

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

з напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

на тему: «Використання засобів силової електроніки при керуванні

режимами розподільних мереж»

Виконав:

студент III курсу, групи ОЕ-п71

Дудко Кирило Дмитрович _____

Керівник:

д.т.н., проф. Попов В.А. _____

Консультанти:

Охорона праці _____

(назва розділу)

д.т.н., проф. Третьякова Л.Д. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль _____

(назва розділу)

ас. Прокопенко І.Д. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проекті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2020 року

Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Напрямок підготовки (програма професійного спрямування) –

6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Дудко Кирило Дмитрович

1. Тема проекту «Використання засобів силової електроніки при керуванні режимами розподільних мереж», керівник проекту д.т.н., проф. Попов В.А. затверджені наказом по університету від «21» травня 2020 р. №

2. Термін здачі студентом закінченого проекту “12” червня 2019 р.

3. **Вихідні дані до проекту:** Схема електропостачання міста, дані про навантаження повітряних ліній, дані про навантаження цеху промислового підприємства, довжини кабельних ліній.

4. **Перелік розділів, які мають бути розроблені**

а) електрична частина: - Вибір елементів системи електропостачання.

б) релейний захист: - Вибір елементів захисту електричної мережі.

в) охорона праці: - Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу засобів силової електроніки у ТП.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Схема електропостачання промислового району міста.
2. Внутрішньобудинкова розводка.
3. Визначення оптимальних точок розмикання електричної мережі 10 кВ.
4. Обґрунтування використання силової електроніки при керуванні режимами розподільної мережі.

6. Консультанти:

Розрахунок струмів к.з.: доц. Несен Л.І.

Релейний захист та автоматика: к.т.н., доц. Калінчик В.П.

Охорона праці: д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.

Нормоконтроль: ас. Прокопенко І.Д.

7. Дата видачі завдання “18” травня 2020 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проекту

студентом Дудко К.Д.
(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розробка першого розділу дипломного проекту.	20.05.-25.05.20	
2	Розрахунок електричної частини	25.05.20.-02.06.20	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	02.06.20.-04.06.20	
4	Розрахунок релейної частини	04.06.20.- 05.06.20	
5	Розробка розрахунків за тематикою дипломного проекту	06.06.20.-09.06.20	
6	Розробка заходів з охорони праці	09.06.20.-10.06.20	
7	Підготовка графічного матеріалу	10.06.20-14.06.20	
8	Захист дисертації	17.06.20	

Студент
Керівник проекту

К.Д. Дудко
д.т.н., проф. Попов В.А.

РЕФЕРАТ

Тема дипломної роботи «Використання засобів силової електроніки при керуванні режимами розподільних мереж» зі спеціальним питанням «Використання засобів силової електроніки при керуванні режимами розподільних мереж» складається з 135 сторінок основного матеріалу, налічує 30 рисунка, 69 таблиці, 35 бібліографічних найменування за переліком посилань, 4 креслення та 1 додаток.

Під час виконання дипломного проекту було проведено розрахунок навантажень промислового району міста, а саме промислового цеху і жилого району . Вибрано живлячі мережі до 1 кВ та вище 1 кВ, силові трансформатори, апарати захисту та автоматики. Проведено розрахунок струмів короткого замикання.

У якості спец питання було розглянуто вплив засобів силової електроніки встановлених в розподільні мережі 6, ... , 20 кВ на зниження втрат потужності в повітряних лініях. Розроблений розділ охорони праці.

Ключові слова: РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ, SOP, КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ, СТРУМ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ПОТОКИ ПОТУЖНОСТІ, ПОТОКОРОЗПОДІЛ.

ABSTRACT

Thesis topic "The use of power electronics in controlling the modes of distribution networks" with a special question "The use of power electronics in controlling the modes of distribution networks" consists of 135 pages of basic material, has 30 figures, 69 tables, 35 bibliographic titles on the list of links, 4 drawings and 1 appendix.

During the implementation of the diploma project, the loads of the industrial area of the city, namely the industrial shop and the residential area, were calculated. Supply networks up to 1 kV and above 1 kV, power transformers, protection devices and automation are selected. The calculation of short-circuit currents is carried out.

The influence of power electronics installed in 6,..., 20 kV distribution networks on the reduction of power losses in overhead lines was considered as a special issue. The section of labor protection is developed.

Key words: DISTRIBUTION NETWORKS, SOP, SWITCHING DEVICES, SHORT CIRCUIT CURRENT, POWER FLOWS, FLOW DISTRIBUTION.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
1 Загальні відомості про об'єкт дослідження	10
1.1 Загальні відомості про розподільні мережі.....	10
1.2 Вимоги до вибору оптимальних місць розмикання розподільних мереж на сучасному етапі розвитку електроенергетики	11
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА	13
2.1 Умови проектування	13
2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування	13
2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів	14
2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проектування	14
2.1.4 Характеристика джерела живлення	14
2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі.....	15
2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху	15
2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку	15
2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку	16
2.2.3 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на нарузі 0,4 кВ та внутрішнього освітлення	17
2.2.4 Розраховуємо загальну потужність цеху	25
2.2.5 Вибір трансформатора і батарей статичних конденсаторів на нарузі до 1000 В.....	28
2.2.6 Визначення центра навантаження об'єкту проектування	30
2.2.7 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення	31
2.3 Розрахунок живлячих і розподільчих мереж	36
2.3.1 Вибір схеми розподільчої мережі	36
2.3.2 Обґрунтування встановлення розподільчих пунктів високої напруги	36

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

2.3.3	Розрахунок розподільчих мереж 10 кВ.....	37
2.3.4	Розрахунок перерізу розподільчих мереж 0,4 кВ.....	44
2.3.5	Перевірка електричних мереж на відповідність вимогам до показників якості електричної енергії.....	53
2.4.1	Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії.....	53
2.4.2	Розрахунок зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії.....	55
2.5.1	Визначення розрахункових навантажень на різних ієрархічних рівнях електропостачальної системи	60
2.5.2	Вибір відгалужень розподільних трансформаторів.....	61
2.6	Визначення річних втрат електричної енергії в лінії 35 кВ і трансформаторах підстанції 35/10 кВ.....	68
2.6.1	Метод поелементних розрахунків.....	70
2.6.2	Метод числа годин максимальних втрат.....	76
2.7	Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі	78
2.7.1	Вибір апаратури живлячої мережі.....	78
2.7.2	Вибір апаратури розподільчої мережі.....	79
2.7.3	Вибір трансформаторів струму	80
2.8	Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів та живильних провідників за умов короткого замикання.....	82
2.8.1	Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ.....	82
2.8.2	Розрахунок струмів короткого замикання в мережах нижче 1000 В.....	96
2.9	Релейний захист та автоматика	102
2.9.1	Загальні вимоги до релейного захисту і автоматики в мережах 10/0,4 кВ.....	102
2.9.2	Вибір елементів релейного захисту і автоматики	103

2.9.3. Перевірка селективності елементів РЗА.....	104
2.10 Організація обліку електричної енергії в електромеханічному цеху	107
2.10 Економічні характеристики проекту.....	107
2.10.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР	107
2.10.2 Формування загальної специфікації обладнання і матеріалів за проектом.....	108
Висновки.....	109
3 ВИКОРИСТАННЯ ЗАСОБІВ СИЛОВОЇ ЕЛЕКТРОНІКИ ПРИ КЕРУВАННІ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ	110
3.1 Вступ	110
3.2 Використання коштів силової електроніки при оптимізації режимів роботи розподільних мереж	115
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ ЗАСОБІВ СИЛОВОЇ ЕЛЕКТРОНІКИ У ТП.....	121
4.1 Загальна характеристика об'єкта	121
4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт.....	123
4.3 Визначення показників умов праці.....	124
4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	125
4.5 Техніко-організаційні заходи	125
4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу шкідливих і небезпечних чинників	126
4.7 Заходи пожежної безпеки.....	127
4.8 Розрахунок захисного заземлення АBB PSC 6000	128
Список використаних джерел	130
ДОДАТКИ.....	134
Додаткок А.....	134

ВСТУП

Метою даної дипломної роботи було дослідження функціонування розподільчої мережі і зниження втрат потужності в ній.

Об'єктом дипломного проекту є дослідження функціонування розподільної мережі 10 кВ району міста.

Предметом дипломної роботи зниження втрат потужності в розподільній мережі шляхом встановлення засобів силової електроніки (SOP).

Основні задачі дипломної роботи:

- 1) Розглянути структуру розподільної мережі 6, ..., 20 кВ.
- 2) Розглянути вимоги до вибору місць розмикання розподільних мереж на сучасному етапі розвитку електроенергетики.
- 3) Показати, що при підключенні джерел РГ в існуючих мережах підвищуються втрати потужності
- 4) Розглянути обладнання (SOP) і те як воно впливає на розподільчу мережу .

Виконавши та проаналізувавши всі вище наведені завдання, можна буде сказати, чи доцільно та ефективно використовувати (SOP) для зменшення втрат потужності в розподільній мережі при підключеннях в подальшому до неї джерел РГ.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Дудко К.Д</i>			Загальні відомості про об'єкт дослідження	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Попов В. А.</i>					9	
<i>Реценз.</i>						ІЕЕ, ОЕ-п71		
<i>Н. Контр..</i>		<i>Прокопенко І. Д</i>						
<i>Затверд.</i>								

1 Загальні відомості про об'єкт дослідження

1.1 Загальні відомості про розподільні мережі

Структура розподільної мережі визначається її призначенням та вимогами до надійності електропостачання. Так мережу середньої напруги (СН) 6, ..., 20 кВ, виконуються як кабельними, так і повітряних лініями електропередачі. Вони призначені для розподілу електроенергії окремим групам промислових, міських і селищних споживачів. Міські розподільні мережі являють собою сукупність розподільних ліній 6–10 кВ і трансформаторних підстанції (ТП) 6–10/0,4 кВ від яких, у свою чергу, безпосередньо здійснюється живлення житлових будинків та комунально-побутових споживачів, що знаходяться на території міста.

Конструктивне виконання міських розподільних мереж 6 – 10 кВ насамперед залежить від кількості і потужності ТП (не більше 0,63–1 МВт на одне ТП) і довжини ЛЕП (не більше 5 км). У містах розподільні мережі всіх напруг зазвичай виконані кабельними лініями електропередач. РП і ТП здебільш розташовуються в окремих будівлях. В залежності від вимог до надійності електропостачання застосовуються одно- або двохтрансформаторні ТП.

В першому випадку використовуються петльові схеми мереж напругою 6 – 10 кВ з двостороннім живленням, з нормально розімкнутим комутаційним апаратом у певному ТП. Вибір місць розмикання є оптимізаційною задачею, спрямованою на мінімізацію втрат електричної енергії в мережі СН. Враховуючи, що у більшості випадків використовуються комутаційні апарати з ручним керуванням, то оптимальні точки розмикання мереж визначалися тільки для двох характерних режимів їх роботи – осінньої-зимового та весняно-літнього періодів.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
3	А	№ докум.	Підпис	Дата		10

Останнім часом, з поширенням використання альтернативних джерел енергії в даних мережах з'являється розсерджена генерація (РГ), що ускладнює вибір місць розмикання мережі. Так як у багатьох випадках використовуються відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) з нестабільною вихідною потужністю, то стає проблема у виборі різних місць розмикання мережі. Таким прикладом є СЕС і ВЕС потужність яку вони можуть віддавати в мережу не постійна, через кліматичні та погодні умови.

1.2 Вимоги до вибору оптимальних місць розмикання розподільних мереж на сучасному етапі розвитку електроенергетики

Реконфігурація розподільних мереж залишається придатною з найбільш поширених і ефективних завдань багатофункціонального управління їх режимами. Принциповою метою оптимізації місць розмикання електричної мережі 10 (6) кВ є зниження втрат енергії в електричній мережі. Існуючі методи вибору оптимальних місць розмикання електричної мережі можна розділити на 2 групи.

Методи першої групи виходять із замкнутого початкового стану мережі (всі комутаційні апарати спочатку включені). В якості точок розмикання мережі приймаються точки поточкорозподілу (або близькі до них) в деякому оптимальному режимі складно-замкнутої схеми мережі. Є складності у визначенні заданих параметрів режиму і в прийнятті рішень що до їх розмикання.

Методи другої групи походять від розімкнутого початкового стану мережі, наприклад, довільного. Нові точки розмикання визначаються, виходячи з зниження сумарних втрат енергії в двох суміжних фідерах. Такий попарний аналіз схем фідерів закінчується тоді, коли зниження втрат енергії більше досягти не вдається.

В мережах побудованих за петльовими схемами, розмикання і вмикання окремих ланок мережі здійснюється за допомогою вимикачів навантаження. Такі переключення виконуються вручну виїзною бригадою, що є не ефективно з точки зору швидкодії.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА

2.1 Умови проектування

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування

В даному проекті розглянута система електропостачання району, який входить до складу великого міста. В цьому районі міста знаходиться цех обробки корпусних деталей (ЦОКД) і жилий район міста. ЦОКД це приміщення, де виконуються операції з обробки корпусних деталей на різного роду обладнанні. Цех ділиться на 5 приміщень: склад, вентиляційна кімната, зварювальний відділ, гальванічний відділ та приміщення, де встановлено всі верстати. Основне обладнання, яке встановлено в приміщенні: верстати різного призначення (плоскошліфувальні, розточувальні, радіально-свердлильні, токарні,), гальванічні ванни, зварювальні апарати підйомо-транспортні механізми та вентиляційні установки. На підприємств передбачено роботу одну зміну (з 8:00 до 17:00), що включає в себе 1 годину на обід. Споживачі механічного цеху по надійності електропостачання відносяться до третьої категорії. Ґрунт в районі цеху супісок, навколишнє середовище не має агресивних факторів. Територія цеху не має вибухонебезпечних приміщень. У зв'язку з великою кількістю обладнання та значною площею всього приміщення необхідна підтримка нормальних умов праці в цеху (відповідна вологість та чистота повітря). Для цього була створена вентиляційна кімната.

Живлення міських споживачів здійснюється за допомогою розподільних мереж напругою 6-10 кВ і 0,38 кВ, які спираються на дані джерела живлення.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Дудко К.Д</i>			Електрична частина	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Попов В. А.</i>					12	
<i>Перевір.</i>		<i>Несен Л.І.</i>				ІЕЕ, ОЕ-п71		
<i>Перевір.</i>		<i>Калінчик В.П.</i>						
<i>Н. Контр..</i>		<i>Прокопенко І. Д</i>						

2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів

Відповідно до ПУЕ [1] електроприймачі електропостачання діляться на три категорії в залежності від надійності електропостачання. В даному випадку ЦОКД відноситься до третьої категорії електроприймачів тому і електропостачання цеху забезпечує 1 трансформатор обраний в пункті 2.3.2.2. В МЦ функціонує 9 видів електроприймачів перелік, нумерація та основні данні яких наведено в таблиці 2.2.1.

Міські електричні мережі напругою 6-10 кВ характерні тим, що в кожному з мікрорайонів можуть виявитися споживачі всіх трьох категорій за надійністю електропостачання. Відповідно, це вимагає і належної побудови схеми мережі.

2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проектування

ЦОКД за ступенем пожежонебезпеки відноситься до категорії Г: негорючі речовини та матеріали в гарячому, розжареному або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променистого тепла, іскор, полум'я; горючі гази, рідини, тверді речовини, які спалюють або утилізують як паливо[2]. За ступенем вибухонебезпечності ЦОКД відносять до зони класу 22: простір, у якому вибухонебезпечний пил у завислому стані може з'являтися не часто й існувати недовго або в якому шари вибухонебезпечного пилу можуть існувати й утворювати вибухонебезпечні суміші в разі аварії. Ця зона може включати простір поблизу обладнання, що утримує пил, який може вивільнятися шляхом витоків і формувати пилові утворення.[2]

2.1.4 Характеристика джерела живлення

Електропостачання цеху здійснюється від власної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, яка розташована на відстані 10 км від РП, який в свою чергу живиться від ГПП напруга якого складає 110/35/10 кВ. Електропостачання міських споживачів здійснюється ТП які під'єднані до петльової схеми яка живиться від РП 10 кВ.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі

Трансформаторні підстанції з трансформаторами різної потужності живлять мережу 0,38 кВ, схема побудови якої залежить від характеру споживачів. Для живлення промислових підприємств і комунально-побутових споживачів можуть застосовуватися самостійні підстанції (ТП), не пов'язані з мережею загального користування. Залежно від відповідальності споживачів ТП можуть бути автоматизовані, тобто забезпечені пристроями для автоматичного перемикання живлення споживача на резервну лінію при раптовому виході з роботи основної лінії.

2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху

2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку

При розрахунку силових навантажень ЦОКД важливе значення має правильне визначення електричного навантаження та правильне його розподілення між силовими пунктами, що знаходяться в середині цеху. Невірний розрахунок навантаження в бік збільшення може призвести до перевитрати провідникового матеріалу, подорожчання будівництва. В той самий час заниження навантаження може призвести до зменшення пропускної здатності електромережі і неможливості забезпечення нормальної роботи силових електроприймачів. Тому правильне визначення електричних навантажень є вирішальним фактором при проектуванні і експлуатації електричних мереж.

Існує 3 основні методи розрахунку електричних навантажень:

- 1) Метод коефіцієнта попиту;
- 2) Метод упорядкованих діаграм (метод коефіцієнта максимуму);
- 3) Метод питомого споживання електричної енергії на одиницю продукції, що випускається.

Розрахункові навантаження на вводі майстерень, ремонтних цехів, котелень, підприємств з переробки сільськогосподарської продукції та подібні їм об'єктів можуть визначатися за методом впорядкованих діаграм

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

(ефективного числа електроприймачів). Даний метод використовується для визначення максимальних потужностей груп електроприймачів і буде використаний в даному дипломному проекті.

2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку

Для розрахунку електричних розрахунків навантаження ЦОКД в таблиці

2.3. наведенні основні вхідні данні електроприймачів цеху:

Таблиця 2.2.1 - Вхідні данні електроприймачів цеху

	Номер на плані	ЕП	K_B	$\cos\phi$	Номінальна потужність, кВт
СП1	1-5	Зварювальні апарати, ТВ= 60%	0,25	0,4	52
	30-33	Крани консольно-поворотні, ТВ = 60 %	0,12	0,45	12,5
	34-39	Електричні печі індукційні	0,65	0,9	12
СП2	11-14	Вентилятори	0,6	0,8	12
	15-19	Плоскошліфувальні верстати	0,14	0,6	14
	20-24	Радіально-свердлильні верстати	0,21	0,7	8
СП3	6-8	Гальванічні ванни	0,5	0,7	34
	9,10	Розточувальні верстати	0,26	0,7	8
	25-29	Токарні верстати	0,14	0,6	4,8

Розташування електроприймачів ЦОКД зображено на рисунку 2.2.1

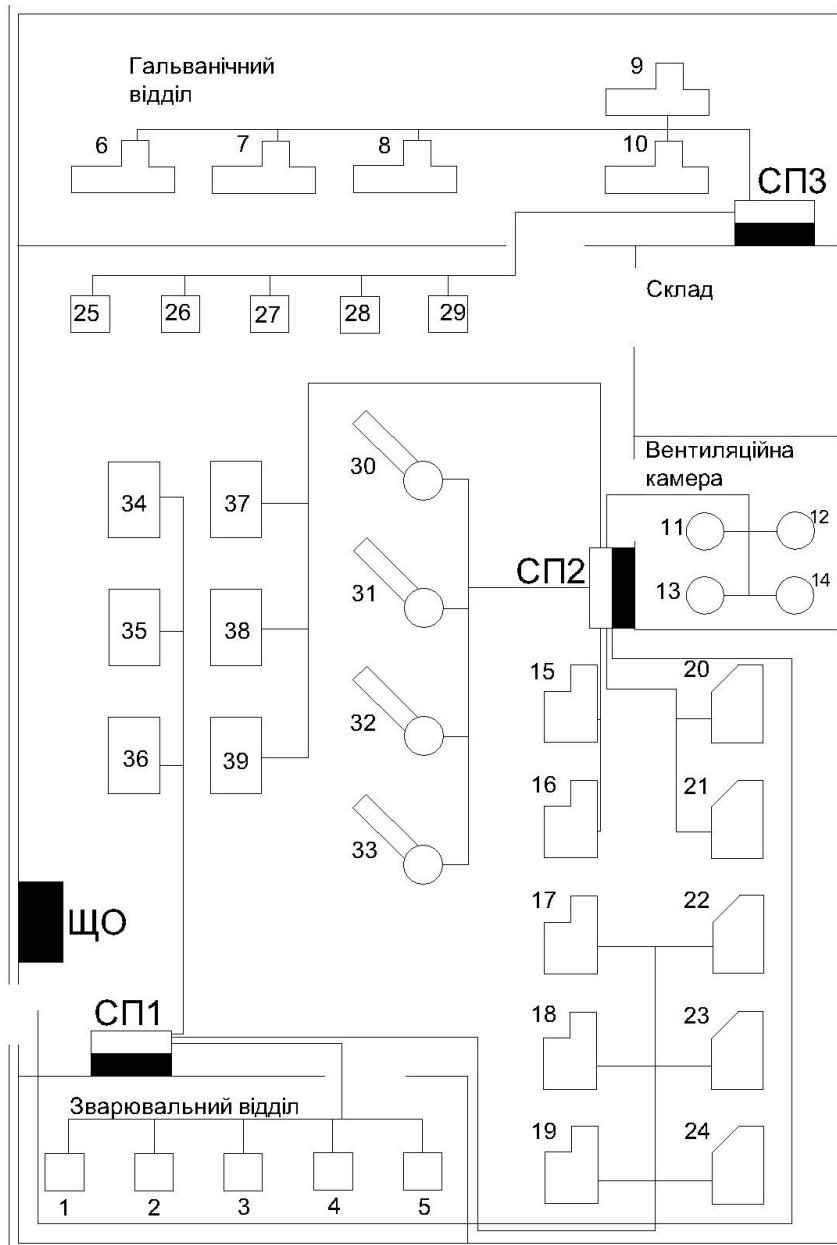


Рисунок. 2.2.1 – План розміщення ЕП ЦОКД

2.2.3 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на нарузі 0,4 кВ та внутрішнього освітлення

2.2.3.1 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів цеху

Розрахунок електричних навантажень ЦОКД виконаємо методом розрахункових коефіцієнтів (РК) [3]

Номінальна активна потужність групи ЕП розраховується за формулою:

$$P_{\text{н}} = nP_{\text{ні}},$$

									Арк.
									17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

де n - кількість ЕП;

P_{Hi} - номінальна потужність електроприймача для зварювальних апаратів

$$P_H = 5 \cdot 52 = 260,0 \text{ кВт.}$$

Визначаємо проміжну активну і реактивну потужності (зварювальних апаратів)

$$P_{\text{пр}} = P_{H\Sigma} \cdot K_B,$$

$$Q_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} \cdot \text{tg}\varphi,$$

де K_B - коефіцієнт використання;

$$P_{\text{пр}} = 260 \cdot 0,25 = 65 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{пр}} = 65 \cdot 2,29 = 148,85 \text{ квар.}$$

Для інших споживачів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.2.4.1.

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

Для СП1:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 260 + 50 + 72 = 382 \text{ кВт.}$$

Сумарна кількість електроприймачів для СП1:

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i,$$

$$n_{\Sigma} = 5 + 4 + 6 = 15.$$

Розрахункова ефективна кількість ЕП для цеху ($n_{\text{р.е.}}$)

$$n_{\text{р.е.}} = \frac{\left(\sum P_{H\Sigma}\right)^2}{\sum (P_{Hi})^2} = \frac{382^2}{5 \cdot 52^2 + 4 \cdot 13^2 + 6 \cdot 12^2} = 9,72.$$

Округлюємо n_e до найменшого цілого числа отже: $n_{\text{еСП1}} = 9$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності для СП1:

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}},$$

де $\sum P_{\text{пр}}$ - сума активних проміжних потужностей для СП1,

$$P_{\text{пСП1}} = 65 + 6 + 46,8 = 117,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}i},$$

де $\sum Q_{\text{пр}}$ - сума реактивних проміжних потужностей для СП1.

$$Q_{\text{пСП1}} = 148,93 + 11,91 + 22,67 = 183,51 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання в цілому для силового пункту СП1:

$$K_{\text{вСП1}} = \frac{P_{\Pi}}{P_{\text{н}\Sigma}},$$

де P_{Π} - сумарна проміжна потужності ЕП СП1;

$P_{\text{н}\Sigma}$ - сумарна номінальна потужність ЕП СП1;

$$K_{\text{вСП1}} = \frac{117,8}{382} = 0,31.$$

Визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження згідно[3]:

$$K_{\text{р}} = 1,16.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність для СП1:

$$P_{\text{р}} = P_{\Pi} \cdot K_{\text{р}},$$

де P_{Π} - сумарна проміжна активна потужність для СП1;

$K_{\text{р}}$ - коефіцієнт розрахункового навантаження;

$$P_{\text{рСП1}} = 117,8 \cdot 1,16 = 136,65 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$\text{при } n_e \leq 10 \quad Q_{\text{р}} = 1,1Q_{\text{пр}};$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

при $n_e > 10$ $Q_p = Q_{пр}$.

$$Q_p = 1,1Q_{пр} = 183,51 \cdot 1,1 = 201,86 \text{ квар (так як } n_e < 10).$$

Повна розрахункова потужність для СП1:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

$$S_{рСП1} = \sqrt{136.65^2 + 201.86^2} = 243.76 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм для СП1:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

де S_p - повна розрахункова потужність ЕП СП1;

U_H - номінальна напруга;

$$I_{рСП1} = \frac{243.76}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 319,42 \text{ А.}$$

Для СП2 і СП3 розрахунок проводимо аналогічно і результати зводимо до таблиці 1.2.

Розрахуємо сумарне силове навантаження цеху відносно шин н.н. цехової ТП:

Сумарна кількість електроприймачів

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i,$$

$$n_{\Sigma} = 15 + 14 + 10 = 39.$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 382 + 158 + 82,5 = 622,5 \text{ кВт.}$$

Серед всіх електроприймачів шукаємо ЕП з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\text{minСП}} = 4,5 \text{ кВт,}$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\max\text{СП}} = 52\text{кВт},$$

$$m = \frac{P_{\max\text{СП}}}{P_{\min\text{СП}}} = \frac{52}{4,5} = 11,56.$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності:

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}i},$$

$$P_{\Pi\text{СН}} = 117,8 + 47 + 28,77 = 193,57 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}i},$$

$$Q_{\Pi\text{СН}} = 183,51 + 43,24 + 31,23 = 257,97 \text{ квар.}$$

Розраховуємо груповий коефіцієнт використання:

$$K_{\text{в}} = \frac{P_{\Pi\text{СН}}}{P_{\text{н}\Sigma}},$$

$$K_{\text{вСН}} = \frac{193,57}{622,5} = 0,31.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{\text{е}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}}{P_{\text{н}\max}},$$

$$n_{\text{еСН}} = \frac{2 \cdot 293,4}{25} = 23,47.$$

Приймаємо $n_{\text{еСП}} = 23$.

Визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження згідно [2]:

$$K_{\text{р}} = 0,85.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність:

$$P_{\text{р}} = P_{\Pi} \cdot K_{\text{р}},$$

$$P_{\text{рСН}} = 193,57 \cdot 0,85 = 164,53 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_p = K_p \cdot Q_{пр},$$

$$Q_p = 0,85 \cdot 257,97 = 219,28 \text{ кВт.}$$

Повна розрахункова потужність силового навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

$$S_{рCH} = \sqrt{164,53^2 + 219,28^2} = 274,14 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм силового навантаження:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{рCH} = \frac{274,14}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 395,69 \text{ А.}$$

2.2.3.2 Штучне освітлення

Освітлення робочого місця нормується згідно з Державними будівельними нормами України: ДБН В.2.5-28:2018 [4].

Мінімальна освітленість встановлюється в залежності від розряду виконуваних зорових робіт. Для V розряду зорових робіт вона складає 100...300 лк.

Визначенню розрахункових навантажень освітлювальних установок, як правило, передують розрахунки електричного освітлення проектного цеху, яке поділяють на робоче та аварійне.

Для розрахунку освітлення в електромеханічному цеху використаємо метод коефіцієнта використання за [5].

Потрібний світловий потік ламп в кожному світильнику (Φ) знаходиться з формули:

$$\Phi = \frac{E_{min} \cdot K_3 \cdot F \cdot z}{\eta};$$

де K_3 – коефіцієнт запасу;

E_{min} – мінімальна освітленість, лк;

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

F – площа, приміщення, що освітлюється, м^2 ;

z – коефіцієнт нерівномірності освітленості;

η – коефіцієнт використання світлового потоку – відношення світлового потоку, який падає на робочу поверхню, до світлового потоку світильників.

Коефіцієнт використання η залежить від типу світильника, коефіцієнтів відбиття стін $\rho_{\text{ст}}$, стелі $\rho_{\text{с}}$, робочої поверхні $\rho_{\text{р}}$, та від показника приміщення i , який враховує співвідношення розмірів приміщення. Приймаємо:

$$\rho_{\text{ст}} = 0,3$$

$$\rho_{\text{с}} = 0,1$$

$$\rho_{\text{р}} = 0,1$$

Згідно вище приведених формул та [6], визначаємо:

Коефіцієнт запасу $K_{\text{з}} = 1,8$.

Мінімальна освітленість $E_{\text{min}} = 200$ лк.

Коефіцієнт нерівномірності $z = 1,15$.

Площа приміщення:

$$F = A \cdot B,$$

$$F = 28 \cdot 35 = 980 \text{ м}^2$$

Визначимо показник, який враховує співвідношення розмірів приміщення (індекс приміщення):

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)},$$

$$h = H - h_{\text{с}} - h_{\text{р}},$$

де $H = 10$ м – висота приміщення цеху;

$h_{\text{р}} = 0,8$ м – висота розрахункової поверхні над підлогою згідно норм[4];

$h_{\text{с}} = 0,2$ м – відстань світильників від перекриття;

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

$$h = 10 - 0,8 - 0,2 = 9 \text{ м.}$$

Тоді:

$$i = \frac{28 \cdot 35}{9 \cdot (45 + 35)} = 1,728;$$

$$\eta = 0,74$$

Визначимо світловий потік однієї лампи, необхідний для забезпечення заданої мінімальної освітленості, лм:

Нормоване значення освітленості для цеху дорівнює 200 лк. Коефіцієнт мінімальної освітленості $z = 1,15$. Вибираємо значення коефіцієнту запасу $k_3 = 1,8$ згідно [3].

Вибираємо тип та потужність ламп згідно [7]:

тип LED T1-Y-E-128-610, $\Phi_{\text{л}} = 16000$ лм, $P_{\text{л}} = 128$ Вт $U = 220$ В.

Тоді світловий потік:

$$\Phi = \frac{200 \cdot 1,8 \cdot 980 \cdot 1,15}{0,74} = 548270,27 \text{ лм.}$$

Кількість світильників :

$$N_{\text{св}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}},$$

$$N = \frac{548270,27}{16000} = 34,27 \approx 35 \text{ шт.}$$

Використовуємо LED T1-Y-E-128-610; Потужність ламп 128Вт, Струм 4 А, $\cos \varphi$ не менше 0,98, тоді $\text{tg} \varphi = 0,2$.

Визначаємо активну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту ($K_{\text{п}} = 0,85$) та коефіцієнті, що враховує додаткові втрати потужності у пускорегулюючій апаратурі $K_{\text{пра}} = 1,25$:

$$P_{\text{осв}} = n P_{\text{л}} K_{\text{п}} K_{\text{пра}},$$

$$P_{\text{осв}} = 35 \cdot 0,128 \cdot 0,85 \cdot 1,25 = 4,76 \text{ кВт}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot \text{tg}\varphi ,$$

$$Q_{\text{осв}} = 4,76 \cdot 0,2 = 0,952 \text{ квар.}$$

Світильники аварійного освітлення розмістимо рівномірно по всій площі приміщення, значення освітленості при аварійному освітленні для цеху обробки деталей рекомендується брати 5 % від норми робочого освітлення, але не менш як 5 та не більше 30 лк. Для освітлення використаємо лампи розжарення Б 215-225

$$P_{\text{ав}} = 0,05P_{\text{осв}} ,$$

$$P_{\text{ав}} = 0,05 \cdot 4,76 = 0,238.$$

Розрахуємо повне освітлювальне навантаження:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв}\Sigma}^2 + Q_{\text{осв}\Sigma}^2} ,$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = P_{\text{осв}} + P_{\text{ав}} ,$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = 4,76 + 0,238 = 4,988 \text{ кВт,}$$

$$S = \sqrt{4,988^2 + 0,952^2} = 5,088 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю 2.2.4

2.2.4 Розраховуємо загальну потужність цеху

Активна потужність на шинах НН:

$$P_{\text{НН}} = P_{\text{р}} + P_{\text{осв}} ,$$

де $P_{\text{р}}$ - сумарну розрахункова активну потужність для всіх СП;

$P_{\text{осв}\Sigma}$ - активна потужність освітлювального навантаження;

$$P_{\text{НН}} = 1643,53 + 4,99 = 169,52 \text{ кВт.}$$

Реактивна потужність на шинах НН:

$$Q_{\text{НН}} = Q_{\text{р}} + Q_{\text{осв}} ,$$

де $Q_{\text{р}}$ - сумарну розрахункова реактивна потужність для всіх СП;

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$Q_{\text{осв}}$ - реактивна потужність освітлювального навантаження;

$$Q_{\text{нн}} = 219,98 + 0,95 = 220,23 \text{ квар.}$$

Повна потужність на шинах НН ТП:

$$S_{\text{нн}} = \sqrt{P_{\text{нн}}^2 + Q_{\text{нн}}^2},$$

де $P_{\text{нн}}$ і $Q_{\text{нн}}$ - відповідно активна і реактивна потужність на шинах НН;

$$S_{\text{нн}} = \sqrt{169,52^2 + 220,23^2} = 277,92 \text{ кВА.}$$

Визначаємо втрати в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{тр}} = (0,02 \div 0,03) \cdot S_{\text{нн}} = 0,025 \cdot 277,92 = 6,95 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot S_{\text{нн}} = 0,1 \cdot 277,92 = 27,8 \text{ квар.}$$

Визначаємо потужність на шинах ВН ТП:

$$S_{\text{вн}} = \sqrt{P_{\text{вн}}^2 + Q_{\text{вн}}^2},$$

де $P_{\text{вн}}$ і $Q_{\text{вн}}$ - відповідно активна і реактивна потужність на шинах ВН;

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{нн}} + \Delta P_{\text{тр}} = 169,52 + 6,95 = 176,47 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{вн}} = Q_{\text{нн}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 220,23 + 27,8 = 248,02 \text{ квар},$$

$$S_{\text{вн}} = \sqrt{176,47^2 + 248,02^2} = 304,39 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.2.4.1

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Найменування ЕП	Вихідні дані										Проміжні потужності			Розрахункові потужності			Розрахункові струми I _р , А			
	n, од	За умовою					Довідникові					P _п , кВт	Q _п , квар	K _р	n _{с, од}	n _{р,с, од}		P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВт·А
		Номинальна потужність, кВт		K _с	cos φ	tgφ	P _{п, max} / P _{п, min}	K _с	cos φ	tgφ	P _{п, max} / P _{п, min}									
		P _{н.д.}	P _{с.д.}																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
Зварювальні апарати	5	52	260				0,25	0,4	2,29	65,00	148,93									
Крани консольно-поворотні	4	13	50				0,12	0,45	1,98	6,00	11,91									
Електричні індукційні печі	6	12	72				0,65	0,9	0,48	46,80	22,67									
СПП	15		382,00	52,00	12,00	4,33	0,31			117,80	183,51	9,72	10	1,16	136,65	183,51	228,80	330,24		
Вентилятори	4	12	48				0,60	0,8	0,75	28,80	21,60									
Плоскошліфувальні верстати	5	14	70				0,14	0,6	1,33	9,80	13,07									
Радіально-свердільні верстати	5	8	40				0,21	0,7	1,02	8,40	8,57									
СПЗ	14		158,00	14,00	8,00	1,75	0,30			47,00	43,24	14,00	14	0,85	39,95	43,24	58,87	84,97		
Гальванічні ванни	3	4,5	13,5				0,20	0,60	1,33	2,70	3,60									
Розточувальні верстати	2	4,5	9,0				0,23	0,55	1,52	2,07	3,14									
Токарні верстати	5	12,0	60,0				0,40	0,70	1,02	24,00	24,48									
СПЗ	10		82,5	12,0	4,5	2,67	0,35			28,77	31,23	10,00	10	0,90	25,89	31,23	40,57	58,55		
Силове навантаження	39		622,5	52,0	4,5	11,56	0,31			193,57	257,97	23,94	23,00	0,85	164,53	219,28	274,14	395,69		
Освітлення															4,99	0,95	5,08			
Шини НН															169,52	220,23	277,92			
Врати в трансформаторі															6,94793	27,79172				
Шини ВН															176,47	248,02	304,39			

Таблиця 2.2.4.1 – Навантаження цеху промислового підприємств

2.2.5 Вибір трансформатора і батарей статичних конденсаторів на напрузі до 1000 В

2.2.5.1 Вибір трансформаторної підстанції

В ГПП були обрані два трансформатори ТДТН-80000/110,

характеристики яких наведені в таблиці 2.3.1

Таблиця 2.3.1– Характеристики трансформатора [8]

Тип трансформатора	Схема и група з'єднання	Втрати КЗ, кВт	Напруга КЗ, %	Втрати холостого ходу, кВт
ТДТН-80000/110-У1	Y _H / Y _H /D-0-11	365	11	50

Трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, побудована до цехового приміщення. Оскільки електроприймачі цеху відносяться до третньої категорії, то відповідно цех збору корпусних деталей буде мати лише один трансформатор.

Номинал трансформатора обирався відштовхуючись від загальної потужності цеху, яка в свою чергу була розрахована в пункті 2.2.4. Але оскільки нам потрібно буде компенсувати реактивну потужність, то потужність буде визначатись в залежності від потужності та кількості батарей статичних конденсаторів.

2.2.5.2 Вибір батарей статичних конденсаторів на напрузі до 1000 В

В розділі 2.2.4 була розрахована загальна реактивна енергія, яку буде споживати підприємство, проте для уникнення переплати підприємством за споживання реактивної потужності на стороні 0,4 кВ ТП цеху будуть встановлені конденсаторні батареї (КБ), які повинні будуть реактивну енергію. Далі буде проведений розрахунок, для визначення потребованої кількості та номіналу конденсаторних батарей для підприємства.

Оскільки однією з умов споживання якісної електричної є значення $\cos\varphi = 0,95$, то використовуючи цю умову, та значення активної та реактивної енергії підприємства, розрахуємо значення КБ:

$$\alpha = \cos^{-1}0,95 = 18,19^\circ$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

$$Q'_{цех} = P_{цех} \cdot tg(\alpha)$$

$$Q'_{цех} = 248,02 \cdot tg(18,19) = 93,35 \text{ квар}$$

$$Q_{КБ} = Q_{цех} - Q'_{цех}$$

де $Q'_{цех}$ - реактивна енергія цеху, яка має бути компенсована, квар.

$Q_{КБ}$ - реактивна енергія КБ, квар.

$$Q_{КБ} = 284,02 - 93,35 = 154,67 \text{ квар}$$

Отже, бачмо, що для компенсації реактивної потужності, нам буде потрібно КБ на 154,97 квар. Проте не слід забувати, що також не увесь час будуть працювати всі верстати, тому кількість енергії, що буде генеруватися в мережу буде менше, а отже нам потрібно обрати менший номінал батарей.

Для даного цеху мною було обрано 5 батарей типу LPC 30 кВАр 400В ЕТІ [9] з номіналом 30 квар, а їх загальний номінал становитиме 150 квар.

2.2.5.3 Вибір схеми трансформаторної підстанції

Знаючи загальне навантаження цеху, та номінали конденсаторних батарей, розрахуємо номінал ТП:

$$S_{TP} = \sqrt{P^2 + (Q_{цех}^2 - Q_{КБ}^2)}$$

$$S_{TP} = \sqrt{176,47^2 + (248,02_{цех} - 150_{КБ})^2} = 201,86 \text{ кВА}$$

Для цеху обираємо трансформатор представлений в таблиці 2.2.5.3.1:

Таблиця 2.2.5.3.1 - Характеристики трансформатора цеху

Тип трансформатора	Схема и група з'єднання	Втрати КЗ, кВт	Напруга КЗ, %	Втрати холостого ходу, кВт
ТМ-160-10(6)/0,4	У/Ун-0	2,65	4,5	0,4

2.2.5.4 Обґрунтування виду виконання та комплектації підстанцій об'єкту проектування.

Під час обрання силового трансформатора, для забезпечення потреб

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

електроприймачів цеху збору корпусних деталей, з метою підтримки вітчизняного виробника та забезпечення цеху, якісним обладнанням, було зроблено вибір на трансформаторі типу ТМ – 160/10 виробника «Запорожэнергокомплект» [10], та введена система управління якістю, та відповідає наступним стандартам:

ДСТУ ISO 9001 - 95 - сертифікат N UA 2.006.060, виданий Укр СЕПРО, м. Харків;

DIN EN ISO 9001:94 - сертифікат N UA 00/1180/1502, виданий СЖС-ИЦС, м. Гамбург.

2.2.5.5 Розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення

Для забезпечення освітлення зовнішньої території цеху, будуть встановлені чотири прожектори, які будуть знаходитися з центру кожної сторони цеху. Мною було обрано прожектор типу: Led прожектор Lemanso LMPS37 30W з датчиком руху 220V 6500K IP65[11].

Загальна потужність зовнішнього освітлення становитиме 0,12 кВт.

2.2.6 Визначення центра навантаження об'єкту проектування

При визначенні центра навантаження (ЦН) та створенні рішення щодо його розміщення на території цеху зборки корпусних деталей на план наноситься кардіограма електричних навантажень, яка являє собою коло у центрі навантаження цеху.

Радіус кола визначається за виразом:

$$r = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}}$$

де P_p - розрахункове електричне навантаження цеху.

m - масштаб, кВт/м².

Теоретичний ЦЕН може бути визначений за допомогою координат X та Y за допомогою наступних формул:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i.} \cdot x_i)}{\sum_{i=1}^n P_{p.i.}}$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i.} \cdot y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{p.i.}}$$

де X_0, Y_0 - координати ЦЕН об'єкту, м;

$P_{p.i.}$ - розрахункове електричне навантаження i -го елемента;

x_i, y_i - координати i -го електроприймача, м.

Провівши розрахунки, отримаємо наступний результат:

$$X_0 = 11,67 \text{ м}$$

$$Y_0 = 23,16 \text{ м}$$

$$r = 1,75$$

Спираючись на такі данні, найоптимальнішим місцем розташування ТП будуть координати (8,73; 10,7).

2.2.7 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення

Визначаємо розрахункові навантаження житлових та комунально-побутових споживачів міста, характеристика яких представлена в таблиці 2.2.7.1. Схема живлення будівель представлена на рисунку 2.2.7.1.

Таблиця 2.2.7.1 - навантаження в електропостачальній системі міста

№	тип об'єкту	кількість	умовне позначення
1	Житловий будинок з газовими плитами, 5 поверхів, 3 секції, 60 помешкань	4	Г
2	Житловий будинок з газовими плитами, 5 поверхів, 4 секції, 80 помешкань	4	Д

3	Багатоповерховий гараж на 300 місць	1	К
4	Школа на 800 місць з харчоблоком	1	Ф
5	Дитячий садок на 128 місць	1	Х
6	Дитячий садок на 200 місць	1	Ц

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно [3]:

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9P_{сил};$$

$$Q_{ж/б} = P_{кв} \operatorname{tg} \varphi_{кв} + 0,9P_{сил} \operatorname{tg} \varphi_{сил}$$

де $P_{кв}$ – розрахункове навантаження квартир:

$$P_{кв} = p_{пит} N_{кв},$$

де $p_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла [1].

$N_{кв}$ – кількість квартир;

$P_{сил}$ – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{сил} = K_{сил} \sum P_{л},$$

де $K_{сил}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок [1];

$P_{л}$ – потужність ліфтової установки;

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно [6]:

$$P_p = P_{пит} N,$$

$$Q_p = P_{пит} N \operatorname{tg} \varphi_{пит}.$$

де $p_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження будівлі [1].

N – кількість місць;

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

На рисунку 2.1 зображена схема розміщення житлових, громадських та адміністративних будівель відносно трансформаторних підстанцій.

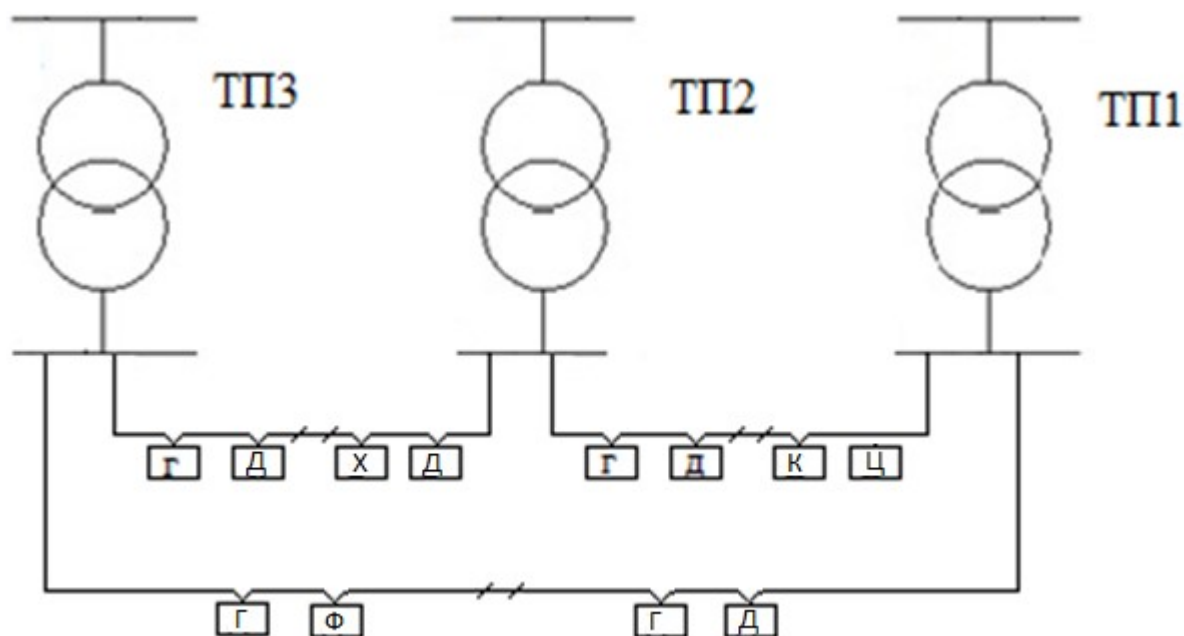


Рисунок 2.2.7.1 - Схема живлення будівель

2.2.7.1 Визначення навантажень в нормальному режимі роботи

Житловий будинок Г з газовими плитами, 5 поверхів, 3 секції, 60 помешкань:

$$P_G = 1,14 \cdot 60 = 68,4 \text{ кВт},$$

$$Q_G = 60 \cdot 1,14 \cdot 0,29 = 19,24 \text{ квар.}$$

Розрахунки для інших житлових будинків наведемо в таблиці 2.2.7.1.1

Таблиця 2.2.7.1.1 Розрахунок потужностей для житлових будинків, нормальний режим

Багатоповерховий гараж К:

$$P_K = 0,22 \cdot 300 = 66 \text{ кВт},$$

$$Q_K = 66 \cdot 0,57 = 37,62 \text{ квар.}$$

Розрахунок інших суспільних об'єктів зведемо у таблицю 2.2.5

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Таблиця 2.2.7.1.2 Розрахунок потужностей суспільних споживачів для нормального режиму:

Назва	Умовне позначення	n	$P_{\text{пит.сусп,}}$ кВт/м	$P_{\text{сусп.кВт}}$	tgφ	$Q_{\text{сусп.}}$ квар
Багатоповерховий гараж на 300 місць	К	300	0,22	66	0,57	37,62
Дитячий садок на 128 місць	Х	128	0,45	57,6	0,2	11,52
Школа на 800 учнів з харчоблоком	Ф	800	0,25	200	0,33	66
Дитячий садок на 200 місць	Ц	200	0,45	90	0,2	18

У випадку сумісного електропостачання різних об'єктів, розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах НН ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТП}} = P_{\text{макс}} + \sum_{i=1}^n P_i \cdot K_{\text{сум } i},$$

$$Q_{\text{ТП}} = Q_{\text{макс}} + \sum_{i=1}^n Q_i \cdot K_{\text{сум } i},$$

де $P_{\text{макс}}$ – найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, які живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_i – розрахункове навантаження решти будівель, $i = 1, \dots, n$;

$K_{\text{сум } i}$ – коефіцієнт участі у максимумі, який відображає якою долею навантаження i -го житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні;

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначимо розрахункове навантаження ТП:

ТПЗ (Г, Ф, Д):

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Для ТПЗ можна об'єднати будинки Г і Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{Г+Д} = 0,87 \cdot 200 = 174 \text{ кВт},$$

$$Q_{Г+Д} = 0,87 \cdot 200 \cdot 0,29 = 50,46 \text{ квар.}$$

$$P_{ТПЗ} = 200 + 0,5 \cdot 174 = 287 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТПЗ} = 66 + 50,46 = 116,46 \text{ квар.}$$

ТП2 (Х, Г, Д):

Для ТП2 можна об'єднати будинки Г і Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{Г+Д} = 0,85 \cdot 220 = 187 \text{ кВт},$$

$$Q_{Г+Д} = 0,85 \cdot 220 \cdot 0,29 = 54,23 \text{ квар.}$$

$$P_{ТП2} = 187 + 0,4 \cdot 57,6 = 210,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП2} = 54,23 + 0,4 \cdot 11,52 = 58,85 \text{ квар.}$$

ТП1 (Г, Д, К, Ц):

$$P_{Г+Д} = 0,94 \cdot 140 = 131,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{Г+Д} = 0,94 \cdot 140 \cdot 0,29 = 38,16 \text{ квар.}$$

$$P_{ТП1} = 131,6 + 0,4 \cdot 90 + 0,5 \cdot 66 = 200,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП1} = 38,16 + 0,4 \cdot 18 + 0,5 \cdot 37,62 = 64,17 \text{ квар.}$$

2.2.7.2 Визначення навантажень в післяаварійному режимі роботи ТПЗ (ЗГ, ЗД, Х, Ф):

Для ТПЗ можна об'єднати три будинки Г і три Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{3Г+3Д} = 0,86 \cdot 420 = 361,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{3Г+3Д} = 0,86 \cdot 420 \cdot 0,29 = 104,75 \text{ квар.}$$

$$P_{ТПЗ} = 361,2 + 0,4 \cdot 57,6 + 0,5 \cdot 200 = 484,24 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТПЗ} = 104,75 + 0,4 \cdot 11,52 + 0,5 \cdot 66 = 142,36 \text{ квар.}$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ТП2 (2Г,3Д, К, Х, Ц):

Для ТП2 можна об'єднати два будинки Г і три Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{2Г+3Д} = 0,81 \cdot 360 = 291,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{2Г+3Д} = 0,81 \cdot 360 \cdot 0,29 = 84,56 \text{ квар.}$$

$$P_{ТП2} = 291,6 + 0,4 \cdot 57,6 + 0,4 \cdot 90 + 0,5 \cdot 66 = 383,64 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП2} = 84,56 + 0,4 \cdot 11,54 + 0,4 \cdot 18 + 0,5 \cdot 37,62 = 134,5 \text{ квар.}$$

ТП1 (3Г, 2Д, К, Ц, Ф):

Для ТП1 можна об'єднати три будинки Г і два будинки Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{3Г+2Д} = 0,78 \cdot 340 = 265,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{3Г+2Д} = 0,78 \cdot 340 \cdot 0,29 = 76,91 \text{ квар.}$$

$$P_{ТП1} = 265,2 + 0,4 \cdot 57,6 + 0,5 \cdot 66 + 0,5 \cdot 200 = 421,24 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП1} = 76,91 + 0,4 \cdot 18 + 0,5 \cdot 37,62 + 0,5 \cdot 66 = 135,92 \text{ квар.}$$

На кожній ТП передбачено близько 5% номінальної потужності для зовнішнього освітлення району міста.

2.3 Розрахунок живлячих і розподільчих мереж

2.3.1 Вибір схеми розподільчої мережі

Живлення підстанції цеху відбувається від ГПП підприємства за допомогою кабельних та повітряних ліній. В нашому випадку використовується магістральна схема живлення підстанції. Що в подальшому дозволить підключити додаткові підстанції, в залежності від їх потужності.

2.3.2 Обґрунтування встановлення розподільчих пунктів високої напруги

Кількість РП і місце їх розташування вибиралося за принципом досягнення менших економічних витрат на провідники для ліній живлення. Оскільки з електричного навантаження наявний тільки ЦОКД, тому доцільно буде встановити один РП, до якого в подальшому можливо буде підключити нові споживачі або збільшити уже наявні потужності. Для живлення РП

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

будуть використані ліній 10 кВ.

2.3.3 Розрахунок розподільчих мереж 10 кВ

Початкові дані для розрахунків наведені у таблицях 2.3.3.1 та 2.3.3.2

Навантаження розподільчих трансформаторів наведені в таблиці 2.3.3.1

Таблиця 2.3.3.1 - Навантаження розподільчих трансформаторів

	P , кВт	Q , квар
ТП4	300	60
ТП5	280	50
ТП6	190	40
ТП7	310	70
ТП8	300	75

Зосереджене навантаження на РП наведено в таблиці 2.5.3.2

Таблиця 2.3.3.2 - Зосереджене навантаження на РП

P_1 , МВт	2,1
Q_1 , Мвар	0,5
P_2 , МВт	2,2
Q_2 , Мвар	0,4

Струмове навантаження будь-якої ділянки в нормальному режимі не повинне перевищувати допустиму величину, визначену з врахуванням умов прокладки кабельної лінії:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними з врахуванням марки кабелю і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і т.д.);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – поправочний коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів;

Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати фактичного допустимого значення, визначеного з врахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $K_{пер}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ, $K_{пер}=1,3$;

Для КЛ вибраний перетин не може бути менше мінімально допустимого за умовами термічної стійкості струмам к.з.

$$F_{КЛ}^{min} = \frac{I_{\Sigma}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{п}}}{C},$$

де $I_{\Sigma}^{(3)}$ - сумарний струм к.з. від енергосистеми з врахуванням наявних в СЕП синхронних двигунів;

$t_{п}$ – приведений розрахунковий час (час відключення к.з.);

C – термічний коефіцієнт, $C = 75 \frac{A \cdot c^{0,5}}{мм^2}$;

Розрахункове навантаження розподільчих ліній 6-10 кВ визначається добутком суми розрахункових навантажень окремих ТП і коефіцієнту $K_{см}$, який враховує суміщення їх максимумів:

$$S_{рс} = K_{см} \sum_{i=1}^n P_{рТПі}$$

де $P_{рТПі}$ – розрахункове навантаження ТП;

$K_{см}$ – коефіцієнт суміщення максимумів, обирається згідно [1].

При розрахунках необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП.

Вибір трансформатора ТП1:

$$P_{ТП1} = 200,9 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП1} = 64,2 \text{ квар,}$$

$$S_{ТП1} = \sqrt{200,9^2 + 64,2^2} = 210,9 \text{ кВА.}$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Приймаємо трансформатор ТМ 250/10 з наступними паспортними даними [13]:

$$S_{HT} = 250 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{HX} = 0,56 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{K3} = 3,7 \text{ кВт};$$

$$I_{HX} = 1,8 \text{ \%};$$

$$U_{K3} = 4,5\%.$$

Перевірка трансформатора в п/а режимі:

$$S_{n/a} = \sqrt{P_{n/a}^2 + Q_{n/a}^2} = \sqrt{421,24^2 + 135,92^2} = 442,63 \text{ кВА},$$

$$S_{n/a} = 442,63 \text{ кВА} > 1,4 \cdot 250 = 350 \text{ кВА}.$$

Оскільки перевірка не сходиться, то приймаємо трансформатор ТМ 400/10 з наступними паспортними даними [13]:

$$S_{HT} = 400 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{HX} = 0,83 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{K3} = 4,5 \text{ кВт};$$

$$I_{HX} = 1,5 \text{ \%};$$

$$U_{K3} = 4,5\%.$$

$$S_{n/a} = 442,63 \text{ кВА} < 1,4 \cdot 400 = 560 \text{ кВА}.$$

Вважаємо, що для ТП4-ТП8 та цехових трансформаторів післяаварійний режим не існує.

Аналогічні розрахунки здійснимо для інших ТП та оберемо трансформатори. Результати занесемо до таблиці 2.3.3.3.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Таблиця 2.3.3.3 – Визначення навантаження ТП

№ ТП	P , кВт	Q , квар	S , кВ·А	$S_{нт}$, кВА	$P_{п/а}$, кВА	$Q_{п/а}$, квар	$S_{п/а}$, кВА	$1,4 S_{нт}$, кВА
1	200,9	64,2	210,9	400	421,2	135,92	442,63	560
2	210,4	58,85	218,47	400	383,64	134,5	406,53	560
3	287	116,46	309,73	400	484,24	142,36	504,73	560
4	300	60	305,94	400	-	-	-	-
5	280	50	284,43	400	-	-	-	-
6	190	40	194,16	250	-	-	-	-
7	310	70	317,8	400	-	-	-	-
8	300	75	309,23	400	-	-	-	-
Ін.цех*	176.47	248.02	304.39	400	-	-	-	-

де $P_{ТПін.цех}$, $Q_{ТПін.цех}$ – активне та реактивне навантаження іншого цеху промислового підприємства, яке для подальших розрахунків приймаємо рівним навантаженню розрахованого цеху у підрозділі 2.2.4;

Отже, для ТП1, ТП2, ТП3, ТП4, ТП5, ТП7, ТП8 приймаємо ТМ 400/10, для ТП6 ТМ 250/10, а цеховими трансформаторами обираємо ТМ 400/10[13].

Паспортні дані трансформаторів для кожної ТП наведені в таблиці 2.5.3.4

Таблиця 2.5.3.4 паспортні данні силових трансформаторів ТП

	Трансформатори				
	$S_{ном}$, кВА	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
ТП1	400	4,5	0,83	4,5	1,5
ТП2	400	4,5	0,83	4,5	1,5
ТП3	400	4,5	0,83	4,5	1,5
ТП4	400	4,5	0,83	4,5	1,5
ТП5	400	4,5	0,83	4,5	1,5
ТП6	250	3,7	0,56	4,5	1,8
ТП7	400	4,5	0,83	4,5	1,5
ТП8	400	4,5	0,83	4,5	1,5

Розрахуємо втрати потужності в трансформаторах всіх ТП в нормальному та післяаварійному режимах.

$$\Delta P_{\text{трТП1н}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ТП1н}}}{S_{\text{трн}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{хх}} = 4,5 \cdot \left(\frac{200,9}{400} \right)^2 + 0,83 = 2,081 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{трТП1н}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТП1н}}^2}{S_{\text{трн}}} + \frac{I_{\text{хх}}}{100} \cdot S_{\text{трн}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{200,9^2}{400} + \frac{1,8}{100} \cdot 400 = 12,204 \text{ квар}$$

$$\Delta S_{\text{трТП1н}} = \sqrt{\Delta P_{\text{трТП1н}}^2 + \Delta Q_{\text{трТП1н}}^2} = \sqrt{2,081^2 + 12,204^2} = 12,380 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta P_{\text{трТП1п/а}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ТП1п/а}}}{S_{\text{трн}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{хх}} = 4,5 \cdot \left(\frac{442,63}{400} \right)^2 + 0,83 = 6,340 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{трТП1п/а}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТП1п/а}}^2}{S_{\text{трн}}} + \frac{I_{\text{хх}}}{100} \cdot S_{\text{трн}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{442,63^2}{400} + \frac{1,8}{100} \cdot 400 = 29,241 \text{ квар}$$

$$\Delta S_{\text{трТП1п/а}} = \sqrt{\Delta P_{\text{трТП1п/а}}^2 + \Delta Q_{\text{трТП1п/а}}^2} = \sqrt{6,340^2 + 29,241^2} = 29,921 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Аналогічні розрахунки для всіх ТП приведені в таблиці 2.3.3.5.

Таблиця 2.3.3.5 - Розрахунок втрат потужності в трансформаторах ТП

	$P_{\text{тр}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{тр}}, \text{квар}$	$\Delta P_{\text{тр}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{тр}}, \text{квар}$	$\Delta S_{\text{тр}}, \text{кВА}$	$\Delta P_{\text{п/а}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{п/а}}, \text{квар}$	$\Delta S_{\text{п/а}}, \text{кВА}$
ТП1	200,9	64,2	2,081	12,204	12,380	6,340	29,241	29,921
ТП2	210,4	58,85	2,172	12,570	12,756	5,478	25,792	26,368
ТП3	287	116,46	3,528	17,992	18,335	7,995	35,860	36,740
ТП4	300	60	2,792	11,286	11,626	-	-	-
ТП5	280	50	3,105	16,301	16,594	-	-	-
ТП6	190	40	2,792	11,286	11,626	-	-	-
ТП7	310	70	3,671	18,562	18,922	-	-	-
ТП8	300	75	3,519	17,958	18,299	-	-	-

Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л1 в нормальному режимі роботи:

$$P_{\text{Л1}} = K_{\text{см}} \cdot (P_{\text{ТП5}} + P_{\text{ТП6}} + P_{\text{ТП7}} + P_{\text{ТП8}} + \Delta P_{\text{ТП5}} + \Delta P_{\text{ТП6}} + \Delta P_{\text{ТП7}} + \Delta P_{\text{ТП8}}),$$

$$P_{\text{Л1}} = 0,85 \cdot (280 + 190 + 310 + 300 + 3,105 + 2,792 + 3,671 + 3,519) = 929,12 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{Л1}} = K_{\text{см}} \cdot (Q_{\text{ТП5}} + Q_{\text{ТП6}} + Q_{\text{ТП7}} + Q_{\text{ТП8}} + \Delta Q_{\text{ТП5}} + \Delta Q_{\text{ТП6}} + \Delta Q_{\text{ТП7}} + \Delta Q_{\text{ТП8}}),$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ			Арк.
								41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

$$Q_{Л1} = 0,85 \cdot (50 + 40 + 70 + 75 + 16,301 + 11,286 + 18,562 + 17,958) = 254.24 \text{ квар},$$

$$S_{Л1} = \sqrt{P_{Л1}^2 + Q_{Л1}^2},$$

$$S_{Л1} = \sqrt{929.12^2 + 254.24^2} = 963.28 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{Л1} = \frac{963.28}{\sqrt{3} \cdot 10} = 55,61 \text{ А}.$$

Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л1 в післяаварійному режимі роботи:

$$P_{Л1н/а} = K_{см} \cdot \left(P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4} + P_{ТП5} + P_{ТП6} + P_{ТП7} + P_{ТП8} + \right. \\ \left. + \Delta P_{ТП1} + \Delta P_{ТП2} + \Delta P_{ТП3} + \Delta P_{ТП4} + \Delta P_{ТП5} + \Delta P_{ТП6} + \Delta P_{ТП7} + \Delta P_{ТП8} \right),$$

$$P_{Л1н/а} = 0,8 \cdot \left(200,9 + 210,4 + 287 + 300 + 280 + 190 + 310 + 300 + \right. \\ \left. + 2,081 + 2,172 + 3,528 + 2,792 + 3,105 + 2,792 + 3,671 + 3,519 \right) = 1786.66 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1н/а} = K_{см} \cdot \left(Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4} + Q_{ТП5} + Q_{ТП6} + Q_{ТП7} + Q_{ТП8} + \right. \\ \left. + \Delta Q_{ТП1} + \Delta Q_{ТП2} + \Delta Q_{ТП3} + \Delta Q_{ТП4} + \Delta Q_{ТП5} + \Delta Q_{ТП6} + \Delta Q_{ТП7} + \Delta Q_{ТП8} \right),$$

$$Q_{Л1н/а} = 0,8 \cdot \left(64,2 + 58,85 + 116,46 + 60 + 50 + 40 + 70 + 75 + 12.38 + \right. \\ \left. + 12.756 + 18.335 + 11.626 + 16.594 + 11.626 + 18.922 + 18.299 \right) = 554.768 \text{ квар},$$

$$S_{Л1н/а} = \sqrt{P_{Л1н/а}^2 + Q_{Л1н/а}^2},$$

$$S_{Л1н/а} = \sqrt{1786.66^2 + 554.768^2} = 1870.81 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1н/а} = \frac{S_{Л1н/а}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{Л1н/а} = \frac{1870.14}{\sqrt{3} \cdot 10} = 108.01 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель АПВП 3×35 з $I_{доп} = 119 \text{ А}$ та $r_0 = 0,868 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,095 \text{ Ом/км}$ [14].

$$I_{Л1н/а} = 99,12 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1,3 \cdot 119 = 154,7 \text{ А}.$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Аналогічно для Л2 знайдемо навантаження в нормальному режимі та занесемо результати в таблицю 4.7.

Знайдемо навантаження живлячої лінії Л3 в нормальному режимі:

$$P_{Л3} = K_{с.м} \cdot (P_{РП2} + P_{Л2} + P_{ТПін.цех}),$$

$$P_{Л3} = 0,8 \cdot (2200 + 857.54 + 176.47) = 2573.88 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л3} = K_{с.м} \cdot (Q_{РП2} + Q_{Л2} + Q_{ТПін.цех}),$$

$$Q_{Л3} = 0,8 \cdot (400 + 248.02 + 300.52) = 622.6 \text{ квар},$$

$$S_{Л3} = \sqrt{P_{Л3}^2 + Q_{Л3}^2},$$

$$S_{Л3} = \sqrt{2573.88^2 + 622.6^2} = 2648.11 \text{ кВА},$$

$$I_{Л3} = \frac{S_{Л3}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{Л3} = 2648.11 = 152.89 \text{ А}.$$

Навантаження лінії Л3 в післяаварійному режимі буде рівним навантаженню лінії Л4:

$$P_{Л3п/а} = K_{с.м} \cdot (P_{ТПцех} + P_{РП1} + P_{РП2} + P_{Л2} + P_{Л1}),$$

$$P_{Л3п/а} = 0,8 \cdot (176.47 + 2200 + 2100 + 929.12 + 857.54) = 6439.84 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л3п/а} = K_{с.м} \cdot (Q_{ТПцех} + Q_{РП1} + Q_{РП2} + Q_{Л2} + Q_{Л1}),$$

$$Q_{Л3п/а} = 0,8 \cdot (248.02 + 400 + 500 + 254.24 + 300.52) = 1806.045 \text{ квар},$$

$$S_{Л3п/а} = \sqrt{P_{Л3п/а}^2 + Q_{Л3п/а}^2},$$

$$S_{Л3п/а} = \sqrt{6439.84^2 + 1806.045^2} = 6688.3 \text{ кВА},$$

$$I_{Л3п/а} = \frac{S_{Л3п/а}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{Л3п/а} = \frac{6688.3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 386.15 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель АПВП 3×240 з $I_{доп} = 340 \text{ А}$ та $r_0 = 0,125 \text{ Ом/км}$, [14].

$$I_{Л3п/а} = 386.15 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1,3 \cdot 340 = 442 \text{ А}.$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Результати розрахунку струмів ліній наведені в таблиці 2.3.3.6

Таблиця 2.3.3.6- Розрахунок струмів та вибір перерізів ліній

	Марка	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_{\text{р}}, \text{ А}$	$I_{\text{р}}^{\text{п/а}}, \text{ А}$
Л1	АПВП 3×35	119	55.61	108.01
Л2	АПВП 3×35	119	52.46	108.01
Л3	АПВП 3×240	340	152.89	386.15
Л4	АПВП 3×240	340	135.17	386.15

2.3.4 Розрахунок перерізу розподільчих мереж 0,4 кВ

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, в загальному випадку, повинні задовольняти наступним вимогам [1].

Втрата напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$.

Втрата напруги в післяаварійному режимі не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину: $\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%$.

Струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки кабельної лінії

$$I_{\text{р}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – корегуючий (уточнюючий) коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів;

Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_{\text{р}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ;

Вибраний переріз повинен відповідати параметрам захисного апарату:

$$I_{\text{доп}} \geq K_3 I_3,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм вибраного провідника, визначений з урахуванням умов його прокладки;

K_3 – коефіцієнт кратності захисту;

I_3 – номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарату;

Визначимо переріз КЛ напругою до 1000 В.

Оскільки всі будівлі живляться по петлевій схемі живлення, то кабель вибираємо для всієї петлі однаковий.

Для петлі ТПЗ-ТП2 (Г, Д, Х):

В нормальному режимі від ТПЗ живляться об'єкти Г та Д, а від ТП2 – об'єкти Х та Д.

Визначимо навантаження для ТПЗ та ТП2 в нормальному режимі:

$$P_{\text{ТПЗ-Г,Д}} = P_{\text{Д,Г}} \cdot K = 140 \cdot 0,94 = 131,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТПЗ-Г,Д}} = Q_{\text{Д,Г}} \cdot K \cdot \text{tg}\varphi = 140 \cdot 0,94 \cdot 0,29 = 38,16 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП2-Х,Д}} = P_{\text{Д}} + K_{\text{с.м}} \cdot P_{\text{Х}} = 85,6 + 0,4 \cdot 57,6 = 108,64 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2-Х,Д}} = Q_{\text{Д}} + K_{\text{с.м}} \cdot Q_{\text{Х}} = 24,82 + 0,4 \cdot 11,52 = 29,43 \text{ квар},$$

Переріз КЛ визначимо за формулою:

$$F = \frac{\rho \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot L_i)}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}},$$

де P_i розрахункове навантаження, що проходить через кабельну лінію 0,38 кВ у нормальному режимі роботи через ділянку довжиною L_i ;

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

ρ – питомий опір кабельної лінії, для алюмінію $\rho = 26,2-29,5$ Ом/км·мм²
(для розрахунків приймаємо 29,2 Ом/км·мм²)[1];

$L_{кл}$ - довжина кабельної лінії, км;

U_H – номінальна напруга, кВ;

$\Delta U_{доп}$ - допустима втрата напруги, %;

Довжину ліній обираємо довільно в діапазоні 0,03-0,1 км.

$$F_{ППЗ-Г,Д} = \frac{\rho \cdot (P_{Г+Д} \cdot L_{ППЗ-Г} + P_{Д} \cdot L_{Г-Д})}{10 \cdot U_H \cdot \Delta U_{доп}} = \frac{29,2 \cdot (131,6 \cdot 0,05 + 85,6 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 37 \text{ мм}^2,$$

$$F_{ПП2-Х,Д} = \frac{\rho \cdot (P_{Д+Х} \cdot L_{ПП2-Д} + P_{Х} \cdot L_{Д-Х})}{10 \cdot U_H \cdot \Delta U_{доп}} = \frac{29,2 \cdot (108,64 \cdot 0,06 + 57,6 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 38,02 \text{ мм}^2,$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{ППЗ-Г,Д} = \frac{\sqrt{131,6^2 + 38,16^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 208,24 \text{ А},$$

$$I_{ПП2-Х,Д} = \frac{\sqrt{108,64^2 + 29,43^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 171,06 \text{ А}.$$

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{доп} \geq I_p K_1 K_2.$$

Обираємо АВВГ 4х120 [14], $I_{доп} = 224$ А.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1 \cdot 224 = 224 \text{ А}, 224 > 208,24$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об'єкти.

Розрахуємо навантаження:

$$P_{ППЗ-ПП2}^{п/а} = P_{2Д+Г} + K_{с.м} \cdot P_X = 189,2 + 0,4 \cdot 57,6 = 212,24 \text{ кВт},$$

$$Q_{ППЗ-ПП2}^{п/а} = Q_{2Д+Г} + K_{с.м} \cdot Q_X = 54,87 + 0,4 \cdot 11,52 = 59,48 \text{ квар}.$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{ТПЗ-ТП2}^{n/a} = \frac{\sqrt{212,24^2 + 59,48^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 335 \text{ А.}$$

Перевірка:

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 224 = 291,2 < 335 \text{ А.}$$

Перевірка не виконується. Обираємо кабель АВВГ 4x185
($I_{доп}=286 \text{ А}$, $r_0=0,164 \text{ Ом/км}$).

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 286 = 371,8 > 335.$$

Розрахуємо втрату напруги зі сторони ТПЗ у п/а режимі:

$$\Delta U_{ТПЗ} = \frac{r_0 \cdot (P_{2Д+Г+Х} \cdot L_{ТПЗ-Г} + P_{Д+Х} \cdot L_{Г-Д} + P_{Х+Д} \cdot L_{Д-Х} + P_{Д} \cdot L_{Х-Д})}{10 \cdot U_n^2},$$

$$\Delta U_{ТПЗ} = \frac{0,164 \cdot (212,24 \cdot 0,05 + 108,64 \cdot 0,03 + 108,64 \cdot 0,03 + 85,6 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2} =$$

$$= 2,36\% < 10\%.$$

Розрахуємо втрату напруги зі сторони ТП2:

$$\Delta U_{ТП2} = \frac{r_0 \cdot (P_{2Д+Г+Х} \cdot L_{ТП2-Д} + P_{Х+Д} \cdot L_{Д-Х} + P_{Д+Г} \cdot L_{Х-Д} + P_{Г} \cdot L_{Д-Г})}{10 \cdot U_n^2},$$

$$\Delta U_{ТП2} = \frac{0,164 \cdot (212,24 \cdot 0,06 + 108,64 \cdot 0,05 + 131,6 \cdot 0,04 + 68,4 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2} =$$

$$= 2,9\% < 10\%.$$

Для петлі ТП2-ТП1 (Г, К, В):

В нормальному режимі від ТП2 живляться об'єкти Г та Д, а від ТП1 – об'єкти К та Ц.

Визначимо навантаження для ТП2 та ТП1 в нормальному режимі:

$$P_{ТП2-Г} = P_{Г+Д} = 131,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП2-Г} = Q_{Г+Д} = 38,16 \text{ квар},$$

$$P_{ТП1-К,Ц} = P_{К} + K_{с.м} \cdot P_{Ц} = 66 + 0,4 \cdot 90 = 102 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП1-К,Ц} = Q_{К} + K_{с.м} \cdot Q_{Ц} = 37,62 + 0,4 \cdot 18 = 44,82 \text{ квар},$$

Визначимо розрахунковий переріз КЛ:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$F_{\text{ПП2-Г}} = \frac{\rho \cdot (P_{\text{Г+Д}} \cdot L_{\text{ПП2-Г}} + P_{\text{Д}} \cdot L_{\text{Г-Д}})}{10 \cdot U_{\text{Н}} \cdot \Delta U_{\text{дон}}} = \frac{29,2 \cdot (131,6 \cdot 0,07 + 85,6 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 54,57 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ПП1-К,Ц}} = \frac{\rho \cdot (P_{\text{Ц+К}} \cdot L_{\text{ПП1-Ц}} + P_{\text{К}} \cdot L_{\text{Ц-К}})}{10 \cdot U_{\text{Н}} \cdot \Delta U_{\text{дон}}} = \frac{29,2 \cdot (123 \cdot 0,06 + 66 \cdot 0,07)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 48,53 \text{ мм}^2,$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}},$$

$$I_{\text{ПП2-Г,Д}} = \frac{\sqrt{131,6^2 + 38,16^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 208,24 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПП1-К,Ц}} = \frac{\sqrt{102^2 + 44,82^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 169,32 \text{ А}.$$

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}} K_1 K_2.$$

Обираємо АВВГ 4х120, $I_{\text{доп}} = 224 \text{ А}$.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 224 = 224 \text{ А}, 224 \text{ А} > 208,24 \text{ А}$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об'єкти.

Розраховуємо навантаження:

$$P_{\text{ПП2-ПП1}}^{\text{п/а}} = P_{\text{Г+Д}} + K_{\text{с.м}} \cdot P_{\text{К}} + K_{\text{с.м}} \cdot P_{\text{Ц}} = 131,6 + 0,5 \cdot 66 + 0,4 \cdot 90 = 200,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ПП2-ПП1}}^{\text{п/а}} = Q_{\text{Г+Д}} + K_{\text{с.м}} \cdot Q_{\text{К}} + K_{\text{с.м}} \cdot Q_{\text{Ц}} = 38,16 + 0,5 \cdot 37,62 + 0,4 \cdot 18 = 64,17 \text{ квар}.$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

$$I_{\text{ПП2-ПП1}}^{\text{п/а}} = \frac{\sqrt{200,6^2 + 64,17^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 320,08 \text{ А}.$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

Перевірка:

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 224 = 291,2 < 320,08 \text{ А.}$$

Перевірка не виконується. Обираємо кабель АВВГ 4х150

($I_{\text{доп}}=254 \text{ А}$, $r_0=0,206 \text{ Ом/км}$).

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 254 = 330,2 > 320,08.$$

Розрахуємо втрату напруги зі сторони ТП2 у п/а режимі:

$$P_{\text{Д+К}} = P_{\text{Д}} + K_{\text{с.м}} \cdot P_{\text{К}} = 85,6 + 0,5 \cdot 66 = 118,6 \text{ кВт},$$

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{r_0 \cdot (P_{\text{Г+Д+К+Ц}} \cdot L_{\text{ТП2-Г}} + P_{\text{Д+К}} \cdot L_{\text{Г-Д}} + P_{\text{К+Ц}} \cdot L_{\text{Д-К}} + P_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{К-Ц}})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{0,206 \cdot (200,6 \cdot 0,07 + 118,6 \cdot 0,05 + 102 \cdot 0,04 + 90 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2} =$$
$$= 3,82\% < 10\%.$$

Розрахуємо втрату напруги зі сторони ТП1:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_0 \cdot (P_{\text{Г+Д+К+Ц}} \cdot L_{\text{ТП1-Ц}} + P_{\text{К+Д}} \cdot L_{\text{Ц-К}} + P_{\text{Д+Г}} \cdot L_{\text{К-Д}} + P_{\text{Г}} \cdot L_{\text{Д-Г}})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{0,206 \cdot (200,6 \cdot 0,06 + 118,6 \cdot 0,07 + 131,6 \cdot 0,04 + 68,4 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2} =$$
$$= 4,14\% < 10\%.$$

Для петлі ТП1-ТП3 (2Г, Д, Ф):

В нормальному режимі від ТП3 живляться Г та Ф, а від ТП1 – Д та Г

Визначимо навантаження для ТП3 та ТП1 в нормальному режимі:

$$P_{\text{ТП3-Г,Ф}} = P_{\text{Ф}} + K_{\text{с.м}} \cdot P_{\text{Г}} = 200 + 0,4 \cdot 68,40 = 227,36 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3-Г,Ф}} = Q_{\text{Ф}} + K_{\text{с.м}} \cdot Q_{\text{Г}} = 66 + 0,4 \cdot 19,84 = 73,94 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП1-Г,Д}} = 131,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП1-Г,Д}} = 38,16 \text{ квар},$$

Визначимо розрахунковий переріз КЛ:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

$$F_{ТП1-Д,Г} = \frac{\rho \cdot (P_{Д+Г} \cdot L_{ТП1-Д} + P_{Г} \cdot L_{Д-Г})}{10 \cdot U_{Н} \cdot \Delta U_{\text{дон}}} =$$

$$= \frac{29,2 \cdot (131,6 \cdot 0,08 + 68,4 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 56,42 \text{ мм}^2,$$

$$F_{ТП3-Г,Ф} = \frac{\rho \cdot (P_{Г+Ф} \cdot L_{ТП3-Г} + P_{Ф} \cdot L_{Г-Ф})}{10 \cdot U_{Н} \cdot \Delta U_{\text{дон}}} =$$

$$= \frac{29,2 \cdot (227,36 \cdot 0,09 + 200 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 107,01 \text{ мм}^2,$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{ТП1-Г,Д} = \frac{\sqrt{131,6^2 + 38,16^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 208,24 \text{ А},$$

$$I_{ТП3-Г,Ф} = \frac{\sqrt{227,36^2 + 73,94^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 363,34 \text{ А}.$$

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}} K_1 K_2.$$

Обираємо 2 АВВГ 4x120 ($I_{\text{доп}} = 2 \times 224 = 448 \text{ А}$, $r_0 = 0,253/2 = 0,127 \text{ Ом/км}$).

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{дон}} = 0,9 \cdot 1 \cdot 448 = 403,2 \text{ А}, 403,2 \text{ А} > 363,14 \text{ А}$$

В післяварійному режимі від ТП живляться всі об'єкти.

Розрахуємо навантаження:

$$P_{ТП3-ТП1}^{\text{н/а}} = P_{\text{Ф}} + K_{\text{с.м}} \cdot P_{2Г+Д} = 200 + 0,4 \cdot 174 = 269,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП3-ТП1}^{\text{н/а}} = Q_{\text{Ф}} + K_{\text{с.м}} \cdot Q_{2Г+Д} = 66 + 0,4 \cdot 50,46 = 86,18 \text{ квар}.$$

Визначимо струмове навантаження в післяварійному

$$\text{режимі: } I_{ТП3-ТП1}^{\text{н/а}} = \frac{\sqrt{269,6^2 + 86,18^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 430,15 \text{ А}.$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Перевірка:

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 448 = 524,16 > 430,15 \text{ А.}$$

Перевірка виконується.

Розрахуємо втрату напруги зі сторони ТПЗ в після аварійному режимі:

$$P_{2\Gamma+Д+\Phi} = P_{\Phi} + K_{с.м.} \cdot P_{2\Gamma+Д} = 200,0 + 0,4 \cdot 174 = 269,6 \text{ кВт},$$

$$\Delta U_{ТПЗ} = \frac{r_0 \cdot (P_{2\Gamma+Д+\Phi} \cdot L_{ТПЗ-\Gamma} + P_{\Phi+\Gamma} \cdot L_{\Gamma-\Phi} + P_{\Gamma+\Phi} \cdot L_{\Phi-\Gamma} + P_{Д} \cdot L_{\Gamma-Д})}{10 \cdot U_n^2},$$

$$\Delta U_{ТПЗ} = \frac{0,127 \cdot (269,6 \cdot 0,09 + 227,36 \cdot 0,03 + 227,36 \cdot 0,04 + 85,6 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2} = 3,9\% < 10\%.$$

Розрахуємо втрату напруги зі сторони ТП1:

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{r_0 \cdot (P_{2\Gamma+Д+\Phi} \cdot L_{ТП1-Д} + P_{\Gamma+\Phi} \cdot L_{Д-\Gamma} + P_{\Phi+\Gamma} \cdot L_{\Gamma-\Phi} + P_{\Gamma} \cdot L_{\Phi-\Gamma})}{10 \cdot U_n^2},$$

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{0,127 \cdot (269,6 \cdot 0,08 + 227,36 \cdot 0,05 + 227,36 \cdot 0,03 + 68,4 \cdot 0,04)}{10 \cdot 0,38^2} = 3,74\% < 10\%.$$

Результати розрахунків занесемо до таблиці 2.5.4.1.

Таблиця 2.3.4.1 - Розрахунок струмів та вибір перерізів ліній напругою 0,38 кВ

Петля	Марка	Довжина кабелю, км	$I_{доп}$, А	I_p , А	$I_p^{п/а}$, А	$\Delta U_{п.,а}$, %
ТП1-ТП3	2 АВВГ 4x120	0,2	403,2	363,34	430,15	3,9
ТП1-ТП2	АВВГ 4x150	0,19	330,02	280,04	320,08	4,14
ТП2-ТП3	АВВГ 4x185	0,22	371,8	208,24	335	2,9

Кабелі, які підходять до силових пунктів та електроприймачів відповідно, розрахунок струму в нормальному режимі буде проводитись за формулами:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ			Арк.
								51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

$$I_p = \frac{k_{\text{сум}} \cdot \sum P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

де P_n - номінальна потужність групи споживачів;

Результати розрахункових струмів та вибрані перерізи, зведемо в єдину таблицю (2.3.4.2 та 2.3.4.3).

Таблиця 2.3.4.2 – Перерізи кабелів та струми, які підходять до силових пунктів

Об'єкт	Марка кабелю	$I_{\text{доп}}$	I_p
СП1	АВВГ 4×240	369	330,24
СП2	АВВГ 4×25	93	84,97
СП3	АВВГ 4×16	72	58,55
ЩО	АВВГ 4×2,5	26	5

Таблиця 2.3.4.3 – Перерізи кабелів та струми, які підходять до групи ЕП

Назва	Потужність групи ЕП, кВт	I_p	$I_{\text{доп}}$	Марка кабелю
Зварювальні апарати	260	318,99	369	АВВГ 4×240
Крани консольно-поворотні	50	61,34	72	АВВГ 4×16
Електричні індукційні печі	72	88,33	93	АВВГ 4×25
Вентилятори	48	58,89	72	АВВГ 4×16
Плоскошліфувальні верстати	70	85,88	93	АВВГ 4×25
Радіально-свердлильні верстати	40	49,07	55	АВВГ 4×10
Гальванічні ванни	13,5	16,56	26	АВВГ 4×2,5

Продовження таблиці 2.3.4.3

Розточувальні верстати	9,0	11,04	26	АВВГ 4×2,5
Токарні верстати	60,0	73,61	93	АВВГ 4×25
Освітлення	4,99	7,33	26	АВВГ 4×2,5

2.3.5 Перевірка електричних мереж на відповідність вимогам до показників якості електричної енергії

При проектуванні цехових електричних мереж, важливою умовою є перевірка їх за ustalеним відхиленням напруги.

Згідно з ДСТУ EN 50160:2014 [15] відхилення напруги від нормального значення не повинно перевищувати $\pm 5\%$.

Вважатимемо, що напруга зі сторони джерела живлення в будь – якому випадку є номінальною.

Тоді, розрахунок за ustalеним відхиленням напруги повинен виконуватися для режимів максимальних і мінімальних електричних навантажень. У режимі максимальних/мінімальних електричних навантажень напруга на затискачах найвіддаленішого/найближчого ЕП не має бути нижче/вище $0,95 \cdot U_{ном} / 1,05 \cdot U_{ном}$ тобто в мережі 0,38 кВт на затискачах споживача відхилення не повинно перевищувати $\pm 5\%$.

В пунктах 2.3.4 і 2.3.3 було розраховано втрати напруги в мережах 0,4 і 10 кВ.

2.4.1 Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії

Розрахуємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії для ПЛ Л5. Параметри ПЛ наведені в таблицях 2.4.1.1 та 2.4.1.2.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

Таблиця 2.4.1.1- Параметри

$\omega_0, \text{П/км} \cdot \text{рік}$	ГОД $\tau_{\text{П}}$	ГОД $\tau_{\text{П}}$	ГОД $\tau_{\text{ВР}}$	$L_{0-2}, \text{км}$	$L_{2-3}, \text{км}$	$L_{3-4}, \text{км}$	$L_{4-5}, \text{км}$	$L_{5-6}, \text{км}$	$L_{4-7}, \text{км}$	$L_{7-8}, \text{км}$	$L_{4-9}, \text{км}$	$L_{9-10}, \text{км}$	$L_{10-11}, \text{км}$	$L_{11-12}, \text{км}$	$L_{12-13}, \text{км}$	$L_{10-14}, \text{км}$
0,15	4	1	2	0,8	0,3	0,6	0,1	0,3	0,9	0,9	1,3	0,5	1,5	0,3	1,2	1,4

Таблиця 2.4.1.2 - Вузли навантаження

$P_2, \text{кВт}$	$P_3, \text{кВт}$	$P_5, \text{кВт}$	$P_6, \text{кВт}$	$P_7, \text{кВт}$	$P_8, \text{кВт}$	$P_9, \text{кВт}$	$P_{11}, \text{кВт}$	$P_{12}, \text{кВт}$	$P_{13}, \text{кВт}$	$P_{14}, \text{кВт}$
35	25	30	100	30	50	60	60	30	210	100

Для оцінки очікуваної величини недоотриманої електроенергії можна використовувати структурно-логічну матрицю. Принцип її формування полягає в наступному. Рядки матриці відповідають вузлам мережі, які представлені середніми значеннями своїх навантажень. Стівці матриці відповідають ділянкам мережі, які характеризуються їх довжинами. Комірки матриці заповнюються значеннями часу відновлення електропостачання, яке необхідне для відновлення живлення даного вузла мережі (рядок матриці) при пошкодженні на відповідній ділянці (стовпець матриці) лінії, враховуючи всі встановлені в мережі комутаційні, захисні апарати і резервні джерела живлення.

Визначаємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії (ПЛ) Л5.

$$EENS = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \omega_0 l_i P_{\text{ср}j} \tau_{ij},$$

де ω_0 – питомий показник пошкоджень ПЛ пошк/км·рік;

m – кількість вузлів навантажень;

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ		Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			54

n – кількість ділянок даної лінії;

τ_{ij} – значення часу відновлення електропостачання, занесені на попередньому етапі у відповідні комірки структурно-логічної матриці;

τ_p – середній час потрібний на ремонт пошкодження;

τ_{π} – час потрібний на виконання оперативних переключень;

$\tau_{вр}$ – час необхідний для вводу резервного живлення;

Якщо розглядати випадок без комутаційних апаратів та резерву, то всі комірки матриці будуть заповнені лише показником часу ремонту: пошкодження будь-якої ділянки лінії приведе до припинення живлення всіх вузлів. Тому сумарна величина недовідпущеної електроенергії може бути порахована за формулою:

$$\begin{aligned} EENS &= P_{\Sigma} \cdot \tau_p \cdot \omega_0 \cdot \Sigma l_i = (P_2 + P_3 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{11} + P_{12} + P_{13} + P_{14}) \cdot \\ &\cdot (l_{0-2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{4-5} + l_{5-6} + l_{4-7} + l_{7-8} + l_{4-9} + l_{9-10} + l_{10-11} + l_{11-12} + l_{12-13} + l_{10-14}) = \\ &= (35 + 25 + 30 + 100 + 30 + 50 + 60 + 60 + 30 + 210 + 100) \cdot 4 \cdot 0,15 \cdot \\ &\cdot (0,8 + 0,3 + 0,6 + 0,1 + 0,3 + 0,9 + 0,9 + 1,3 + 0,5 + 1,5 + 0,3 + 1,2 + 1,4) = \\ &= 4423,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

2.4.2 Розрахунок зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії

Зобразимо схему після розміщення роз'єднувачів РЗ1 та РЗ2 на початку ланок l_{4-7} та l_{9-10} на рисунку 2.4.2.1.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

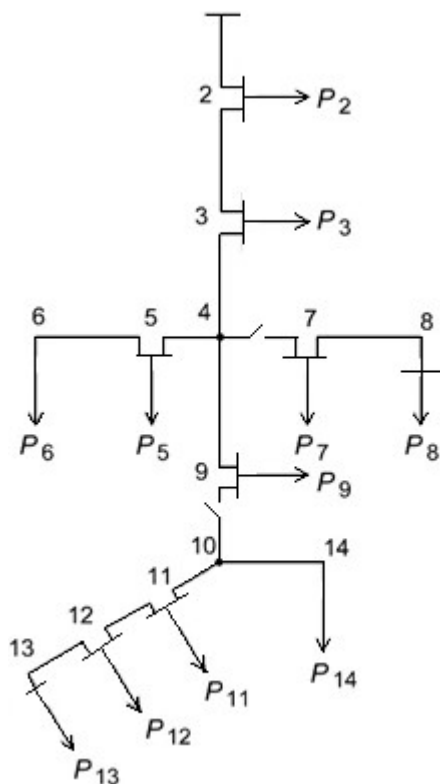


Рисунок 2.4.2.1 - Схема повітряної лінії

Складаємо структурно-логічну матрицю в таблицю 2.4.2.1

Для простішого рішення даного пункту, зробимо спрощення схеми

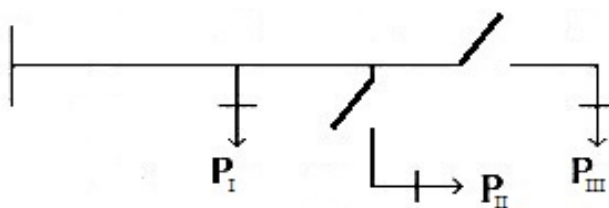


Рисунок 2.4.2.1 Спрощена схема повітряної лінії

Таблиця 2.4.2.2 - Структурно-логічна матриця

	L_1	L_2	L_3
P_I	τ_p	$\tau_{п}$	$\tau_{п}$
P_{II}	τ_p	τ_p	$\tau_{п}$
P_{III}	τ_p	$\tau_{п}$	τ_p

Об'єднаємо навантаження повітряної лінії та їх довжини

$$P_I = P_2 + P_3 + P_6 + P_5 + P_9 = 35 + 25 + 30 + 100 + 60 = 240 \text{ кВт},$$

$$P_{II} = P_7 + P_8 = 30 + 50 = 80 \text{ кВт},$$

$$P_{III} = P_{11} + P_{14} + P_{12} + P_{13} = 60 + 30 + 210 + 100 = 400 \text{ кВт}$$

$$L_1 = L_{0-2} + L_{2-3} + L_{3-4} + L_{4-5} + L_{5-6} + L_{4-9} = 0.8 + 0.3 + 0.6 + 0.1 + 0.3 + 0.9 = 3.0 \text{ км},$$

$$L_2 = L_{7-8} + L_{4-7} = 0.9 + 1.3 = 2.2 \text{ км},$$

$$L_3 = L_{9-10} + L_{10-11} + L_{11-12} + L_{12-13} + L_{10-14} = 0.5 + 1.5 + 0.3 + 1.2 + 1.4 = 4.9 \text{ км}$$

$$EENS_1 = \omega \cdot P_I (\tau_p L_1 + \tau_{п} (L_2 + L_3)),$$

$$EENS_1 = 0,15 \cdot 190 \cdot (4 \cdot 2.1 + 1 \cdot (3.1 + 4.9)) = 467.4 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Наступні розрахунки зведемо в таблицю 6.2 .

Таблиця 2.4.2.2 – Зведені значення очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії

$EENS_1$	$EENS_2$	$EENS_3$
467.4	774.9	1866

$$\sum A_{\text{нед}} = EENS_1 + EENS_2 + EENS_3 = 3108.3 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розрахуємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії після розміщення роз'єднувачів Р31 та Р32 на початку ланок l_{4-7} та l_{9-10} лінії та наявності можливості підключення до резервного джерела живлення у вузлі навантаження 14 (див. рисунок 2.4.2.2).

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

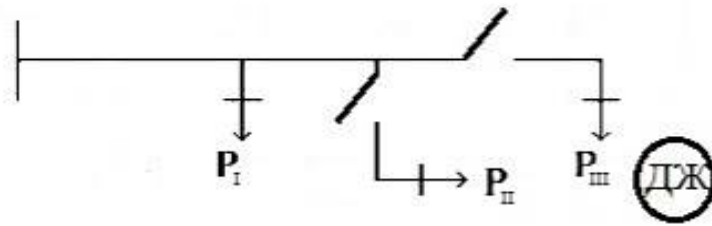


Рисунок 2.4.2.2 - Схема повітряної лінії

Складаємо структурно-логічну матрицю (таблиця 2.2.6.3).

Таблиця 2.4.2.3 - Структурно-логічна матриця при підключенні до резервного джерела живлення

	L_1	L_2	L_3
P_I	τ_p	τ_{II}	τ_{II}
P_{II}	τ_p	τ_p	τ_{II}
P_{III}	$\tau_{вр}$	τ_{II}	τ_p

$$EENS_3 = \omega \cdot P_{III} (\tau_{вр} L_1 + \tau_{II} L_2 + \tau_p L_3),$$

$$A_{дж.нед3} = 0,15 \cdot 400 \cdot (2 \cdot 3.0 + 1 \cdot 2.2 + 4 \cdot 4.9) = 1668 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Наступні розрахунки зведемо в таблицю 2.2.6.4.

Таблиця 2.4.2.4 - Зведені значення очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії

$EENS_1$	$EENS_2$	$EENS_3$
287.85	539.7	1668

$$\sum A_{дж.нед} = EENS_1 + EENS_2 + EENS_3 = 2441.55 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Встановлення комутаційних апаратів (в нашому випадків роз'єднувачів), впливає на зміну часу відновлення електропостачання та на

величину відключеного електричного навантаження, що в свою чергу значно знижує величину недовідпущеної електричної енергії.

Розрахунки показують на скільки зменшується величина очікуваної недовідпущеної електроенергії після розміщення комутаційних апаратів (у нашому випадку роз'єднувачів).

$$\Delta EENS_1 = \frac{EENS - \sum EENS}{EENS} \cdot 100\%,$$

$$\Delta EENS_1 = \frac{4423.8 - 3108.3}{4423.8} \cdot 100\% = 29.73\%,$$

$$\Delta EENS_2 = \frac{EENS - \sum EENS}{EENS} \cdot 100\%,$$

$$\Delta EENS_2 = \frac{4423.8 - 2441.55}{4423.8} \cdot 100\% = 44.8\%.$$

Отже, при розміщенні роз'єднувачів Р31 та Р32 на початку ланок $l_{4.5}$ та $l_{7.8}$ лінії, величина очікуваної недовідпущеної електроенергії зменшується на 29,73 %.

А при розміщенні роз'єднувачів Р31 та Р32 на початку ланок $l_{4.5}$ та $l_{7.8}$ лінії та наявності можливості підключення до резервного джерела живлення у вузлі навантаження 14, величина очікуваної недовідпущеної електроенергії зменшується на 44,8 %.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

2.5.1 Визначення розрахункових навантажень на різних ієрархічних рівнях електропостачальної системи

Розрахувати навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції прийнявши до уваги навантаження ліній Л3, Л4, Л5, а також зосереджене навантаження $S_3 (P_3, Q_3)$ та $S_4 (P_4, Q_4)$.

Початкові дані представлено в таблиці 2.5.1.1.

Таблиця 2.5.1.1 - Початкові дані визначення розрахункових навантажень

P_3 , МВт	30
Q_3 , Мвар	5
P_4 , МВт	32
Q_4 , Мвар	6

Розраховуємо потужність на початку Л5:

$$P_{л5} = P_2 + P_3 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{11} + P_{12} + P_{13} + P_{14},$$
$$P_{л5} = 35 + 25 + 30 + 100 + 30 + 50 + 60 + 60 + 30 + 210 + 100 = 730 \text{ кВт.}$$

Розраховуємо навантаження на першій секції шин 10 кВ центра живлення:

$$P_{1с.ш} = (P_{л5} + P_{л4} + P_{с3}) \cdot K_{сум},$$

де $K_{сум}$ – коефіцієнт суміщення максимумів навантажень міських електромереж і промислових підприємств, в.о. [6];

$$P_{1с.ш} = (730 + 3299,77 + 30000) \cdot 0,8 = 27223,82 \text{ кВт,}$$

$$Q_{1с.ш} = (Q_{л5} + Q_{л4} + Q_{с3}) \cdot K_{сум},$$

$$Q_{л5} = P_{л5} \cdot \text{tg}\varphi,$$

$$Q_{л5} = 730 \cdot 0,48 = 353,56 \text{ квар,}$$

$$Q_{1с.ш} = (353,56 + 873,04 + 5000) \cdot 0,8 = 4981,28 \text{ квар,}$$

$$S_{1с.ш} = \sqrt{P_{1с.ш}^2 + Q_{1с.ш}^2},$$

$$S_{1с.ш} = \sqrt{27223,82^2 + 4981,28^2} = 27675,79 \text{ кВА.}$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

Розраховуємо навантаження на другій секції шин 10 кВ центра живлення:

$$P_{2\text{с.ш}} = (P_{л3} + P_{с4}) \cdot K_{\text{сум}},$$

$$P_{2\text{с.ш}} = (3084,22 + 32000) \cdot 0,85 = 29821,59 \text{ кВт},$$

$$Q_{2\text{с.ш}} = (Q_{л3} + Q_{с4}) \cdot K_{\text{сум}},$$

$$Q_{2\text{с.ш}} = (836,91 + 6000) \cdot 0,85 = 5811,37 \text{ квар},$$

$$S_{2\text{с.ш}} = \sqrt{P_{2\text{с.ш}}^2 + Q_{2\text{с.ш}}^2},$$

$$S_{2\text{с.ш}} = \sqrt{29821,59^2 + 5811,37^2} = 30382,54 \text{ кВА}.$$

2.5.2 Вибір відгалужень розподільних трансформаторів

Вибрати необхідні відгалуження регуляторів напруги розподільних трансформаторів та ліній на напругу 10 кВ Л1, Л2.

Початкові дані наведено в таблиці 2.5.2.1.

Таблиця 2.5.2.1 - Початкові дані

Довжини ланок ліній Л1 і Л2 (км)	
п/ст-РП	1,7
РП-ТП1	0,8
ТП1-ТП2	0,6
ТП2-ТП3	0,3
ТП3-ТП4	0,5
ТП5-ТП6	0,4
ТП6-ТП7	0,3
ТП7-ТП8	0,5
ТП8-РП	0,6

Регулювальні відгалуження розподільчих трансформаторів мають бути вибрані так, щоб компенсувати втрату напруги в розподільній мережі в режимі максимальних навантажень.

Втрати напруги на ділянках розподільчої мережі :

$$\Delta U = \frac{(Pr + Qx)L}{10U_{\text{н}}^2},$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

де P – активне навантаження елемента мережі, кВт;

r - активний опір мережі, Ом;

Q – реактивне навантаження елемента мережі, квар;

x – реактивний опір мережі, Ом.

Вибір відгалуження трансформатора проводять за умови допустимого усталеного відхилення напруги у споживачів. У режимі максимальних навантажень напруга на затискачах найвіддаленіших ЕП не повинна бути нижча за $0,95U_n$, тобто $\delta U_{y-} \geq -5\%$. У режимі мінімальних навантажень напруга на шинах низької напруги ЦЖ не повинна перевищувати номінальну напругу більш як на 5%, тобто $\delta U_{y+} \leq +5\%$ [1]. У якості максимального беруть розрахункове навантаження, а мінімальне навантаження становить 25...30% від розрахункового.

Забезпечення зазначених вище відхилень напруги на затискачах електроприймачів може бути здійснене в результаті раціонального вибору робочих відгалужень розподільчих трансформаторів і закону регулювання напруги в центрі живлення.

Розраховуємо відхилення напруги у будь якій точці мережі та для будь-якого режиму

$$\delta U_y = E_n + E_T + \beta(\Delta U_c + \Delta U_{тр} + \Delta U_{нн}),$$

де E_n - добавка напруги в ЦЖ у розглянутому режимі, %;

β - коефіцієнт завантаження (оскільки ми розглядаємо два режими, то приймаємо 1,0 - для режиму максимального навантаження і 0,25 - для мінімального навантаження);

$\Delta U_{тр}$ - втрата напруги в трансформаторі у режимі максимального навантаження (приймається середня для розглянутої мережі величина), %;

ΔU_c - втрата напруги у режимі максимальних навантажень у мережі середньої напруги, %;

$\Delta U_{нн}$ - допустимі втрати у мережі низької напруги, =7.5 %;

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо навантаження на початку ліній, в кінці ліній та втрати потужності на прикладі ділянки ТП3-ТП4:

$$\Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}})^2 + (Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}})^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_0 \cdot L_{\text{ТП3-ТП4}} \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(300 + 4,05)^2 + (60 + 16,53)^2}{10^2} \cdot 0,868 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,43 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}})^2 + (Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}})^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_0 \cdot L_{\text{ТП3-ТП4}} \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП3.1-ТП4.1}} = \frac{(300 + 4,05)^2 + (60 + 16,53)^2}{10^2} \cdot 0,095 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,05 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП3-ТП4}} = P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}},$$

$$P_{\text{ТП3.1-ТП4.1}} = 300 + 0,43 + 4,05 = 304,47 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3-ТП4}} = Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП3-ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}},$$

$$Q_{\text{ТП3.1-ТП4.1}} = 60 + 0,05 + 16,53 = 76,58 \text{ квар},$$

Результати аналогічних розрахунків для інших ланок зведемо в таблицю 2.5.2.2.

Таблиця 2.5.2.2 - Втрати потужності та навантаження на ланках ліній Л1 та Л2

Ділянка мережі	ΔP , кВт	ΔQ , квар	P , кВт	Q , квар
ЦЖ-РП(Л4)	2,01	1,2	2810.37	593.23
РП-ТП8(Л1)	4,87	0,53	929.12	254.24
ТП5-ТП6	0,29	0,03	283,9	65,13
ТП6-ТП7	0,51	0,06	429,56	105,06
ТП7-ТП8	2,1	0,23	675	173,72
ЦЖ-РП(Л3)	1,8	1,08	2648.11	622.6
РП-ТП1(Л2)	5,81	0,64	869,45	303
ТП1-ТП2	2,76	0,3	690,87	238,44
ТП2-ТП3	0,84	0,09	536,93	188,94
ТП3-ТП4	0,43	0,05	304,47	76,58

Розрахуємо втрати напруги в лініях:

$$\Delta U_{\text{л.ТПЗ-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} \cdot r_0 + Q_{\text{ТП4}} \cdot x_0) L_{\text{ТПЗ-ТП4}}}{10U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{л.ТПЗ-ТП4}} = \frac{(304,47 \cdot 0,868 + 76,58 \cdot 0,095) \cdot 0,5}{10 \cdot 10^2} = 0,14\%,$$

Результати розрахунку втрат напруги на інших ланках зведемо в таблицю 2.2.8.3

Таблиця 2.5.2.3 - Втрати напруги на ланках ліній Л1 та Л2

Ділянка мережі	$\Delta U_{\text{с}}, \%$
ЦЖ-РП(Л4)	0,67
РП-ТП8(Л1)	0,50
ТП5-ТП6	0,10
ТП6-ТП7	0,11
ТП7-ТП8	0,3
ЦЖ-РП(Л3)	0,66
РП-ТП1(Л2)	0,63
ТП1-ТП2	0,37
ТП2-ТП3	0,15
ТП3-ТП4	0,14

Розрахуємо втрати напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_{\text{т}} \cdot P_{\text{ТП1}} + x_{\text{т}} \cdot Q_{\text{ТП1}}}{10U_{\text{н}}^2},$$

де $r_{\text{т}}$ — активний опір трансформатора, Ом

$$r_{\text{тп}} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{н}}^2} \cdot 10^3,$$

$$r_{\text{тп}} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{400^2} \cdot 10^3 = 3,43 \text{ Ом},$$

де $z_{\text{тр}}$ – реактивний опір трансформатора, Ом;

$$z_{\text{тр}} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100S_{\text{H}}} \cdot 10^3,$$

$$z_{\text{тр}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 400} \cdot 10^3 = 11,25 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{мп}} = \sqrt{z_{\text{мп}}^2 - r_{\text{мп}}^2};$$

$$x_{\text{мп}} = \sqrt{11,25^2 - 3,43^2} = 10,71 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{\text{ТП}} = \frac{203,26 \cdot 3,43 + 75,2 \cdot 10,71}{10 \cdot 10^2} = 1,5\%.$$

Результати розрахунків опорів та втрат напруги для інших трансформаторів ТП зведемо в таблицю 2.2.8.4.

Таблиця 2.5.2.4 – Зведені результати розрахунків опорів та втрат напруги для трансформаторів ТП

Трансформатор	r_{T} , Ом	x_{T} , Ом	ΔU_{T} , %
ТП1	3,43	11,25	1.5
ТП2	3,43	11,25	1,48
ТП3	3,43	11,25	2.43
ТП4	3,43	11,25	1.86
ТП5	3,43	11,25	1,67
ТП6	5,92	17	2.01
ТП7	3,43	11,25	2.01
ТП8	3,43	11,25	2.03

Вибираємо відгалуження регуляторів напруги E_{T} розподільних трансформаторів, згідно з втратами напруги в мережі від ЦЖ до відповідного

трансформатора ТП, для того щоб компенсувати втрату напруги. Результати зведемо до таблиці 2.2.8.5.

Таблиця 2.5.2.5 - Відгалуження регуляторів напруги розподільних трансформаторів

	$\Delta U_c, \%$	$E_T, \%$
ЦЖ-РП(Л4)	0,67	-
РП-ТП8(Л1)	0,87	0
ТП7-ТП8	1,17	0
ТП6-ТП7	1,29	0
ТП5-ТП6	1,39	0
ЦЖ-РП(Л3)	0,66	-
РП-ТП1(Л2)	0,98	0
ТП1-ТП2	1,35	0
ТП2-ТП3	1,5	0
ТП3-ТП4	1,63	0

Приймаємо для Л1 $\Delta U_{\text{трср}} = 1.93$, а для Л2 $\Delta U_{\text{трср}} = 1.81$.

Надбавка напруги в режимі максимального навантаження вибирається таким чином, що б відхилення напруги в на шинах 0,4 кВ найближчого ТП не перевищувало верхній допустимий рівень:

$$E'_{\text{пЛі}} = \delta U_{\text{доп}}^B + E_T + \beta_{\text{max}} \cdot (\Delta U_M + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{н.м}}),$$

$$E'_{\text{пЛ1}} = 5 + 0 + 1 \cdot (0 + 1.93 + 0) = 6.93\%,$$

$$E'_{\text{пЛ2}} = 5 + 0 + 1 \cdot (0 + 1.81 + 0) = 6.81\%.$$

Для режиму мінімальних навантажень необхідно, що б у першого ТП, який має максимальну надбавку напруги, напруга на шинах 0,4 кВ не перевищувала верхнього допустимого рівня:

$$E''_{\text{п(в)Лі}} = \delta U_{\text{доп}}^B + E_T^{\text{найб}} + \beta_{\text{min}} \cdot (\Delta U_M^{\text{найб}} + \Delta U_{\text{тр1}}),$$

$$E''_{\text{п(в)Л2}} = 5 + 0 + 0,25 \cdot (0 + 1.93) = 5,48\%,$$

$$E''_{п(в)Л1} = 5 + 0 + 0,25 \cdot (0 + 1.81) = 5,45\%,$$

Для найбільш віддаленого споживача останнього трансформатора з мінімальною надбавкою напруги, відхилення напруги не повинне вийти за границю нижнього допустимого рівня:

$$E''_{п(в)Л1} = -\delta U_{\text{доп}}^H - E_T^{\text{найм}} + \beta_{\text{min}} \cdot (\Delta U_c^{\text{найм}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{н.м}}),$$

$$E''_{п(в)Л1} = -5 - 0 + 0,25 \cdot (1,39 + 1.93 + 7,5) = -2.295\%,$$

$$E''_{п(в)Л2} = -5 - 0 + 0,25 \cdot (1,63 + 1.81 + 7,5) = -2.325 \%.$$

Отримані значення зобразимо графічно на рисунку 2.5.2.1 та 2.5.2.2

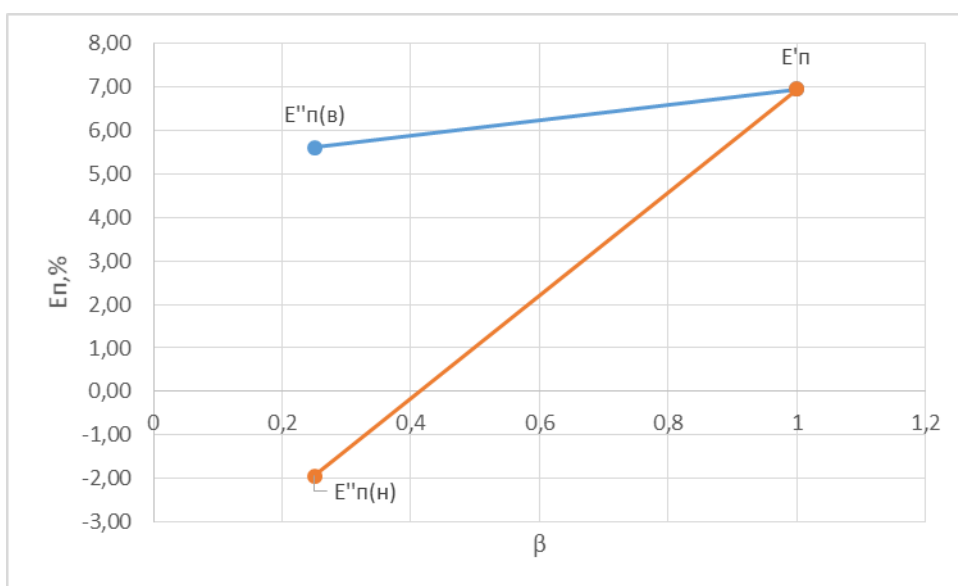


Рисунок 2.5.2.1 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л2

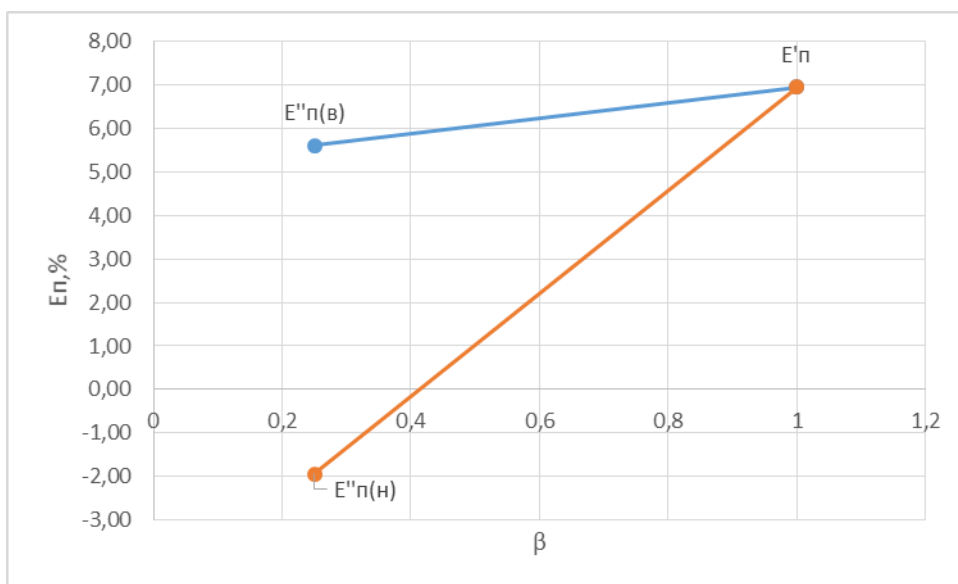


Рисунок 2.5.2.2 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л1

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

2.6 Визначення річних втрат електричної енергії в лінії 35 кВ і трансформаторах підстанції 35/10 кВ

Для розрахунку використовують:

- метод поелементних розрахунків;
- метод середніх навантажень.

Параметри повітряних ліній 35 кВ (переріз F , мм² та довжина L , км), номінальна потужність та параметри трансформаторів 35/10 кВ наведені у таблиці 2.6.1 Від підстанції 35/10 кВ живляться дві групи споживачів: S_5 та S_6 . Споживачі S_5 працюють n_1 діб згідно графіка P'_5, Q'_5 та n_2 діб за графіком P''_5, Q''_5 . Відповідно, споживачі S_6 працюють n_1 діб згідно графіка P'_6, Q'_6 та n_2 діб за графіком P''_6, Q''_6 . Решту часу ($365 - n_1 - n_2$ діб) трансформатори та лінія відключені.

Чотирьохступеневі (тривалість кожної ступені 6 годин) добові графіки навантаження у відносних одиницях $(\frac{P_i}{\max P_i}, \frac{Q_i}{\max Q_i})$ та максимальне навантаження кожного споживача ($P_{5\max}, Q_{5\max}, P_{6\max}, Q_{6\max}$) наведені у таблиці 2.6.2.

Річний відпуск електричної енергії A_5, A_6 та максимальне річне навантаження ліній $L_5 (P_{5\max}, Q_{5\max})$ і $L_6 (P_{6\max}, Q_{6\max})$ наведені у табл. 2.6.3.

Схема електропостачання зображена на рисунку 2.6.1.

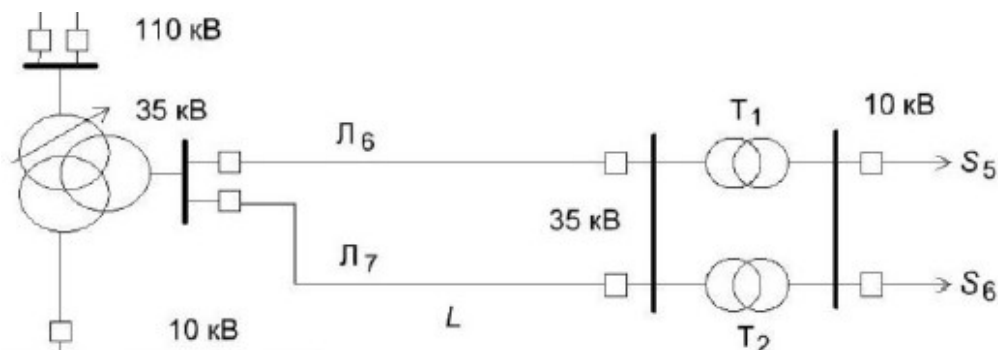


Рисунок 2.6.1 - Схема електропостачання

Таблиця 2.6.1 - Параметри лінії та трансформаторів

Лінія 35 кВ		Трансформатори 35/10 кВ				
$F, \text{мм}^2$	$L, \text{км}$	$S_{\text{ТН}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$\Delta P_{\text{НХ}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{НХ}}, \%$
150	25	16	23,0	90	8,0	0,75

Таблиця 2.6.2 – Навантаження споживачів S_5 та S_6

Навантаження спож. S_5		Навантаження спож. S_6	
$n_1, \text{діб}$	230	$n_1, \text{діб}$	230
P'_{51}, Q'_{51}	0,8	P'_{61}, Q'_{61}	0,5
P'_{52}, Q'_{52}	0,7	P'_{62}, Q'_{62}	0,6
P'_{53}, Q'_{53}	0,6	P'_{63}, Q'_{63}	0,8
P'_{54}, Q'_{54}	1	P'_{64}, Q'_{64}	0,9
$n_2, \text{діб}$	110	$n_2, \text{діб}$	110
P''_{51}, Q''_{51}	0,7	P''_{61}, Q''_{61}	0,4
P''_{52}, Q''_{52}	0,4	P''_{62}, Q''_{62}	0,7
P''_{53}, Q''_{53}	0,6	P''_{63}, Q''_{63}	0,9
P''_{54}, Q''_{54}	0,8	P''_{64}, Q''_{64}	0,5
$P_{5\text{max}}, \text{МВт}$	12,5	$P_{6\text{max}}, \text{МВт}$	11,5
$Q_{5\text{max}}, \text{Мвар}$	6	$Q_{6\text{max}}, \text{Мвар}$	5,0
$A_{P5}, \text{МВт}\cdot\text{ГОД}$	74100	$A_{P6}, \text{МВт}\cdot\text{ГОД}$	63411
$A_{Q5}, \text{Мвар}\cdot\text{ГОД}$	35568	$A_{Q6}, \text{Мвар}\cdot\text{ГОД}$	27570

Таблиця 2.6.3 - Відпуск електроенергії в мережу

Параметри	Значення
$A_{P\text{л}6}, \text{МВт}\cdot\text{ГОД}$	72517
$P_{\text{л}6\text{max}}, \text{МВт}$	12,23
$A_{Q\text{л}6}, \text{Мвар}\cdot\text{ГОД}$	42591
$Q_{\text{л}6\text{max}}, \text{Мвар}$	7,56
$A_{P\text{л}7}, \text{МВт}\cdot\text{ГОД}$	72517
$P_{\text{л}7\text{max}}, \text{МВт}$	12,23
$A_{Q\text{л}7}, \text{Мвар}\cdot\text{ГОД}$	42591
$Q_{\text{л}7\text{max}}, \text{Мвар}$	7,56

2.6.1 Метод поелементних розрахунків

Розрахунок річних втрат електроенергії проводимо методом поелементних розрахунків згідно [1].

Знаходимо навантаження споживачів на кожній ступені графіка:

$$P_{51} = P'_{51} \cdot P_{5\max},$$

$$P_{1.51} = 0,3 \cdot 11 = 3,3 \text{ МВт},$$

$$Q_{51} = Q'_{51} \cdot Q_{5\max},$$

$$Q_{1.51} = 0,3 \cdot 5 = 1,5 \text{ Мвар},$$

$$S_{51} = \sqrt{P_{51}^2 + Q_{51}^2},$$

$$S_{1.51} = \sqrt{3,3^2 + 1,5^2} = 3,62 \text{ МВА}.$$

Інші розрахунки для першої та другої групи споживачів аналогічні і наведені в таблицях 2.6.1.1, 2.6.1.2 та 2.6.1.3.

Таблиця 2.6.1.1- Навантаження споживачів S5

Навантаження споживачів S5			
$P_{1.51}$, МВт	10	$Q_{1.51}$, Мвар	4,8
$P_{1.52}$, МВт	8,75	$Q_{1.52}$, Мвар	4,2
$P_{1.53}$, МВт	7,5	$Q_{1.53}$, Мвар	3,6
$P_{1.54}$, МВт	12,5	$Q_{1.54}$, Мвар	6
$P_{2.51}$, МВт	8,75	$Q_{2.51}$, Мвар	4,2
$P_{2.52}$, МВт	5	$Q_{2.52}$, Мвар	2,4
$P_{2.53}$, МВт	7,5	$Q_{2.53}$, Мвар	3,6
$P_{2.54}$, МВт	10	$Q_{2.54}$, Мвар	4,8

Таблиця 2.6.1.2 - Навантаження споживачів S6

Навантаження споживачів S6			
$P_{1.61}$, МВт	5,75	$Q_{1.61}$, Мвар	2,5
$P_{1.62}$, МВт	6,9	$Q_{1.62}$, Мвар	3
$P_{1.63}$, МВт	9,2	$Q_{1.63}$, Мвар	4
$P_{1.64}$, МВт	10,35	$Q_{1.64}$, Мвар	4,5
$P_{2.61}$, МВт	4,6	$Q_{2.61}$, Мвар	2
$P_{2.62}$, МВт	8,05	$Q_{2.62}$, Мвар	3,5
$P_{2.63}$, МВт	10,35	$Q_{2.63}$, Мвар	4,5
$P_{2.64}$, МВт	5,75	$Q_{2.64}$, Мвар	2,5

Таблиця 2.6.1.3 - Навантаження споживачів S_5 та S_6

Навантаження споживачів S_5		Навантаження споживачів S_6	
$S_{1.51}$, МВА	11,092	$S_{1.61}$, МВА	6,2699681
$S_{1.52}$, МВА	9,706	$S_{1.62}$, МВА	7,52396172
$S_{1.53}$, МВА	8,319	$S_{1.63}$, МВА	10,031949
$S_{1.54}$, МВА	13,865	$S_{1.64}$, МВА	11,2859426
$S_{2.51}$, МВА	9,706	$S_{2.61}$, МВА	5,01597448
$S_{2.52}$, МВА	5,546	$S_{2.62}$, МВА	8,77795534
$S_{2.53}$, МВА	8,319	$S_{2.63}$, МВА	11,2859426
$S_{2.54}$, МВА	11,092	$S_{2.64}$, МВА	6,2699681

$$\Delta P'_{\text{навл}} = P_{\text{к}} \cdot \left(\frac{S_{51}}{S_{\text{н}}}\right)^2,$$

$$\Delta P'_{\text{навл}} = 90 \cdot \left(\frac{11,092}{16}\right)^2 = 43,26 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q'_{\text{навл}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot (S_{51})^2}{100 \cdot S_{\text{н}}} \cdot 10^3,$$

$$\Delta Q'_{\text{навл}} = \frac{8 \cdot 11,092^2}{100 \cdot 16} \cdot 10^3 = 615,2 \text{ квар},$$

$$\Delta P''_{\text{навл}} = 90 \cdot \left(\frac{9,706}{16}\right)^2 = 33,118 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q''_{\text{навл}} = \frac{8 \cdot 9,39^2}{100 \cdot 16} \cdot 10^3 = 471,012 \text{ квар}.$$

Розраховуємо активні та реактивні втрати неробочого ходу в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{нх}} = 23 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{пост}} = \frac{I_{\text{нх}} \cdot S_{\text{н}}}{100},$$

$$\Delta Q_{\text{пост}} = \frac{0,75 \cdot 16}{100} = 120 \text{ квар}.$$

Результати зведемо до таблиці 2.6.1.4.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

Таблиця 2.6.1.4 - Розрахунок для першої групи споживачів

S_5								
Ступінь	$n_{1дїб}$				$n_{2дїб}$			
	$\Delta P'_{нав}$, кВт	$\Delta P_{пост}$, кВт	$\Delta Q'_{нав}$, квар	$\Delta Q_{пост}$, квар	$\Delta P''_{нав}$, кВт	$\Delta P_{пост}$, кВт	$\Delta Q''_{навл}$, квар	$\Delta Q_{пост}$, квар
1	43,256	23	615,200	120	33,118	23	471,013	120
2	33,118	23	471,013	120	10,814	23	153,800	120
3	24,332	23	346,050	120	24,332	23	346,050	120
4	67,588	23	961,250	120	43,256	23	615,200	120

Розрахунок групи споживачів S_6 проводимо аналогічно. Результати розрахунку зведемо до таблиці 2.6.1.5.

Таблиця 2.6.1.5 Розрахунок для S_6

S_6								
Ступінь	$n_{1дїб}$				$n_{2дїб}$			
	$\Delta P'_{нав}$, кВт	$\Delta P_{пост}$, кВт	$\Delta Q'_{нав}$, квар	$\Delta Q_{пост}$, квар	$\Delta P''_{нав}$, кВт	$\Delta P_{пост}$, кВт	$\Delta Q''_{навл}$, квар	$\Delta Q_{пост}$, квар
1	13,821	23	196,563	120	8,845	23	125,800	120
2	19,902	23	283,050	120	27,089	23	385,263	120
3	35,381	23	503,200	120	44,779	23	636,863	120
4	44,779	23	636,863	120	13,821	23	196,563	120

$$\Delta P_{тр} = \Delta P'_{нав} + \Delta P_{пост},$$

$$\Delta P_{тр} = 43,256 + 23 = 66,256 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q'_{нав} + \Delta Q_{пост},$$

$$\Delta Q_{тр} = 615,2 + 120 = 735,2 \text{ квар}.$$

Результати зведемо до таблиці 2.6.1.6.

Таблиця 2.6.1.6- Втрати навантаження в трансформаторах

S_5				S_6			
$n_{1дїб}$		$n_{2дїб}$		$n_{1дїб}$		$n_{2дїб}$	
$\Delta P_{тр}$	$\Delta Q_{тр}$	$\Delta P_{тр}$	$\Delta Q_{тр}$	$\Delta P_{тр}$	$\Delta Q_{тр}$	$\Delta P_{тр}$	$\Delta Q_{тр}$
66,256	735,200	56,118	591,013	36,821	316,563	31,845	245,800
56,118	591,013	33,814	273,800	42,902	403,050	50,089	505,263
47,332	466,050	47,332	466,050	58,381	623,200	67,779	756,863
90,588	1081,250	66,256	735,200	67,779	756,863	36,821	316,563

Визначимо втрати електроенергії в трансформаторах для S_5 :

$$\Delta A_{P_{T5}} = ((\Sigma \Delta P'_{\text{нав}(n_1)}) \cdot n_1 \cdot 6 + (\Sigma \Delta P''_{\text{нав}(n_2)}) \cdot n_2 \cdot 6) + \Delta P_{\text{пост}} \cdot ((n_1 + n_2) \cdot 24),$$

$$\begin{aligned} \Delta A_{P_{T5}} &= ((66,26 + 56,12 + 47,33 + 90,59) \cdot 230 \cdot 6 + \\ &+ (56,12 + 33,81 + 47,33 + 66,26) \cdot 110 \cdot 6) + 23 \cdot ((230+110) \cdot 24)) = \\ &= 681208,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \end{aligned}$$

$$\Delta A_{Q_{T5}} = ((\Sigma \Delta Q'_{\text{нав}(n_1)}) \cdot n_1 \cdot 6 + (\Sigma \Delta Q''_{\text{нав}(n_2)}) \cdot n_2 \cdot 6) + \Delta Q_{\text{пост}} \cdot ((n_1 + n_2) \cdot 24),$$

$$\begin{aligned} \Delta A_{Q_{T5}} &= ((735,2 + 591,01 + 466,05 + 1081,25) \cdot 230 \cdot 6 + \\ &+ (316,56 + 403,05 + 623,2 + 756,86) \cdot 110 \cdot 6) + 23 \cdot ((230+110) \cdot 24)) = \\ &= 5516729 \text{ квар} \cdot \text{год}, \end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо для S_6 та занесемо в таблицю 2.6.1.7

Таблиця 2.6.1.7– зведені значення втрат електричної енергії для трансформаторів

	S_5	S_6
ΔA_{P_T} , кВт·год	681208,7	594911,7
ΔA_{Q_T} , квар·год	5516729	4289393

Визначимо потужність, що надходить на шини трансформаторів 35/10кВ з врахуванням втрат потужності:

$$P_{5\text{ВН}} = P_{51} + \Delta P_{\text{тр}} \cdot 10^{-3},$$

$$P_{5\text{ВН}} = 10 + 66,3 \cdot 10^{-3} = 10,066, \text{ МВт},$$

$$Q_{5\text{ВН}} = Q_{51} + \Delta Q_{\text{тр}} \cdot 10^{-3},$$

$$Q_{5\text{ВН}} = 4,8 + 735,2 \cdot 10^{-3} = 5,535 \text{ Мвар},$$

$$S_{5\text{ВН}} = \sqrt{P_{5\text{ВН}}^2 + Q_{5\text{ВН}}^2},$$

$$S_{5\text{ВН}} = \sqrt{10,066^2 + 5,535^2} = 11,49 \text{ МВА}.$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.6.1.8.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6.1.8– Потужність, що надходить на шини трансформаторів
35/10кВ

S_5					
$n_{1дiб}$			$n_{2дiб}$		
$P_{5BH}, \text{МВт}$	$Q_{5BH}, \text{Мвар}$	$S_{5BH}, \text{МВА}$	$P_{5BH}, \text{МВт}$	$Q_{5BH}, \text{Мвар}$	$S_{5BH}, \text{МВА}$
10,07	5,54	11,49	8,81	4,79	10,03
8,81	4,79	10,03	5,03	2,67	5,70
7,55	4,07	8,57	7,55	4,07	8,57
12,59	7,08	14,45	10,07	5,54	11,49

Таблиця 2.6.1.9– Потужність, що надходить на шини трансформаторів
35/10кВ

S_6					
$n_{1дiб}$			$n_{2дiб}$		
$P_{6BH}, \text{МВт}$	$Q_{6BH}, \text{Мвар}$	$S_{6BH}, \text{МВА}$	$P_{6BH}, \text{МВт}$	$Q_{6BH}, \text{Мвар}$	$S_{6BH}, \text{МВА}$
5,79	2,82	6,44	4,63	2,25	5,15
6,94	3,40	7,73	8,10	4,01	9,04
9,26	4,62	10,35	10,42	5,26	11,67
10,42	5,26	11,67	5,79	2,82	6,44

Погонні опори для заданого перерізу повітряної лінії [6]:

$$r_0 = 0,198 \text{ Ом/км},$$

$$x_0 = 0,406 \text{ Ом/км}.$$

Визначимо активні й реактивні втрати потужності в лінії:

$$\Delta P_{л6} = \frac{P_{5BH}^2 + Q_{5BH}^2}{U_H^2} \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^3,$$

$$\Delta P_{л6} = \frac{10,07^2 + 5,54^2}{35^2} \cdot 0,198 \cdot 25 \cdot 10^3 = 533,26 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{л6} = \frac{P_{5BH}^2 + Q_{5BH}^2}{U_H^2} \cdot x_0 \cdot L \cdot 10^3,$$

$$\Delta Q_{л6} = \frac{10,07^2 + 5,54^2}{35^2} \cdot 0,406 \cdot 25 \cdot 10^3 = 1115 \text{ квар},$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 9.13.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

Таблиця 2.6.1.10– Сумарна потужність, яка проходить по лініях Л6 та Л7.

Таблиця 2.6.1.10– Втрати потужності в Л6

S_5				S_6			
$n_{1\text{дiб}}$		$n_{2\text{дiб}}$		$n_{1\text{дiб}}$		$n_{2\text{дiб}}$	
$\Delta P_{\text{Л6}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{Л6}}$, квар	$\Delta P_{\text{Л6}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{Л6}}$, квар	$\Delta P_{\text{Л7}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{Л7}}$, квар	$\Delta P_{\text{Л7}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{Л7}}$, квар
533,26	1115	406,11	832,73	167,37	343,2	107,07	219,55
406,11	849,14	131,28	269,19	241,58	495,36	329,95	676,56
296,98	620,96	296,98	608,96	432,74	887,33	550,22	1128,2
843,19	1763	533,26	1093,4	550,22	1128,2	167,37	343,2

Визначимо втрати активної та реактивної енергії в лінії:

$$\Delta A_{P_{\text{Л6}}} = \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{Л6}(n_1)} \right) \cdot n_1 \cdot 6 + \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{Л6}(n_2)} \right) \cdot n_2 \cdot 6,$$

$$\Delta A_{P_{\text{Л6}}} = (533,26 + 406,11 + 296,98 + 843,19) \cdot 230 \cdot 6 + (406,11 + 131,28 + 296,98 + 533,26) \cdot 110 \cdot 6 = 3772386,29 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{Q_{\text{Л6}}} = \left(\sum_{i=1}^n \Delta Q_{\text{Л6}(n_1)} \right) \cdot n_1 \cdot 6 + \left(\sum_{i=1}^n \Delta Q_{\text{Л6}(n_2)} \right) \cdot n_2 \cdot 6,$$

$$\Delta A_{Q_{\text{Л6}}} = (1115 + 849,14 + 620,96 + 1763) \cdot 230 \cdot 6 + (832,73 + 269,19 + 608,96 + 1093,4) \cdot 110 \cdot 6 = 7851246,8 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Аналогічні розрахунки втрат активної та реактивної енергії в лінії зведемо в таблицю 2.6.1.11.

Таблиця 2.6.1.11 - Зведені значення втрат електричної енергії для ліній

	ПЛ 6	ПЛ 7
$\Delta A_{P_{\text{Л}}}$, кВт·год	3772386,287	2682869,639
$\Delta A_{Q_{\text{Л}}}$, кВт·вар	7851246,751	5501237,745

Знайдемо сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta A_{\Sigma P} = \Delta A_{P_{\text{Л6}}} + \Delta A_{P_{\text{Л7}}} + \Delta A_{P_{\text{Т5}}} + \Delta A_{P_{\text{Т6}}},$$

$$\Delta A_{\Sigma P} = 3772386,287 + 2682869,639 + 681208,7 + 594911,71 = 7731376,4 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = \Delta A_{Q_{\text{Л6}}} + \Delta A_{Q_{\text{Л7}}} + \Delta A_{Q_{\text{Т5}}} + \Delta A_{Q_{\text{Т6}}},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = 7851246,75 + 5501237 + 5516729 + 4289393,25 = 23158606,25 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6.2 Метод числа годин максимальних втрат

Розрахунок числа годин максимальних втрат в лініях:

$$T_{\max \text{Л6}} = \frac{A_{\text{рЛ6}}}{P_{\max \text{Л6}}},$$

$$T_{\max \text{Л6}} = \frac{72517}{12,23} = 5929,44 \text{ год.}$$

Розрахуємо тривалість роботи лінії:

$$T_{\text{рЛ6}} = (n_1 + n_2) \cdot 24,$$

$$T_{\text{рЛ6}} = (230 + 110) \cdot 24 = 8160 \text{ год.}$$

Розраховуємо час годин максимальних втрат:

$$\tau_{\max \text{Л6}} = \left(0,124 + \frac{T_{\max \text{Л6}}}{10^4}\right)^2 \cdot T_{\text{р}},$$

$$\tau_{\max \text{Л6}} = \left(0,124 + \frac{5929,44}{10^4}\right)^2 \cdot 8160 = 4194,31 \text{ год.}$$

Розраховуємо втрати електричної енергії

$$\Delta A_{\text{рЛ}} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau_{\max \text{Л6}},$$

$$\Delta A_{\text{рЛ6}} = \frac{12,23^2 + 7,56^2}{35^2} \cdot 0,198 \cdot 25 \cdot 4194,31 \cdot 10^3 = 3503688 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

$$\Delta A_{\text{QL}} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \tau_{\max \text{Л6}},$$

$$\Delta A_{\text{QL6}} = \frac{12,23^2 + 7,56^2}{35^2} \cdot 0,406 \cdot 25 \cdot 4194,31 \cdot 10^3 = 7184329 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Розрахунок втрат електричної енергії в трансформатора Т1:

$$T_{\max \text{Т1}} = \frac{A_{\text{рТ1}}}{P_{\max \text{Т1}}},$$

$$T_{\max \text{Т1}} = \frac{74100}{12,5} = 5928 \text{ год.},$$

$$T_{\text{Т1}} = (n_1 + n_2) \cdot 24,$$

$$T_{\text{Т1}} = (230 + 110) \cdot 24 = 8160 \text{ год.}$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

$$\tau_{T1} = (0,124 + \frac{T_{\max T1}}{10^4})^2 \cdot T_{T1},$$

$$\tau_{T1} = (0,124 + \frac{5928}{10^4})^2 \cdot 8160 = 4192,63 \text{ год.}$$

$$\Delta A_{T1} = \Delta P_k \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_H^2} \cdot \tau_{T1} + \Delta P_{H.X} \cdot T_{T1},$$

$$\Delta A_{PT1} = 90 \cdot \frac{12,5^2 + 6^2}{10^2} \cdot 4192,63 + 23 \cdot 8160 = 913109,8 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{QT1} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_H} \cdot \tau_{T1} + \frac{I_{H.X}}{100} \cdot T_{T1},$$

$$\Delta A_{QT1} = \frac{8}{100} \cdot \frac{12,5^2 + 6^2}{10} \cdot 4192,63 + \frac{0,75}{100} \cdot 8160 = 6509464,94 \text{ квар} \cdot \text{год},$$

Аналогічно розрахуємо втрати електричної енергії для T2:

$$T_{\max T2} = \frac{A_{PT2}}{P_{\max T2}},$$

$$T_{\max T2} = \frac{63411}{11,5} = 5514 \text{ год},$$

$$T_{T2} = (n_1 + n_2) \cdot 24,$$

$$T_{T1} = (230 + 110) \cdot 24 = 8160 \text{ год},$$

$$\tau_{T2} = (0,124 + \frac{T_{\max T2}}{10^4})^2 \cdot T_{T2},$$

$$\tau_{T2} = (0,124 + \frac{5514}{10^4})^2 \cdot 8160 = 3722,3 \text{ год.}$$

$$\Delta A_{T2} = \Delta P_k \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_H^2} \cdot \tau_{T2} + \Delta P_{H.X} \cdot T_{T2},$$

$$\Delta A_{PT2} = 90 \cdot \frac{11,5^2 + 5^2}{10^2} \cdot 3722,3 + 23 \cdot 8160 = 714478,5 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{QT2} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_H} \cdot \tau_{T2} + \frac{I_{H.X}}{100} \cdot T_{T2},$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta A_{Qr2} = \frac{8}{100} \cdot \frac{11,5^2 + 5^2}{10} \cdot 3722,3 + \frac{0,75}{100} \cdot 8160 = 4743853,4 \text{ квар} \cdot \text{год},$$

Знайдемо сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta A_{\Sigma P} = \Delta A_{P_{Л6}} + \Delta A_{P_{Л7}} + \Delta A_{P_{r1}} + \Delta A_{P_{r2}},$$

$$\Delta A_{\Sigma P} = 2 \cdot 3503687,7 + 913109,8 + 714478 = 8634964,1 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = \Delta A_{Q_{Л6}} + \Delta A_{Q_{Л7}} + \Delta A_{Q_{r5}} + \Delta A_{Q_{r6}},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = 2 \cdot 7184329,2 + 6509464,94 + 4743853 = 25621981 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Результати проведених за двома методами розрахунків зведемо до таблиці 2.6.2.1 (при цьому будемо вважати еталонним методом - метод поелементних розрахунків):

Таблиця 2.6.2.1 – Оцінка результатів по двом методам

Метод поелементних розрахунків	ΔA_P , кВт·год	ΔA_Q , квар·год	Розрахункова похибка, %	
			активні	реактивні
Метод числа найбільших втрат	8634964,1	25621981	11,69	10,64

2.7 Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі

2.7.1 Вибір апаратури живлячої мережі

Номінальні параметри обраних апаратів (I, U) повинні відповідати розрахунковим величинам у нормальному і післяаварійному режимах, а також КЗ. Вибираючи їх, проводимо порівняння розрахункових величин з каталожними даними. Тому для забезпечення надійності і безперервності роботи розрахункові величини повинні бути рівними чи менше допустимих (за каталогами) [16], [17].

Забезпечення надходження електроенергії від джерела живлення (ДЖ) до РП, здійснюється за допомогою двох ПЛ АСО 240, відстань від ДЖ до РП становить 30 км. До РП приєднані два ТМН – 80000/110. Кожен з

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

трансформаторів живить повітряна лінія.

Зі сторони високої напруги (ВН) кожного трансформатора, знаходяться два силових вимикачі типу ВРС – 110 III – 31,5/2500 УХЛ1[18].

Зі сторони низької напруги (НН) трансформаторів, також знаходиться силовий вимикач типу ВБ4 – П – 10/1250[19].

2.7.2 Вибір апаратури розподільчої мережі

До складу розподільчої мережі входить РП 10 кВ, яка розділяється на 2 секції. Секції з'єднані між собою за допомогою АВР. Кожна з секцій забезпечена трансформаторами власних потреб (ТВП) типу НТМИ – 10 – 66УЗ[20].

До першої та другої секції шин РП приєднані 3 та 2 ПЛ відповідно. Оскільки в кожній ПЛ навантаження приблизно однакове, то для захисту кожної з ПЛ використовуються два роз'єднувача типу РЛК – 10.IV/630 УХЛ1[21] та силовий вимикач ВБ4 – П - 10/400[19]. Кожна ПЛ має певну кількість споживачів (див. пункт 2.2.5), кожен з трансформаторів споживачів, захищений за допомогою роз'єднувачів типу РЛК. На високій стороні ТП які живляться від РП використовується вакуумний вимикач потужності Hyundai HGV-2141[22].

Всі вище перелічені апарати зведені до таблиць 2.7.2.1 -2.7.2.3.

Таблиця 2.7.2.1– Вибір вимикачів потужності

U , кВ	Параметри елементу	Розрахункові дані (максимальні)	Каталожні дані	Умови вибору
110	Номінальна напруга, кВ	$U_p = 110$	$U_{ном} = 110$	$U_p \leq U_{ном}$
	Номінальний струм, А	$I_p = 419,89$	$I_{ном} = 3150$	$I_p < I_{ном}$
10	Номінальна напруга, кВ	$U_p = 10$	$U_{ном} = 10$	$U_p \leq U_{ном}$

Номінальний струм, А	$I_{p,норм} = 337,5$	$I_{ном} = 630$	$I_{p,норм} < I_{ном}$
----------------------	----------------------	-----------------	------------------------

Таблиця 2.7.2.2 – Вибір автоматичних вимикачів цеху [23] і [24]

ЕП	Розрахунковий струм, А	Номінальний струм, $I_{ном}$, А	Умова вибору	Тип вимикача
1...41	6,5...75,06	16...80	$I_p < I_{нн}$	ВА-47-100
СП1	330,24	400	$I_p < I_{ном}$	ВА-88-37
СП2	84,97	100	$I_p < I_{ном}$	ВА-47-100
СП3	58,55	63	$I_p < I_{ном}$	ВА-47-29
ЩО	5	16	$I_p < I_{ном}$	ВА-47-29
Шини НН	401,14	500	$I_p < I_{ном}$	ВА-88-40

Таблиця 2.7.2.3 – Вибір роз'єднувачів

$U, \text{кВ}$	Параметри елемента	Розрахункові дані (максимальні)	Каталожні дані	Умови вибору
10	Номінальна напруга, кВ	$U_p = 10$	$U_{ном} = 10$	$U_p \leq U_{ном}$
	Номінальний струм, А	$I_{p,норм} = 337,5$	$I_{ном} = 630$	$I_{p,норм} < I_{ном}$

2.7.3 Вибір трансформаторів струму

Вимірювальний трансформатор струму — трансформатор, який призначений для перетворення струму до значення, зручного для виміру. Первинна обмотка трансформатора струму включається послідовно у коло зі змінним струмом, що вимірюється. А у вторинну включаються вимірювальні прилади. Струм, що протікає по вторинній обмотці трансформатора струму, пропорційний струму, що протікає у його первинній обмотці. В даному

проекті ТС будуть встановлені на ТП, які не відносяться до цеху, оскільки цех має ПКО.

Розрахуємо трансформатор струму для ТП:

Первинний номінальний струм на високій стороні (ВН) трансформатора струму:

$$I_{1ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{1ВН}},$$

де $I_{1ВН}$ - первинний номінальний струм ТС, А;

$S_{НОМ}$ - номінальна потужність трансформатора, що захищається, кВА;

$U_{1ВН}$ - номінальна напруга обмотки ВН, кВ.

$$I_{1ВН} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,09 \text{ А.}$$

Первинний номінальний струм на боці НН:

$$I_{1НН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{1НН}},$$

де $U_{1НН}$ - номінальна напруга НН обмотки трансформатора, що захищається.

$$I_{1НН} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,34 \text{ А.}$$

Встановлюємо наступні трансформатори струму:

- на стороні ВН: ТА1, ТА2; ТПЛ-10-30/5, клас точності 0,5;

- на стороні НН: ТА3; Т-0,66-600/5 УЗ [25].

Дані щодо вибору ТС занесені в таблицю 2.7.3.1.

Таблиця 2.7.3.1 – Вибір трансформаторів струму

ТП		Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору	Тип ТС
ТП	ВН	$U_{1ВН} = 10$ $I_{1ВН} = 23,09$	$U_{НОМ} = 10$ $I_{НОМ} = 30$	$U_{1ВН} < U_{НОМ}$ $I_{1ВН} < I_{НОМ}$	ТПЛ-10- 30/5
	НН	$U_{1НН} = 0,4$ $I_{1НН} = 577,34$	$U_{НОМ} = 0,4$ $I_{НОМ} = 600$	$U_{1НН} < U_{НОМ}$ $I_{1НН} < I_{НОМ}$	Т-0,66- 600/5 УЗ

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

2.8 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів та живильних провідників за умов короткого замикання

Струми короткого замикання – одна з найчастіших причин порушення роботи системи електропостачання. Воно виникає через неправильну експлуатацію, пошкодження ізоляції провідникових матеріалів (механічний вплив, старіння) або неправильних дій персоналу, що працює з ними.

В даному дипломному проекті струми короткого замикання розраховуються для перевірки вимикачів, а саме перевірка на термічну і електродинамічну стійкість, і кабелів обраних вище на предмет того чи правильно їх обрали за умовою термічної стійкості.

В даному розділі будуть розраховуватись такі показники:

- Надперехідний струм КЗ
- Ударний струм (для перевірки на електродинамічну стійкість)
- Тепловий імпульс(інтеграл Джоуля, для перевірки на термічну стійкість)

Мною була розроблена розрахункова схема (РС) на основі однолінійної схеми мережі (див. креслення №1) на якій позначені найбільш вірогідні точки на схемі в яких може виникнути КЗ.

Розрахунок буде проводитись на стороні вище 1000 В та на стороні нижче 1000 В.

2.8.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

2.8.1.1 Побудова розрахункової схеми

Вихідними даними для розрахунку струмів короткого замикання є прийнята схема електропостачання (лист 1 графічної частини ДП). Складаємо розрахункову схему, яка зображена на рисунку 2.8.1.1. Система як джерело живлення задана : $I_{кз} = 12 \text{ кА}$, та $U_c = 115 \text{ кВ}$.

Вихідні дані розрахункової схеми:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

- Т1: ТДТН-80000/110; $S_{HT}=80$ МВА; $U_{BH}=115$ кВ; $U_{CH}=38,5$ кВ; $U_{HH}=10,5$ кВ; $\Delta P_{HX}=53$ кВт; $\Delta P_{K3}=290$ кВт; $u_{KB-C}=10,5\%$; $u_{KB-H}=18\%$; $u_{KC-H}=7\%$; $I_{HX}=0,5\%$; з'єднання обмоток: $Y_H/Д/Д$.

- повітряна лінія ПЛ1: АС-240, $l=30$ км, $X_{01}=0,42$ Ом/км, $R_{01}=0,198$ Ом/км, $X_{0ПЛ1}=3,5X_{01}$ Ом/км, $R_{0ПЛ1}=3,5R_{01}$ Ом/км;

- кабельна лінія КЛ1: АПВП 3х240, $l=1,7$ км, $X_{01}=0,0075$ Ом/км, $R_{01}=0,125$ Ом/км;

- кабельна лінія КЛ2: АПВП 3х35, $l=10$ км, $X_{02}=0,095$ Ом/км, $R_{02}=0,868$ Ом/км;

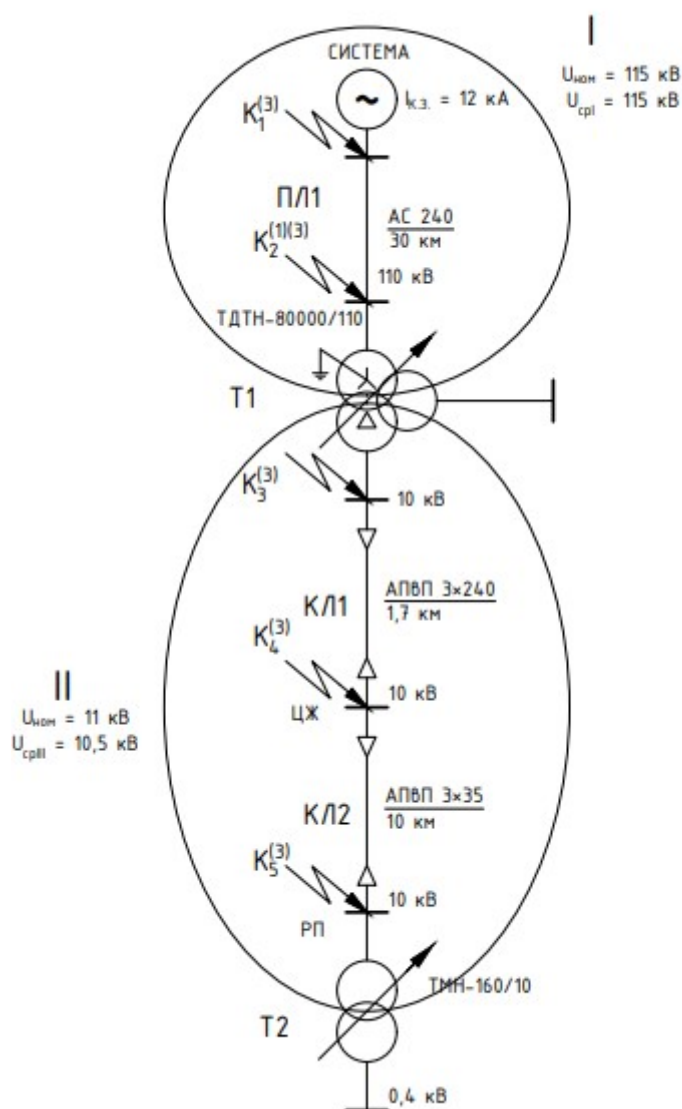


Рисунок 2.8.1.1 – Розрахункова схема

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

2.8.1.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення

Розраховуємо опори елементів схеми заміщення у іменованих одиницях . За базисну напругу приймаємо $U_6 = 115$ кВ . По розрахунковій схемі складають схему заміщення, що зображена на рисунку 2.8.1.2

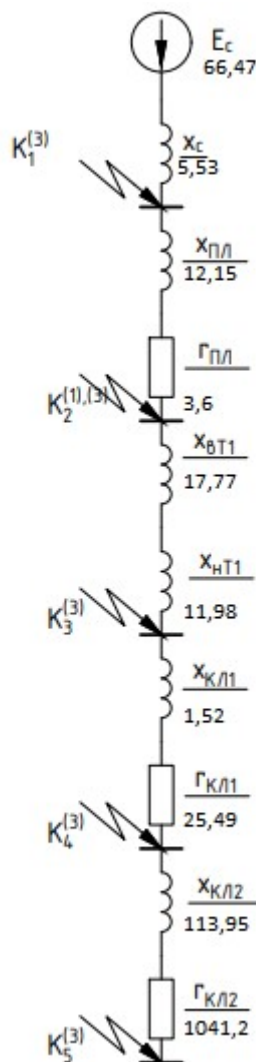


Рисунок 2.8.1.2 – Схема заміщення

Розрахуємо ЕРС і опір системи за формулами:

$$E_c = U_{нс} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}},$$

$$E_c = 115 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 66,47 \text{ кВ},$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$X_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{KC}}$$

$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 12} = 5,53 \text{ Ом.}$$

Активний та реактивний опори лінії розраховуються наступним чином:

$$R_i = r_0 \cdot l,$$

$$X_i = x_0 \cdot l.$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори ПЛ1

$$R_{ПЛ1} = 0,12 \cdot 30 = 3,6 \text{ Ом,}$$

$$X_{ПЛ1} = 0,405 \cdot 30 = 12,15 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори КЛ2

$$R_{КЛ2} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = 0,868 \cdot 10 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 1041,2 \text{ Ом,}$$

$$X_{КЛ2} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = 0,095 \cdot 10 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 113,95 \text{ Ом.}$$

Аналогічні розрахунки КЛ1 заносимо до таблиці 2.8.1.1.

Таблиця 2.8.1.1 – Опори ПЛ та КЛ

Лінія	R_L , Ом	X_L , Ом
ПЛ1	3,6	12,15
КЛ1	25,49	1,52
КЛ2	1041,2	113,95

Опір трансформатора Т1 розрахуємо за формулами:

$$X_{BT} = \frac{u_{KB-C\%} + u_{KB-H\%} - u_{KC-H\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H},$$

$$X_{HT} = \frac{u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H},$$

$$X_{CT} = \frac{u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H}.$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{BT} = \frac{10,5 + 18 - 7}{2 \cdot 100} \cdot \frac{115^2}{80} = 17,77 \text{ Ом},$$

$$X_{HT} = \frac{18 + 7 - 10,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{115^2}{80} = 11,98 \text{ Ом},$$

$$X_{CT} = \frac{10,5 + 7 - 18}{2 \cdot 100} \cdot \frac{115^2}{80} = -0,41.$$

2.8.1.2 Розрахунок струмів трифазного КЗ

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ. На рисунку 2.8.1.3 показана еквівалентна схема заміщення для і-ої точки КЗ.

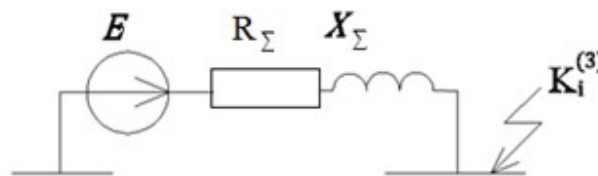


Рисунок 2.8.1.3– Еквівалентна схема заміщення для і-ої точки КЗ.

Враховуючи велику електричну віддаленість точок КЗ від системи, періодична складова струму КЗ приймається незатухаючою і визначається за формулою:

$$I_i'' = I_{it} = I_{i\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{r_{\Sigma i}^2 + x_{\Sigma i}^2}}.$$

де $I_i'' = I_{it} = I_{i\infty}$ – діючі значення відповідно надперехідного струму, періодичного складника струму КЗ для довільного моменту часу t та усталеного струму трифазного КЗ.

Постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання визначається за формулою:

$$T_{aki} = \frac{x_{\Sigma i}}{\omega \cdot r_{\Sigma i}}.$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

Ударний коефіцієнт визначається за формулою:

$$k_{уді} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{акі}}}.$$

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

$$i_{уді} = \sqrt{2} \cdot k_{уді} \cdot I_i''.$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання визначаються за формулою:

$$I_{ді} = I_i'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уді} - 1)^2}.$$

Значення теплового імпульсу розраховується за формулою:

$$B_{кі} = I_i''^2 \cdot (t_{відімк} + T_{акі}).$$

де $t_{відімк}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с;

$$t_{відімк} = t_z + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

де $t_z = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{вимик} = 0,08$ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

Еквівалентні активний і реактивний опори до точки К1 розраховуємо за формулами:

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{пл1} + r_{пл1} = 5,53 + 12,15 = 17,68 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Sigma 2} = r_{пл1} = 3,6 \text{ Ом}$$

Періодична складова струму КЗ для точки К2:

$$I_2'' = I_{2t} = I_{2\infty} = \frac{66,47}{\sqrt{17,68^2 + 3,6^2}} = 3,68 \text{ кА.}$$

Розраховуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання для К2:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$T_{ак2} = \frac{3,68}{314 \cdot 3,6} = 0,018 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт для точки К2:

$$k_{уд2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,018}} = 1,573.$$

Ударний струм КЗ для точки К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,573 \cdot 3,68 = 7,959 \text{ кА}$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання для точки К2:

$$I_{д2} = 3,68 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,573 - 1)^2} = 4,595 \text{ кА}$$

Значення теплового імпульсу для точки К2:

$$B_{к2} = 3,68^2 \cdot (0,18 + 0,018) = 2,655 \text{ кА}^2.$$

Еквівалентні активний і реактивний опори до точки К5 розрахуємо за формулами:

$$\begin{aligned} X_{\Sigma 5} &= X_c + X_{пл1} + X_{вт} + X_{нт} + X_{кл1} + X_{кл2} = \\ &5,53 + 12,15 + 17,77 + 11,98 + 1,52 + 113,95 = 162,92 \text{ Ом,} \\ R_{\Sigma 5} &= R_{пл1} + R_{кл1} + R_{кл2} = 3,6 + 25,49 + 1041,2 = 1070,29 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Періодична складова струму КЗ для точки К5:

$$I_5^{''115} = I_{5t} = I_{5\infty} = \frac{66,47}{\sqrt{162,92^2 + 1070,29^2}} = 0,06 \text{ кА,}$$

$$I_5^{''10,5} = I_5^{''115} \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right) = 0,06 \cdot \frac{115}{10,5} = 0,67 \text{ кА.}$$

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання для К5:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

$$T_{ак5} = \frac{162,92}{314 \cdot 1070,29} = 0,0004 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт для точки К5:

$$k_{уд5} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0004}} = 1.$$

Ударний струм КЗ для точки К5:

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,67 = 0,95 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання для точки К5:

$$I_{д5} = 0,67 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 0,67 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу для точки К5:

$$B_{к5} = 0,67^2 \cdot (0,18 + 0,0004) = 0,082 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Аналогічно здійсимо розрахунки для всіх точок та зведемо в таблицю 2.7.1.3.

Таблиця 2.7.1.3– Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	x_{Σ}	r_{Σ}	I_{ϵ}'' , кА	$T_{акi}$, с	$k_{удi}$	$i_{удi}$, кА	$I_{дi}$, кА	$B_{кi}$, кА ² ·с
К2	17,68	3,6	3,68	0,018	1,573	7,959	4,595	2,655
К3	47,43	3,6	15,3	0,042	1,788	38,69	22,92	51,99
К4	48,95	29,09	12,78	0,005	1,155	20,87	13,08	30,29
К5	162,92	1070,29	0,67	0,0004	1	0,95	0,67	0,08

2.8.1.4 Розрахунок однофазного короткого замикання

Однофазне коротке замикання - коротке замикання на землю в трифазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими нейтраліями силових елементів, при якому з землею з'єднується тільки одна фаза. Для розрахунку однофазного КЗ виникає необхідність складання схем

заміщення прямої, зворотної і нульової послідовності. У схемах заміщення вказується тільки ЕРС прямої послідовності джерел живлення і симетричні складові напруги в місці КЗ.

Виконаємо розрахунок струму однофазного КЗ на стороні 110 кВ .

Розрахуємо еквівалентний опір прямої послідовності:

$$X_{рез1} = X_c + X_{пл1} = 5,53 + 12,15 = 17,68 \text{ Ом,}$$

$$R_{рез1} = R_{пл1} = 3,6 \text{ Ом.}$$

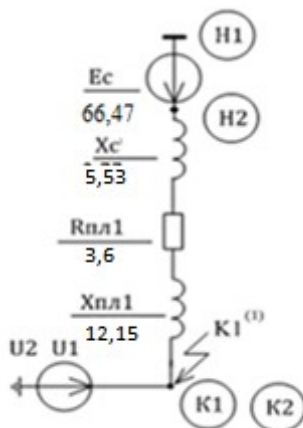


Рисунок 2.8.1.4– СЗ прямої послідовності та зворотної послідовності
Розрахуємо еквівалентний опір зворотної послідовності:

$$X_{рез2} = X_{рез1} = X_c + X_{пл1} = 5,53 + 12,15 = 17,68 \text{ Ом,}$$

$$R_{рез2} = R_{рез1} = R_{пл1} = 3,6 \text{ Ом.}$$

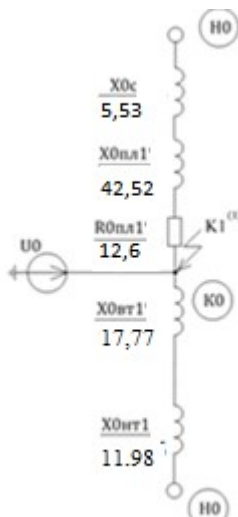


Рисунок 2.8.1.5– СЗ нульової послідовності

Опори елементів СЗ нульової послідовності співпадають з опорами СЗ трифазного КЗ, окрім опорів повітряної лінії, тому розрахуємо їх:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$x_{0пл1} = 3,5 \cdot x_{01} \cdot l = 3,5 \cdot 0,405 \cdot 30 = 42,52 \text{ Ом},$$

$$r_{0пл1} = 3,5 \cdot r_{01} \cdot l = 3,5 \cdot 0,12 \cdot 30 = 12,6 \text{ Ом}.$$

Еквівалентуємо схему заміщення нульової послідовності до найпростішого вигляду:

Проводимо повне еквівалентування схеми заміщення нульової послідовності до найпростішого вигляду (рисунок 2.8.1.6).

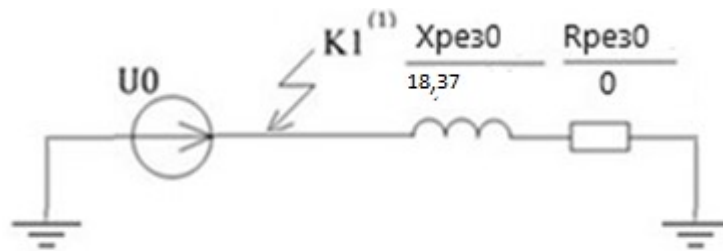


Рисунок 2.8.1.6 – Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності

Розраховуємо результуючі опори нульової послідовності відносно точки $K1^{(1)}$:

$$x_{рез01} = x_{0с} + x_{0пл} = 5,53 + 42,52 = 48,05 \text{ Ом},$$

$$x_{рез02} = x_{0вн} + x_{0нн} = 17,77 + 11,98 = 29,75 \text{ Ом},$$

$$x_{рез0} = \frac{x_{рез01} \cdot x_{рез02}}{x_{рез01} + x_{рез02}} = \frac{32,42 \cdot 29,75}{32,42 + 29,75} = 18,37 \text{ Ом},$$

$$r_{рез0} = \frac{r_{рез01} \cdot r_{рез02}}{r_{рез01} + r_{рез02}} = \frac{5,229 \cdot 0}{5,229 + 0} = 0$$

Визначаємо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta x^{(1)} = x_{рез2} + x_{рез0} = 17,68 + 18,37 = 36,05 \text{ Ом},$$

$$\Delta r^{(1)} = r_{рез2} + r_{рез0} = 3,6 + 0 = 3,6 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо сумарний опір однофазного КЗ:

$$x_{\Sigma}^{(1)} = x_{рез1} + \Delta x^{(1)} = 17,68 + 36,05 = 53,73 \text{ Ом},$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91

$$r_{\Sigma}^{(1)} = r_{\text{рез1}} + \Delta r^{(1)} = 3,6 + 3,6 = 7,2 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо діюче значення надперехідного струму КЗ в пошкодженій фазі :

$$I_1''^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot E_c}{\sqrt{(r_{\text{рез1}} + \Delta r^{(1)})^2 + (x_{\text{рез1}} + \Delta x^{(1)})^2}}$$

де $m^{(1)} = 3$ – для однофазного КЗ.

$$I_1''^{(1)} = \frac{3 \cdot 66,47}{\sqrt{(3,6 + 3,6)^2 + (17,68 + 36,05)^2}} = 3,67 \text{ кА.}$$

Визначимо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$T_{\text{ак1}}^{(1)} = \frac{x_{\Sigma}^{(1)}}{\omega \cdot r_{\Sigma}^{(1)}} = \frac{53,73}{314 \cdot 7,2} = 0,024 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт при однофазному КЗ:

$$k_{\text{уд1}}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак1}}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,024}} = 1,513.$$

Розраховуємо ударний струм при однофазному КЗ:

$$i_{\text{уд1}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}}^{(1)} \cdot I_1''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,513 \cdot 3,67 = 7,87 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повного струму короткого замикання:

$$I_{\text{д1}}^{(1)} = I_1''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд1}}^{(1)} - 1)^2};$$

$$I_{\text{д1}}^{(1)} = 3,67 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,513 - 1)^2} = 5,019 \text{ кА.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{\text{к1}}^{(1)} = I_{\text{д1}}^{(1)2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{\text{ак1}}^{(1)}),$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $t_{\text{відімк}}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с.

$$t_{\text{відімк}} = t_{\Sigma} + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_{\Sigma} = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

$$B_{\text{к1}}^{(1)} = 3,67^2 \cdot (0,18 + 0,024) = 2,75 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

Результати розрахунків для точки К1 заносимо до таблиці 2.8.1.4.

Таблиця 2.8.1.4 – Результати розрахунків для точки К1

Точка КЗ	$x_{\Sigma}^{(1)}$	$r_{\Sigma}^{(1)}$	$I''^{(1)}$, кА	$T_{\text{ак}}^{(1)}$, с	$k_{\text{уд}}^{(1)}$	$i_{\text{уд}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{д}}^{(1)}$, кА	$B_{\text{к}}^{(1)}$, кА ² ·с
К1 ⁽¹⁾	53,73	7,2	3,67	0,024	1,513	7,87	5,019	2,75

2.8.1.5 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників за умов КЗ

2.8.1.5.1 Перевірка вибраних комутаційних апаратів у мережі 110, 10 кВ

Вибір комутаційних апаратів за умовами нормального режиму проведено в розділі 2.7 (таблиця 2.7.2.1).

Таблиця 2.8.1.5.1 – Перевірка комутаційних апаратів 110 кВ.

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	ВРС – 110 III – 31,5/2500 УХЛІ	Струм динамічної стійкості	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	87,169 кА 40,34 кА	102 кА 46 кА
		Тепловий імпульс	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т.с}}^2 t_{\text{т.с}}$	318,5 кА ² с	4800 кА ² с

110 кВ	Роз'єднувач РЛК – 10.IV/630 УХЛП	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	87,169 кА 40,34 кА	102 кА 46 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	318,5 кА ² с	1200 кА ² с

Таблиця 2.8.1.5.2 – Перевірка комутаційних апаратів 10 кВ.

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
10 кВ	Вимикач ВБ4 – П – 10/1250	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	38,69 кА 15,3 кА	51 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	51,99 кА ² с	1200 кА ² с
10 кВ	Роз'єднувач РВ3-10/630У2	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	39,68 кА 15,3 кА	52 кА 20 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	51,99 кА ² с	1200 кА ² с

2.8.1.5.2 Перевірка перерізу провідників

Перевірка проводиться за умовою термічної стійкості:

$$F_{min} < F$$

де F – переріз вибраного кабеля, мм²;

F_{min} – мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості, мм².

Величину F_{min} розраховуємо за формулою:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$

де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ, $C = 75 \text{ A} \cdot \text{с}/\text{мм}^2$.

Для ПЛ1:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{318,5 \cdot 10^3}}{75} = 237,95 \text{ мм}^2.$$

Результати розрахунків наводимо у таблиці 2.8.1.5.3.

Таблиця 2.8.1.5.3 – Перевірка перерізів ПЛ і КЛ.

Ділянка	$F_{\text{поч}}$	B_k , кА ² ·с	F_{\min} , мм ²	$F_{\text{об}}$, мм ²
ПЛ 1	240	318,5	237,95	240
КЛ 1	240	51,99	96,15	240
КЛ 2	35	0,08	3,8	35

Висновки:

В данному підрозділі було розраховано первинні показники трьохфазного і однофазного СКЗ такі як: найбільше діюче значення повного струму короткого замикання і надперехідний струм короткого замикання для перевірки комутаційних апаратів на електродинамічну стійкість; і вторинні показники тепловий імпульс для перевірки кабелів і комутаційної апаратури на термічну здатність.

В ході перевірки вибраних комутаційних апаратів і провідникової продукції, обраних в пунктах 2.7 і 2.3 відповідно, було встановлено, що всі комутаційні апарати відповідають вимогам та пройшли перевірку.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.8.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах нижче 1000 В

Помітний вплив на величину струмів КЗ в мережах напругою до 1 кВ мають опори збірних шин та їх з'єднань, трансформаторів струму, розмикаючих котушок автоматичних вимикачів та ін. Також помітно впливати можуть опори контактних з'єднань – болтових з'єднань шин, зажимних контактів апаратів, а також перехідний опір контакту в місці КЗ.

Тому при розрахунках необхідно враховувати усі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола. Розрахунок струмів КЗ будемо проводити в іменованих одиницях. Параметри елементів розрахункової схеми приводимо до ступеню напруги мережі, на якому розглядається точка КЗ.

Розрахункова схема зображена на рисунку 2.8.2.1.

Вихідні дані:

Система: струм КЗ $I_5^{(3)} = 0,67$ кА, що розрахований в пункті 2.8.4.2

Трансформатор: тип ТМ-160/10; $S_H = 160$ кВ·А; $U_{нв} = 10$ кВ;
 $U_{нн} = 0,4$ кВ; $\Delta P_{кз} = 4,5$ кВт; $u_k = 4,5$ %, $\Delta I_{нх} = 0,5$ %, $\Delta P_{нх} = 0,51$ кВт;

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ [1]: $l_{ш} = 5$ м; метал – АІ; $r_{ш.о} = 0,1$ Ом/км; $x_{ш.о} = 0,13$ Ом/км, $S = 80 \times 8$ мм².

Автоматичні вимикачі вибрані в пункті 2.6 [1]:

QF ; тип АВМ 12П, $I_{ном} = 1200$ А. QF_I ; тип ВА-51-35М2, $I_{ном} = 250$ А.

Трансформатор струму ТС [1]: $r_{ТС} = 0,2$ мОм, $x_{ТС} = 0,05$ мОм.

Опори котушок включення автоматичних вимикачів [1]: $x_{кв.сф} = 0,07$ мОм; $r_{кв.сф} = 0,13$ мОм.

Опори контактів автоматичних вимикачів [1]: $r_{ксф} = 0,14$ мОм, $R_{б.к} = 0,003$ мОм

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

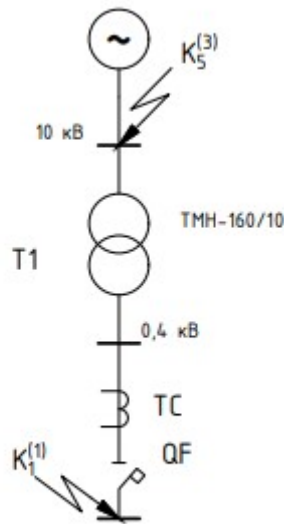


Рисунок 2.8.2.1 - Розрахункова схема

Розраховуємо параметри схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

$$x_c = \frac{U_{\text{нн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_5^{(3)} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,67 \cdot 10,5} = 13,14 \text{ мОм.}$$

Опори трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot (U_{\text{нн}})^2 \cdot 10^6}{S_{\text{н}}^2} = \frac{4,5 \cdot (0,4)^2 \cdot 10^6}{160^2} = 28,125 \text{ мОм,}$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к}}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{н}}}\right)^2} \cdot \frac{(U_{\text{нн}})^2 \cdot 10^6}{S_{\text{н}}},$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{4,5}{160}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{160} = 35,12 \text{ мОм.}$$

Опори шин:

$$r_{\text{ш}} = r_{\text{ш.0}} \cdot l_{\text{ш}} \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ мОм,}$$

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$x_{ш} = x_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ мОм.}$$

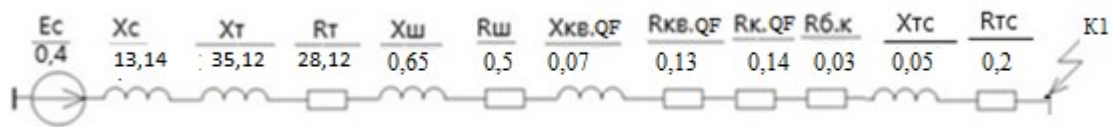
Активний опір одного болтового контактного з'єднання, згідно[1]:

$$r_{б.к} = 0,003 \text{ мОм.}$$

2.8.2.1 Розрахунок струму трифазного КЗ

Будуємо схему заміщення для визначення струмів КЗ в точках К1 – К2
 рисунок 2.8.2.1.

Рисунок 2.8.2.1 – Схема заміщення



Еквалентуємо схему заміщення та розраховуємо результуючі опори:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_T + x_{кв.ОФ} + x_{ш} + x_{тс},$$

$$x_{\Sigma 1} = 13,1 + 35,12 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 49,038 \text{ мОм,}$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{кв.ОФ} + r_T + r_{к.ОФ} + r_{тс},$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 28,12 + 0,14 + 0,2 = 29,1 \text{ мОм.}$$

Розрахуємо діюче значення надперехідного струму трифазного КЗ:

$$I_1^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{нн} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma 1}^2 + r_{\Sigma 1}^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{49,038^2 + 29,1^2}} = 4,25 \text{ кА.}$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ак1}^{(3)} = \frac{x_{\Sigma 1}}{\omega \cdot r_{\Sigma 1}} = \frac{49,038}{314 \cdot 29,1} = 0,005 \text{ с.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(3)} = I_1^{(3)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(3)}).$$

де $t_{відімк}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с

$$t_{відімк} = t_z + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_s = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

$$B_{k1}^{(3)} = 4,25^2 \cdot (0,18 + 0,005) = 3,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{\text{уд1}}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак1}}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,005}} = 1,155 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний струм для точки К5:

$$i_{\text{уд1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}}^{(3)} \cdot I_1^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,155 \cdot 4,25 = 6,94 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(3)} = I_1^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд1}}^{(3)} - 1)^2}$$

$$I_{y1}^{(3)} = 4,25 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,155 - 1)^2} = 4,35 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку заносимо до таблиці 2.8.2.1.

2.8.2.2 Розрахунок струму однофазного КЗ

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ в точці К1. Складаємо схему заміщення прямої послідовності, яка зображена на рисунку 2.8.2.2.

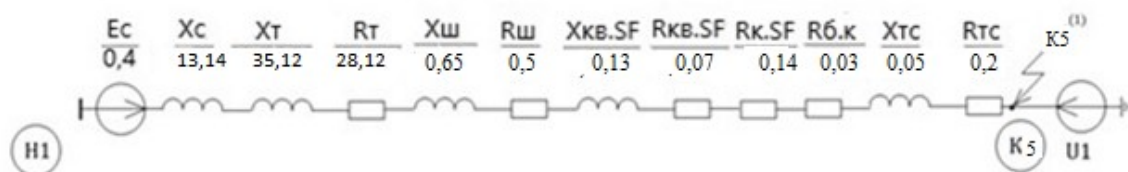


Рисунок 2.8.2.2– Схема заміщення прямої послідовності

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_T + X_{\text{кв.SF}} + X_{\text{ш}} + X_{\text{ТС}}$$

$$X_{\Sigma 1} = 13,14 + 35,12 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 49,038 \text{ мОм,}$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{\text{ш}} + 4 \cdot r_{\text{б.к}} + r_{\text{кв.SF}} + r_T + r_{\text{к.SF}} + r_{\text{ТС}}$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 28,12 + 0,14 + 0,2 = 29,1 \text{ мОм.}$$

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і схема прямої

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		99

послідовності, тільки без ЕРС.

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.8.2.3

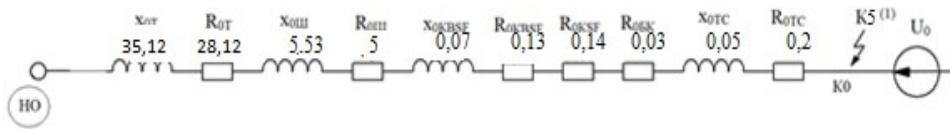


Рисунок 2.8.2.3 – Схема заміщення нульової послідовності

Питомі опори нульової послідовності шин:

$$x_{ш,0} = 8,5 \cdot x_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ МОм},$$

$$r_{ш,0} = 10 \cdot r_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ МОм}.$$

Розрахуємо еквівалентні активний та індуктивні опори нульової послідовності для точки К1:

$$x_{\Sigma 0} = (x_{т0} + x_{кв, QF0} + x_{ш,0} + x_{тс0}),$$

$$x_{\Sigma 0} = 35,12 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 40,77 \text{ МОм},$$

$$r_{\Sigma 0} = (r_{т0} + 4 \cdot r_{б,к0} + r_{к, QF0} + r_{кв, QF0} + r_{ш,0} + r_{тс0}),$$

$$r_{\Sigma 0} = (28,12 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2) = 33,64 \text{ МОм}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{нн}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma 1} + r_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 0})^2}}$$

де $x_{\Sigma 0}$ та $r_{\Sigma 0}$ – відповідно індуктивний та активний опори схеми заміщення нульової послідовності;

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 29,1 + 33,64)^2 + (2 \cdot 49,038 + 40,77)^2}} = 4,36 \text{ кА}.$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

						НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			100

$$T_{ак1}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_{10}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot r_1 + r_{10})} = \frac{2 \cdot 29,1 + 33,64}{314 \cdot (2 \cdot 49,038 + 40,77)} = 0,0048 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{уд1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ак1}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0048}} = 1,125.$$

Розраховуємо ударний струм для точки К1:

$$i_{уд1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1}^{(1)} \cdot I_1''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,125 \cdot 4,36 = 6,93 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(1)} = I_1''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд1}^{(1)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(1)} = 4,36 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,125 - 1)^2} = 4,36 \text{ кА.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(1)} = I_1''^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(1)}),$$

де $t_{відімк}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с.

$$t_{відімк} = t_з + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_з = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{вимик} = 0,08$ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

$$B_{к1}^{(1)} = 4,36^2 \cdot (0,18 + 0,0048) = 3,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблиця 2.8.2.1 – Результати розрахунків для мережі нижче 1 кВ

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		101

Точка	U_i , кВ	$x_{\Sigma i}$, МОм	$r_{\Sigma i}$, МОм	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уді}$	$i_{уді}$, кА	I_{yi} , кА	$B_{кi}$, кА ² ·с
КЗ									
К1 ⁽³⁾	0,4	49,038	29,1	4,25	0,005	1,155	6,94	4,2	3,35
К1 ⁽¹⁾	0,4	40,77	33,64	4,36	0,0048	1,125	6,93	4,36	3,52

Висновки:

В данному підрозділі було проведено розрахунок однофазного і трьохфазного струмів короткого замикання В ході перевірки комутаційних апаратів, вибраних в пункті 2.6, струмоведучих частин обладнання ТП цеху було встановлено, деякі з струмоведучих частин обладнання та захисної апаратури, були замінені на апарати, з вищим ступенем захисту, чи перерізом.

2.9 Релейний захист та автоматика

2.9.1 Загальні вимоги до релейного захисту і автоматики в мережах 10/0,4 кВ.

При протіканні струму короткого замикання (КЗ) елементи системи електропостачання піддаються термічному і динамічному впливу. Для зменшення розмірів ушкодження і запобігання аварій встановлюють сукупність автоматичних пристроїв, названих релейним захистом, які забезпечують із заданим ступенем швидкого відключення ушкодженого елемента або ділянки мережі, якщо дане ушкодження являє собою безпосередню небезпеку для цього кола, пускають в хід сигнальні пристрої, якщо така небезпека відсутня.

Релейний захист окремих елементів ЕПС здійснюється як на оперативному змінному, так і на оперативному постійному струмах. Застосування оперативного постійного струму з джерелом живлення від акумуляторних батарей має бути обґрунтований в кожному окремому випадку. При виконання захисту передбачається резервування, що полягає в забезпеченні дії захисту кожного елемента ЕПС при ушкодженнях на

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ				Арк.
									102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

суміжному елементі на випадок відмови захисту вимикача. Окремий резервний захист виконується в тих випадках, коли основний захист однієї ділянки за принципом своєї дії не може виконати функції резервного захисту при ушкодженнях на суміжній ділянці.

У мережах з великим струмом замикання на землю вибирається такий режим нейтралі силових трансформаторів, за якого струми замикання на землю забезпечували б дію захисту при всіх можливих режимах системи.

Вимоги до релейного захисту:

- селективність (релейний захист повинен бути виборчий, тобто відключати високовольтними вимикачами або автоматичними вимикачам. тільки ушкоджену ділянку електричного кола);
- швидкодія (релейний захист повинен мати мінімальний час спрацьовування; для збільшення швидкодії допускається невибірковість захисту, що працює в сполученні з пристроями автоматики – автоматичне повторення ввімкнення (АПВ) і автоматичне введення резерву (АВР), що усувають цю невибірковість; за часом дії захисти можна підрозділити на швидкодіючі ($t_{с.з} = 0,1 \dots 0,2$ с) і з витримкою часу;
- чутливість (чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості);
- надійність (надійність забезпечується застосуванням високоякісних і надійно працюючих реле та інших апаратів, виконанням більш простих схем захистів з меншою кількістю реле, контактів і кіл, ретельним виконанням монтажу, постійними спостереженнями та доглядом за захисними пристроями).

2.9.2 Вибір елементів релейного захисту і автоматики

Згідно ПУЕ [1] для трансформаторів передбачаються наступні види захисту:

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Газовий захист від ушкоджень всередині кожуха, що супроводжуються виділенням газу, і від зниження рівня масла;
2. Струмова відсічка без витримки часу, установлена з боку живлення і охоплює частину обмотки трансформатора, для захисту від ушкоджень на виводах, а також внутрішніх ушкоджень;
3. Максимальний струмовий захист від струмів, обумовлених перевантаженням з дією на сигнал (передбачений черговий персонал);
4. Максимальний струмовий захист від струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми багатофазними короткими замиканнями. Встановлюється з боку основного живлення.
5. Захист від однофазного короткого замикання на землю.

2.9.3. Перевірка селективності елементів РЗА

2.9.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту

Релейний захист був розрахований для схеми, зображеній на рисунку 2.9.3.1.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		104

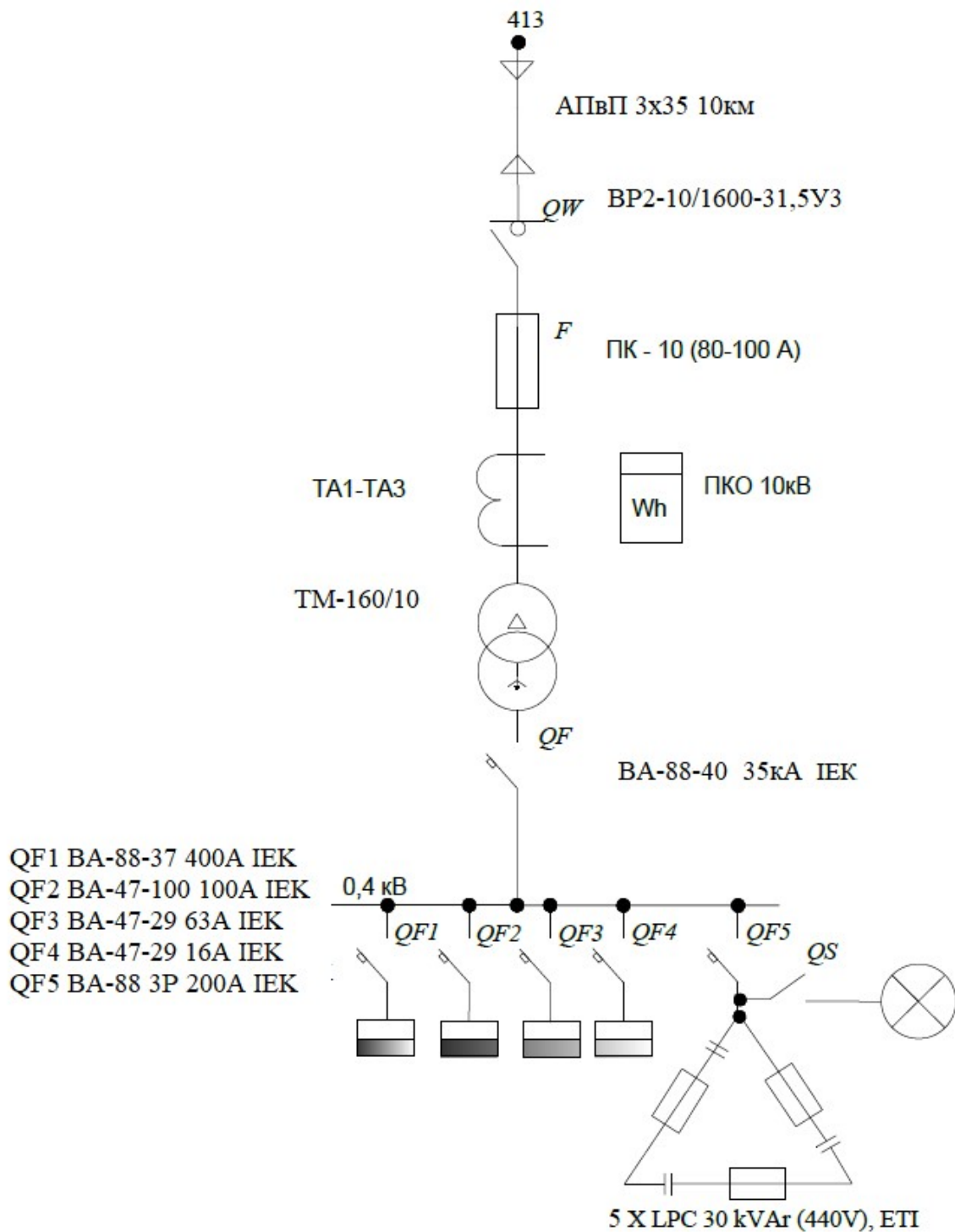


Рисунок 2.9.3.1 - Ділянка для розрахунку релейного захисту
 Реле захисту розподільних трансформаторів напругою 10/0,4 кВ

з'єднують у неповну зірку. Група з'єднання обмоток Δ/Y -.

Схему неповної зірки виконуємо трьома реле типу РТ-80.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		105

Струм спрацьовування струмової відсічки лінії, що живить трансформатори, повинний бути відбудований від кидка струму намагнічування трансформаторів по вираженню

$$I_{CO} \geq K_{\text{від}} \cdot I_{\Sigma \text{тф}}$$

і від КЗ на шинах низької напруги трансформаторів по вираженню

$$I_{CO} \geq K_H \cdot I^{(3)}_{K.MAX}$$

де $K_{\text{від}}$ - коефіцієнт відбудування, прийнятий рівним 4-5 при миттєвому спрацьовуванні захисту;

$I_{\Sigma \text{тф}}$ - сумарний номінальний струм трансформаторів, що живляться від лінії, що захищається;

K_H - коефіцієнт, прийнятий рівним 1,5-1,6 для захисту з реле РТ-40 [26].

$I^{(3)}_{K.MAX}$ - найбільший зі струмів, що проходять у місці установки захисту при трифазних КЗ за трансформаторами у максимальному режимі системи.

$$I_{\Sigma \text{тф}} = \frac{S_{\text{тф.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,23 \text{ А}$$

$$I_{c.в.} \geq 5 \cdot 9,23 = 46,19 \text{ А}$$

$$I_{c.в.} \geq 1,5 \cdot 670 = 1005 \text{ А}$$

Приймаємо струм спрацьовування відсічення $I_{c.в.} = 1005 \text{ А}$. Струм спрацьовування реле відсічки:

Визначимо струм спрацьовування реле:

$$I_{c.р.} = \frac{I_{\text{спр.з.}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)}}{k_{\text{ТС}}} = \frac{1005 \cdot 1}{25} = 42,5 \text{ А},$$

де $K_{\text{сх}}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми;

Визначимо коефіцієнт чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}^{(2)} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{c.р.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 670 \cdot 1}{2 \cdot 42,5} = 13,65 \geq 1,5$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Приймаємо реле типу РТ-80 з межами струму спрацьовування 12,5-50 А.

2.10 Організація обліку електричної енергії в електромеханічному цеху

З метою встановлення обліку електричної енергії на об'єкті проектування, на стороні низької напруги трансформатора буде встановлено пункт комерційного обліку електроенергії (ПКО 10 кВ) [27].

Характеристики даного пункту наведені в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 Характеристики ПКО 10 кВ [27].

Номінальна напруга, кВ	6 (10)
Найбільша робоча напруга, кВ	7,2 (12)
Номінальна частота, Гц	50
Номінальний струм головного ланцюга, А	50-600
Номінальний струм вторинних ланцюгів, А	5
Номінальна напруга вторинних ланцюгів, кВ	100
Струм короткого замикання	32
Клас точності приладу обліку	0,2
Рівень захисту ГОСТ 14254	IP54
Кліматичне виконання і категорія розміщення	У1

2.10 Економічні характеристики проекту

2.10.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР

Для розрахунку вартості нестандартного приєднання, використаємо данні з постанови НКРЕКП від 28.12.2018 № 2069 “Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2020 рік [28]

Користуючись даними [28], далі розрахуємо вартість приєднання для ЦОКД.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		107

1) Розрахунок вартості підключення потренованої потужності (201,86 кВт) за ставкою плати за нестандартне приєднання потужності на 2020 рік для ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі» для електроустановок, призначених для споживання електричної енергії:

$$\text{Вартість}' = P \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ},$$

$$\text{Вартість}' = 209,86 \cdot 1,452 + 100,55 = 405,26 \text{ тис.грн.}$$

2) Розрахунок вартості підключення на відстані 2 км, спираючись на ставку плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік для всіх операторів систем розподілу:

$$\text{Вартість}'' = L \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ},$$

$$\text{Вартість}'' = 10000 \cdot 0,683 + 373,2 = 7203,2 \text{ тис.грн.}$$

3) Загальна вартість:

$$\text{Вартість} = \text{Вартість}'' + \text{Вартість}',$$

$$\text{Вартість} = 7203,2 + 405,26 = 7608,46 \text{ тис.грн.}$$

2.10.2 Формування загальної специфікації обладнання і матеріалів за проектом.

Питання формування специфікації обладнання, виробів та матеріалів регулюються наступними базовими нормативними документами:

- 1) Склад та зміст проектної документації на будівництво (ДБН А.2.2-3-2014);
- 2) Правила визначення вартості будівництва (ДСТУ Б Д.1.1-1:2013);
- 3) Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів (ДСТУ Б А.2.4-10:2009).

Проведення техніко-економічних розрахунків щодо проектів електропостачання неможливо здійснити без формування загальної специфікації обладнання, виробів і матеріалів. Проте відповідальність при виборі матеріалів повністю покладається на інженера, тому він має право проявити творчий підхід.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Специфікація обладнання, виробів і матеріалів - текстовий проектний документ, що визначає склад обладнання, виробів і матеріалів, і призначений для комплектування, підготовки і здійснення будівництва.

Перш за все передбачається проведення маркетингового аналізу обраних елементів обладнання, виробів і матеріалів за їх кількістю (довжиною) виходячи з ринкових пропозицій постачальників та виробників.

Форма специфікації обладнання, виробів і матеріалів повинна відповідати формі, до ДСТУ Б А.2.4-10:2009 [29].

Висновки

У даному розділі було спроектовано систему електропостачання міста. Було обрано та перевірено в аварійному режимі перерізи кабелів до і вище 1 кВ. Також обрали з урахуванням перевантажувальної здібності трансформатори. Провели розрахунок недовідпуску електроенергії у повітряних лініях. Розраховали електричне навантаження на різних ієрархічних рівнях схеми.

Було вибрано комутаційну і захисну апаратуру, виконано розрахунок струмів КЗ для перевірки обраних апаратів. Не всі апарати і кабельна продукція пройшли перевірку на термічну стійкість. Після внесення коректив, враховуючи дані цих розділів, можу зробити висновок, що електромережа буде надійно працювати, навіть при можливих не стандартних умовах

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		109

3 ВИКОРИСТАННЯ ЗАСОБІВ СИЛОВОЇ ЕЛЕКТРОНІКІ ПРИ КЕРУВАННІ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

3.1 Вступ

Сучасні розподільчі мережі багато в чому відрізняються від традиційно існуючих. Найбільш вагомим фактором тут є інтеграція в них джерел розподіленої генерації, в першу чергу, поновлюваних, тобто з важкопрогнозованим імовірнісним характером зміни їх вихідної потужності.

При цьому, в міру трансформації розподільних мереж в активні електричні мережі, істотно змінюються вимоги до постановки задачі управління режимами і, відповідно, умови, в яких здійснюється їх рішення. Багато із завдань, які раніше традиційно розглядалися, як завдання середньострокового планування, сьогодні вимагають свого вирішення в реальному часі.

Значною мірою це може бути досягнуто за рахунок появи в структурі систем розподілу електроенергії нових технічних засобів управління їх режимами або за рахунок надання нових функцій вже існуючих. Але при цьому необхідно враховувати, що власниками (операторами) джерел розподіленої генерації і електричних мереж є різні комерційні структури, інтереси яких (в плані управління режимами) часто не збігаються. Енергокомпанії зацікавлені в підключенні джерел розподіленої генерації до електричних мереж на більш високому номінальному напрузі з метою зменшення їх впливу на показники режиму, перш за все, на рівні напруги.

На противагу цьому, з метою зниження вартості підключення власники розподілених ресурсів зацікавлені в їх інтеграції в електричні мережі низької напруги. Безумовно, даний факт підсилює вплив зазначених джерел на режими, перш за все, розподільних мереж напругою 6, ..., 20 кВ.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Дудко К.Д			ВИКОРИСТАННЯ ЗАСОБІВ СИЛОВОЇ ЕЛЕКТРОНІКІ ПРИ КЕРУВАННІ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Попов В. А.					110	
Реценз.						ІЕЕ, ОЕ-п71		
Н. Контр..		Прокопенко І. Д						
Затверд.								

Одним з можливих варіантів забезпечення нормального функціонування розподільних мереж з розподіленої генерації (а в загальному випадку і засобами акумулювання енергії) розглядається можливість їх посилення і перерозподіл потоків потужності, що не тільки є дорогим заходом, але вимагає значних витрат часу і матеріальних засобів. В якості альтернативи вивчається доцільність роботи даних мереж в замкнутому режимі. Це автоматично дозволить оптимальним чином перерозподілити потоки потужності, знизити втрати електричної енергії, полегшити вирішення питань забезпечення допустимих рівнів напруги.

Нижче розглянуто приклад, який демонструє, що при замкнутому режимі роботи розподільних мереж досягається мінімум втрат не тільки потужності, але і активної енергії.

Розглянемо наведену на рис. 3.1 розподільну лінію напругою 10 кВ

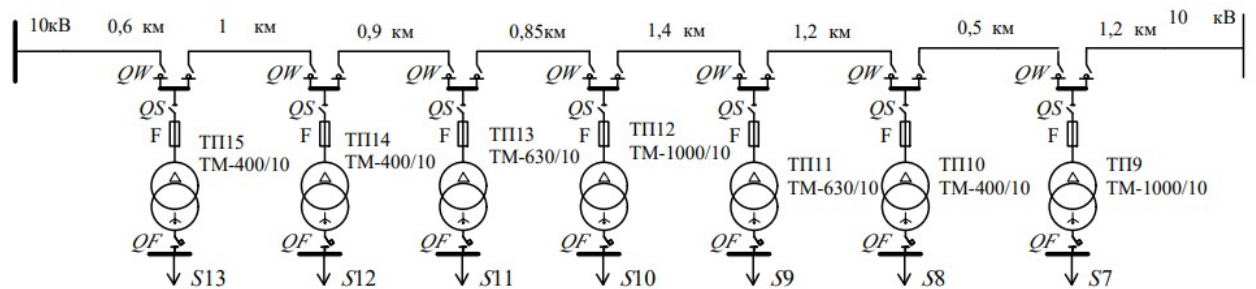


Рисунок 3.1 Схема розподільної лінії

Вихідні дані для схеми показаної на рисунку 3.1 наведені в таблиці 3.1

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		110

Таблиця 3.1 Вихідні данні розподільної лінії

	РП- ТП15	ТП15- ТП14	ТП14- ТП13	ТП13- ТП12	ТП12- ТП11	ТП11- ТП10	ТП10- ТП9	ТП9- РП
Довжини КЛ, км	0,6	1	0,9	0,85	1,4	1,2	0,5	1,2
	ТП15	ТП14	ТП13	ТП12	ТП11	ТП10	ТП9	
Трансформатори ТП	ТМ- 400/10	ТМ- 400/10	ТМ- 630/10	ТМ- 1000/10	ТМ- 630/10	ТМ- 400/10	ТМ- 1000/10	
	Р13	Р12	Р11	Р10	Р9	Р8	Р7	
Потужність споживачів, кВА	800+ j600	380+j185	400+j280	800+j435	320+ j45	400+ j135	850+ j500	

Розрахуємо сумарне навантаження лінії:

$$P_{PI} = \sum P_i \cdot k_{cm}$$

$$Q_{PI} = \sum Q_i \cdot k_{cm}$$

де k_{cm} – коефіцієнт суміщення максимумів навантаження, приймаємо

$$k_{cm} = 0,85$$

$$P_{PI} = (845 + 380 + 400 + 800 + 320 + 400 + 850) \cdot 0,85 = 3565,75 \text{ кВт}$$

$$Q_{PI} = (600 + 185 + 280 + 435 + 45 + 135 + 500) \cdot 0,85 = 1853 \text{ квар}$$

Розрахуємо робочий струм для вибору кабельної лінії:

$$I_p = \frac{S_{PI}}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{3565,75^2 + 1853^2}}{10 \cdot \sqrt{3}} = 232 \text{ А}$$

Обираємо кабель АПвП 3х95 з $r_0=0.32$ Ом/км

Розраховуємо опір кабельної лінії від РП до ТП15:

$$r_{3-7} = r_{PI-TP15} = l_{PI-TP15} \cdot r_0 = 0.32 \cdot 0.6 = 0.192 \text{ Ом}$$

Опори інших ліній розраховуються аналогічно і наведені в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 Опори ліній

									Арк.
									111
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ. 001.7103.008 ПЗ				

Лінія	R ₃₋₇	R ₇₋₈	R ₈₋₉	R ₉₋₁₀	R ₁₀₋₁₁	R ₁₁₋₁₂	R ₁₂₋₁₃	R ₁₃₋₄
Опір, Ом	0,192	0,32	0,288	0,272	0,448	0,384	0,16	0,384

На даному етапі розрахунку схема мережі має вигляд показаний на рис.

3.2

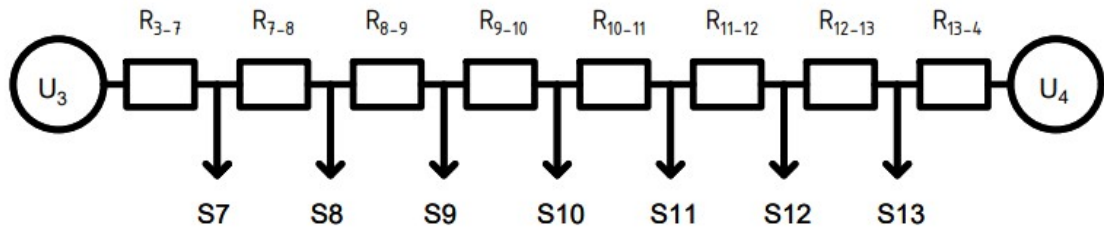


Рисунок 3.2 Еквівалентна схема розподільної лінії

Так як напруга джерел живлення (РП) однакова $U_3=U_4=10$ кВ, то за формулою (3.1)[30] можна розрахувати потік потужності P_{3-7} . Розрахунок проводимо нехтуючи втратами потужності в кабельних лініях.

$$P_{3-7} = \frac{\sum P_i \cdot r_{i4}}{r_{\Sigma}} = \frac{845 \cdot 0.192 + 380 \cdot 0.512 + \dots + 850 \cdot 2.104}{3.277} = 1403.6 \text{ кВт} \quad (3.1)$$

Далі за I законом Кірхгофа знаходимо потоки потужності $S_{7-8} - S_{13-4}$ і заносимо в таблицю 3.3

$$P_{7-8} = P_{3-7} - P_7 = 1403,6 - 845 = 558,6 \text{ кВт}$$

Таблиця 3.3 Розрахунок потоків потужностей на ділянках лінії

Потік потужності	P ₃₋₇	P ₇₋₈	P ₈₋₉	P ₉₋₁₀	P ₁₀₋₁₁	P ₁₁₋₁₂	P ₁₂₋₁₃	P ₁₃₋₄
Значення, кВт	1403,6	558,6	178,6	-221,4	-1021,4	-1341,4	-1741,4	-

Якщо потік потужності змінює свій знак на протилежний, то це означає що певний вузол отримує живлення з двох сторін, тобто він є точкою

потокорозподілу. В даному випадку точкою потокорозподілу є вузол 9, схема після розрахунку з показаною точкою потокорозподілу наведена рис. 3.3

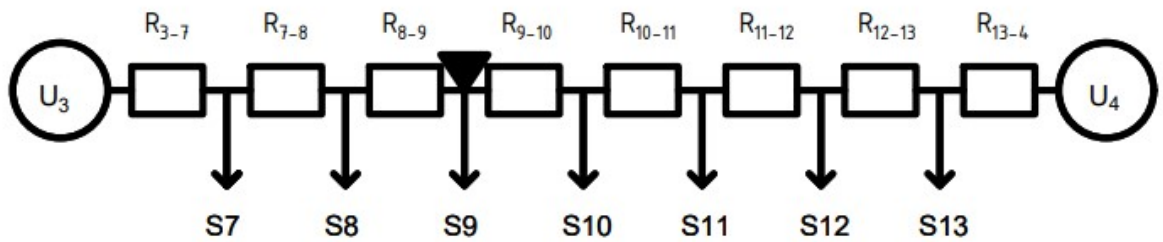


Рисунок 3.3 Визначення точки потокорозподілу в розподільній лінії

Точка потокорозділу ділить лінію з двостороннім живленням на дві розімкнені лінії з одностороннім живленням (рис. 3.4).

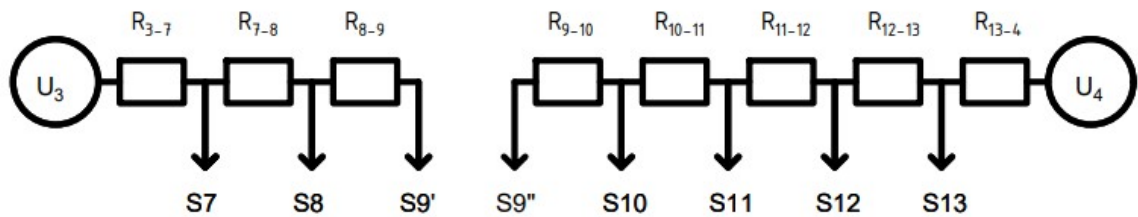


Рисунок 3.4 – Лінії з одностороннім живленням

Для цих ліній маємо:

$$P_9' = P_{8-9};$$

$$P_9'' = P_{9-10};$$

$$P_9' + P_9'' = P_9$$

де P_{8-9} , P_{9-10} - значення потоків потужностей на ділянках лінії, розраховані в табл. 3.3.

Далі знаходимо втрати потужностей в обох лініях за формулою (3.2):

$$\Delta P_{8-9} = \frac{P_{8-9}^2}{U_n^2 \cdot 10^3} \cdot R_{8-9}$$

$$\Delta P_{8-9} = \frac{178.6^2 \cdot 0.288}{10^5} = 0.091 \text{ кВт}$$

Для розрахунку втрат потужностей сусідніх ділянок потрібно в формулу 3.2 врахувати втрати потужності попередньої ділянки і саму потужність ділянки:

$$\Delta P_{7-8} = \frac{(178.6 + 380 + 0,091)^2 \cdot 0.32}{10^5} = 0.998 \text{ кВт}$$

Аналогічно розраховуємо втрати потужності на інших ділянках і заносимо результати в таблицю 3.5

Таблиця 3.5 Втрати потужності в лінії

Ділянка	P ₃₋₇	P ₇₋₈	P ₈₋₉	P ₉₋₁₀	P ₁₀₋₁₁	P ₁₁₋₁₂	P ₁₂₋₁₃	P ₁₃₋₄	Σ
Втрата потужності, кВт	3,788	0,099	0,091	0,133	1,634	1,88	1,41	3,041	6,823

Тепер штучно змістимо точку розмикання лінії на один вузол вліво як показано на рис. 3.5 і виконавши розрахунок втрат потужності методом аналогічним вище. Занесемо результати розрахунку в таблицю 3.6.

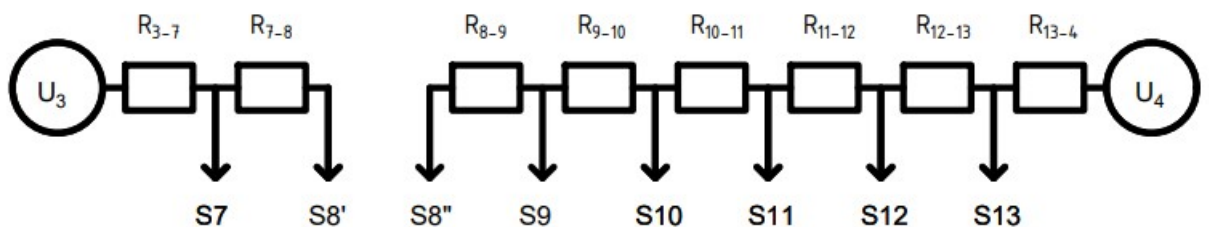


Рисунок 3.5 Точка розмикання зміщена на один вузол вліво

Таблиця 3.6 Розрахунок втрат потужності зі зміщеною вліво точкою розмикання лінії

Ділянка	P ₃₋₇	P ₇₋₈	P ₈₋₉	P ₉₋₁₀	P ₁₀₋₁₁	P ₁₁₋₁₂	P ₁₂₋₁₃	P ₁₃₋₄	Σ
Втрата потужності, кВт	9,73	2,82	0,96	0,13	5,09	3,96	2,86	11,60	21,33

Тепер змістимо точку розмикання лінії на один вузол вправо від початкового. Схема буде мати вигляд показаний на рис. 3.6. Виконаємо розрахунок втрат потужності ще раз за тім же алгоритмом. Результати розрахунку заносимо в таблицю 3.7.

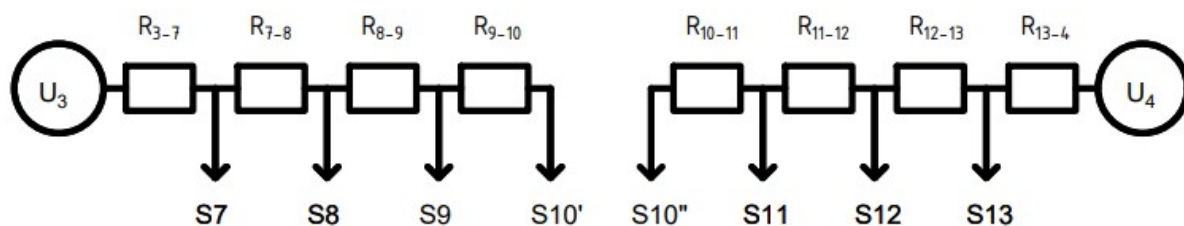


Рисунок 3.6 Точка розмикання лінії зміщена на один вузол вправо

Таблиця 3.7 Розрахунок втрат потужності зі зміщеною вправо точкою розмикання лінії

Ділянка	R_{3-7}	R_{7-8}	R_{8-9}	R_{9-10}	R_{10-11}	R_{11-12}	R_{12-13}	R_{13-4}	Σ
Втрата потужності, кВт	9,72	0,998	0,091	0,087	0,239	4,004	2,862	11,606	21,322

З даних розрахунків видно, при переносі точки розмикання лінії вліво або вправо від точки поточкорозподілу втрати потужності зростають, що і відбувається, наприклад, при підключенні к лінії нових джерел РГ.

3.2 Використання коштів силової електроніки при оптимізації режимів роботи розподільних мереж

Разом з тим робота розподільних мереж в замкнутому режимі веде до збільшення т.к.з., що може зажадати заміни комутаційного обладнання, істотно ускладнює і здорожує системи релейного захисту та автоматики.

Як зовсім іншого підходу до усунення перерахованих проблем розглядається можливість застосування в розподільних мережах принципово нових технічних пристроїв, зокрема, засобів силової електроніки [31].

- дозволяє впливати практично на весь спектр показників якості електричної енергії (несиметрія, коливання напруги, несинусоїдальність);
- дає можливість з'єднувати фідера незалежно від кутів між векторами струму і напруги і рівнів напруги, що не може бути реалізовано при використанні стандартних вимикачів потужності;
- струм короткого замикання при використанні SOP не змінюється, що не вимагає заміни або принципової перенастроювання засобів релейного захисту, що була б можливою при орієнтації на роботу розподільних мереж в замкнутому режимі.

Технічними обмеженнями VPC є допустимі потужності і напруги на його терміналах

$$\sqrt{P_s^2 + Q_s^2} \leq S_{VSC\partial SC},$$

$$U_s \leq U_{VSC\partial on}.$$

Завдання обґрунтування оптимальних умов застосування SOP складається з двох частин: вибору оптимального місця розміщення даного пристрою і визначення оптимальних умов його роботи. В останньому випадку в структуру цільової функції повинні бути включені і потреби потужності в самому пристрої SOP, які залежать нелінійно (квадратично) від струму конвертора, який, в свою чергу, залежить від обмінної активної і реактивної потужності в мережі змінного струму.

Стратегія, яка використовується для управління роботою SOP, дозволяє використовувати роздільне управління активної і реактивної потужністю, а так само можливість обмеження струму в VPC при пошкодженні в мережі [33].

З огляду на видачу активної і реактивної потужності з боку SOP в фідери I і J, потоки на ділянках даних фідерів визначаються наступним чином

$$P_i = P_{i-1} + \Delta P_{i-1,i} - P_{L,i} = P_{i-1} - \frac{r_{i-1}}{|V_{i-1}|^2} (P_{i-1}^2 + Q_{i-1}^2) - P_{L,i},$$

									Арк.
									118
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ. 001.7103.008 ПЗ				

$$Q_i = Q_{i-1} + \Delta Q_{i-1,i} - Q_{L,i} = Q_{i-1} - \frac{x_{i-1}}{|V_{i-1}|^2} (P_{i-1}^2 + Q_{i-1}^2) - Q_{L,i},$$

$$|V_i|^2 = |V_{i-1}|^2 - 2(r_{i-1}P_{i-1} + x_i Q_i) + \frac{r_{i-1}^2 + x_{i-1}^2}{|V_{i-1}|^2} (P_{i-1}^2 + Q_{i-1}^2).$$

При цьому є наступні граничні умови

$$|P_n + P_{S_inj}^I| = \Delta P_{n,SI},$$

$$|Q_n + Q_{S_inj}^I| = \Delta Q_{n,SI}.$$

Аналогічні рекурентні рівняння можуть бути застосовані і до лінії J.

Втрати потужності в SOP визначаються з умови

$$P_{S_inj}^I + P_{S_inj}^J + \Delta P_{SOP} = 0.$$

Ін'єкція потужності з боку кожного терміналу SOP контролюється безпосередньо кожним VPC. При цьому операційні обмеження потужності VPC і величина напруги на терміналах враховується наступним чином

$$\sqrt{(P_{S_inj}^I)^2 + (Q_{S_inj}^I)^2} \leq S_{VSC_H}^I,$$

$$V_{SI} \leq V_{VSC_H},$$

де $V_{VSC_H}^I$ - номінальна потужність VPC, приєднаного до фідеру I; V_{SI} , $V_{VSC_H}^I$ - актуальна (фактична) и максимальна напруга на терміналах змінного струму.

Подібні обмеження по потужності і напрузі можуть бути визначені і щодо іншого VPC, приєднаного до лінії J.

									Арк.
									119
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ. 001.7103.008 ПЗ				

В даному випадку розглядається задача включає в себе вибір оптимальних умов застосування SOP в припущенні мінімізації втрат активної потужності, які включають втрати безпосередньо в лініях і втрати в компонентах, які використовуються для формування SOP

$$\Delta P = \sum r_k \frac{P_k^k + Q_k^2}{|V_k|^2} + \Delta P_{SOP} \rightarrow \min ,$$

де k – номер ділянки лінії.

При цьому враховуються обмеження по напрузі в вузлах, струмах на ділянках, також система рівнянь, що визначає поточкорозподіл.

У процесі мінімізації отриманої цільової функції

$$F[P_{s_inj}^I, Q_{s_inj}^I, Q_{s_inj}^J]^T$$

визначаються відповідні параметри системи управління роботою SOP. При цьому можна припустити, що оптимальні умови роботи VPC формуватимуть в розподільній мережі поточкорозподіли, які сформувалися б при її роботі в замкнутому режимі.

										Арк.
										120
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ. 001.7103.008 ПЗ					

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ ЗАСОБІВ СИЛОВОЇ ЕЛЕКТРОНІКИ У ТП

4.1 Загальна характеристика об'єкта

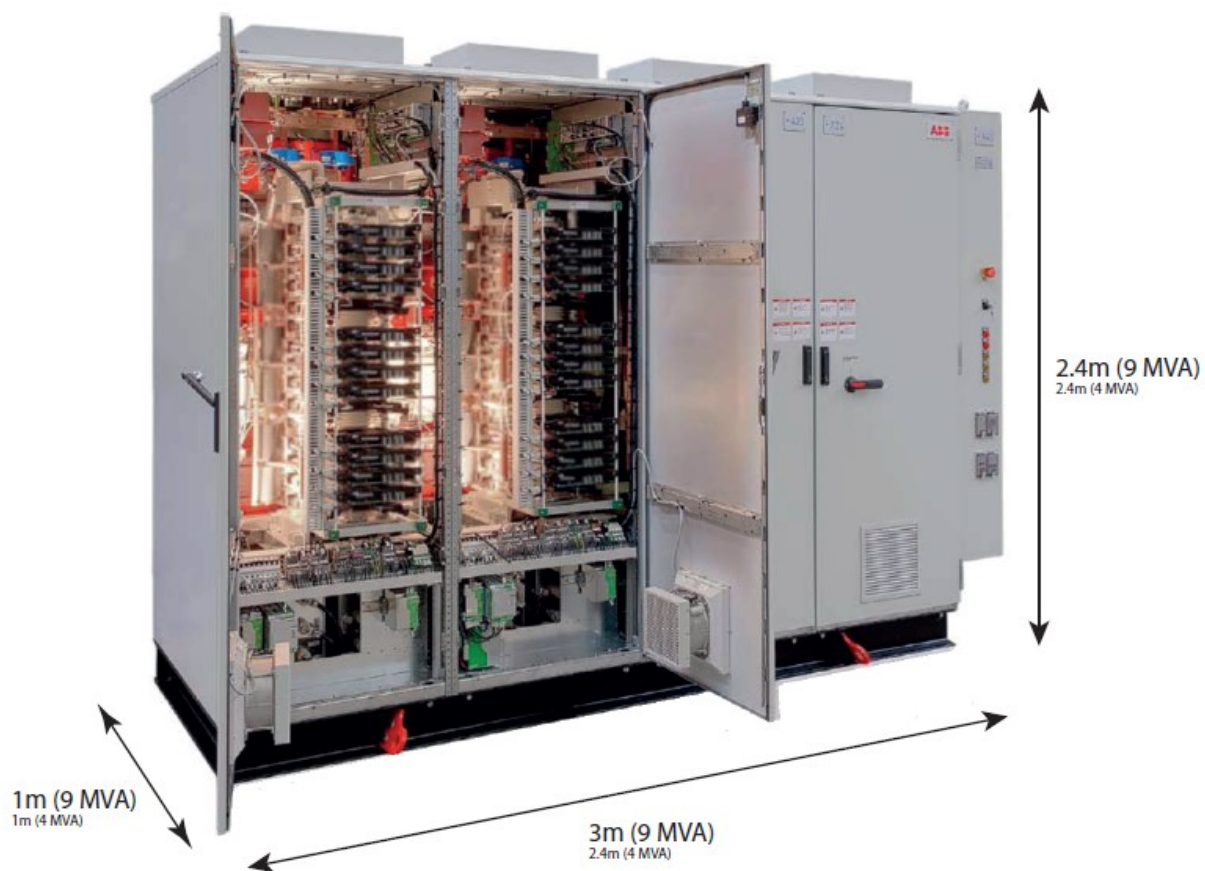
Об'єктом дослідження виступає обладнання Soft open point для трансформаторної підстанції (ТП). Дане обладнання буде встановлене у комплектній шафі, показаній на рис. 4.1, у самій будівлі ТП закритого типу.

Дане обладнання підключається до шин 10 кВ ТП, які відключені від напруги в момент монтажу. Але при тестуванні обладнання комплектна шафа з обладнанням буде знаходитися під напругою. Soft open point (SOP) - це силові електронні пристрої, встановлені замість нормально відкритих точок (Normally Open Point - NOP) в електророзподільних мережах. Вони здатні забезпечити активний контроль потоку електроенергії, компенсацію реактивної потужності та регулювання напруги в нормальних умовах роботи мережі, а також швидку ізоляцію пошкоджень та відновлення подачі електроенергії після ізоляції останніх.

Зведемо всі данні про об'єкт до таблиці 4.1 і технічні характеристики до таблиці 4.2

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Дудко			Загальні відомості про об'єкт дослідження	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		Третьякова Л.Д.					121	
<i>Реценз.</i>						ІЕЕ, ОЕ-п71		
<i>Н. Контр..</i>		Прокопенко І. Д						
<i>Затверд.</i>								

Рисунок 4.1 SOP - ABB PSC 6000



Таблиця 4.1. Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Soft open point ABB PSC 6000	В ТП закритого типу	Приміщення в ТП	Приміщення з підвищеної небезпеки	Категорія Д (в ТП використовуються сухі тр-ри)

Таблиця 4.2. Показники технічних характеристик АВВ PSC 6000

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Soft open point ABB PSC 6000	Напруга, кВ	10
	Потужність, кВА	6000
	Маса, кг	1500
	Габаритні розміри, м	1x3x2,4

4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт

Під час проведення робіт з монтажу обладнання у приміщенні ТП. Оскільки місце встановлення обладнання ТП, тому для доставки було орендовано вантажний автомобіль, а для транспортування обладнання по приміщенням ТП буде використаний гідравлічний візок (вантажопідйомність 2 тони).

Під час виконання будуть проводитись наступні роботи в такому порядку:

- Транспортування обладнання (комплектована шафа) до місця
- Встановлення (за допомогою спецтехніки);
- Встановлення шафи на відведене місце;
- Підключення обладнання за схемою;
- Підключення захисного заземлення;
- Перевірка підключення бригадиром;

Основні характеристики виконання і послідовності робіт наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. Послідовність виконання робіт

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						123
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Монтаж АBB PSC 6000 VSC	Транспорт, механічна розгрузка	Весна, 2 робочих дні	5 осіб	Не менш як IV

4.3 Визначення показників умов праці

В даному випадку до показників умов праці відноситься конструктивні особливості внутрішнього приміщення ТП такі як: мікроклімат, важкість та напруженість праці при монтажу обладнання, освітлення, шум.

Освітлення робочого місця штучне робоче, заздалегідь встановлене в приміщенні де буде встановлюватись обладнання.

Найважливіші показники умов праці наведені в таблиці 4.4

Таблиця 4.4. Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату приміщення КТП	Температура повітря Вологість	(8...18) °C (40...60) %
Важкість праці	Переміщення електроінструменту Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	До 3 кг «стоячи», «стоячи зігнувшись» 55 Вт,(250...300)(Вт·год) IIa категорія [35]

Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	50 % робочого часу
	Тривалість активних дій	60 % робочого часу
	Змінність	1 зміна, 8 годин
	Напруженість органів чуття: зір	40 % робочого часу
	Категорія	II категорія [35]
Освітлення	Штучне	300 лк [5]
Напруга	Змінна напруга голого шинопровода трансформаторів	10 кВ

4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Всі небезпечні і шкідливі чинники, які можуть бути при монтажу обладнання наведені в таблиці 4.5

Таблиця 4.5. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	10 кВ	6 В
Струм	346 А	0,6 мА
Неелектричного походження		
Шум від електроінструмента при монтажу	90 дБА	85 дБА
Оцінка умов праці	Шкідливі I категорії	

4.5 Техніко-організаційні заходи

Територія ТП вже огорожена забором і не має доступу для людей, які не мають ключа від огорожі, дверей ТП. Додатково для монтажу даного обладнання було розроблено технічні і організаційні заходи наведені в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги	Наряд-допуск на 2 робочих дні
Попереджувальні плакати	Встановлення попереджувальні плакати	Плакати які вказують на високу напругу
Технічні заходи щодо виключення інших НШВЧ		
Замок	Запирання шафи з обладнанням	Електромагнітний замок

4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу шкідливих і небезпечних чинників

Працівники повинні бути забезпечені засобами індивідуального захисту при монтажних роботах з встановлення обладнання та його підключення. Повний перелік ЗІЗ наведений в таблицях 4.7.

Таблиця 4.7 Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка Модель. Матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень	Комбінезон Yato 50 (УТ-8035)	До зносу	Під час виконання монтажних робіт
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	МЗ «Електра». Черевики.	6 місяців	Під час монтажу обладнання

Автоматична система газового пожежогасіння	Встановлення датчиків диму і температури, системи газового пожежогасіння	Категорія приміщення за вибухопожежною і пожежною безпекою Д
Організаційні		
Перевірка справності обладнання і системи пожежогасіння	Перевірка кваліфікованою людиною обладнання, ізоляції, системи пожежогасіння	У приміщенні ТП раз у тиждень

4.8 Розрахунок захисного заземлення АВВ PSC 6000

Допустимий опір розтікання струму у ЗП $R_{\text{доп}} = 4$ Ом для рівня напруги 10 кВ. В даному розрахунку приймаємо, що ТП вже заземлена і обладнання треба підключити кабелем до заземлювача так щоб. $R_{\text{каб}} \leq R_{\text{доп}}$.

Для вибору кабелю треба знати розрахунковий струм обладнання:

$$I_{\text{розр}} = \frac{S_{\text{розр}}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{6000}{10 \cdot \sqrt{3}} = 346 \text{ A}$$

З [14] довідника обираємо кабель АПВП 1x120 з $r_0 = 0,253$ Ом/км. Для підєднання обладнання до заземлювача потрібно 15 м кабелю.

Розрахуємо повний опір кабелю:

$$R_{\text{каб}} = r_0 \cdot l = (0.253 / 1000) \cdot 15 = 0.03795 \leq 4 \text{ Ом}$$

Висновок

У даному розділі проведено аналіз умов праці під час монтажних робіт з встановлення обладнання ТП. Робота під час монтажу належить до шкідливих умов праці. Для захисту від впливу на працівників шкідливих та небезпечних чинників було проведено такі технічні та організаційні заходи: проведено інструктажі з працівниками; роздано наряди допуску (керівник – п'ята група допуску, 4 електромонтери з четвертим рівнем допуску). Також

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						128
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

було надано необхідне обладнання для встановлення обладнання та засоби індивідуального захисту, встановлено застережливі плакати. Було розглянуто приклад розрахунку захисного заземлення та заходи протипожежної безпеки.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						129
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Список використаних джерел

1. Правила улаштування електроустановок [Текст]: вид. 3-є, перероб. і доп.– Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.
2. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою». Затверджено наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства від 15.06.2016 р. № 158.
3. ДСТУ-Н В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання підприємств – К.: Мінрегіон, Київ – 2015
4. ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення». Прийнято ДП «Державний науково-дослідний інститут будівельних конструкцій» (НДІБК) від 03.10.2018 № 264
5. Довідкова книга зі світлотехніки. Айзенберг Ю.Б. (Ред.) 1983 3-є изд. Перераб. И доп. М.: Знак. – 972 стр.: ил. ISBN 5-87789-051-4
6. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : 4 В.2.5-23:2010. – Офіц. вид. – К. : Мінрегіонбуд України, 2010. – 104 с. – Державні будівельні норми України.
7. Электронный каталог ООО «ЛБЮ-Тех» [Электронный ресурс]: база данных. – Режим доступа: <http://lbu-tech.com.ua/p215230730-svetodiodnyj-svetilnik-128.html>.
8. Электронный каталог Трансинжиниринг веб-сайт URL: <http://www.tmg66.ru/catalog/?itid=1512>
9. Электронный каталог Электроконтроль веб-сайт URL: <https://electrocontrol.com.ua/kondensatory/kondensator-trehfaznyi-lpc-30kvar-400v-eti-4656755>
10. Электронный каталог Запорожэнергокомплект веб-сайт URL: <http://ztr.com.ua/ru/power-transformers>
11. Электронный каталог Lemans веб-сайт URL: <https://lemanso.com.ua/osvetitelnye-pribory/prozhektory/prozhektor-led-30w-6500k-ip65-2100lm-lemanso-100-265v-s-datc>

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						130
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12. В.А. Попов, В.В. Ткаченко __Практичні методи визначення розрахункових навантажень__, Київ 2009. Таб. 1.2 Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження для живлячих мереж та розподільчих шинопроводів напругою до 1 кВ.

13. Электронный каталог ПАО «Запоріжтрансформатор» [Электронный ресурс]: база данных. – Режим доступа: <http://www.ztr.com.ua/ru/power-transformers>

14. Электронный каталог ПАО «Завод Южкабель» [Электронный ресурс]: база данных. – Режим доступа: <http://yuzhcable.com.ua/catalog/>

15. ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності»

16. Электронный каталог ЗЭТО веб-сайт URL: http://zeto.ru/products_and_services

17. Электронный каталог УРАЛЭНЕРГО веб-сайт URL: <http://uralen.ru/catalog/vk/group-50/572.html>

18. Электронный каталог РЗВА веб-сайт URL: http://www.rzva.ua/modules/pages/files/12_%D0%A2%D0%98_%D0%92%D0%A0%D0%A1110_%D1%81_%D0%A2%D0%A2_%20%D1%80%D0%B5%D0%B4_4.pdf

19. Электронный каталог АВМ веб-сайт URL: <http://www.abm-amper.com/prod/vb4-p-10-viklyuchatel-106-kv-vakuumniy-s-prujinno-motornim-privodom.php>

20. Электронный каталог Elmisto веб-сайт URL: <https://elmisto.com.ua/p374791091-transformatory-napryazheniya-ntmi.html>

21. Электронный каталог КЭАЗ веб-сайт URL: <https://keaz.ru/catalog/srednevoltное-obrudovanie-do-35kv/razediniteli-visokovoltnie/rlk-razediniteli-visokovoltnie/rlk-razediniteli-visokovoltnie-na-nominalnoe-napryajenie-do-10kv-i-tok-do-630a-ocinkovannie#?sort=statsPercent&reverse=false&countProductsPerPage=50&page=1>

22. Электронный каталог Энергоквант веб-сайт URL: <http://energokvant.com/tovar/vakuumnye-vyklyuchateli-hgv/>

23. Электронный каталог Sokol веб-сайт URL: <https://sokol.energy/nizkovoltное-obrudovanie/modulnye-avtomaticheskie-vyklyuchateli>

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						131
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

24. Електронний каталог Фаворит Електро веб-сайт URL: [https://favoritelectro.com.ua/g5601310-silovye-avtomaticheskie-vyklyuchateli/page_2?gclid=CjwKCAjwztl2BRATEiwAvnALctbJc9vCdHG31cINB3RoQg-](https://favoritelectro.com.ua/g5601310-silovye-avtomaticheskie-vyklyuchateli/page_2?gclid=CjwKCAjwztl2BRATEiwAvnALctbJc9vCdHG31cINB3RoQg-2yB3fW8nEbyUcmu2a4185n4eK_LsVRRoCNIYQAvD_BwE&view_as=list)

2yB3fW8nEbyUcmu2a4185n4eK_LsVRRoCNIYQAvD_BwE&view_as=list

25. Електронний каталог ПАТ «Мегомметр» [Електронний ресурс]: база даних. – Режим доступу: <http://www.megommetr.com/production>

26. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил

27. Пункт комерційного обліку ПКО - 10кВ. ЕТК веб-сайт. URL: <https://www.etk-pp.com.ua/catalog/punkt-komertsijnoho-obliku-pko/>

28. Постанова НКРЕКП від 28.12.2018 № 2069 «Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік»

29. ДСТУ Б А.2.4-10:2009 Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів

30. Методичні рекомендації «Розрахунки режимів електричних мереж» до виконання практичної роботи кредитного модуля «Електричні системи та мережі (частина 2)» для студ. спец. «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергетичний менеджмент» / Уклад. : В. А. Попов, В. В. Ткаченко, А. О. Журавльов, Л.І.Несен.– К. : НТУУ «КПІ», 2014. – 80 с.

31. J.M. Bloemink, T.G. Green Benefit of distribution level power electronic for supporting distributed generation growth, IEEE Transactions on Power Delivery, V. 28, N. 2, 2013, pp. 911-919.

32. N. Ohada, M. Takahashi, H. Takai, P. Kato Development of a 6,6 kV - 1 MVA transformer loop balance controller, in IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2007, pp. 1087-1091

33. Flourentzou N, Agelidis VG, Demetriades GD. VSC-based HVDC power transmission system: an overview. IEEE Transactions on Power Electronics 2009;24:592–602.

34. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та пожежна безпека» для підготовки студентів КПІ ім. І. Сікорського за освітньо-кваліфікаційними рівнем «бакалавр» спеціальностей 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», 144 «Теплотехніка» денної та заочної форми навчання / Укл.: Л. Третякова, Л. Мітюк. Київ: НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського», ІЕЕ, 2020. 58 с

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		132

35. ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу: наказ від 08.04.2014.м. N 248. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2014. 85 с.

36. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною безпекою». Затверджено наказом Міністерства регіонального розвитку,будівництва та житлово-комунального господарства від 15.06.2016 р. № 158.

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
						133
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТКИ
Додаткок А

До складу ТП входять наступні частини:

11. Введення ВН ВСТА 10/160-2 УХЛ1;
12. Уведення НН ВСТ 1/160-1 УХЛ1;
13. Елемент для під'єднання заземлення трансформатора - М12;
21. Табличка трансформатора;
22. Табличка позначення приєднання вводів;
32. Скоби для підйому трансформатора, активної частини (включаючи кришку);
33. Тягове пристосування для поздовжнього і поперечного переміщення трансформатора (при відсутності замовлення на катки - швелери використовуються для кріплення трансформатора на фундаменті);
34. Скоби для розкріплення трансформатора при транспортуванні.
41. Кран для зливу і відбору проби масла;
42. Штуцер з внутрішнім різьбленням М27·2 для заливки трансформатора маслом;
43. Пробка для зливу залишків олії;
50. Маслорозширювач;
51. Масляний затвір осушення повітря;
62. Індикатор масла "плоского" типу;
64. Повітряосушувач вбудований в розширювач;
65. Елемент повітряосушувач - ковпачок з індикаторним силікагелем;
91. Привід перемикача (ПБЗ + 2х2.5);
92. Табличка центру ваги трансформатора;
93. Табличка заводського номера трансформатора;
96. Кришка трансформатора;
97. Бак трансформатора;
98. Активна частина трансформатора;
99. Трансформаторне масло [10].

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		134

Виконання та комплектація ТП вказана на рисунку 1

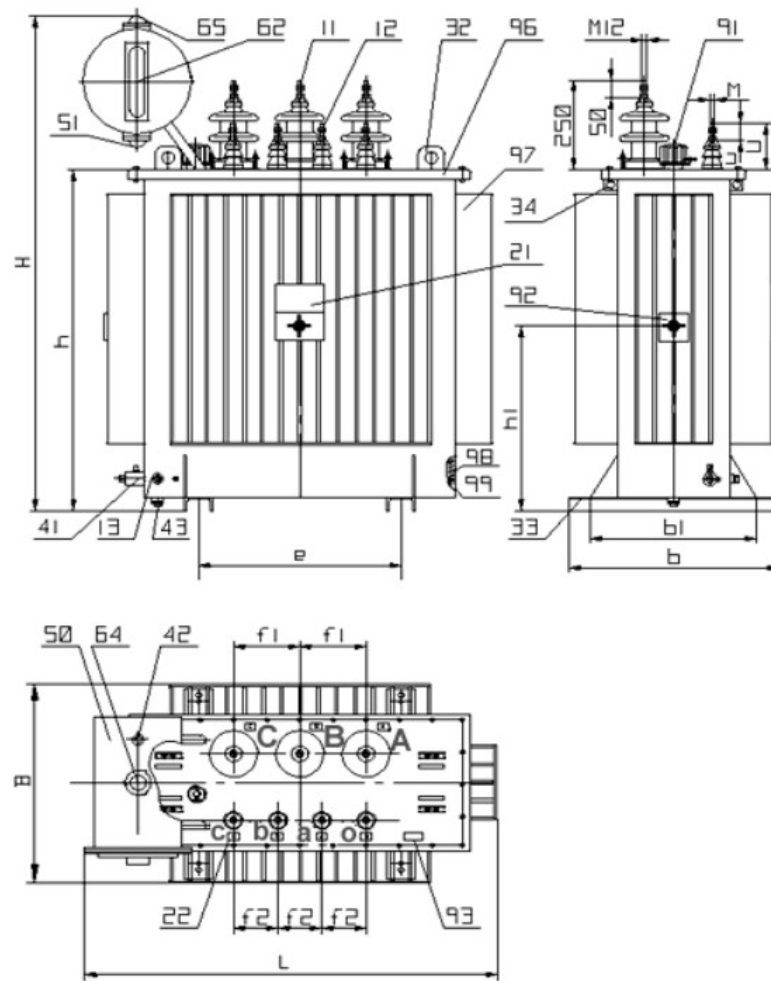


Рисунок 1 – Схема трансформатора [10]

					НТУУ. 001.7103.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		135