної системи управління режимами роботи мереж.

- Значні технологічні втрати та низька пропускна спроможність розподільних мережах через низький клас напруги 6 кВ на території обласного центру та – 10 кВ на території області.
- Зношеність обладнання в енергосистемі що призводить до втрат електроенергії.

#### **1.4. Дослідження режимів роботи нейтралей розподільчих мереж**

Відповідно до ПУЕ нейтралі електростанцій називають загальні точки обмотки генераторів чи трансформаторів, з'єднані зірку. Вид зв'язку нейтралей машин і трансформаторів із землею значною мірою визначають рівень ізоляції електростанцій та вибір комутаційної апаратури, значення перенапруг та способи їх обмеження, струми при однофазних замиканнях на землю, умови роботи релейного захисту та безпеки в електричних мережах, електромагнітний вплив на лінії зв'язку.

Залежно від режиму нейтралі електричні мережі поділяють на чотири групи: мережі із незаземленими (ізольованими) нейтраліми; мережі із резонансно заземленими (компенсованими) нейтраліми; мережі із ефективно заземленими нейтраліми; мережі з глухозаземленими нейтраліми.

Вибір режиму нейтралі визначається надійністю та економічністю електропостачання, безпекою обслуговування електростанцій і залежить від роботи мережі при найчастіших аварійних ушкодженнях - однофазних замиканнях на землю, які є, як зазначалося вище, найпоширенішими в мережах із ізолюваною нейтраллю. При такому виконанні мереж цей вид пошкоджень не призводить до короткого замикання (КЗ), відноситься до аномальних режимів і, як наслідок, не пов'язане з відключенням споживачів.

При великих струмах однофазних замикань дуга в місці короткого замикання стійко і довго горить, викликаючи перенапруги, небезпечні для ізоляції неушкоджених фаз, і перехід однофазного замикання на міжфазне.

У мережі з ізольованою нейтраллю непрямий зв'язок із землею відбувається через недосконалість ізоляції, в якій протікають незначні за величиною ємнісні та активні струми витоку, причому їхня геометрична сума дорівнює нулю. Потенціали фаз щодо землі дорівнюють фазним напругам.

При однофазному КЗ потенціал пошкодженої фази дорівнює нулю. У неушкоджених фаз напруга зростає до міжфазного і ємнісні струми збільшуються пропорційно до напруги в 1,73 разів. Струм однофазного замикання більше нормального ємнісного струму втричі.

$$I_3 = 3I_c = 3U_f \omega C,$$

де  $\omega = 2\pi f = 314$ .

$C$  - ємність фази щодо землі, яка залежить від конструкції мережі та її протяжності.

Таким чином, особливість мережі із ізольованою нейтраллю полягає в тому, що при однофазному замиканні на землю трикутник лінійних напруг не спотворюється, тобто. міжфазні напруги не змінюються за величиною і напрямом, а малі значення однофазних струмів КЗ не вимагають негайного відключення споживачів.

Крім того, якщо врахувати, що однофазні замикання на землю становлять в середньому 65 % всіх порушень ізоляції, то стає очевидним техніко-економічний фактор на користь режиму роботи мереж 6...10 кВ з ізольованою нейтраллю.

#### **1.4.1 . Мережі із ізольованою нейтраллю**

Розподільні електричні мережі із ізольованою нейтраллю широко використовуються у системах електропостачання промислових регіонів. Однак такий режим нейтралі не завжди оптимальний з урахуванням таких критеріїв як електробезпека, надійність та ін.

Так, у процесі експлуатації цих мереж ізоляція поступово втрачає свої первісні властивості, старіє, з'являються місцеві дефекти. Ці дефекти з часом розвиваються. Опір ізоляції починає різко зменшуватися, а струми

витоку непропорційно зростати. У місці порушення ізоляції утворюються часткові розряди струму. Ізоляція вигоряє.

Відбувається так званий пробій ізоляції, внаслідок чого виникає витік струму або струм однофазного замикання на землю і мережа стає небезпечною щодо поразки людей струмом.

Тому, щоб підтримати діелектричні властивості ізоляції мереж із ізолюваною нейтраллю, необхідно здійснювати хоча б один із таких заходів як заземлення, занулення, захисне відключення та ін.

Електробезпека розподільних мереж в основному оцінюється рівнем струму, напруги дотику та часу їхнього впливу на людину. Струм через тіло людини при безпосередньому дотику до однієї з фаз мережі з повністю ізолюваною нейтраллю визначається за спрощеною формулою, в якій не береться до уваги активний опір ізоляції мережі [4]:

$$I_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \omega \cdot C}{\sqrt{1 + 9 \cdot \omega^2 \cdot C^2 \cdot (R_{\text{ч}})^2}}$$

де  $U_{\text{н}}$  - номінальна напруга мережі;

$\omega$  - кутова частота напруги мережі;

$C$  - ємність ізоляції щодо землі однієї фази електрично зв'язаної мережі;

$R_{\text{ч}}$  - опір людини.

Ступінь небезпеки електричних розподільчих мереж при доторканні до корпусу електрообладнання, що опинилося під напругою внаслідок пошкодження ізоляції однієї з фаз, характеризується значенням напруги дотику та часом його дії.

Значення напруги дотику для процесу замикання може бути розраховано за формулою:

$$U_{пр} = I_3 \cdot r_3 (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \omega \cdot C \cdot r_3) / \sqrt{(1 + (3 \cdot \omega \cdot C \cdot r_3)^2)}$$

де  $r_3$  – опір захисного заземлення пошкодженого електроустановки;  
 $I_3$  -ток однофазного замикання на заземлений корпус електроустановки.

При дугових замиканнях має місце тривалий перехідний процес, що супроводжується кидками ємнісного струму, що призводить до збільшення чинного значення напруги дотику, що визначається як

$$U_{пр} = K_b \cdot I_3 \cdot r_3$$

де  $K_b$  - коефіцієнт, що враховує збільшення струму замикання у перехідному режимі.

Надійність системи електропостачання промислового об'єкта (надійність розподільних електричних мереж) в основному визначається пошкодженням елементів мережі та якістю роботи пристроїв релейного захисту та автоматики. Ступінь впливу зазначених факторів на надійність роботи розподільчих мереж залежить від режиму нейтралі, який, у свою чергу, визначає рівень внутрішніх перенапруг та характер перехідних процесів при однофазних замиканнях на землю.

Найбільший рівень напруги між неушкодженими фазами та землею [4]:

$$U_{пер} = (1,5 \cdot U_f \cdot (1,5 + C \cdot (1-d)) / (C + C_m)) / (1,5 - C \cdot (1-d) \cdot (1-a) / (C + C_m))$$

де  $C_m$  - сумарна міжфазна ємність електрично пов'язаної мережі;

**(1-a)** - коефіцієнт, що враховує зменшення утриманих зарядів за рахунок активної провідності, в мережах із ізольованою нейтраллю може набувати значень від 0,85 до 0,95;

**(1-d)**- Коефіцієнт, що враховує загасання амплітуди власних коливань та пов'язаний із втратами в коливального ланцюга при замиканні на землю і в загальному випадку визначається як:

$$(1-d)=e^{-1/(4 \cdot r \cdot C \cdot f)}$$

де  $r$  -перехідний опір у точці замикання;

$f$  – частота вільних коливань перехідного процесу.

#### 1.4.2 Мережі із компенсованою нейтраллю

Як зазначалося вище, в цих мережах найбільш ймовірно виникнення перемещування дуг при ємнісному струмі замикання на землю більше 5... 10 А, причому небезпека дугових перенапруг для ізоляції зростає із зростанням напруги мережі. Допустимі значення струму нормуються і не повинні перевищувати наступних значень:

Таблиця 1.1 – Ємнісного струму замикань на землю.

|                                      |       |    |    |    |    |
|--------------------------------------|-------|----|----|----|----|
| Напруга мережі, кВ                   | 3...6 | 10 | 15 | 20 | 35 |
| Ємнісний струм замикання на землю, А | 30    | 20 | 15 | 15 | 10 |

У мережах 3...20 кВ, що мають залізобетонні та металеві опори на повітряних лініях, а також у мережах напругою 35 кВ незалежно від виконання, допускається ємнісний струм не більше 10 А; у мережах, що не мають залізобетонних та металевих опор на повітряних лініях напругою 6 кВ – понад 30 А; при напрузі 10 кВ – понад 20 А; при напрузі 20 кВ – понад 15 А.

Для зменшення струму однофазного замикання на землю (у разі перевищення зазначених норм) застосовують заземлення нейтралі через реактори, що гасять дугогасіння.

Режим роботи нейтралі мережі з компенсацією ємнісних струмів впливає на умови електробезпеки, надійність роботи розподільних мереж та економічність системи електропостачання загалом, а також на роботу релейного захисту від однофазних замикань на землю [10]. Ступінь впливу реактора, що дугогасить, в нейтралі мережі на умову електробезпеки і надійність значною мірою залежить від режиму налаштування компенсації.

Електробезпека людини в мережі з компенсованою нейтраллю оцінюється рівнем струму, що протікає через його тіло, без урахування активної складової провідності мережі за формулою [2]:

$$I_q = U_{\phi} \cdot v / \sqrt{\omega^2 \cdot L_k^2 + v^2 \cdot R_q^2}$$

де  $L_k$  - індуктивність компенсуючого пристрою;

$v = 1 - 3 \cdot 10^2 \cdot C \cdot L_k$  – ступінь розбудови компенсації.

Залежності максимальних перенапруг від ступеня розладу компенсації з яких видно, що при резонансному налаштуванні або розладі до  $\pm 5\%$  перенапруги на неушкоджених фазах не перевищують значень  $2,8U_{\phi}$ . Збільшення розладу компенсації від  $5\ldots 40\%$  призводить до значного зростання рівня перенапруг.

Економічність розподільчих мереж з компенсованою нейтраллю оцінюється за додатковими капітальними та експлуатаційними витрат.

Розподільні мережі з компенсованою нейтраллю вимагають додаткових капітальних витрат на дугогасні реактори та пристрої для їх підключення. Експлуатаційні витрати менші, ніж у мережах із повністю ізольованою нейтраллю за рахунок меншої ушкоджуваності. При резонансному налаштуванні компенсуючого пристрою і при незначних розладах



компенсації в електричних мережах запаси електричної міцності ізоляції по відношенню до перенапруг, що впливають, збільшуються до 30% [8].

Враховуючи зміну параметрів розподільчих мереж підприємств (включення, відключення, нарощування ЛЕП тощо), необхідно орієнтуватися на застосування пристроїв автоматичним налаштуванням дугогасних реакторів, що вимагатиме додаткових витрат.

### 1.4.3 Мережі з активним опором у нейтралі

Аналіз показує, що в останні десятиліття поширення набули розподільні мережі з нейтраллю, заземленою через резистор. Ряд вітчизняних дослідників для певних умов роботи мереж рекомендує включення активного опору в нейтраль електромережі [9,11].

При виборі величини опору для заземлення нейтралі виходять із умов електробезпеки, надійності та, у випадку, забезпечення дії захисту від замикання землю.

Включення резистора в нейтраль мережі призводить до збільшення струму замикання або витоку на землю, оскільки збільшується сумарна провідність мережі щодо землі. Раніше зазначалося, що мережі із ізолюваною та компенсованою нейтраллями з реальними параметрами напругою вище 1 кВ завжди становлять небезпеку при безпосередньому дотику до частин, що знаходяться під напругою мережі. Включення резистора в нейтраль мережі відповідно посилює небезпеку [10].

В електричних мережах з активним опором у нейтралі електробезпека при безпосередньому дотику людини до однієї з фаз оцінюється величиною струму, що протікає через його тіло, за виразом:

$$I_{\text{ч}} = U_{\text{ф}} \cdot \sqrt{[(R_{\text{а}} + R_{\text{ч}}) + R_{\text{ч}}/K_{\text{а}}]^2 + R_{\text{а}}^2/K_{\text{а}}^2} / \sqrt{(R_{\text{а}} + R_{\text{ч}})^2 + R_{\text{ч}}^2/K_{\text{а}}^2}$$

$$\text{де } -K_{\text{а}} = I_{\text{а}}/I_{\text{с}} = 1/3 \cdot \omega \cdot C \cdot R_{\text{а}}.$$

У цьому випадку повний струм замикання на землю, у тому числі через тіло людини, збільшується приблизно в  $\pi/2$  рази в порівнянні з мережею з

повністю ізольованою нейтраллю. Однак у перехідному режимі замикання небезпека дотику корпусів пошкодженого електрообладнання зменшується за рахунок скорочення тривалості перехідного процесу і зменшена амплітуда кидків ємнісного струму.

Надійність мереж з резисторами в нейтралі вища за рахунок зниження внутрішніх перенапруг, що супроводжують однофазні замикання. У літературі [2] наводиться залежність кратності перенапруги з резистором в нейтралі від величини  $K_a$  з якої випливає, що зі зростанням активної кратність перенапруг від значення 4,5 (для мережі з повною ізольованою нейтраллю) зменшується приблизно до 2,4, що відповідає рівності активного і ємнісного струмів замикання.

По економічності додаткові капітальні витрати на виконання мереж з резистором у нейтралі порівняно з повністю ізольованою неютраль мережі будуть мати місце при струмах замикання на землю більше 5... 10 А. У цьому випадку потрібно включення в нейтраль мережі високовольтного резистора одним із способів:

- у нейтраль спеціального трифазного трансформатора;
- як навантажувальний резистор, підключений до вторинних обмоток трьох однофазних трансформаторів;
- як навантажувальний резистор, підключений до додаткової обмотки трансформаторів НТМІ.

За рахунок зниження пошкодження елементів мережі та покращення якості роботи пристроїв захисту від однофазних замикань на землю значно зменшуються та експлуатаційні витрати на утримання розподільчих мереж.

Аналіз режиму роботи мереж з активним опором у нейтралі показує, що ефективність компенсації ємнісних струмів замикання на землю з точки зору надійності, економічності та електробезпеки відповідає резонансному або близькому до нього режиму налаштування компенсуючих пристроїв; при зміні параметрів розподільчих мереж і при струмах однофазного замикання

на землю більше 10 А слід орієнтуватися на мережі з компенсованою нейтраллю і застосуванням налаштування дугогасильного реактора.

### **1.5 Висновки та постановка задачі дослідження**

В кваліфікаційній роботі передбачається зробити реконструкцію підстанції «Привокзальна».

Для цього необхідно:

- Визначити максимальне навантаження.
- Розрахувати основні режими та обґрунтувати вибір основного електрообладнання підстанції для забезпечення надійного електропостачання споживачів
- Провести економічне дослідження капітальних інвестицій та зробити порівняння базових витрати з капітальними.

## 2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

### 2.1. Визначення максимальних навантажень

При визначенні розрахункових навантажень для споживачів доцільно застосовувати найбільш простий метод розрахунку максимальних значень навантажень-метод коефіцієнту попиту.

1. Навантаження трансформаторів  $P_{mt}$  і  $Q_{mt}$  з урахуванням коефіцієнта завантаження в нормальному режимі:

$$P_{mt} = K_3 \cdot n_m \cdot S_m$$

$$Q_{mt} = P_{mt} \cdot \operatorname{tg} \varphi_m,$$

де  $K_3$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

$n_m$  – кількість трансформаторів, підключених до однієї секції шин;

$S_m$  – номінальна потужність трансформаторів

Таблиця 2.1 – Характеристики потужностей споживачів 6 кВ:

| Приєднання | Навантаження (А) | Потужність (МВт) | Коефіцієнт $\cos \varphi$ | Коефіцієнт завантаження% |
|------------|------------------|------------------|---------------------------|--------------------------|
| Ф-3        | 125              | 1,38             | 0.92                      | 0,85                     |
| Ф-5        | 20               | 0,25             | 0.92                      | 0,8                      |
| Ф-7        | 70               | 0,60             | 0.92                      | 0,8                      |
| Ф-12       | 15               | 0,17             | 0.92                      | 0,6                      |
| Ф-13       | 100              | 0,85             | 0.92                      | 0,6                      |
| Ф-15       | 25               | 0,35             | 0.92                      | 0,6                      |
| Ф-18       | 250              | 2,52             | 0.92                      | 0,85                     |
| Ф-19       | 25               | 0,24             | 0.92                      | 0,6                      |
| Ф-21       | 20               | 0,17             | 0.92                      | 0,6                      |
| Ф-23       | 40               | 0,42             | 0.92                      | 0,8                      |

|      |     |      |      |      |
|------|-----|------|------|------|
| Φ-25 | 35  | 0,37 | 0.92 | 0,8  |
| Φ-27 | 15  | 0,18 | 0.92 | 0,6  |
| Φ-28 | 110 | 1,29 | 0.92 | 0,85 |
| Φ-29 | 15  | 0,12 | 0.92 | 0,6  |
| Φ-31 | 110 | 1,1  | 0.92 | 0,8  |
| Φ-61 | 55  | 0,64 | 0.92 | 0,7  |
| Φ-43 | 60  | 0,51 | 0.92 | 0,8  |
| Φ-45 | 40  | 0,46 | 0.92 | 0,8  |
| Φ-48 | 15  | 0,32 | 0.92 | 0,6  |
| Φ-49 | 15  | 0,32 | 0.92 | 0,6  |
| Φ-51 | 20  | 0,14 | 0.92 | 0,8  |
| Φ-53 | 15  | 0,14 | 0.92 | 0,7  |
| Φ-55 | 30  | 0,29 | 0.92 | 0,6  |
| Φ-57 | 15  | 0,2  | 0.92 | 0,6  |
| Φ-34 | 30  | 0,34 | 0.92 | 0,6  |
| Φ-42 | 10  | 0,09 | 0.92 | 0,8  |
| Φ-46 | 15  | 0,18 | 0.92 | 0,65 |
| Φ-44 | 20  | 0,19 | 0.92 | 0,7  |
| Φ-62 | 40  | 0,37 | 0.92 | 0,7  |
| Φ-64 | 70  | 0,69 | 0.92 | 0,8  |
| Φ-59 | 50  | 0,7  | 0.92 | 0,85 |
| Φ-36 | 60  | 0,56 | 0.92 | 0,7  |

Розрахунок навантажень для споживачів 6 кВ

Активна потужність:

$$P_{p1}=0,85*1,38=1,17 \text{ мВт}$$

$$P_{p2}=0,8*0,25=0,20 \text{ мВт}$$

$$P_{p3}=0,8*0,6=0,48 \text{ мВт}$$

$$P_{p4}=0,6*0,17=0,10 \text{ мВт}$$

$$P_{p5}=0,6*0,85=0,51 \text{ мВт}$$

$$P_{p6}=0,6*0,35=0,21 \text{ мВт}$$

$$P_{p7}=0,85*2,52=2,14 \text{ мВт}$$

$$P_{p8}=0,6*0,24=0,14 \text{ мВт}$$

$$P_{p9}=0,6*0,17=0,10 \text{ мВт}$$

$$P_{p10}=0,8*0,42=0,34 \text{ мВт}$$

$$P_{p11}=0,8*0,37=0,30 \text{ мВт}$$

$$P_{p12}=0,6*0,18=0,11 \text{ мВт}$$

$$P_{p13}=0,85*1,29=1,10 \text{ мВт}$$

$$P_{p14}=0,6*0,12=0,07 \text{ мВт}$$

$$P_{p15}=0,8*1,1=0,88 \text{ мВт}$$

$$P_{p16}=0,7*0,64=0,45 \text{ мВт}$$

$$P_{p17}=0,8*0,51=0,41 \text{ мВт}$$

$$P_{p18}=0,8*0,46=0,37 \text{ мВт}$$

$$P_{p19}=0,6*0,32=0,19 \text{ мВт}$$

$$P_{p20}=0,6*0,32=0,19 \text{ мВт}$$

$$P_{p21}=0,8*0,14=0,11 \text{ мВт}$$

$$P_{p22}=0,7*0,14=0,10 \text{ мВт}$$

$$P_{p23}=0,6*0,29=0,17 \text{ мВт}$$

$$P_{p24}=0,6*0,2=0,12 \text{ мВт}$$

$$P_{p25}=0,6*0,34=0,20 \text{ мВт}$$

$$P_{p26}=0,8*0,9=0,72 \text{ мВт}$$

$$P_{p27}=0,85*0,18=0,15 \text{ мВт}$$

$$P_{p28}=0,7*0,19=0,13 \text{ мВт}$$

$$P_{p29}=0,7*0,37=0,26 \text{ мВт}$$

$$P_{p30}=0,8*0,69=0,55 \text{ мВт}$$

$$P_{p31}=0,85*0,7=0,60 \text{ мВт}$$

$$P_{p32}=0,7*0,56=0,39 \text{ мВт}$$

Реактивна потужність:

$$Q_{p1}=1,38*0,42=0,58 \text{ мВар}$$

$$Q_{p2}=0,25*0,42=0,11 \text{ мВар}$$

$$Q_{p3}=0,6*0,42=0,25 \text{ мВар}$$

$$Q_{p4}=0,17*0,42=0,07 \text{ мВар}$$

$$Q_{p5}=0,85*0,42=0,36 \text{ мВар}$$

$$Q_{p6}=0,35*0,42=0,15 \text{ мВар}$$

$$Q_{p7}=2,52*0,42=1,06 \text{ мВар}$$

$$Q_{p17}=0,51*0,42=0,21 \text{ мВар}$$

$$Q_{p18}=0,46*0,42=0,19 \text{ мВар}$$

$$Q_{p19}=0,32*0,42=0,13 \text{ мВар}$$

$$Q_{p20}=0,32*0,42=0,13 \text{ мВар}$$

$$Q_{p21}=0,14*0,42=0,06 \text{ мВар}$$

$$Q_{p22}=0,14*0,42=0,06 \text{ мВар}$$

$$Q_{p23}=0,29*0,42=0,12 \text{ мВар}$$

$$Q_{p8}=0,24*0,42=0,10 \text{ мВар}$$

$$Q_{p24}=0,2*0,42=0,08 \text{ мВар}$$

$$Q_{p9}=0,17*0,42=0,07 \text{ мВар}$$

$$Q_{p25}=0,34*0,42=0,14 \text{ мВар}$$

$$Q_{p10}=0,42*0,42=0,18 \text{ мВар}$$

$$Q_{p26}=0,9*0,42=0,38 \text{ мВар}$$

$$Q_{p11}=0,37*0,42=0,16 \text{ мВар}$$

$$Q_{p27}=0,18*0,42=0,08 \text{ мВар}$$

$$Q_{p12}=0,18*0,42=0,08 \text{ мВар}$$

$$Q_{p28}=0,19*0,42=0,08 \text{ мВар}$$

$$Q_{p13}=1,29*0,42=0,54 \text{ мВар}$$

$$Q_{p29}=0,37*0,42=0,16 \text{ мВар}$$

$$Q_{p14}=0,12*0,42=0,05 \text{ мВар}$$

$$Q_{p30}=0,69*0,42=0,29 \text{ мВар}$$

$$Q_{p15}=1,1*0,42=0,46 \text{ мВар}$$

$$Q_{p31}=0,7*0,42=0,29 \text{ мВар}$$

$$Q_{p16}=0,64*0,42=0,27 \text{ мВар}$$

$$Q_{p32}=0,56*0,42=0,24 \text{ мВар}$$

Розрахунок сумарного максимального навантаження для споживачів 6кВ  $\sum P_{pi}$ ;  $Q_{pi}$ :

$$\sum P_{pi} = P_{p1} + \dots + P_{p32}$$

$$\sum Q_{pi} = Q_{p1} + \dots + Q_{p32}$$

$$\sum P_{pi} = 12,97 \text{ МВт}$$

$$\sum Q_{pi} = 7,12 \text{ мВар}$$

Таблиця 2.2 – Характеристики потужності споживачів 35 кВ

| Приєднання | Навантаження (А) | Потужність (МВт) | Коефіцієнт $\cos \varphi$ | Коефіцієнт завантаження% |
|------------|------------------|------------------|---------------------------|--------------------------|
| Л-333      | 130              | 8,25             | 0.92                      | 0,85                     |
| Л-334      | 110              | 6,9              | 0.92                      | 0,85                     |

Активна потужність:

$$P_{p1} = 0,85 * 8,25 = 7,01 \text{ МВт}$$

$$P_{p2} = 0,85 * 6,9 = 5,87 \text{ МВт}$$

Реактивна потужність:

$$Q_{p1}=8,25*0,42=3,47 \text{ мВар}$$

$$Q_{p2}=6,9*0,42=2,90 \text{ мВар}$$

Розраховуємо сумарне навантаження для споживачів 35 кВ:

$$\sum P_{pi}=12,88 \text{ мВт}$$

$$\sum Q_{pi}=6,36 \text{ мВар}$$

Розраховуємо сумарну розрахункову потужність підстанції

$$S_p = \sqrt{(\sum P_{pi(6кВ)} + \sum P_{pi(35кВ)})^2 + (\sum Q_{pi(6кВ)} + \sum Q_{pi(35кВ)})^2}$$

$$S_p = \sqrt{(12,97 + 12,88)^2 + (7,12 + 6,36)^2} = 29,2 \text{ МВА}$$

## 2.2. Вибір потужності трансформаторів

Вибір потужності трансформаторів виконується, виходячи з повної розрахункової потужності об'єкта добового графіка навантажень і показників, які характеризують сезонні зміни навантажень, а також в залежності від кліматичних умов. Трансформатори підстанцій, як правило, вибирають так, щоб при виході з роботи одного, інший забезпечив би роботу підстанції на час заміни трансформатора з урахуванням можливого зменшення навантажень і з використанням допустимого перевантаження трансформатора. Вибір потужності трансформаторів необхідно виконувати відповідно до ГОСТ 14209-85. На двотрансформаторних підстанціях при відсутності резервування по мережах вторинної напруги потужність кожного трансформатора вибирають рівною 0,65-0,7 сумарного розрахункового навантаження.

Вибір потужності трансформаторів виконується за умовою:

$$S_{nm} \geq \frac{S_{m.авар}}{K_{ав}}$$

де  $S_{m.авар}$  – максимальне навантаження в аварійному режимі, яке визначається за розрахунковим навантаженням  $S_m$



$K_{ав}=1,4$  – найбільший коефіцієнт перевантаження в аварійному режимі.

$$S_{нт} \geq \frac{29,2}{1,4} = 20,9 \text{ мВА}$$

Приймаємо трансформатор типу ТДТН-40000/150-70У1

Коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі роботи

$$K_{зн} = \frac{S_M}{2 \times S_{нт}}$$

$$K_{зн} = \frac{29,2}{2 \times 40} = 0,37 \leq 0,7$$

Коефіцієнт завантаження в аварійному режимі роботи трансформатора

$$K_{за} = \frac{S_M}{S_{нт}}$$

$$K_{за} = \frac{29,2}{40} = 0,73 \leq 1,4$$

У зв'язку з можливим підвищенням споживання електроенергії приймаємо до електроустановки трансформатори ТДТН-40000/150

Прийнятий трансформатор пройшов перевірку в номінальному та аварійному режимі роботи.

Розрахунок спожитої за рік електроенергії з урахуванням втрат.

$$W_p = 8760 \cdot P_{хх} + \left(\frac{P_{кз}}{2}\right) \cdot \left(\frac{S_p}{S_{нт}}\right)^2, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

де  $P_{хх}$  і  $P_{кз}$  – втрати холостого ходу і короткого замикання кВт;

$S_{нт}$  – номінальна потужність обраного трансформатора, кВА;

$S_p$  – повна потужність підстанції кВА;

Розрахунок втрат електроенергії для силових трансформаторів ТДТН-40000/150:

$$W_p = 8760 \cdot 39 + \left(\frac{200}{2}\right) \cdot \left(\frac{29,2}{40}\right)^2 = 341693,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Розрахунок втрат електроенергії для силових трансформаторів ТДТН-63000/150:

$$W_p = 8760 \cdot 55 + \left(\frac{285}{2}\right) \cdot \left(\frac{29,2}{63}\right)^2 = 481875,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Таблиця 2.3 – Характеристики вибраного трансформатора

| Тип                | Номинальна<br>напруга<br>кВ |          |        | Втрати<br>кВт |     | Напруга<br>короткого<br>замикання % |           |           | Струм<br>Холостого ходу<br>% |
|--------------------|-----------------------------|----------|--------|---------------|-----|-------------------------------------|-----------|-----------|------------------------------|
|                    | ВН                          | СН       | НН     | ХХ            | КЗ  | ВН-<br>СН                           | ВН-<br>НН | СН-<br>НН |                              |
| ТДТН-<br>40000/150 | 158                         | 38,<br>5 | 6,6/11 | 53            | 220 | 10,<br>5                            | 18        | 6         | 0,8                          |

Струм ввода із сторони напруги 150 кВ:

а) в нормальному режимі роботи:

$$I_{pн.вн} = \frac{0,7 \times S_{HT}}{n_B \times \sqrt{3} \times U_{H1}}$$

де  $n_B$ - число вводів.

$$I_{pн.вн} = \frac{0,7 \times 40000}{1 \times \sqrt{3} \times 150} = 107,7$$

б) в післяаварійному (форсованому) режимі роботи (при відключенні одного із вводів:

$$I_{p.ф.вн} = 2 * I_{pн.вн}$$

$$I_{p.ф.вн} = 2 * 107,7 = 215,5 \text{ А}$$

Струм ввода зі сторони 35 кВ

а) в нормальному режимі роботи:

$$I_{pн.нн1} = \frac{0,7 \times S_{HT}}{n_B \times \sqrt{3} \times U_{H2}}$$

$$I_{pн.нн1} = \frac{0,7 \times 40000}{1 \times \sqrt{3} \times 35} = 461,8 \text{ А}$$

б) в післяаварійному (форсованому) режимі роботи (при відключенні одного із вводів):

$$I_{рн.нн1} = 2 * I_{р.н.нн1}$$

$$I_{рн.нн1} = 2 \times 461,8 = 923,7A$$

В нормальному режимі роботи секційний вимикач  $I_{рн.нн} = 0$ ; в після аварійному режимі роботи робочий струм секційного вимикача рівний робочому струму секції :

Зі сторони 35кВ:

$$I_{рф} = I_{рн} = 461A$$

### 2.3 Розрахунок струму короткого замикання

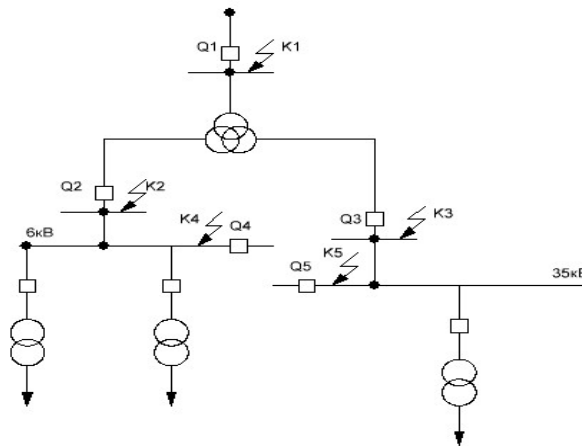


Рис. 2.3.1 – Розрахункова схема для визначення струмів КЗ

$x_c = 0$ ; де  $x_c$  - індуктивний опір енергосистеми, при глибокому вводі напругою 150 кВ можна приймати  $x_c = 0$  Ом

$S_n = 1400$  мВА

Базисна потужність:  $S_6 = 1000$  мВА

Базисна напруга:  $U_{6ВН} = 158$  кВ;  $U_{6СН} = 38,5$  кВ;  $U_{6НН} = 6,6$  кВ

Базисний струм:

$$\text{ВН: } I_{6ВН} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{6ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 158} = 3,66 \text{ кА}$$

$$\text{СН: } I_{6СН} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 38,5} = 14,9 \text{ кА}$$

$$\text{НН: } I_{6\text{CH}} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 6,6} = 87,47 \text{ кА}$$

Знаходимо струм КЗ на стороні напруги 150 кВ (точка К1).

Враховуємо тільки струм від системи.

Опір системи:

$$x_{*C} = \frac{S_6}{S_k}$$

$$x_{*C} = \frac{1000}{1400} = 0,714$$

де  $S_k$ -потужність КЗ на шинах підстанції, МВА.

Струм КЗ від системи (періодична складова):

$$I_{\text{П0.1}} = \frac{I_{\text{Б.ВН}}}{X_{*C}} = \frac{3,66}{0,714} = 5,25 \text{ кА}$$

Так, як  $S_C = \infty$ , то

$$I_{n\tau} = I_{\text{П0.1}} = 5,25 \text{ кА}$$

Ударний струм (найбільший пік):

$$i_{y.1} = k_y * \sqrt{2} I_{\text{П0.1}},$$

де  $k_y = 1.92$ -ударний коефіцієнт

$$i_{y.1} = 1,91 * \sqrt{2} * 5,25 = 14,18 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau 1} = \sqrt{2} I_{\text{П0.1}} * e^{-1/\tau a}$$

$$i_{a\tau 1} = \sqrt{2} * 5,25 * e^{-(0,025+0,01)/0,02} = 9,5 \text{ кА}$$

де  $\tau$  – найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів вимикача, с.

$$\tau = t_{\text{В.В}} + t_{\text{рз.min}}$$

де  $t_{\text{рз.min}}$  – мінімальний час дії релейного захисту,  $t_{\text{рз.min}} = 0,01 \text{ с}$ ;

$t_{в.в}$  – власний час відключення вимикача, попередньо приймаємо вимикач типу 150-SFM-40В,  $t_{в.в} = 0,04$  с.

Таблиця 2.4 – Власний і повний час відключення попередньо вибраних вимикачів

| Серія       | Місце установки  | $T_{в.в}$ | $T_{п.в}$ |
|-------------|------------------|-----------|-----------|
| 150-SFM-40В | На вводах 150 кВ | 0,03      | 0,04      |

## 2.4 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Перевірка апаратів, шин і кабелів на термічну стійкість оцінюється за найбільшим тепловим імпульсом струму  $B_k$  при три - або двофазному КЗ.

При віддаленому КЗ він може бути визначеним за формулою:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_v + T_a)$$

Час дії струму КЗ  $t_v$  складається з повного часу вимикання вимикача і часу дії основного релейного захисту:

$$t_v = t_{п.в} + t_{рз}$$

Час дії релейного захисту може бути прийнятим: для вимикачів тупикових приєднань  $t_{рз}=0,01$  с; для ввідних вимикачів ліній підстанцій  $t_{рз}=1$  с; для ввідних вимикачів РП 6-10 кВ  $t_{рз}=0,6$  с.

Розраховуємо тепловий імпульс для точки К1

$$B_{к1} = 5,25^2 \cdot (0,04 + 1 + 0,115) = 31,8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Розраховуємо тепловий імпульс для точки К2

$$t_v = 0,065 + 0,6 = 0,665$$

$$B_{к2} = 5,4^2 \cdot (0,665 + 0,6 + 0,05) = 20,85 \text{ кА}^2\text{с}$$

Таблиця 2.5 – Тепловий імпульс струму КЗ кА<sup>2</sup>с

| Точка КЗ         | 1    | 2     | 4     |
|------------------|------|-------|-------|
| Тепловий імпульс | 31,8 | 20,85 | 20,85 |

## **2.5 Вибір основного електрообладнання підстанції**

### **2.5.1 Вибір вимикачів**

Обираємо вимикачі з високої та середньої сторони а також секційні вимикачі 35 кВ. Обирати вимикачі з низької сторони обирати не доцільно, так як їм робили кап. ремонт 3 роки назад.

Вимикач, що вибирається, повинен працювати без пошкоджень в найбільш важкому за умовами експлуатації режиму роботи мережі.

Вибір вимикачів проводимо в табличній формі за основними параметрами.

Таблиця 2.6 – Параметри вимикачів

| Тип вимикача   | 150-SFM-40В    |                   | 30-SFGP-40А    |                   | 30-SFGP-40А    |                   |
|--|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|
| Приєднання   | Вводу ВН       |                   | Вводу СН       |                   | Секційний С-31 |                   |
| Умова вибору   | Каталожні дані | Розрахункові дані | Каталожні дані | Розрахункові дані | Каталожні дані | Розрахункові дані |
| $1. U_H \geq U_{уст}(кВ)$  | 172            | 158               | 40.5           | 35                | 40.5           | 35                |
| $2. I_H \geq I_{р.ф.}(А)$  | 3150           | 215.5             | 3150           | 923.7             | 3150           | 1294,8            |
| $3. I_{вим} \geq I_{н.т.}(кА)$   | 40             | 5,25              | 40             | 5,4               | 40             | 5,4               |
| $4. \sqrt{2} \cdot I_{вим} \cdot (1 + \frac{\beta_H}{100}) \geq \sqrt{2} \cdot i_{н.т} + i_{а.т} (кА)$ | 49,5           | 9,5               | 76,37          | 3,10              | 76,37          | 3,10              |
| $5. i_{дин} \geq i_y (кА)$   | 52             | 14,18             | 70             | 14,59             | 70             | 14,59             |
| $6. I_{m.c}^2 \cdot t_{m.c} \geq B_k (кА^2 \cdot с)$   | 4500           | 31.8              | 4500           | 20,85             | 4500           | 20,85             |

## 2.5.2 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі вибирають за номінальною напругою і номінальним струмом і перевіряють їх на динамічну і термічну стійкість в режимі КЗ. Умови вибору роз'єднувачів наведені у таблиці.

Таблиця 2.7 – Параметри роз'єднувачів:

| Параметри роз'єднувача                 | Умова вибору  | РНД(3)-150/1000 |                 |
|--|---|-----------------|-----------------|
|  |   | Каталожні дані  | Розрахунк. дані |
| Номінальна напруга                     | $U_n \geq U_{уст}$ (кВ)                                       | 172             | 158             |
| Номінальний струм                      | $I_n \geq I_{р.ф.1}$ (А)                                      | 1000            | 107,7           |
| Номінальний струм динамічної стійкості | $i_{дин} \geq i_y$ (кА)                                       | 80              | 14,18           |
| Номінальний тепловий імпульс           | $I_{м.с.}^2 \cdot t_{м.с.} \geq B_k$<br>(кА <sup>2</sup> · с) | 2976,75         | 31,7            |

Приймаємо до електроустановки 4 роз'єднувача типу РНД(3)-150/1000.

## 2.5.3 Вибір обмежувачів перенапруги на стороні 150кВ

Обмежувач перенапруг, будучи засобом обмеження перенапруг на ізоляції електрообладнання підстанцій та ліній, підвищення надійності роботи об'єкта, що захищається, не повинен знижувати надійності за рахунок власного ушкодження. Тому вибір цих захисних апаратів, як і вибір будь-якого електротехнічного обладнання, повинен бути ретельно зважений і обґрунтований.

Першим, і найбільш важливим кроком для вибору обмежувачів є вибір тривало допустимої напруги ОПН з урахуванням часу її впливу.



Головною обставиною, що визначає безаварійну роботу обмежувачів, є тривала допустима робоча напруга на апараті. У більшості країн СНД вона обумовлено директивними документами в рамках відповідних правил і вимог (ПТЕ, ПУЕ, РУ). За цим вимогам напруга на підстанціях в нормальному режимі повинно бути не більше, ніж  $\frac{1,15}{\sqrt{3}} U_{\text{ном}}$  в мережах 150, 220 кВ

$$U_{\text{нр}} = \frac{1,15}{\sqrt{3}} U_{\text{ном}}$$

$$U_{\text{нр}} = \frac{1,15}{\sqrt{3}} * 150 = 100 \text{ кВ}$$

За отриманими даними приймаємо до установки 2 ОПН-П-150/110/10/550 УХЛ1

Таблиця 2.8 – Основні характеристики ОПН

|                                    |              |
|------------------------------------|--------------|
| Клас напруги                       | 150кВ        |
| Найбільша допустима робоча напруга | 137,5кВ      |
| Номінальний розрядний струм        | 10А          |
| Клас пропускної здатності          | 550 (2 клас) |

#### 2.5.4 Вибір трансформаторів власних потреб

Потужність споживачів власних потреб підстанції невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220 В, яка отримує живлення від понижуючих трансформаторів. По орієнтованим даним [6] визначаємо основні навантаження власних потреб підстанції. Результати зводимо в таблицю 2.10.

Таблиця 2.9 – Навантаження власних потреб підстанції

| Вид споживача                             | Встановлена потужність |           |            | cos φ | tgφ  | Навантаження         |                       |
|---|------------------------|-----------|------------|-------|------|----------------------|-----------------------|
|   | Одиниці кВт            | кількість | Всього кВт |       |      | P <sub>уст</sub> кВт | Q <sub>уст</sub> квар |
| Охолодження трансформатора ТРДН-40000/158 | 1                      | 16        | 16         | 0,85  | 0,62 | 16                   | 9,92                  |
| Підігрів приводів р-чів.                  | 0,6                    | 5         | 3          | 1     | 0    | 3                    | -                     |
| Опалення ЗРП 6 кВ                         | 1                      | 14        | 14         | 1     | 0    | 14                   | -                     |
| Опалення ГЩУ                              | 1                      | 5         | 5          | 1     | 0    | 5                    | -                     |
| Опалення кімнат О.П                       | 1                      | 4         | 4          | 1     | 0    | 4                    | -                     |
| Освітлення ВРП- 35-154кВ                  | 0,3                    | 6         | 1,8        | 1     | 0    | 1,8                  | -                     |
| Освітлення ЗРП-6 кВ                       | 0,2                    | 30        | 6          | 1     | 0    | 6                    | -                     |
| Освітлення ГЩУ                            | 0,2                    | 10        | 2          | 1     | 0    | 2                    | -                     |
| Освітлення приміщень                      | 0,2                    | 20        | 4          | 1     | 0    | 4                    | -                     |

|                                     |   |    |    |   |          |       |           |
|-------------------------------------|---|----|----|---|----------|-------|-----------|
| Розетки                             | 2 | 20 | 40 | 1 | 0        | 40    | -         |
| Зварювальний щит                    | 7 | 2  | 14 | 1 | 0        | 14    | -         |
| Телемеханіка АСКУЕ                  | 2 | 1  | 2  | 1 | 0        | 2     | -         |
| ВУ                                  | 3 | 2  | 6  | 1 | 0        | 6     | -         |
| Вентиляція, охолодження, обігрів АБ | 3 | 5  | 15 | 1 | 0,6<br>2 | 15    | 9,3       |
| Разом                               |   |    |    |   |          | 133,8 | 19,2<br>2 |

Розрахункове навантаження власних потреб:

$$S_{\text{розр}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2},$$

де  $k_c$  – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності та завантаження. Приймаємо  $k_c=0,8$  ;

$$S_{\text{розр}} = 0,8 \cdot \sqrt{133,8^2 + 19,22^2} = 108 \text{ кВА};$$

Визначаємо потужність трансформатора:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{розр}}}{k_{\Pi}};$$

де  $k_{\Pi}$  – коефіцієнт допустимого аварійного навантаження.

Приймаємо

$$k_{\Pi} = 1,4;$$

$$S_T \geq \frac{108}{1,4} = 7,71 \text{ кВА};$$

Приймаємо до установки 2 трансформатори типу ТМ-25/10(6)-0,4 Д/УН-11.

Розрахунок спожитої за рік електроенергії з урахуванням її втрат для ТМ-25/10(6)-0,4 Д/УН-11.

$$W_p = 8760 \cdot 110 + \left(\frac{600}{2}\right) \cdot \left(\frac{108}{25}\right)^2 = 969,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Розрахунок спожитої за рік електроенергії з урахуванням її втрат для ТМ-250/10(6)-0,4 Д/УН-11.

$$W_p = 8760 \cdot 550 + \left(\frac{3700}{2}\right) \cdot \left(\frac{108}{250}\right)^2 = 4818,3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

### 2.5.5 Вибір запобіжників

Вибираємо запобіжники в указаних точках:

для захисту трансформаторів напруги

Запобіжники серії ПКТ-101-10-15-31,5-У3 для захисту трансформаторів напруги обирають за номінальною напругою.

$$U_n \geq U_{уст}$$

$$10 \text{ кВ} > 6 \text{ кВ}$$

Для захисту трансформатора напруги приймаємо запобіжник типу ПКТ-101-10-15-31,5-У3.

### 2.5.6 Вибір трансформаторів напруги

Для електроустановки 6 кВ:

Вибираємо трансформатор напруги на збірних шинах підстанції.

Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за напругою установки:

$$U_n = U_{уст}$$

$$6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ.}$$

б) за класом точності. До трансформаторів напруги приєднуються лічильники, тому вони повинні мати клас точності не нижче 0,5.

в) за навантаженням на вторинну обмотку. Попередньо приймаємо три трансформатори напруги типу НТМИ-6 ;  $U_{ном} = 6$  кВ,  $S_{2ном} = 75$  ВА у класі точності 0,5.

Таблиця 2.10 – Вторинне навантаження ТН-6 кВ

| Прилад                  | Тип                          | Потужність<br>ВА | Число<br>обмоток | cos<br>φ | tgφ  | Число<br>приладів | Сумарна<br>спожив.пот<br>ужність |           |       |
|-------------------------|------------------------------|------------------|------------------|----------|------|-------------------|----------------------------------|-----------|-------|
|                         |                              |                  |                  |          |      |                   | P,Вт                             | Q,<br>ВАр |       |
| Вольтметр(збірні шини)  | Э-335                        | 2                | 1                | 1        | 0    | 1                 | 2                                | -         |       |
| Ввід 6 кВ               | Ватметр                      | Д-335            | 1,5              | 2        | 1    | 0                 | 1                                | 3         | -     |
|                         | Лічильник активної енергії   | САЗ-И681         | 2                | 2        | 0,38 | 2,43              | 4                                | 16        | 38,88 |
|                         | Лічильник реактивної енергії | СР4-И689         | 3                | 2        | 0,38 | 2,43              | 4                                | 18        | 43,74 |
| Приєдн. інших споживачі | Лічильник активної енергії   | САЗ-И681         | 2                | 2        | 0,38 | 2,43              | 4                                | 16        | 33,88 |
|                         | Лічильник реактивної енергії | САЗ-И689         | 3                | 2        | 0,38 | 2,43              | 4                                | 24        | 58,32 |
| Разом                   |                              |                  |                  |          |      |                   | 79                               | 179,82    |       |

Вторинне навантаження трансформаторів напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{79^2 + 179,82^2} = 196,4 \text{ ВА};$$

Три трансформатора напруги, з'єднані в зірку мають потужність у класі точності 0,5:

$$S_{\text{ном}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$$

$$196,4 \text{ ВА} < 225 \text{ ВА}$$

Остаточно приймаємо до установки 6 кВ трансформатори напруги типу НТМИ-6. Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами, приймаємо контрольний кабель КВВГ з перетином жил 2,5 мм<sup>2</sup> за умовою механічної міцності.

Для електроустановки 35 кВ:

Обираємо трансформатор напруги на збірних шинах підстанції. Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за напругою установки:

$$U_{\text{н}} = U_{\text{уст}}$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}.$$

б) за класом точності. До трансформаторів напруги приєднуються лічильники, тому вони повинні мати клас точності не нижче 0,5.

в) за навантаженням на вторинну обмотку. Попередньо приймаємо три трансформатори напруги типу ЗНОМ-35;  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $S_{2\text{ном}} = 150 \text{ ВА}$  у класі точності 0,5. Підрахунок вторинного навантаження однієї секції збірних шин приведений у таблиці 5.6.

Вторинне навантаження трансформаторів напруги:

Таблиця 2.11 – Вторинне навантаження ТН-35 кВ

| Прилад                             | Тип                                | Потужність<br>ВА | Число<br>обмоток | cos<br>φ | tgφ  | Чис<br>ло<br>при<br>ладі<br>в | Сумарна<br>спожив.пот<br>ужність |           |       |
|------------------------------------|------------------------------------|------------------|------------------|----------|------|-------------------------------|----------------------------------|-----------|-------|
|                                    |                                    |                  |                  |          |      |                               | P,Вт                             | Q,<br>ВАр |       |
| Вольтметр(збірні шини)             | Э-335                              | 2                | 1                | 1        | 0    | 1                             | 2                                | -         |       |
| Ввід 35<br>к                       | Ватметр                            | Д-335            | 1,5              | 2        | 1    | 0                             | 1                                | 3         | -     |
|                                    | Лічильник<br>активної<br>енергії   | СА3-<br>И681     | 2                | 2        | 0,38 | 2,43                          | 4                                | 16        | 38,88 |
|                                    | Лічильник<br>реактивної<br>енергії | СР4-<br>И689     | 3                | 2        | 0,38 | 2,43                          | 4                                | 18        | 43,74 |
| Приєдн.<br>інших<br>спожив<br>ачів | Лічильник<br>активної<br>енергії   | СА3-<br>И681     | 2                | 2        | 0,38 | 2,43                          | 6                                | 24        | 58,32 |
|                                    | Лічильник<br>реактивної<br>енергії | СА3-<br>И689     | 3                | 2        | 0,38 | 2,43                          | 6                                | 36        | 87,47 |
| Разом                              |                                    |                  |                  |          |      |                               | 99                               | 228,4     |       |

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{99^2 + 228,4^2} = 248,94 \text{ ВА};$$

Три трансформатора напруги, з'єднані в зірку мають потужність у класі точності 0,5:

$$S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ ВА}$$

$$248,94 \text{ ВА} < 450 \text{ ВА}$$

Остаточно приймаємо до установки 10 кВ трансформатори напруги типу ЗНОМ-35.

Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами, приймаємо контрольний кабель КВВВз перетином жил  $2,5 \text{ мм}^2$  за умовою механічної міцності.

## **2.6 Розрахунок ємнісних струмів замикання на землю**

Експлуатація системи електропостачання ПС «Привокзальна» характеризується такими режимами роботи: нормальний, максимальний та мінімальний режими роботи розподільчих електричних мереж. Крім того, спостерігаються різні режими комутації СЕС, при яких електрична мережа може поділятися на окремі, електрично не пов'язані ділянки. Можливі раптові короточасні режими, пов'язані з оперативними діями обслуговуючого персоналу у зв'язку з поточним режимом, різними перевітками обладнання, його профілактичними випробуваннями та ремонтами.

У зв'язку з цим змінюються ємнісні струми замикання на землю в електричних мережах, які в залежності від характеру пошкоджень приймають значення, відмінні від необхідних згідно з ПУЕ. Це особливо важливо, оскільки найчастіше аварії з однофазними замиканнями на землю, що впливають зрештою на вибір режиму роботи нейтралі мережі.

У існуючих мережах із ізольованою нейтраллю при дугових замиканнях на землю значення напруги на неушкоджених фазах при повторному запалюванні дуги може досягти  $3,5 U_n$  і більше. Це викликано тим, що згасанні дуги на ємностях здорових фаз залишається надлишковий заряд, який визначає потенціал нейтралі стосовно землі. Розряд ємностей через опір ізоляції триває кілька десятків періодів промислової частоти. Тому при повторному запалюванні дуги через зміщення нейтралі рівень перенапруг може суттєво зрости. Перенапруження, виміряні в різних точках,



відрізняються один від одного. Вищі граничні кратності перенапруг, що становлять 3,5-3,7  $U_n$ , зафіксовані на затискачах потужних електродвигунів. На шинах підстанцій виміряна гранична кратність перенапруг, вона виявилася в межах 3,1-3,2  $U_n$ . Встановлено тенденцію зниження кратності перенапруг зі збільшенням ємності досліджуваної мережі. Частота підзарядної складової перехідного процесу на непошкоджених фазах при однофазному замиканні для мереж, що досліджуються, склала 2,3-5,4 кГц, а розрядної на пошкодженій фазі - 8-36 кГц.

У мережах із заземленням нейтралі через дугогасну індуктивну котушку величина перенапруг може бути обмежена до 2,4  $U_n$ . Однак цього можна досягти лише у разі резонансного та близького до неї ( $\pm 5\%$ ) налаштування котушки. При розладі котушки в межах допуску ( $\pm 15-20\%$ ) рівень перенапруг може перевищувати 3  $U_n$ , оскільки ефективність обмеження перенапруг при цьому суттєво знижується.

Для мереж понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю ємнісні струми замикання на землю можна визначити за емпіричною формулою

$$I_z = U_n(l_v/350 + l_k/10), \text{ A}$$

де  $U_n$  – лінійна напруга, кВ;

$l_v, l_k$  - довжина електрично пов'язаних повітряних та кабельних ліній для мережі даної напруги, км.

У цьому випадку необхідно знати реальну схему електропостачання району, її режим комутації, тому що при однофазних замиканнях на землю в пошкоджену лінію надходять струми від неушкоджених, що збільшує сумарний струм у пошкодженій лінії. Звідси важливим є визначення загальної довжини електрично зв'язаних ліній, що пов'язано безпосередньо з режимом роботи системи електропостачання регіону та знанням числа вимкнених ліній.

Ємнісний струм приєднання визначається за такою формулою:

- для кабельної лінії

$$I_c = I_{c.0} \cdot l \cdot n$$

де  $I_{c.0}$  – питоме значення ємнісного струму на одиницю довжини кабельної лінії (А/км) визначається [5];

$l$  - Довжина кабельної лінії, км;

Розрахунок ємнісних струмів робимо в табличній формі (табл. 2.12).

Таблиця 2.12 - Ємні струми замикання на землю

| №<br>п/п                  | Приєднання          | тип<br>кабелю                        | переріз<br>мм <sup>2</sup> | довжина,<br>км | ємнісний<br>струм, А/км | ємнісний<br>струм, А |
|---------------------------|---------------------|--------------------------------------|----------------------------|----------------|-------------------------|----------------------|
| <b>I секція шин 6 кВ</b>  |                     |                                      |                            |                |                         |                      |
| 1                         | Ф-Зверстатобудівний | АСБ-10                               | 3x120                      | 6.7            | 1.1                     | 7.37                 |
|                           | завод               | СБ-10                                | 3x150                      | 0.74           | 1.3                     | 0.46                 |
| 2                         | Ф-5ТОВ ДВВ груп     | АСБ-10                               | 3x70                       | 0.21           | 0.9                     | 0.189                |
| 3                         | Ф-7Насосна Ж.Д.     | ААШв-6                               | 3x120                      | 4.1            | 0.89                    | 3.649                |
| 4                         | Ф-11КМБ             | АСБ-10                               | 3x240                      | 4.5            | 1.6                     | 7.2                  |
| 5                         | Ф-12Депо Ж.Д.       | АСБ-10                               | 3x240                      | 0.208          | 1.6                     | 0.3328               |
| 6                         | Ф-13Горсіти         | ААБ-6                                | 3x185                      | 8.1            | 1.2                     | 9.72                 |
| 7                         | Ф-15ДТТУ            | АСБ-6                                | 3x240                      | 2.8            | 1.3                     | 1.157                |
|                           |                     | АСБ-6                                | 3x70                       | 0.858          | 0.71                    | 0.61                 |
| 8                         | Ф-18Горсіти         | АСБ-10                               | 3x240                      | 9.7            | 1.6                     | 15.52                |
|                           |                     | <b>сумарний струм по I з.ш. 6кВ:</b> |                            |                |                         | 46.21                |
| <b>II секція шин 6 кВ</b> |                     |                                      |                            |                |                         |                      |
| 9                         | Ф-19завод Теко      | АСБ-10                               | 3x185                      | 0.913          | 1.4                     | 1.2782               |

|    |                            |  |       |       |      |         |
|----|----------------------------|--|-------|-------|------|---------|
| 10 | Ф-21ДТРЗ                   | ААШВ-6                                 | 3x240 | 2.15  | 1.3  | 2.795   |
| 11 | Ф-23Дніпромлин             | АСБ-10                                 | 3x240 | 2.06  | 1.6  | 3.296   |
|    |                            | ААШВ-10                                | 3x185 | 0.9   | 1.4  | 1.26    |
| 12 | Ф-25ДТРЗ                   | АСБ-6                                  | 3x240 | 1.61  | 1.3  | 2.093   |
| 13 | Ф-26з-д Петровського       | ААШВ-6                                 | 3x240 | 4.31  | 1.3  | 5.603   |
| 14 | Ф-27ТОВ ДВВ груп           | АСБ-10                                 | 3x70  | 0.18  | 0.9  | 0.162   |
| 15 | Ф-28Горсіти                | АСБ-6                                  | 3x150 | 6.81  | 1.1  | 7.491   |
| 16 | Ф-29верстатобудівний       | АСБ-10                                 | 3x120 | 2.31  | 1.1  | 2.541   |
|    | завод                      | АСБ-10                                 | 3x150 | 2.78  | 1.3  | 3.614   |
| 17 | Ф-31ст.Дніпропетровськ     | АСБ-6                                  | 3x240 | 2.98  | 1.3  | 3.874   |
|    | Придніпровській ж.д.       |  |       |       |      |         |
| 18 | Ф-33Водоканал              | АСБ-10                                 | 3x95  | 4.1   | 0.82 | 3.362   |
|    |                            | <b>сумарний струм по II з.ш. 6кВ:</b>  |       |       |      | 37.3692 |
|    | <b>III секція шин 6 кВ</b> |  |       |       |      |         |
| 19 | Ф-43ДТРЗ                   | АСБ-10                                 | 3x240 | 9.1   | 1.6  | 14.56   |
| 20 | Ф-45Метробуд               | ААШВ-10                                | 3x240 | 2.7   | 1.6  | 4.32    |
|    |                            | АСБ-10                                 | 3x150 | 0.87  | 1.3  | 1.131   |
| 21 | Ф-47Агрегатний з-д         | ААШВ-6                                 | 3x120 | 2.84  | 0.89 | 2.5276  |
| 22 | Ф-49Меблевий до-т          | АСБ-10                                 | 3x150 | 1.125 | 1.3  | 1.4625  |
| 23 | Ф-51завод Теко             | АСБ-6                                  | 3x240 | 1.7   | 1.3  | 2.21    |
| 24 | Ф-55Водоанал               | АСБ-10                                 | 3x95  | 2.9   | 0.82 | 2.378   |
| 25 | Ф-57Весна-електроніка      | ААШВ-10                                | 3x120 | 7.1   | 1.1  | 7.81    |
|    |                            | <b>сумарний струм по III з.ш. 6кВ:</b> |       |       |      | 36.3991 |
|    | <b>IV секція шин 6 кВ</b>  |  |       |       |      |         |
| 26 | Ф-34Меблевий до-т          | АСБУ-10                                | 3x150 | 1.25  | 1.3  | 1.625   |
| 27 | Ф-36Метробуд               | ААШВ-10                                | 3x240 | 2.54  | 1.6  | 4.064   |

|    |                       |                                     |       |      |      |        |         |
|----|-----------------------|-------------------------------------|-------|------|------|--------|---------|
|    |                       | АСБ-10                              | 3x150 | 0.97 | 1.3  | 1.261  |         |
| 29 | Ф-40Оліежиркомбінат   | ААБЛ-10                             | 3x185 | 2.8  | 1.4  | 3.92   |         |
|    |                       | АСБ-10                              | 3x150 | 0.11 | 1.3  | 0.143  |         |
|    |                       | АСБ-10                              | 3x95  | 0.28 | 0.82 | 0.2296 |         |
| 30 | Ф-42Агрегатний з-д    | ААШВ-6                              | 3x120 | 2.5  | 0.89 | 2.225  |         |
| 31 | Ф-46Річпорт           | ААБ-6                               | 3x95  | 1.8  | 0.82 | 1.476  |         |
| 32 | Ф-48Весна-електроніка | АСБ-10                              | 3x120 | 7.1  | 1.1  | 7.81   |         |
| 33 | Ф-62ДТТУ              | ААШВ-6                              | 3x240 | 3.41 | 1.3  | 4.433  |         |
| 34 | Ф-64Головпоштамт      | АСБ-6                               | 3x120 | 4.2  | 0.89 | 3.738  |         |
|    |                       | <b>сумарний струм поIVз.ш. 6кВ:</b> |       |      |      |        | 30.9246 |

•для повітряної лінії

$$I_c = I_{c.0} \cdot l,$$

де  $I_{c.0}$  - питоме значення ємнісного струму на одиницю довжини кабельної лінії (А/км)

При визначенні власних ємнісних струмів ліній слід враховувати власні ємнісні струми високовольтних двигунів та іншої апаратури підстанцій, що живляться. За відсутності таких даних їх вплив враховується збільшенням власних ємнісних струмів приєднань на 20%.

Економічна ефективність компенсації ємнісного струму заключається у зменшенні збитку, що завдається системі електропостачання аварійним відключенням кабельних ліній при появі однофазних замикань на землю і подальшому їх переході міжфазні КЗ .

Для забезпечення високого рівня надійності електропостачання споживачів та безпеки експлуатації електроустановок, у розподільчих мережах 6...35 кВ застосовують різні пристрої компенсації струмів замикання на землю (КТЗ) – від традиційних дугогасних котушок (ДК), включених у нейтраль мережі, до пристроїв автоматичного шунтування

пошкодженої фази на землю (АШФ) за допомогою вимикача, а також пристроїв компенсації потенціала пошкодженої фази (КПФ) за допомогою спеціального трансформатора, включеного в нейтраль мережі паралельно ДК або замість неї. Ємнісний струм замикання на землю ІЗ А визначається, як відомо, сумарною довжиною електрично з'єднаних ліній ІΣ км, і номінальною напругою Уном, кВ, електричної мережі.

$$I_{з.к} = 0,1 \cdot U_{ном} \cdot I_{\Sigma}$$

а для повітряної мережі за формулою:

$$I_{з.в} = 0,027 \cdot U_{ном} \cdot I_{\Sigma}$$

Досвід експлуатації різних пристроїв КТЗ в електричних мережах 6...35 кВ показав, що значна частина однофазних замикань на землю не розвивається між фазним КЗ, а самоусувається, і електрична міцність ізоляції відновлюється.

На основі статистичних даних, встановлюються середні коефіцієнти ефективності режиму нейтралі Кеф в мережах 6...35 кВ для пристрою КТЗ, які рівні відносного числа однофазних замикань на землю, що не перейшли в міжфазне КЗ при ємнісному струмі мережі більше 5 А. Нижче наведено значення коефіцієнтів ефективності режиму нейтралі для різних типів пристроїв КТЗ:

Ізольована нейтраль (КТЗ відсутня) -

Нерегульована ДК типу ЗРОМ ..... 0,4

Регульована ДК з автоматичним регулятором

налаштування за ємнісною складовою струму ..... 0,7

Регульована ДК з автоматичним регулятором

налаштування за ємнісною та активною складовою струму 0,9

Пристрій АШФ .....0,75

Пристрій КПФ..... 0,8

Застосування в нейтралі мережі нерегульованих ДК дає позитивний ефект лише в 40% випадків замикань на землю ( $K_{\text{эф.ДК}} = 0,4$ ), оскільки остаточний струм перевищує 5 А. Застосування регульованої ДК з регулятором тільки за ємнісною складовою струму підвищує ефективність режиму нейтралі до  $K_{\text{эф.р.ДК}} = 0,7$ , і з регулятором по ємнісній і активній складляючим залишкового струму - до  $K_{\text{эф.р.Дка}} = 0,9$ . Ці пристрої КТЗ повністю не погашають заземлюючу дугу, яка повторно і багаторазово запалюється в місці пошкодження, особливо в кабельних мережах (дуга, що перемежується).

Практично повністю погасити заземлюючу дугу здатні лише пристрої типів АШФ ( $K_{\text{эф АШФ}} = 0,75$ ) та типів КПФ ( $K_{\text{эф.КПф}} = 0,8$ ), які в порівнянні з ДК та регульованої ДК мають додаткові переваги (відсутність резонансних перенапруг через ємнісну несиметрію мережі, висока економічність у частині реалізації максимально простого та надійного земляного захисту). Пристрої КПФ ефективніші за пристрій АШФ, оскільки при глибшому зниженні потенціалу воно не створює штучного замикання однієї фази на землю.

Розглянемо схему електропостачання району, що живиться від ПС «Привокзальна 150/6 кВ» (лист 1). Живлення споживачів здійснюється від двох силових трансформаторів потужністю 63000 кВ А кожен, напругою 150/35/6 кВ, що працюють окремо на відповідні секції шин 6 кВ підстанції. До кожної секції 6 кВ підключено споживачів згідно з табл. 2.1. Секційні вимикачі встановлені за 6 кВ підстанції, а секційні автомати – за 0,4 кВ ТП споживачів. Секції 6 кВ та 0,4 кВ обладнані АВР і в нормальному режимі працюють окремо. Загальне навантаження на кожну секцію шин 6 кВ складає 16,5...25 МВт. Ємнісний струм замикання на землю в електрично зв'язаній

частині мережі, підключеної до будь-якої секції шин 6 кВ ПС, визначається сумарною довжиною кабелів у цій частині мережі та дорівнює:

$$I_{\Sigma 3.1} = I_{3.1\text{сш}} + I_{3.3\text{сш}} = 46,2 + 36,4 = 83 \text{ А}$$

$$I_{\Sigma 3.2} = I_{3.2\text{сш}} + I_{3.4\text{сш}} = 37,4 + 30,6 = 68 \text{ А}$$

Оскільки струм замикання на землю більше 30 А, то для таких мереж згідно з ПУЕ та ПТЕ передбачається компенсація ємнісних струмів замикання на землю із застосуванням дугогасних реакторів, в установці КТЗ типу АШФ немає необхідності (АШФ застосовується при струмах замикання 5–10 А).

## **3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА**

### **3.1 ВСТУП**

Підстанція «Привокзальна» була побудована в 70-х роках минулого століття, у зв'язку з закриттям прилеглих заводів та фабрик в нашу дні, знизилася навантаження на трансформатори, воно сягає 30% при нормі загрузки 60-70%. Такий фактор впливає на втрати електроенергії та на якість живлення споживачів, також до негативного можна віднести строк експлуатації який перевищив 25 років.

В економічному розділі пропонується розглянути капітальні інвестиції, амортизацію, термін окупності, а також буде розрахована різниця річних втрат між новим та старим обладнанням.

Планується визначити доцільність інвестування в проект і довести що реконструкція буде економічно вигідною для підприємства, що в свою чергу підвищить якість електропостачання для споживачів, та зменшить кількість аварій.



### 3.2 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних засобів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції з реалізації науково-технічного рішення можуть включати витрати:

- на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- на проведення монтажно-налагоджувальних робіт;
- фінансових коштів на виконання проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації науково-технічного рішення.

Проектні капітальні інвестиції в устаткування і будівельно-монтажні роботи визначаються на основі цін, наведених у прайс-листах оптових цін на електроустаткування, та інших довідкових матеріалів або за фактичними витратами підприємства. Прийняті ціни необхідно обґрунтувати, а саме, вказати джерела інформації на відповідну дату.

Розрахунок капітальних інвестицій на здійснення проектного варіанту обчислюємо за формулою:

$$K_{np} = K_{об} \left( \sum_{i=1}^k C_i \right) + Z_{мзс} + Z_m + Z_n + Z_{пр}$$

де  $K_{об} \left( \sum_{i=1}^k C_i \right)$  – вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів  $i$  - го виду, необхідних для реалізації прийнятого науково-технічного рішення;

$k$  - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{мзс}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_m$  – витрати на монтажні роботи;

$Z_n$  - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{np}$  – інші одноразові вкладення грошових коштів.

Таблиця 3.1 – Зведення капітальних інвестицій

| №<br>П/п | Найменування<br>обладнання                         | К-кість<br>Шт | Ціна за<br>Одиницю<br>грн | Сума, грн |
|----------|--|---------------|---------------------------|-----------|
| 1        | ТДТН-40000/150-70У1                                | 2             | 17600000                  | 35200000  |
| 2        | 150-SFM-40В  | 2             | 720000                    | 1440000   |
| 3        | 30-SFGP-40А  | 4             | 320000                    | 1280000   |
| 4        | РНД(3)-150/1000                                    | 4             | 99000                     | 396000    |
| 5        | ТМ-63/10(6)-0,4                                    | 2             | 93600                     | 187200    |
| 6        | ЗНОМ-35  | 2             | 37000                     | 74000     |
| 7        | НТМИ-6   | 2             | 22500                     | 45000     |
| 8        | ОПНП-150/110/10/550-УХЛ-1                          | 2             | 29900                     | 59800     |
| 9        | Транспортно-заготівельні і<br>складські витрати    | 1             | 670000                    | 670000    |
| 10       | Витрати на монтажні роботи                         | 1             | 1024059                   | 1024059   |
| 11       | Витрати на налагоджувальні<br>роботи               | 1             | 1024059                   | 1024059   |
| 12       | Одноразові вкладення<br>грошових коштів (демонтаж) | 1             | 512029                    | 512029    |
|          | Всього   |               |                           | 41907647  |

Витрати на монтажні ( $Z_m$ ) і на налагоджувальні роботи ( $Z_n$ ) можна визначити наступним чином:

$$З_{м(н)} = \sum (Ч_i \times a_i \times t_i) \times K_\delta \times K_{см} \times K_{пр}$$

$$З_{м(н)} = (12 \cdot 88 \cdot 540) \cdot 1.15 \cdot 1.22 \cdot 1.28 = 1024059 \text{ грн}$$

де  $Ч_i = 12$  – чисельність працівників 4-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

$a_i = 88$  – годинна тарифна ставка працівника 4-го розряду, грн.;

$t_i = 640$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_\delta = 1.15$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см} = 1.22$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр} = 1.28$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

Інші одноразові вкладення грошових коштів ( $З_{пр}$ ) можуть включати витрати:

- на демонтаж застарілого обладнання;
- на проведення проектно-конструкторських робіт;
- на підготовку персоналу;
- на придбання готового програмного забезпечення.

$$З_{пр} = 1213700 \times 50\% = 512029 \text{ грн}$$

### 3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати – це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування ( $C_a$ );
- заробітна плата обслуговуючого персоналу ( $C_3$ );
- єдиний соціальний внесок ( $C_c$ );
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж ( $C_m$ );
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії ( $C_э$ );
- інші експлуатаційні витрати ( $C_{np}$ ).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_3 + C_c + C_m + C_э + C_{np}, \text{ грн.}$$

Розрахунок експлуатаційних витрат ведеться за проектним і базовим варіантами паралельно

### 3.4 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання. Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається дипломником, не може бути менше мінімально допустимих термінів корисного використання (табл. 3.2).

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума

амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості:

$$\Phi_a = \Phi_n - Л$$

$$\Phi_a = 41907647 - 512029 = 41395618 \text{ грн}$$

де  $\Phi_n$  – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

$Л$  – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю.

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$На = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100, \%$$

$$На = \frac{41907647}{41907647 \cdot 5} \cdot 100 = 20\%$$

де  $T_n$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

Таблиця 3.2 - Мінімально допустимі терміни корисного використання за окремими групами основних засобів

| Групи   | Мінімально допустимі терміни корисного використання, років |
|---|--|
| група 3 – будівлі;  | 20   |
| – споруди;  | 15   |
| – передавальні пристрої   | 10   |
| група 4 – машини і обладнання;  | 5  |
| – електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, пов'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, комп'ютерні програми, інформаційні системи і т. д. | 2  |
| група 5 – транспортні засоби  | 5  |
| група 6 – інструменти, прилади, інвентар (меблі)  | 4  |
| група 9 - інші основні засоби   | 12   |

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_{п} \cdot N_{а}}{100} \quad \text{або} \quad AO = \frac{\Phi_{п} - \Phi_{л}}{T_{п}}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість замінного устаткування для базового варіанту. Результати розрахунків заносяться в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 - Розрахунок амортизаційних відрахувань

| № з/п | Найменування      | Капітальні інвестиції, грн. | Норма амортизації, % | Сума амортизації, грн. |
|-------|-------------------|-----------------------------|----------------------|------------------------|
| 1.    | Проектний варіант | 41907647                    | 20%                  | 8381529                |
| 2.    | Базовий варіант   | 17033396                    | 20%                  | 3406679                |

### 3.5 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу, що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.

Основна заробітна плата працівників – це винагорода за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і відрядними розцінками, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників.

При визначенні основної заробітної плати робітників необхідно знати погодинну тарифну ставку робітника відповідного розряду та номінальний річний фонд робочого часу робітника.

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника  $F_n$  визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_n = (D_k - D_{св} - D_{вих}) \cdot T_{зм} , \text{ ГОДИН}$$

$$F_n = (365 - 182 - 28) \cdot 12 = 1860 \text{ годин}$$

де  $D_k$ ,  $D_{св}$ ,  $D_{вих}$  – кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{зм}$  – тривалість зміни, годин.

При розрахунку заробітної плати інженерно-технічного персоналу слід враховувати, що вона визначається, виходячи з місячного посадового окладу.

Результати визначення основної заробітної плати обслуговуючого персоналу представляються у табл. 3.4.

Таблиця 3.4 - Розрахунок річного фонду основної заробітної плати обслуговуючого персоналу

| № п/п | Найменування професій робітників | Явочний штат у зміну, осіб. | Обліковий склад з урахуванням змінності роботи, осіб | Годинна тарифна ставка або денна заробітна плата, грн. | Номінальний річний фонд робочого часу, годин | Усього основна зарплата, грн. |
|-------|----------------------------------|-----------------------------|--|--|--|-------------------------------|
| 1.    | Електромонтер                    | 1                           | 2  | 65   | 1860   | 241800                        |
|       | УСЬОГО                           |                             |  |  |  | 241800                        |

Додаткова заробітна плата – це винагорода за працю понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій за діючими на підприємстві преміальними системами, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством (за роботу в нічний і вечірній час, у важких і шкідливих умовах, за багатозмінний режим роботи, за керівництво бригадою незвільненим бригадирам, за навчання учнів тощо).

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 35% від основної заробітної плати.

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати складає:

$$C_z = Z_{осн} + Z_{дод}, \text{ грн.}$$



$$C_3 = 241800 + 84630 = 326430 \text{ грн}$$

де  $Z_{осн}$ ,  $Z_{дод}$  – основна і додаткова заробітна плата відповідно.

### **3.6 Єдиний соціальний внесок**

Єдиний соціальний внесок визначається на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати (за узгодженням з консультантом економічної частини дипломного проекту).

$$C_в = 326430 \cdot 22\% = 71814 \text{ грн}$$

### **3.7 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт**

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства або укрупнено у відсотках до капітальних витрат :

- для підстанцій (у тому числі електроустановок) – 1%.

Сумарні річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт складають:

$$C_{пр} = 41907647 \cdot 0.01 = 419076 \text{ грн.}$$

### **3.8 Розрахунок вартості спожитої електроенергії**

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування протягом року, визначається виходячи з його встановленої потужності, річного фонду робочого часу об'єкта проектування, витрат та тарифу на електроенергію за формулою:

$$C_3 = W_p \cdot C_e, \text{ грн.},$$

де  $W_p$  – кількість спожитої за рік електроенергії з урахуванням її втрат, кВт • год;

$C_e$  – тариф на електроенергію станом на конкретну дату,  $C_e = 2,64$  грн. / кВт • год;

$$C_3 = 341693,2 \cdot 2,64 = 902070 \text{ грн.}$$

$$C_3 = 481875,9 \cdot 2,64 = 1272152 \text{ грн.}$$

Заміна силових трансформаторів виправдовує себе оскільки економія на втратах електроенергії складає 370082 грн

### 3.9 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{np} = 326430 \cdot 4\% = 13057 \text{ грн}$$

### 3.10 Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Річну економію передбачається отримувати тільки при впровадженні даного проектного варіанту, а саме внаслідок заміни застарілого обладнання, то розрахунок повної річної економії може здійснюватися за формулою:

$$E_{kn} = E_{kp} \pm \Delta C, \text{ грн.}$$

$$E_{kn} = 41907647 - 5240431 = 36667216 \text{ грн}$$

де  $\Delta C$  – економія (перевитрата) на експлуатаційних витратах.

### 3.11 Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Оцінка економічної ефективності розглянутих у кваліфікаційній роботі технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників:

а) розрахункового коефіцієнта ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$ ;

б) терміну окупності капітальних витрат  $T_p$ .

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$  показує, скільки гривень додаткового прибутку (економії) приносить одна гривня капітальних витрат:

$$E_p = E_{kn}/K_{np}, \text{ долі од.},$$

$$E_p = 41907647/36667216 = 0,8 \text{ долі од}$$

де  $E_{kn}$  - загальна річна економія від впровадження об'єкта проектування тис. грн.;

$K_{np}$  - капітальні витрати за варіантом, що викликали економію, тис. грн.

Термін окупності капітальних витрат  $T_p$  показує, за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_p = K_{np}/E_{kn}, \text{ років}$$

$$T_p = 41907647/36667216 = 1,2 \text{ року}$$

Для остаточної оцінки варіантів і вибору найбільш ефективного з них необхідно порівняти розрахункові значення  $E_p$  з нормативним значенням  $E_n$ .

Проект (варіант) капітальних вкладень визнається доцільним за умови

$$E_p > E_n .$$

При  $E_p < E_n$  варіант є збитковим і більш економічним визнається відмова від його реалізації.

Нормативне значення коефіцієнта ефективності визначається з таких міркувань.

Варіант визнається економічно доцільним, якщо розрахунковий коефіцієнт ефективності перевищує величину банківської кредитної ставки:

$$E_p > (N_{кр} + N_{инф})/100 ,$$

$$0,8 > (9+6,8)/100$$

$$0,8 > 0,158$$

де  $N_{кр}$  - банківська кредитна ставка, %;

$N_{инф}$  - річний рівень інфляції, %.

Визначити нормативне значення коефіцієнта ефективності можна також виходячи з прийнятної для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = 1/T_{оч} ,$$

$$E_n = 1/5 = 0,2,$$

де  $T_{оч}$  – очікуваний, прийнятний для підприємства термін окупності капітальних вкладень, років.

При цьому варіант визнається економічно доцільним за умови:

$$E_p > 1/T_{оч}$$

$$0,8 > 1/5$$

Результати техніко-економічного обґрунтування ефективності впровадження результатів кваліфікаційної роботи оформляються у вигляді таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Техніко-економічних показників

| № з/п | Найменування показників                             | Одиниці виміру | Базовий (альтернативний) варіант | Проектний варіант | Зміни порівнянні альтернативним варіантом |   | у<br>3 |
|-------|---|----------------|----------------------------------|-------------------|---|---|--------|
|       |   |                |                                  |                   | ± (тис. грн)                              | % |        |
| 1     | 2   | 3              | 4                                | 5                 | 6   | 7 |        |
| 1     | Капітальні витрати                                  | тис. грн.      | 17033396                         | 41907647          | -24874251                                 |   |        |
| 2     | Експлуатаційні витрати всього                       | тис. грн.      | 4849165                          | 10102675          | -5253510                                  |   |        |
|       | у тому числі:                                       |                |                                  |                   |   |   |        |
|       | * амортизаційні відрахування                        | тис. грн.      | 3406679                          | 8381529           | -4974850                                  |   |        |
|       | * заробітна плата обслуговуючого персоналу          | тис. грн.      | 356430                           |                   | -   | - |        |
|       | * єдиний соціальний внесок                          | тис. грн.      | 71814                            |                   | -   | - |        |
|       | * технічне обслуговування та поточний ремонт        | тис. грн.      | 170334                           | 419076            | -248742                                   |   |        |
|       | * вартість споживаної електроенергії                | тис. грн.      | 1272152                          | 902070            | 370082                                    |   |        |
|       | * інші витрати                                      | тис. грн.      | 13057                            |                   | -   | - |        |
| 3     | Річна економія всього                               | тис. грн.      | 17350259                         | 44603693          | -27253434                                 |   |        |
| 4     | Розрахунковий коефіцієнт ефективності               | долі од.       | 1,01                             | 0,8               | 0.21                                      |   |        |
| 5     | Розрахунковий термін окупності капітальних вкладень | років          | 1                                | 1,1               | -0.1                                      |   |        |
| 6     | Економія електроенергії                             | кВт·год        | 481875,9                         | 341693,2          | 140182.7                                  |   |        |

### **3.12. Висновок економічного розділу**

За результатами розрахунків інвестування в реконструкцію ПС «Привокзальна» є доцільною. Економія на річних втратах становить 370082 гривні, а економія від трат власних потреб становить 10161 гривню.

Вартість планованої реконструкції становить 44256830 гривень, а експлуатаційні витрати будуть складати 973295 гривень. Розрахунки показують, що реконструкція окупить себе за 1,2 роки і принесе не тільки економічну вигоду, але також підвищить надійність роботи підстанції.

Таким чином, проведені економічні аналізи підтверджують цілеспрямованість заміни обладнання на ПС «Привокзальна» і дозволяють оцінити очікувану економічну вигоду від даного інвестування.

## ВИСНОВКИ

Для проведення запланованої реконструкції є дві причини:

По-перше, термін експлуатації обладнання, встановленого на підстанції перевищує термін паспортних даних, які зазначив розробник.

По-друге, виведення з експлуатації потужних струмоприймачів.

Розрахунок та техніко-економічне обґрунтування дозволили обрати менші за характеристиками силові трансформатори, це призвело до зменшення втрат потужності в трансформаторі.

В основній частині роботи розраховано електричне навантаження ПС, вибране відповідне нове обладнання, також розрахована спожита електроенергія.

В економічній частині виконані розрахунки на повну заміну обладнання. З урахуванням капітальних інвестицій, витрат на доставку монтаж, та налаштування, а також експлуатаційні витрати (річний фонд заробітної плати, єдиний соц. внесок, витрати на технічне обслуговування).

В підсумку робимо висновок, що зробити повну реконструкцію доцільно з огляду на якість та забезпечення споживачів електроенергією та швидку окупність інвестицій.

## Перелік джерел посилання

1. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання : навч. посібник / Г.Г. Півняк, Г.А. Кігель, Н.С. Волотковська; за ред. Г.Г. Півняка. – 4-те вид., доопрац. і доп. – Д.: Національний гірничий університет, 2011.
2. Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен; за ред. Г.Г. Півняка; М-во освіти і науки України, Нац. Гірн. Ун-т. – 5-те вид., доопрац. і допов. – Дніпро: НГУ, 2016. – 600 с.
3. Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (кваліфікаційний рівень - магістр) / Укладач: Л.В. Тимошенко - Дніпро: НТУ «ДП», 2023. - 17 с.
4. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» для студентів будь-якої форми навчання за спеціальністю 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" Упорядн.: О.Г. Лисенко, Ю.А. Папаїка. – Дніпро: НТУ «ДП», 2022.– 22 с.
5. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни „Електроустаткування станцій та підстанцій для студентів будь-якої форми навчання за спеціальністю 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Упорядн.: Ю.А. Папаїка, Рогоза М.В., О.Г. Лисенко. – Дніпро: НТУ «ДП», 2022.– 33 с.
6. Кігель Г.А, Півняк Г.Г. Електричні мережі систем електропостачання. – НГУ, 2011.
7. Експлуатація електроустановок: Навч. посібник / Г.Г. Півняк, А.В. Журахівський, Г.А. Кігель, Б.М. Кінаш, А.Я Рибалко, Ф.П. Шкрабець, З.М. Бахор; За ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. – Дніпропетровськ, НГУ, 2005.



8. Трансформатори силові та вимірювальні:

<http://eliz.zp.ua/oil-immersed-power-transformers/>

<http://eliz.zp.ua/transformatory-izmeritelnie/>

<http://energosfera.org.ua/transformatory/izmeritelnye-transformatory-napryazheniya/odnofaznye-maslyanye-izmeritelnye-transformatory-napryazheniya-35kv/transformatory-znom-35-znom-40-5.html>

9. Елегазові вимикачі <https://www.cgglobal.com.ua/tms/files/switchers.pdf>

10. Вакуумні вимикачі серії ВР <http://www.ukr-prom.com/catalog/elektrotehnicheskaya-prodykciya/apparatura-visokovoltnaya/31693/>

11. Обмежувачі напруги <https://tfzm.com.ua/magazin/product/ogranichitel-perenapryazheniya-opn-p-150-110-10-550-uh11>

12. Запобіжники

[https://keaz.com.ua/catalog/\\_35\\_315\\_/zapobizhnik\\_pkt\\_101\\_10\\_15\\_31\\_5\\_u3/](https://keaz.com.ua/catalog/_35_315_/zapobizhnik_pkt_101_10_15_31_5_u3/)

13. Кабельна продукція <https://yuzhcable.com.ua>

.

## ДОДАТОК А

### Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

| №  | Формат | Позначення | Найменування            | Кількість аркушів | Примітка |
|----|--------|------------|-------------------------|-------------------|----------|
| 1  |        |            |                         |                   |          |
| 2  |        |            | Документація            |                   |          |
| 3  |        |            |                         |                   |          |
| 4  | A4     | ПЗ         | Пояснювальна записка    |                   |          |
| 5  |        |            |                         |                   |          |
| 6  |        |            | Презентаційні матеріали |                   |          |
| 7  |        |            |                         |                   |          |
| 8  |        |            |                         |                   |          |
| 9  |        |            |                         |                   |          |
| 10 |        |            |                         |                   |          |
|    |        |            |                         |                   |          |