

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

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА кваліфікаційної роботи ступеню бакалавр

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Кармалак Григорія Валерійовича

(ПІБ)

академічної групи 141-17-1

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

спеціалізації 1

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Компоновка комплектного розподільчого пристрою трансформаторної підстанції

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи розділів:	<u>Папаїка Ю.А.</u>			
Вступ:	<u>Папаїка Ю.А.</u>			
Технологічний розділ	<u>Папаїка Ю.А.</u>			
Спеціальний розділ	<u>Папаїка Ю.А.</u>			
Економічний розділ	<u>Тимошенко Л.В.</u>			
Охорона праці	<u>Столбченко О.В.</u>			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	<u>Олішевський Г.С.</u>			
----------------	-------------------------	--	--	--

Дніпро  
НТУ «ДП»  
2021

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри

електроенергетики

\_\_\_\_\_ (повна назва)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Папаїка Ю.А.  
(прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

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

студенту Кармалак Г.В. академічної групи 141-17-1  
(прізвище та ініціали) (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 Компоновка комплектного розподільчого пристрою трансформаторної підстанції  
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 12.04.2021 № 201-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технічний розділ	Загальні відомості про електричну підстанцію. Компоновка підстанції. Трансформатор.	09.05.2021
Спеціальний розділ	Розрахунок обладнання підстанції 110/35 кВ.	30.05.2021
Економічний	Економічна оцінка проекту.	06.06.2021
Охорона праці	Розрахунок пожежної безпеки та захисного заземлення.	13.06.2021

Завдання видано \_\_\_\_\_  
(підпис керівника)

Папаїка Ю.А.  
(прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.04.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії 15.06.2021

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_  
(підпис студента)

Кармалак Г.В.  
(прізвище, ініціали)

## Реферат

Пояснювальна записка містить 50 сторінок, 5 рисунків, 14 таблиць, 43 джерела.

Об'єкт реконструкції: підстанція 110/10 кВ.

Мета роботи: Вибір розподільчих пристроїв на підстанції 110/10 кВ.

В дипломному проекті було розраховано реконструкцію підстанцію 110/10 кВ та обрано сучасне обладнання.

У вступі описана конструктивні особливості комплектних розподільчих пристроїв та їх переваги.

В технічному розділі описано загальні відомості про електричну підстанцію. Описано трансформаторну підстанцію: її способи приєднання до ліній живлення, основні блоки, критерії та саме компонування, його основні елементи. Також було описано встановлений за проектом трансформатор, його загальні характеристики, призначення, умови експлуатації, працездатність та структура умовного позначення.

В спеціальному розділі зроблено розрахунки та вибір основного обладнання підстанції, яке підлягає заміні.

В розділі охорони праці викладено основні правила електробезпеки в електроустановках, приведено правила пожежної безпеки, розраховано захисне заземлення.

В економічному розділі розраховано капітальні витрати на спорудження підстанції, амортизаційні відрахування, вартість втрат електричної енергії.

## Зміст

Вступ.....	6
1. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Існуюча електрична частина підстанції.....	8
1.2 Технічні умови реконструкції понизительной підстанції.....	10
1.3 Технічні рішення при проведенні реконструкції.....	11
2. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ .....	12
2.1 Визначення електричних навантажень підстанції 110 кВ .....	12
2.2 Вибір силових трансформаторів підстанції.....	13
2.3 Розрахунок струмів короткого після реконструкції.....	15
2.4 Компонування обладнання електричної частини ПС 110 кВ.....	20
2.4.1 Вихідні дані для вибору обладнання .....	20
2.4.2 Компонування ВРП-110 кВ високовольтними вимикачами .....	21
2.4.3 Компонування ВРП 110 кВ роз'єднувачами .....	23
2.4.4 Компонування ВРП 110 кВ трансформаторами струму.....	23
2.4.5 Компонування ВРП-110 кВ трансформаторів напруги .....	25
2.4.6 Вибір обмежувача перенапруги для ВРП 110 кВ.....	25
2.5 Вибір обладнання ЗРП 10 кВ .....	25
2.5.1 Компонування КРП вимикачами 10 кВ.....	26
2.5.2 Компонування КРП трансформаторами струму 10 кВ.....	26
2.5.3 Компонування КРП трансформаторами напруги 10 кВ.....	28
3. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	29
3.1 Вступ до економічного розділу .....	29
3.2 Розрахунок капітальних витрат .....	29
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат .....	32
3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань.....	33
3.3.2 Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт.....	34
3.4 Економічні показники проекту.....	35
4. ОХОРОНА ПРАЦІ .....	37
4.1 Охорона праці при виконанні монтажних робіт на території ПС.....	37
4.2 Електробезпека на ПС .....	38
4.3 Розрахунок захисного заземлення.....	40

4.4 Захист персоналу від дії хімічних факторів .....	44
4.5 Пожежні заходи .....	44
Висновок .....	46
Список літератури .....	48

## Вступ

Комплектні розподільні пристрої - електроустановка, що служить для прийому і розподілу електричної енергії одного класу напруги.

Розподільний пристрій містить набір комутаційних апаратів, допоміжні пристрої РЗіА і засоби обліку і вимірювання.

Вони бувають двох типів:

Відкриті розподільні пристрої (ВРП) - розподільні пристрої, у яких силові провідники розташовуються на відкритому повітрі без захисту від впливу навколишнього середовища. Зазвичай у вигляді ВРП виконуються розподільні пристрої на напругу від 27,5 кВ.

Закриті розподільні пристрої (ЗРП) - розподільні пристрої, обладнання яких встановлюється в закритих приміщеннях, або захищене від контакту з навколишнім середовищем спеціальними кожухами (в тому числі в шафах зовнішнього виконання). Зазвичай такі розподільні пристрої застосовують на напруги до 35 кВ. У ряді випадків необхідне застосування ЗРП і на більш високих напругах (серійно випускається устаткування на напругу до 800 кВ). Застосування ЗРП високих напруг обгрунтовано: в місцевості з агресивним середовищем (морське повітря, підвищений замілення), холодним кліматом, при будівництві в обмежених умовах, в міських умовах для зниження рівня шуму і для архітектурної естетичності.

Комплектний розподільний пристрій в значній мірі перевершує распреустройство звичайного виконання. КРП компактні, зручні в управлінні, а найголовніше надійні і безвідмовні в процесі експлуатації. Безумовно, перераховані переваги мають місце тільки при дотриманні всіх вимог і правил по монтажу, налагодження та подальшої експлуатації.

Існує ще одна незаперечна перевага комплектних РП: поділ осередки перегородками на кілька відсіків. Перегородки поділяють один від одного відсіки збірних шин високої напруги, електричних апаратів, ланцюгів вторинної комутації, пристроїв управління і захисту (релейний відсік осередку). На лицьовій панелі релейного відсіку (верхня частина шафи) розташовані елементи управління і

сигналізації: накладки, ключі управління, перемикачі, вказівні реле і сигнальні лампи.

Наявність тих чи інших елементів сигналізації та управління залежить від того, яке обладнання встановлено в шафі і які захисту для нього необхідні. Поділ шафи на кілька незалежних відсіків дозволяє локалізувати раптово виниклу аварію, не допустити її поширення, а також забезпечує зручність і безпеку обслуговування осередку комплектного РП.

## 1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Існуюча електрична частина підстанції

Підстанція 110/10 кВ являється діючою і знаходиться на експлуатації. Споживачами підстанції є промислові підприємства та комунально-побутові споживачі.

По надійності електропостачання, згідно з ПУЕ, на підстанції присутні електроприймачі, які можуть бути віднесені до споживачам I, II і III категорії по надійності електропостачання. Споживання споживачів здійснюється від розподільного пристрою напругою 10 кВ підстанції по кабельних (КЛ) та повітряним лініях (ПЛ) електропередачі. З боку 110 кВ споживання ПС здійснюється від двох одноланцюгових ПЛ, які виконані відгалуженнями від ліній ПЛ 110 кВ.

Проведення реконструкції ПС 110/10 кВ необхідно для надійного забезпечення електропостачання мікрорайонів міста і селища, об'єктів охорони здоров'я (лікарні та поліклініки), десять об'єктів освіти (Середні і вищі навчальні заклади, школи і дитячі сади), інфраструктура інженерних мереж - 18 об'єктів та промислові підприємства.

Підстанція в своєму складі має:

- відкритий розподільчий пристрій (ВРП) 110 кВ, який виконано за спрощеною схемою «з віддільниками в ланцюгах трансформаторів і неавтоматической ремонтної перемичкою». Для відключення струмів короткого замикання, на підстанції не передбачена установка комутаційних апаратів - високовольтних вимикачів, тому при виникненні короткого замикання підстанція відключається вимикачами встановленими на головній (живильної) підстанції.
- закритий розподільний пристрій (ЗРП) 10 кВ виконано по схемою дві секціоновані системи шин, так як на підстанції на даний час встановлено два силових трансформатора марки ТРДН 25000/110 які мають розщеплену обмотку низької напруги. Кожна секція шин ЗРП-10 кВ підключена до силового трансформатору.



При реконструкції ЗРП 10 кВ, підстанції необхідно розглянути питання заміни існуючих комірок і обладнання на сучасні, так як через відсутність запасних частин їх обслуговування ускладнюється, що негативно впливає на надійності електропостачання споживачів.

Зважаючи на дефіцит потужності, вивід в ремонт силового обладнання підстанції не можливе, це пов'язане з великим обсягом оперативних перемикачів по перекладу навантаження на інші мережі живлення. При цьому терміни проведення ремонтних робіт і технічного обслуговування обладнання, зважаючи на великий обсяг перемикачів, скорочуються на 30-50%. Даний факт негативно позначається на його технічний стан.

Так як підстанція знаходиться в експлуатації, то питання її реконструкції повинне бути розглянуто окремо. Для того, щоб не виконувати відключення споживачів вивід в ремонт однієї з повітряної лінії 110 кВ можна виконати тільки в години добового мінімуму навантажень - нічний час.

Секціонування систем шин 10 кВ підстанції виконано секційними вимикачами марки ВМК-10-20 / 1250. Живлення кожної секції виконано через вступні вимикачі ВМК-10-20 / 1250. Живлення споживачів здійснюється через вимикачі ВМК-10-20 / 630. Всі перераховані вимикачі фізично і морально застаріли і як було сказано вище існує проблема відсутності запасних частин і проведення їх ремонту та обслуговування, тому необхідно виконати їх заміну на більш сучасні.

На підстанції 110/10 кВ використовується змінний оперативний струм напругою 380/220 В, живлення здійснюється від трансформаторів власних потреб, через щит власних потреб (ЩВП). Існуючий ЩВП складається з 2 панелей. Живлення трансформаторів власних потреб виконано від секцій розподільного пристрою 10 кВ.

Так як на підстанції виконується комплексна заміна обладнання розподільного пристрою 110 кВ, то при розробці проекту необхідно розглянути, в місцях установки нового обладнання, реконструкцію заземлювального пристрою.

Оперативне обслуговування ПС здійснюється оперативно-виїзними бригадами. До складу оперативно-виїзної бригади входять два чергових

електромонтера і один ІТП- контролюючий. старший електромонтер повинен мати групу з електробезпеки не нижче IV, решта персонал-групу III.

Проведений аналіз обладнання підстанції 110/10 кВ показав наступні недоліки схеми підстанції:

1. Вентильні розрядники, установлені на підстанції, морально і фізично застаріли, що може привести до виходу з ладу або пошкодження дорогого обладнання на підстанції при що виникають перенапруги.

2. Схема розподільного пристрою 110 кВ виконана з віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформатора не відповідає сучасним вимогам забезпечення надійності живлення споживачів і не допускається на сучасних об'єктах.

3. Фізичний знос високовольтного обладнання може служити причиною підвищеної аварійності на об'єкті, що негативним чином позначається на надійності електропостачання споживачів, підключених до підстанції 110/10 кВ.

## **1.2 Технічні умови реконструкції понизительной підстанції**

Відповідно до технічних умов (ТУ) при виконанні проекту реконструкції електричної частини підстанції повинні бути розглянуті наступні етапи:

- Виконати заміну високовольтного обладнання на стороні 110 кВ підстанції;
- Виконати розрахунок, який показує необхідність заміни силових трансформаторів Т1 і Т2 типу ТРДН-25000/110
- При реконструкції РП 10 кВ виконати заміну КРП на сучасне з урахуванням технічних вимог, що пред'являються до електроустаткування, що встановлюється на знижувальних підстанціях.
- Забезпечити обов'язкову установку ОПН натомість вентильних розрядників, згідно з ПУЕ.

### 1.3 Технічні рішення при проведенні реконструкції

При реконструкції електричної частини ПС 110/10 кВ необхідно застосувати наступні рішення:

- ВРП 110 кВ виконати за схемою «Два блоки з вимикачами і неавтоматической перемичкою з боку ліній», рисунок 1.1.
- Встановити елегазові високовольтні вимикачів в ВРП 110 кВ;
- Все обладнання РП 110 кВ і 10 кВ замінити;
- встановити ОПН в РП 110 кВ, 10 кВ

При виборі обладнання перевага повинна віддаватися обладнанню українського виробництва, що дасть незаперечну перевагу на етапах замовлення і доставки обладнання, а також дозволить виконати своєчасний монтаж і налагодження обладнання. У наступному це позначиться на доступності запасних частин, що знизить експлуатаційні витрати організації експлуатуючої дану підстанцію.

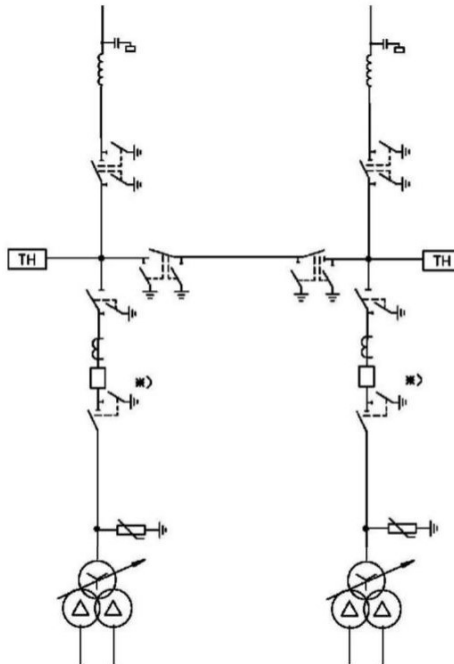


Рисунок 1.1 - Схема РП 110 кВ після реконструкції

## 2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Визначення електричних навантажень підстанції 110 кВ

Згідно плану перспективного розвитку та заявками на технологічне підключення, а також представлені в таблиці 2.1 необхідно побудувати прогнаний графік повної потужності проектованої підстанції. Упорядкований річний графік підстанції представлений на рисунку 2.1.

Таблиця 2.1 - План підключення потужностей до ПС 110 кВ.

Район застройки	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Ввод коммунальной нагрузки в южном районе г. Балаково	47,0	47,0	47,0	49,0	49,4

Згідно річного упорядкованого графіка повної потужності підстанції, рисунок 1.2, повна потужність підстанції складає:

$$S_{max}^{ПС} = 49,39 \text{ МВА.}$$

Так як на підстанції встановлено два силових трансформатора марки ТРДН і потужність 25 МВА, то за умови рівномірного розподілу навантаження між Т1 і Т2, завантаження силові трансформатори працюватимуть з коефіцієнтом завантаження рівному:

$$k_3 = \frac{S_{max}^{ПС}}{2 \cdot S_T^{НОМ}} = \frac{49,39}{2 \cdot 25} = 0,9878$$

де  $S_T^{НОМ}$  – повна номінальна потужність встановленого трансформаторів;

$S_{max}^{ПС}$  – повна максимальна потужність підстанції.

Значення  $k_3$  перевищує допустимий, тому в проекті повинен бути розглянуто питання заміни силових трансформаторів підстанції.

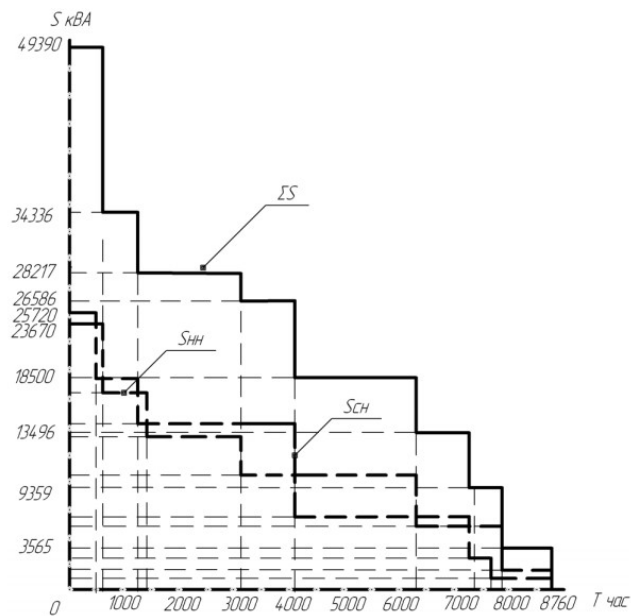


Рисунок 2.1 – Річний графік споживання потужності в 2021 році в день зимового максимуму

## 2.2 Вибір силових трансформаторів підстанції

До підстанції виконано підключення споживачів I, II і III категорій надійності електропостачання. Потужність трансформатора для установки на підстанції повинна відповідати наступній умові:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{max}} \cdot K_{\text{I-II}}}{1,4 \cdot (n-1)} \quad (2.1)$$

де  $S_{\text{max}}$  – повна максимальна потужність підстанції;

$K_{\text{I-II}}$  – коефіцієнт участі споживачів першої і другої категорій надійності електропостачання, приймаємо рівним 0,85.

Підставляємо значення у формулу (2.1):

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{max}} \cdot K_{\text{I-II}}}{1,4 \cdot (n-1)} = \frac{49,4 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2-1)} = 30 \text{ МВА.}$$

Відповідно до стандартної шкалою потужностей силових трансформаторів Як варіанти заміни силових трансформаторів приймемо перши варіант з

установкою двох трансформаторів - ТРДН-32000/110/10, другий варіант з установкою двох трансформаторів - ТРДН-40000/110/10 і третій варіант з установкою двох трансформаторів ТРДН-63000/110/10.

Виконаємо перевірку коефіцієнтів завантаження для трьох варіантів силових трансформаторів, згідно коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі роботи повинен перебувати в межах:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (2.2)$$

Для першого варіанту з  $n = 2$ , силовими трансформаторами потужністю 32 МВА, коефіцієнт завантаження:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 32} = 0,77$$

де  $S_T$  – повна номінальна потужність нового трансформатора.

Для другого варіанту з  $n = 2$ , силовими трансформаторами потужністю 40 МВА, коефіцієнт завантаження:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 40} = 0,61$$

Для третього варіанту з  $n = 2$ , силовими трансформаторами потужністю 63 МВА, коефіцієнт завантаження:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 63} = 0,39$$

Розрахунки коефіцієнтів завантаження для трьох варіантів установки силових трансформаторів і перевірка згідно з умовою (2.2) показує, що варіант з установкою двох силових трансформаторів марки ТРДН 40000/110/10 є

оптимальним, так як єдиний задовільнює умові (2.2). Виходячи з цього з подальшого розгляду виключаємо варіанти 1 і 3, а для подальшої установки на підстанції, приймаємо два силових трансформатора марки ТРДН - 40000/110/10.

Таблиця 2.2 – Дані силового трансформатора ТРДН 40000/110/10

	S <sub>ном.тр.</sub> , МВА	Каталожні дані					
		Номінальні напруги обмоток СТ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	U <sub>х</sub> , %
		Обмотка ВН, кВ	Обмотка НН, кВ				
ТРДН 40000/110/10	40	115	10,5	10,5	160	34	0,7

### 2.3 Розрахунок струмів короткого після реконструкції

Розрахункові значення струмів короткого замикання залежать в першу чергу від розрахункової схеми, яка може бути обрана на підставі прийнятих технічних рішень проектувальником. Виходячи з практичного досвіду, схемні рішення ускладнюють, для того, щоб виявити найгірші умови режиму роботи електромережі. Схемні рішення впливають на величини опорів в схемах заміщення, дані величини залежать від встановленого обладнання в електромережі, а також від схеми з'єднання струмопровідних елементів. Все це накладає підвищені вимоги до вибору розрахункових схем для розрахунків струмів короткого замикання.

На наступній сторінці приведена схема заміщення підстанції для розрахунків токів КЗ ПС 110/10 кВ

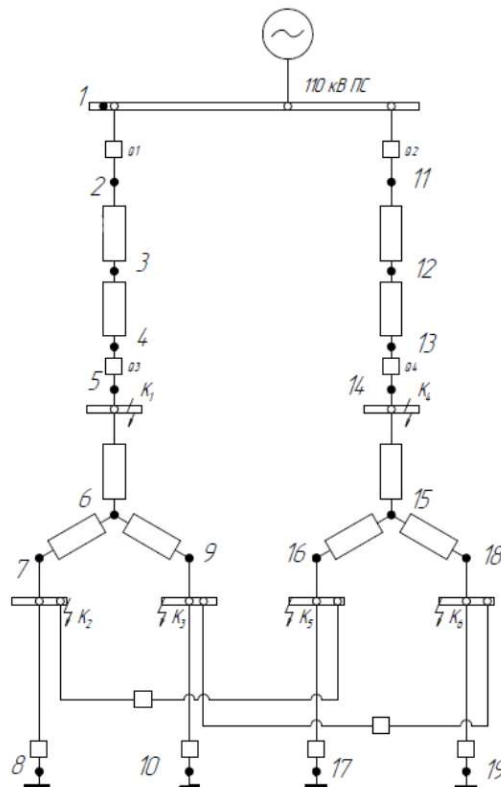


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема мережі 110 і 10 кВ для розрахунку струмів КЗ

Всі параметри елементів електричної мережі визначаються 26 конструктивними особливостями і внутрішніми опорами на підставі наявних паспортних даних попереднього обраного обладнання.

Приймаємо базисні умови:

$$S_0 = 1000 \text{ MVA}$$

Розраховуємо струм КЗ на шинах 110 кВ, при живленні від зовнішньої системи електропостачання.

Опір системи визначаємо за формулою:

$$x_{*б,с} = \frac{S_0}{S_k} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ в. о.}$$

де  $S_0$  – повна базисна потужність;



$S_k$  – потужність короткого замикання на шинах системи.

Розраховуємо опір трансформатора згідно номінальним даними:

$$x_{*6,ТВ} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном\ T}} \quad (2.3)$$

де  $U_{к.в.} = 1,314\%$  (для трансформатора  $S_{ном} = 40$  МВА).

Підставимо значення у формулу (2.3):

$$x_{*6,ТВ} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,41$$

$$x_{*6,ТН1} = x_{*6,ТН2} = \frac{U_{к.н1.}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном\ T}} \quad (2.4)$$

де  $U_{к.н.1} = U_{к.н.2} = 18,375\%$  (для трансформатора  $S_{ном} = 40$  МВА ).

Підставимо значення у формулу (2.4):

$$x_{*6,ТН1} = x_{*6,ТН2} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 5,74.$$

Розрахуємо опір ПЛ 110 кВ живильної підстанцію від зовнішньої системи електропостачання:

$$x_{*6,л} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{ср}^2}; \quad (2.5)$$

де  $U_{ср}^2$  – середня напруга тієї ступені розрахункової схеми, на якій знаходиться точка КЗ;

$x_{уд}$  – питомий опір лінії;

$l$  – довжина лінії.

Підставляємо значення у формулу (2.5):

$$x_{*б,л} = 0,4 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13$$

Для ПС 110 кВ струм трифазного короткого замикання в точці К1 на шинах ВН складає:

$$\begin{aligned} x_{*рез(б)} &= x_{*б,с} + x_{*б,л}; \\ x_{*рез(б)} &= 0,2 + 0,13 = 0,33. \\ I_б &= \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \end{aligned} \quad (2.6)$$

де  $U_б$  – базисна напруга.

Підставляємо значення у формулу (2.6):

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Значення аперіодичної складової струму короткого замикання в початковий момент часу:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б; \quad (2.7)$$

де  $E''_{*б} = 1$  – ЕРС джерела.

Підставляємо значення у формулу (2.7):

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 15,2 \text{ кА.}$$

Виходячи з отриманих результатів визначимо ударний струм короткого замикання для визначення найбільш важкого режиму к.з. при трифазному к.з.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.} \cdot k_{уд}; \quad (2.8)$$

де  $k_{уд} = 1,8$  – ударний коефіцієнт.

Підставляємо значення у формулу (2.8):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 33,47 \cdot 1,8 = 38,3 \text{ кА},$$

$$\begin{aligned} x_{*рез(б)} &= x_{*б,с} + x_{*б,л} + x_{*б,ТВ} + x_{*б,ТН1,2} + x_{*б} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 \\ &= 10,01. \end{aligned}$$

Для приведення струму трифазного КЗ в точці К2 визначимо базисний ток на шинах ВН підстанції 110/10 кВ, який буде дорівнює:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}$$

Користуючись схемою заміщення мережі, для розрахунку струмів КЗ розрахуємо значення аперіодичної складової струму короткого замикання в початковий момент часу в точці К2:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез(б)}} \cdot I_6 = \frac{1}{10,01} \cdot 91,75 = 9,17 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,17 \cdot 1,96 = 25,33 \text{ кА},$$

де  $k_{уд} = 1,96$  – ударний коефіцієнт.

Дані розрахунків струмів к.з. зведені в таблицю нижче.

Таблиця 2.3 – Дані розрахунків струмів к.з. для підстанції ПС 110/10.

Шини	Место КЗ	U <sub>н</sub> , кВ	Куд	I <sub>кзвн</sub> , кА	I <sub>кзнн</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА
ВН	К1	115	1,8	15,2	-	38,3
НН	К2	6,3	1,96	-	14,1	25,33

За отриманими результатами проведемо вибір і компоновання обладнання електричної частини понизительной підстанції. Також на підставі отриманих значень струмів короткого замикання, можна зробити висновок, що розташування підстанції в енергосистемі перебувати поза зоною з граничними струмами короткого замикання, що спрощує процес вибору комутаційного обладнання, так як значення ударного струму не перевищує 40 кА (стандартне гранична можливість відключення струмів короткого замикання вимикачами) і відповідно, не потрібні спеціальна опрацювання заходів по зниження струмів КЗ на стороні 110 кВ і 10 кВ

## 2.4 Компонування обладнання електричної частини ПС 110 кВ

### 2.4.1 Вихідні дані для вибору обладнання

Згідно з вимогами ПУЕ, проведемо розрахунок номінального тривалого струму:

$$I_{max}^{ВН} = 1,4 \cdot \frac{S_{max}}{3 \cdot U_{ВН}}, \text{ А} \quad (2.9)$$

де  $U_{ВН}$  – напруга на високій стороні.

Підставляємо значення у формулу (2.9):

$$I_{max}^{ВН} = 1,4 \cdot \frac{40}{3 \cdot 110} \cdot 10^3 = 294,3 \text{ А}$$

Тривалий струм на стороні НН:

$$I_{max}^{НН} = 0,7 \cdot \frac{S_{max}}{3 \cdot U_{НН}}, \text{ А} \quad (2.10)$$

де  $U_{НН}$  – напруга на низькій стороні.

Підставляємо значення у формулу (2.10):

$$I_{max}^{НН} = 0,7 \cdot \frac{40}{3 \cdot 10,5} \cdot 10^3 = 2570 \text{ А.}$$

#### 2.4.2 Компонування ВРП-110 кВ високовольтними вимикачами

Вимикач вибирається виходячи з зіставлення його параметрів, які підтверджені в ході випробувань високовольтних випробувань заводом виробником з характеристиками мережі в місці установки вимикача в нормальних і аварійних режимах.

Вимикачі вибирають по номінальним параметрам.

Перевіряються на термічну і динамічну стійкість.

А також визначаємо максимальний струм, що протікає через вимикач в аварійному або ремонтному режимі.

Для комплектування ВРП 110 кВ розглянемо два типи елегазових вимикачів:

- колонковий вимикач ВГТ-110-40/2000У1
- баковий вимикач ВЕБ-110-31,5/1600 У1

Дані вимикачі за своїми технічними характеристиками не відрізняються один від одного, єдина відмінність складає в габаритних розмірах і можливості установки вбудованого трансформатора струму в ввода вимикача ВГБ-110-31,5/1000 У1.

Виходячи з вище перерахованого до комплектування ВРП-110 кВ приймемо ВЕБ-110-40 / 1600У1.

Умова перевірки на стороні ВН:

$$i_{max} \geq i_{уд}$$

$$I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.} \geq I_{к}^2 \cdot t_{к}$$

де  $t_{к}$  – час протікання струму трифазного КЗ, до відключення вимикача;

Таблиця 2.4 – Розрахункові значення при виборі елегазового вимикача 110 кВ

Умова вибору вимикача	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	115 кВ
$I_{нр} > I_{расч}$	300 А	1600 А
$I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.} \geq I_{к}^2 \cdot t_{к}$	15,2 кА <sup>2</sup> с	100 кА <sup>2</sup> с
$i_{уд} < i_{пр.с}$	38,3 кА	40 кА

Обраний вимикач відповідає всім вимогам.

### 2.4.3 Компонування ВРП 110 кВ роз'єднувачами

Роз'єднувачі застосовуються для відключення і включення ланцюгів без струму і створення видимого розриву ланцюга в повітрі. між силовими вимикачем і лінійним роз'єднувачем повинні передбачатися механічна і електромагнітна блокування, що не допускають відключення роз'єднувача при включеному вимикачі, коли в ланцюзі протікає струм навантаження.

Таблиця 2.5 – Умови вибору роз'єднувача типу РГН.2-110.ІІ / 1000-40 УХЛІ.

Умова вибору роз'єднувача	Розрахункові дані	Каталожні дані

Кінець таблиці 2.5

$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	115 кВ
$I_{нр} > I_{расч}$	300 А	1600 А
$I_{Т.С.}^2 * t_{Т.С.} \geq I_{к}^2 * t_{к}$	15,2 кА <sup>2</sup> с	100 кА <sup>2</sup> с
$i_{уд} < i_{пр.с}$	38,3 кА	40 кА

Обраний роз'єднувач відповідає всім вимогам.

#### 2.4.4 Компонування ВРП 110 кВ трансформаторами струму

Вимірювальними трансформаторами струму (ТС) називаються трансформатори, призначені для перетворення струму для безпечного і зручного значення, використовуваного засобами захисту і вимірювання. Компонуємо ВРП 110 кВ трансформаторами струму різної конструкції.

Таблиця 2.6 – Умови вибору ТС.

Умова вибору ТС	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
$I_{нр} > I_{расч}$	300 А	100-200-400 А
$I_{Т.С.}^2 * t_{Т.С.} \geq I_{к}^2 * t_{к}$	15,2 кА <sup>2</sup> с	63 кА <sup>2</sup> с
$i_{уд} < i_{пр.с}$	38,3 кА	40 кА

Таблиця 2.7 – Технічні дані трансформаторів струму ТОГФ-110П УХЛ1.

Технічні дані	Найменування параметру
1-5	Клас точності вторинних обмоток для вимірювань

Кінець таблиці 2.7

0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5	Клас точності вторинних обмоток для захисту
5P; 10P	Номінальний первинний струм, А
400 (200, 100)	Номінальний вторинний струм Іном, А

Таблиця 2.8 – Умови вибору ТС в класі напруги 110 кВ і 10 кВ.

Умова вибору роз'єднувача	Розрахункові дані	Каталожні дані
Номінальна напруга		
$U_{уст} > U_{ном}$	110 кВ 10 кВ	110 кВ 10 кВ
Тривалий номінальний струм		
Силовий трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$ , в лінії 110 кВ Силовий трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$ , в лінії 10 кВ	294,3 А 2750 А	400/5 А 3000/5 А
Секційний вимикач $I_{max} \leq I_{ном}$ , в лінії 10 кВ	2750 А	3000/5
Номінальний струм динамічної стійкості		
$i_y < i_{дин}$	38,3 кА	63 кА
Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість)		
$B_k \leq I_{тер} \cdot t_{тер}$	15,2 кА <sup>2</sup> с	2883 кА <sup>2</sup> с

Кабель з перетином жили 2,5 мм<sup>2</sup> приймаємо до прокладання ланцюгів РЗіА.



### 2.4.5 Компонування ВРП-110 кВ трансформаторів напруги

Трансформатори напруги потрібні для вимірювання напруги, а також для захисту, автоматики і засобів обліку електроенергії. ТН встановимо однофазні, в кожену фазу по одному ТН.

ВРП-110 кВ компонуємо трансформатором напруги марки НКФ-110-83.

Вторинне навантаження трансформатора напруги складає:

$$S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ ВА}$$

### 2.4.6 Вибір обмежувача перенапруги для ВРП 110 кВ

Вибір обмежувачів перенапруги (ОПН) будемо проводити за номінальними параметрами

Таблиця 2.9 – Технічні дані обмежувачів перенапруги на 110 кВ

Умова параметрів мережі	Технічні характеристики ОПН
ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1	
Клас напруги мережі	
110	121
Номінальна напруга ОПН, кВ	
115	115
Номінальний розрядний струм, кА	
10	40

### 2.5 Вибір обладнання ЗРП 10 кВ

Відповідно до типових технічними рішеннями для підстанцій 6-110 кВ буде встановлено обладнання КРП 10 кВ.

Застосування даних осередків забезпечить відповідність вимогам завдання. Також дані осередки відповідають не тільки всім сучасним технічним і технологічним вимогам, а також мають високу ступінь захисту оперативно-

ремонтного персоналу від помилкових дій, що забезпечує високу ступінь безпеки, при цьому наглядна схема, виконана в даних комірках, дозволяє візуально визначити оперативний стан комутаційних апаратів, що є однією з переваг даного електрообладнання в експлуатації.

### **2.5.1 Компонування КРП вимикачами 10 кВ**

Усередині шафи КРП знаходяться вакуумні вимикачі типу ВВУ-10-20 / 2500У2 з пружинним приводом, виберемо вакуумні вимикачі по номінальним параметрам, а також перевіряють на термічну і динамічну стійкість.

Значення номінальних параметрів комутаційного обладнання вибираємо з ряду стандартних значень.



Рисунок 2.3 – КРП з вимикачем типу ВВУ-10-20 / 2500У2

### **2.5.2 Компонування КРП трансформаторами струму 10 кВ**

Компонуємо КРП трансформаторами струму типу ТОЛ-10.

Таблиця 2.10 – Розрахункові і каталожні дані трансформатора струму ТОЛ - 10 кВ.

Розрахункові дані	Каталожні дані ТОЛ-10 кВ
$U_{уст} \leq U_{ном}, 10 \text{ кВ}$	10 кВ
$I_{мах} = 2055 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{уд} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ А}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Опір підключаються контрольних кабелів:

$$r_{пров} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Для ТОГФ - 110 кВ повне допустимий опір вторинної ланцюга становить  $z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом.}$

$$r_{пров} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Приймаються перетин кабелю S - 4мм<sup>2</sup>.

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Опір вторинної навантаження одно:

$$r_2 = 0,184 - 0,74 - 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

### 2.5.3 Компонування КРП трансформаторами напруги 10 кВ

Приймаємо щодо встановлення в КРП трансформатори напруги типу НАЛІ-10.

Обраний трансформатор напруги НАЛІ-10 кВ має номінальну потужність в класі точності 0,5, необхідному для приєднання лічильників, 75 ВА.



Рисунок 2.4 - Зовнішній вигляд НАЛІ-10 кВ для встановлення в КРП

### 3. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Вступ до економічного розділу

У основній частині дипломного проекту було розраховано реконструкцію підстанції 110/10 кВ, а також обладнання яке буде встановлено. Проведення реконструкції ПС 110/10 кВ необхідно для надійного забезпечення електропостачання споживачам .

В економічній частині будуть розраховуватися економічні показники проекту, до яких, входять:

- капітальні вкладення на спорудження підстанції;
- відрахування від капітальних витрат на експлуатацію підстанції та амортизаційні відрахування;
- вартість втрат електричної енергії;
- експлуатаційні витрати.

Розрахунок виконується для всього обладнання підстанції, до якого, відносяться силові трансформатори, комплектний розподільчий пристрій, елегазові вимикачі, обмежувачі перенапруги та ін. Для розрахунку вартості доставки обладнання, місце розташування підстанції було прийнято в дніпропетровській області.

#### 3.2 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальних вкладень на реконструкцію підстанції виконаємо за показниками вартості її основних елементів.

Капітальні витрати на здійснення запропонованого варіанту розраховуються за формулою:

$$K = K_{об} + Z_{тзс} + Z_{мн} + Z_{пр} \quad (3.1)$$

де  $K_{об}$  – вартість обладнання, тис. грн;

$Z_{тзс}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати, тис. грн;

$Z_{мн}$  – витрати на монтажну-налагоджувальні роботи, тис. грн;

Зпр – інші одноразові вкладення грошових коштів, тис.грн.

Розрахунок вартості обладнання наведено в таблиці 3.1 згідно даних заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.1 – Розрахунок капітальних витрат.

Найменування	Тип	Ціна, тис. грн/шт (км, м)	Кількість, шт (км, м)	Загальна вартість обладнання, K <sub>об</sub> (тис. грн)
Комплектна трансформаторна підстанція	ТРДН 40000/110/10	3002,6	2	6005,2
Елегазовий вимикач	ВЕБ-110-31,5/1600 У1	1801,5	2	3603
Роз'єднувач	РГН.2-110.ІІ / 1000-40 УХЛ1	210,02	2	420,04
Трансформатор струму	ТОГФ-110ІІ УХЛ1	131,2	6	787,2
Трасформатор напруги	НКФ-110-83	65	6	390
Обмежувач перенапруги	ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1	22,7	6	136,2
Комплексний розподільчий пристрій	КРП (EDS)	550	1	550
<b>ВСЬОГО:</b>				11891,64

Таблиця 3.2 – Транспортно-заготівельні витрати.

Найменування	Місце відправлення вантажа	Вартість доставки, тис. грн
--------------	----------------------------	-----------------------------

Кінець таблиці 3.2

Комплектна трансформаторна підстанція	Запоріжжя	30
Елегазовий вимикач	Харків	1,6
Роз'єднувач	с. Чаплі (Дніпропетровська область)	0
Трансформатор струму	Кривий Ріг	1,2
Трансформатор напруги		
Обмежувач перенапруги		
Комплексний розподільчий пристрій	с. Чаплі (Дніпропетровська область)	0
Загальна вартість доставки: 31,3 тис. грн		

Складські витрати враховуються у вигляді місячної арендної плати у розмірі 15 тис.грн

Тоді транспортно-заготівельні і складські витрати складатимуть, тис. грн:

$$Z_{\text{тзс}} = 31,3 + 15 = 46,3$$

Витрати на монтажні-налагоджувальні роботи:

$$Z_{\text{мн}} = \sum(C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{\text{см}} \cdot K_{\text{пр}}, \quad (3.2)$$

де  $C_i$  – чисельність працівників  $i$ -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника  $i$ -го розряду, грн.;

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

$K_d$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{\text{см}}$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

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

$$Z_{\text{мн}} = (10 \cdot 60 \cdot 334) \cdot 1,25 \cdot 1,3 \cdot 0,8 = 171,6 \text{ тис. грн}$$

В інших одноразових вкладеннях грошових коштів ( $Z_{\text{пр}}$ ) потрібно розрахувати вартість спеціального одягу та взуття для робітників, тис.грн:

$$Z_{\text{пр}} = 10 \cdot 1500 = 15 \text{ тис. грн}$$

Основні капітальні вкладення в мережу, що проектується, складають:

$$K = 11891,64 + 46,3 + 171,6 + 15 = 12124,54 \text{ тис. грн}$$

### 3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Річні експлуатаційні витрати:

$$C = C_a + C_T + C_e + C_{\text{пр}}, \text{ грн.} \quad (3.3)$$



де  $C_a$  – амортизаційні відрахування;

$C_T$  – витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж;

$C_e$  – вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії;

$C_{пр}$  – інші експлуатаційні витрати.

$$C = 2325,5 + 594,58 + 1939,5 = 4859,58 \text{ тис. грн.}$$

### 3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Вартість основних засобів і нематеріальних активів, тис. грн:

$$\Phi_a = \Phi_n - Л, \quad (3.4)$$

де  $\Phi_n$  – первісна вартість об'єкта основних засобів;

$Л$  – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

$$\Phi_a = 12124,54 - 500 = 11624,54 \text{ тис. грн.}$$

Норма амортизації, %:

$$H_a = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n * T_n} \cdot 100\% \quad (3.5)$$

де  $T_n$  – амортизаційний період.

$$H_a = \frac{11624,54}{12124,54 \cdot 5} \cdot 100\% = 19,18 \%$$

Річні амортизаційні відрахування, тис.грн:

$$AO = \frac{\Phi_n \cdot H_a}{100}, \quad (3.6)$$

$$AO = \frac{12124,54 \cdot 19,18}{100} = 2325,5 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок капітальних витрат на електрообладнання та амортизаційних відрахувань наведено в таблиці 3.2. Дані для розрахунків приведено на основі прайс-листів заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.3 – Розрахунок амортизаційних відрахувань.

Найменування	Капітальні витрати, тис. грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн.
Об'єкт: підстанція 110/10	12124,54	19,18	2325,5

### 3.3.2 Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, запасні блоки, визначено у відсотках від капітальних витрат.

Витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт:

$$I_e = I_{0л} + I_{0пс},$$

де  $I_{0л}, I_{0пс}$  – витрати на ремонт і обслуговування ліній і підстанцій.

$$I_{0л} = 0,03 \cdot K_{л} = 0,03 \cdot 0 = 0 \text{ тис. грн};$$

$$I_{0пс} = 0,05 \cdot K_{пс} = 0,05 \cdot 11891,64 = 594,58 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{e+a} = (I_{o.l} + I_{o.pc}) = (0 + 594,58) = 594,58 \text{ тис. грн.}$$

### Вартість втрат електричної енергії:

– в цехових трансформаторах:

$$I_{\Delta A.T} = n_T \cdot (\Delta P_{xx} c_{оп} T_p + \Delta P_{кз} K_3^2 c_0 \tau),$$

де  $n_T$  – кількість трансформаторів;

$T_p$  – число годин роботи трансформатора на рік;

$c_{o.л}$  – питома вартість постійних втрат енергії.

Приймаємо:

$$c_{o.л} = 0,8 c_0 = 168 \text{ коп/ кВт·г.}$$

$$I_{\Delta A.T} = 2(34 \cdot 1,68 \cdot 8760 + 160 \cdot 0,63^2 \cdot 1,68 \cdot 3800) \cdot 10^{-3} = 1811,5 \text{ тис.грн.}$$

-в цеховій мережі:

$$Z_{\Delta A.M} \approx 128 \text{ тис. грн}$$

Сумарна вартість втрат електроенергії в мережі:

$$I_{\Delta A} = I_{\Delta A.T} + I_{\Delta A.M} = 1811,5 + 128 = 1939,5 \text{ тис. грн.}$$

### 3.4 Економічні показники проекту

Таблиця 3.4 – Економічні показники проекту.

Найменування показника	Одиниці виміру	Проектний варіант
------------------------	----------------	-------------------

Кінець таблиці 3.4

Капітальні витрати	тис.грн	12124,54
Сумарні експлуатаційні витрати	тис.грн	4859,58
Технічне обслуговування і поточний ремонт	тис.грн	594,58
Амортизаційні відрахування	тис.грн	2325,5

### Висновки по розділу

На основі технічних даних щодо прийнятого у спеціальному розділі основного електрообладнання цехової системи електропостачання виконано розрахунки капіталовкладень в проект реконструкції, які складуть 12124,54 тис. грн., та експлуатаційні витрати при обслуговуванні даної системи, які становлять 4859,58 тис. грн. При цьому вартість втрат електричної енергії складе 1939,5 тис. грн.

## 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 4.1 Охорона праці при виконанні монтажних робіт на території ПС

Оскільки ПС має дві живлюючі повітряні лінії, то при реконструкції ПС, буде постійно знаходитися в роботі одна секція 110 кВ і знеструмлена буде тільки та частина ЗРП на якій будуть проводитися роботи.

Усі роботи з реконструкції виконуються у відповідності з вимогами діючих нормативних актів з охорони праці (НПАОП).

Організація, яка виконує роботи, зобов'язана:

1. Перед проведенням робіт пройти вступний і первинний інструктажі.
2. Застосовувати спецодяг, спец взуття та інші засоби індивідуального захисту.
3. Самовільно не розширювати робочу зону або знаходитися за межами захисного огороження.
4. Виконувати вимоги інструктивних вказівок, отриманих при допуску.
5. Заборонити перебування на території ПС працівників з ознаками наркотичного або алкогольного сп'яніння (токсичного отруєння).
6. Застосовувати інструмент, пристосування та обладнання, відповідного вимогам нормативно-правових актів з охорони праці.
7. Переміщення вантажів виконувати згідно з ППР.
8. Розміщувати на ремонтних, технологічних майданчиках вантажі, не перевищують максимально допустиме навантаження на майданчик.
9. Заборонити куріння поза спеціально відведених місць.
10. Не забруднювати землі (території) шляхом потрапляння забруднюючих речовин або несанкціонованого складування (відходів, сировини, матеріалів, стоків і т.д.).
11. Не порушувати правил збору, тимчасового зберігання та вивезення відходів, що утворюються небезпечних речовин і матеріалів.

Допуск електромонтажників до робіт в діючих електроустановках здійснюється і оформляється у відповідності з вимогами діючих нормативних актів з охорони праці.

Підрядна організація зобов'язана забезпечити наявність персоналу з необхідною кваліфікацією для виконання монтажних робіт згідно проекту.

## 4.2 Електробезпека на ПС

Роботи, що виконуються на об'єкті є небезпечними внаслідок можливості ураження електричним струмом та можливості падіння працівників з висоти. У зв'язку з цим, роботи повинні виконуватися в строгій відповідності з ПТЕЕС і ПБЕЕС.

Працівники, що задіяні при ремонтних та експлуатаційних роботах, повинні мати навички та знання для безпечного виконання робіт, мати відповідну групу з електробезпеки, пройти навчання та перевірку знань з питань охорони праці (наказ №15 від 26.01.2005р. Держгірпромнагляду, Типове положення про інструктажі, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях, затверджених наказом МНС України №368 від 29.09.2003р.).

До робіт не допускаються особи, які не пройшли медичний огляд.

Безпека обслуговуючого персоналу при експлуатації обладнання забезпечується за рахунок спеціальних конструктивних рішень:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розміщення обладнання, що забезпечує його вільне обслуговування;
- захисного заземлення електроустановок;
- використання при виконанні будівельно-монтажних робіт машин та механізмів, в конструкції яких закладені принципи охорони праці.

Будівництво ділянок повітряних ліній поблизу діючих, що знаходяться під напругою, повинно виконуватись із дотриманням нормованих відстаней від проводів до працюючих машин і механізмів, їх належного заземлення та інших заходів, що забезпечують безпеку виконання робіт. В тих випадках, коли вимоги щодо відстані від елементів діючих електроустановок, що знаходяться під

напругою, до працюючих механізмів виконати неможливо, необхідно відключати і заземляти ці електроустановки. Кількість, тривалість і час таких відключень повинні бути вказані в проекті провадження робіт і погоджені енергопостачальною організацією.

При роботі в діючій електроустановці персоналу електромонтажних організацій заборонено виконувати роботи без зняття напруги поблизу струмоведучих частин і на струмоведучих частинах, що знаходяться під напругою.

Пожежна безпека забезпечується застосуванням негорючих конструкцій, заземленням устаткування, автоматичним відімкненням струмів короткого замикання, дотриманням нормативних габаритів та вимог ізоляційних матеріалів, виконанням відгалужень до введів в будівлю ізольованими проводами.

#### Захист персоналу від травмування

Забороняється при огляді обладнання однією особою проникати за огорожі, входити у комірki розподільчих пристроїв.

Неможна самостійно проводити будь-які роботи в електроустановках у вузьких місцях, тісних та недостатньо освітлених місцях поблизу струмоведучих частин.

Необхідно пам'ятати, що небезпечними для ураження людини електричним струмом є приміщення із струмопровідною підлогою (земля, бетон, метал та т. ін.), в яких відносна вологість перевищує 75%.

Запобігти травмам на виробництві можна, якщо дотримуватися таких правил:

- Не наближатися ближче, ніж 1 м до ізольованого від опори грозозахисного троса, не наближатися на відстань менше, ніж 8 м до проводу, що провисає, або обірваний;
- Не перебувати під гаком крану з підвішеним вантажем, а також під вантажем, що рухається по похилій площині;
- Не користуватися розсувними драбинами, що мають пошкодження;

- Не ставати на перила, кожухи муфт, трубопроводи та інші конструкції, що не призначені для проходу людей і не мають спеціальних поручнів та огорожі;
- Не палити у вибухонебезпечних місцях;
- Звертати увагу на попереджуючі знаки, плакати та огорожі;
- Не користуватися відкритим вогнем для огляду колодязів, тунелів, комірок;
- При наближенні грози припинити роботи та перейти у безпечне місце;
- Дотримуватися усіх правил техніки безпеки в електроустановках.

### 4.3 Розрахунок захисного заземлення

Мета розрахунку - визначити параметри заземлення: кількість, розміри і розміщення на плані об'єкта, що захищається, вертикальних і горизонтальних електродів.

Заземлювач передбачається виконати з горизонтальних полосових електродів та вертикальних електродів (стержневих) діаметром  $d=0,02$  м, довжиною  $l=5$  м, глибиною закладання електродів в землю  $h=0,8$  м.

Ґрунт в місці спорудження підстанції,  $b$  – суглинок, кліматична зона у якій знаходиться підстанція – 4.

Опір природних заземлювачів складає 25 Ом, опір заземлювача розтікання струму у відповідності до ПУЕ повинен бути для мережі 0,4 кВ не більше 4 Ом.

Розрахунковий питомий опір ґрунту для однорідного ґрунту:

$$p_{\text{розр1}} = p_m \cdot \psi_z \quad (4.1)$$

де  $p_m$  – опір ґрунту, Ом·м;

$\psi_z$  – коефіцієнт сезонності для вертикального і горизонтального електродів;

Підставляємо значення до формули (4.1):



$$p_{\text{розр1}} = 250 \cdot 1,2 = 300 \text{ Ом}$$

Розрахунковий опір ґрунту горизонтальної полоси визначаємо за формулою:

$$p_{\text{розр2}} = p_m \cdot \psi_2, \text{ Ом} \cdot \text{ м} \quad (4.2)$$

де  $\psi_2$  – кліматичний коефіцієнт для глибини 0,8 м;

Підставляємо значення до формули (4.2):

$$p_{\text{розр2}} = 250 \cdot 2,5 = 625 \text{ Ом} \cdot \text{ м}$$

Необхідний опір заземлюючого пристрою з врахуванням природного заземлення:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_3^n \cdot R_1}{R_1 - R_3^n} \quad (4.3)$$

де  $R_1$  – опір природних заземлювачів;

$R_3^n$  – припустимий опір розтіканню заземлюючого пристрою, згідно з ПУЕ

Підставляємо значення до формули (4.3):

$$R_{\Sigma} = \frac{4 \cdot 25}{25 - 4} = 4,762 \text{ Ом}$$

Опір одного вертикального заземлювача довжиною 5 м розраховуємо за формулою:

$$R_0 = \frac{0,366 \cdot p_{\text{розр}}}{l} \cdot \left( \log \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \log \frac{4t+l}{4t-l} \right), \text{ Ом} \quad (4.4)$$

де  $p_{\text{розр}}$  – розрахунковий опір вертикального заземлення, Ом;

$l$  – довжина вертикального заземлювача, м;

$d$  – діаметр вертикальних електродів, м;

$t = 0.8 + \frac{5}{2} = 3,3$  – відстань між електродами, м.

Підставляємо значення до формули (4.3), отримуємо:

$$R_0 = \frac{0,366 \cdot 300}{5} \cdot \left( \log \frac{2 \cdot 5}{0,02} + \frac{1}{2} \log \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) = 66,873 \text{ Ом}$$

Приймаємо, що електроди закладені по замкненому контуру згідно планування і знаходимо орієнтовну кількість заземлювачів за формулою:

$$n = \frac{R_0}{R'_3 \cdot \eta_t}, \text{ шт} \quad (4.5)$$

де  $\eta_t = 0,5$  – коефіцієнт використання ряду вертикальних заземлювачів.

Підставляємо значення до формули (4.5), отримуємо:

$$n = \frac{66,873}{4,762 \cdot 0,5} = 28,086 = 28 \text{ шт}$$

Довжина з'єднувальної горизонтальної полоси визначається за формулою:

$$ln = 1.05 \cdot a \cdot n, \text{ м} \quad (4.6)$$

де  $a$  – довжина вертикального заземлювача;

$n$  – кількість заземлювачів.

Підставляємо значення до формули (4.6):

$$ln = 1.05 \cdot 5 \cdot 28 = 147 \text{ м}$$

Опір полоси з врахуванням екранування визначаємо за формулою:

$$R_{nn} = 0.366 \cdot \frac{p_{\text{розр}}}{l_n \cdot \eta_t} \cdot \log \frac{2 \cdot l_n^2}{b \cdot h'}, \text{ Ом} \quad (4.7)$$

Підставляємо значення до формули (4.7):

$$R_{nn} = 0.366 \cdot \frac{625}{147 \cdot 0,5} \cdot \log \frac{2 \cdot 147^2}{0,045 \cdot 0,8} = 18,884 \text{ Ом}$$

Потрібний опір вертикальних заземлювачів за формулою (4.3):

$$R_k = \frac{18,884 \cdot 4,762}{18,884 - 4,762} = 6,368 \text{ Ом}$$

Остаточна кількість заземлювачів за формулою (4.5):

$$n = \frac{66,873}{6,368 \cdot 0,5} = 21,003 = 21 \text{ шт}$$

Перевірка відповідності за формулою:

$$R_d = \frac{1}{\frac{1}{R_k} + \frac{1}{R_{nn}} + \frac{1}{R_B}}, \text{ Ом} \quad (4.8)$$

де  $R_k$  – потрібний опір вертикальних заземлювачів, Ом;

$R_{nn}$  – опір полоси з урахуванням екранування, Ом;

$R_B$  – опір природніх заземлювачів, Ом.

Підставляємо значення до формули (4.8), отримуємо:

$$R_d = \frac{1}{\frac{1}{6,368} + \frac{1}{18,884} + \frac{1}{25}} = 4,0001 \text{ Ом}$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 21 заземлювачів дорівнює нормованому значенню 4 Ом. Додатково до контуру на території підстанції встановлюємо сітку з повздовжніх полос, розташованих на відстані 1м від обладнання з поперечними зв'язками через кожні 5м.

#### **4.4 Захист персоналу від дії хімічних факторів**

Виходячи зі складу обладнання та характеру виробництва відкритої розподільчої установки (автотрансформаторної групи) шкідливим є застосування у технологічному процесі горючої речовини – трансформаторного масла. Пари трансформаторного масла отруйні. Тому роботи проводяться короткочасно, працюють двоє, недопустиме попадання трансформаторного масла на відкриті ділянки шкіри.

Для захисту працюючих від впливу шкідливих хімічних речовин відкритої розподільчої установки (автотрансформаторної групи) передбачається своєчасне усунення причин забруднення повітря (недостатня герметичність обладнання та комунікацій, неефективна робота вентиляції).

Персонал, що здійснює оперативне, технічне і ремонтне обслуговування підстанції, має бути забезпечений спеціальним одягом, спеціальним взуттям і іншими засобами індивідуального захисту відповідно до ГКД 34.10.601-96 «Засоби захисту під час експлуатації енергоустановок. Норми річної потреби»

#### **4.5 Пожежні заходи**

Застосовувані в проекті рішення і обладнання, що встановлюється, не мають вибухо - чи пожежонебезпечних факторів, не призводять до зміни існуючих категорій приміщень за вибухо-пожежонебезпеки, будівництво нових будівель (приміщень) даним проектом не передбачено, тому протипожежні заходи прийняті на даний момент, згідно НАПБ В.01.034-2005/111 «Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України», на РП залишаються без змін і нові, додаткові, спеціальні протипожежні рішення проектом не передбачаються.

Кабельна продукція, використана в проекті, що відповідає вимогам пожежної безпеки, встановленим ДСТУ 4809:2007, і має додаткову маркіровку ідентифікаційних позначень за вимогами пожежної безпеки з позначенням стійкості до поширення полум'я, токсичності продуктів згоряння їх неметалевих елементів, димоутворювальної здатності під час тління їх неметалічних елементів, димоутворювальної здатності під час горіння, корозійної активності продуктів згоряння їх неметалічних елементів, цілісності ланцюгів в умовах стандартного температурного режиму, цілісності ланцюгів в умовах впливу полум'я, цілісності ланцюгів в умовах комбінованого впливу полум'я і механічного удару.

На підстанції присутні відкриті розподільчі пристрої, вони розміщуються на бетонних або металевих підставах. Відстані між елементами вибираються згідно з ПУЕ. На напрузі 110 кВ і вище під пристроями, які використовують для роботи масло (масляні трансформатори, вимикачі, реактори) створюються маслоприймачі - заповнені гравієм поглиблення. Цей захід спрямований на зниження ймовірності виникнення пожежі та зменшення пошкоджень при аварії на таких пристроях. Також територія, на якій розташовується ОРУ, в обов'язковому порядку огорожується.

На ПС передбачається застосування кабелів стійких до поширення полум'я згідно з вимогами розділу 2 ПУЕ: 2009, гл.2.3.39, п.10.2.6 НАПБ В.01.056-2013/111, (СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013), п.14.2.21 НАПБ В.01.034-2005/111.

Підстанція забезпечена первинними засобами пожежогасіння:

- пожежний щит 2 шт.
- ящик з піском місткістю 0,5 м<sup>3</sup> 13 шт.
- вогнегасники порошкові ОП -11 шт.

Згідно з НАПБ Б.07.005 підстанція за вибухопожежною та пожежною безпекою відноситься до категорії Г - негорючі речовини і матеріали в гарячому, розжареному або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променистого тепла, іскор і полум'я; горючі гази, рідини і тверді горючі речовини, які спалюються або утилізуються у вигляді палива.

### **Висновок**

У випускний кваліфікаційної роботі був виконаний проект реконструкції електричної частини підстанції. При выполнении проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ в работе рассмотрены решения обеспечивающие надёжное электроснабжение потребителей подстанции.

На першому етапі виконання випускної кваліфікаційної роботи був проведений комплексний аналіз підстанції. Застосовувана схема не відповідає сучасним вимогам і нормам і повинна бути замінена. Для заміни на підстанції обрана схема, рекомендована до застосування на тупикових і відгалужувальних підстанціях. Для ВРП 110 кВ застосована схема «Два блоки з вимикачами неавтоматической перемичкою з боку ліній». виконано аналіз обладнання підстанції показав, що всі обладнання морально і фізично застаріло і потребує комплексної заміни.

В даний час на підстанції встановлені силові трансформатори марки ТРДН з номінальною потужністю 25 МВА. Згідно з програмою розвитку мереж і планованого зростання навантажень підстанції, був побудований річний упорядкований графік повної потужності підстанції. Виходячи з графіка і була визначена максимальна потужність підстанції яка склала 49,4 МВА. Виконано розрахунок коефіцієнта завантаження існуючих силових трансформаторів потужністю 25 МВА і отримано, що трансформатори потужністю 25 МВА не зможуть впоратися із збільшеним навантаженням.

На підставі цього в роботі виконано розрахунок необхідної потужності силових трансформаторів. Згідно з цими розрахунками на підстанції необхідно встановити силовий трансформатор з потужністю більшою ніж 29,99 МВА. За стандартною шкалою потужностей силових трансформаторів до розгляду прийнято три варіанти установки. Перший з двома СТ ТРДН 32000/110/10, другий варіант з двома СТ ТРДН 40000/110/10 і третій варіант з двома СТ ТРДН 63000/110/10.

За результатами проведеного порівняння і оцінки варіантів установки силових трансформаторів, на підстанції пропонується встановити СТ ТРДН 40000/110/10.

Виконано розрахунок значень струмів короткого замикання на шинах підстанції. Результати розрахунку струмів КЗ використані при виборі і перевірці обладнання підстанції прийняте до установки на стороні 110 і 10 кВ.

При реконструкції підстанції проектом передбачається заміна системи змінного оперативного струму, на систему постійного оперативного струму, яка забезпечить більш високу надійність підстанції.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- 1) «Правила устройства электроустановок», «Энергия», 1987
- 2) Півняк Г.Г., Білий М.М., Бажін Г.М. «Електропостачання гірничих підприємств» 200
- 3) Неклепаев Б.Н. «Электрическая часть станции и подстанции», «Энергоатомиздат», 1984
- 4) Гольстрем В.А. «Справочник энергетика промышленных предприятий», «Техника», 1989
- 5) Півняк Г.Г. «Переходные процессы в системах электроснабжения», 2016
- 6) Чернобров Н.В. «Релейная защита», «Энергия», 1971
- 7) Зімін Е.Н. «Электрооборудование промышленных предприятий и установок», «Энергоиздат», 1981
- 8) Ополева Г.Н. «Схемы и подстанции электроснабжения», «Форум: Инфра-М», 2006
- 9) Гук Ю.К. «Проектирования электрической части станции и подстанции», «Энергоатомиздат», 1985
- 10) Ліпкін Б.Ю. «Электроснабжение промышленных предприятий и установок», «Высшая школа», 1981
- 11)
- 12) Рожкова Л.Д., Козулін В.С. «Электрооборудование станций и подстанций», 1985
- 13) Овчаренко А.С., «Справочник по электроснабжению промышленных предприятий», 1985
- 14) <https://silovoytransformator.ru/110kv/tdn-40000-110.htm>
- 15) <http://www.rzva.ua/modules/pages/files/12>
- 16) <https://www.ruscable.ru/info/pue/3-2.html>
- 17) <http://promservis.cn.ua/razryadniki-rvs-110.html>
- 18) <http://zva.zp.ua/doc/archivedoc/catalogs/RAZ.pdf>



- 19) <https://transformatory.pro/view-rynok/proizvoditeli/ufimskij-transformatornyj-zavod/>
- 20) <https://voltten.com/tlk-35-transformator-toka-izmeritelnyj-suxoj-opornyj/>
- 21) <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/127/000000628/attfile/tehnicheskoe-opisanie-transformatorov-toka-tfzm-110-b-iii-u1.pdf>
- 22) <https://10-110kv.com/p334932890-transformator-napryazheniya-znom.html>
- 23) <http://atrans.in.ua/transformator-tm-tmg-40-35-04/p194>
- 24) <https://zyabkin.com.ua/predohraniteli-i-derzhateli/nva-korenevo/1366/c170033/v4205/s1366/>
- 25) <https://uralen.ru/catalog/pred/group-32/253.html>
- 26) <http://promservis.cn.ua/razryadniki-rvs-110.html>
- 27) [http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komplektni-rozpodilchi-pristroi\\_1472626458/krp-35-kv\\_1472626364/ku35\\_1472626377.htm](http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komplektni-rozpodilchi-pristroi_1472626458/krp-35-kv_1472626364/ku35_1472626377.htm)
- 28) [https://www.czt.ru/tol\\_10.html](https://www.czt.ru/tol_10.html)
- 29) <https://elmisto.com.ua/p374791091-transformatory-napryazheniya-ntmi.html>
- 30) <http://www.nomek.ru/TM-50/10>
- 31) <https://keaz.ru/catalog/srednevoltnoe-obrudovanie-do-35kv/predohraniteli-visokovoltne/pkt-predohraniteli-visokovoltne/pkt/120494>
- 32) <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-bumajnoi-izolyaciei/aashv-10kv/kabel-aashv-3x25.html>
- 33) <https://elektrostandart.com/product/trasformatory/transformator-tdtn-10000-16000-110-u1-s-rpn/>
- 34) <http://zepg.com.ua/pcod000002247.html>
- 35) <https://linijaopory.ru/provod-as-240-32-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/>
- 36) <https://metall-holding.com.ua/khmelnyskyi/catalog/aluminij/polosa-aluminievaa/alum-polosa-40h4-ad31-t5>
- 37) <https://prom.ua/ua/p564979155-transformator-toka-tfzm>

- 38) <https://zyabkin.com.ua/predohranitel-plavkiy-visokovoltniy-pkt-101-10-20-125-u3-nva-korenevo-9410020104/p239740/>
- 39) <https://prom.ua/p675765373-predohranitel-pkn-011.html?&primelead=MC41Nw>
- 40) <https://prom.ua/p21902845-izolyator-opornyj-375>
- 41) <https://kiev.flagma.ua/uk/vakuumny-vyklyuchatel-vr35-o3297004.html>
- 42) <http://transform74.ru/tr/616A/1188/>
- 43) <https://zakupka.com/p/434551834-razedinitel-rdz-110-1000-i-ii/>