

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: **Розробка системи електропостачання підприємства
сільськогосподарського машинобудування**

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕМ-61

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Каналош В. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Бабюк С. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра Електричної інженерії

Освітній рівень магістр

Напрямок підготовки _____

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри д.т.н., проф. М.Г. Тарасенко

« 02 » вересня 2019 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Каналoшу Валерію В'ячеславовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розробка системи електропостачання підприємства сільськогосподарського машинобудування

Керівник проекту (роботи) Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом по університету від « 23 » серпня 2019 року № 4/7-731

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 20 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Технологічний план розташування електротехнічного обладнання, характеристика споживачів заводу, графіки електричних навантажень заводу, установлена активна потужність блоку цехів основного виробництва, потужність короткого

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

Вступ

1. Аналітична частина

2. Науково-дослідна частина

3. Технологічна частина

4. Проектно-конструкторська частина

5. Спеціальна частина

6. Обґрунтування економічної ефективності

7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

8. Екологія

Загальні висновки до дипломної роботи

Перелік посилань

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

1. Генеральний план підприємства з картограмамою навантажень 1л. ф – А1

2. Варіанти схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання 1л. ф – А1

3. Принципова однолінійна схема ГПП та її зв'язок з іншими ТП 1л. ф – А1

4. Однолінійна схема електропостачання 1л. ф – А1

5. Схема релейного захисту трансформатора 1л. ф – А1

6. План, розріз головної понижувальної підстанції 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Обґрунтування економічної ефективності	Мельник Л. М.. д.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Стручок В. С. ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання **02 вересня 2019 року****КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ	15.09.2019	
2	Аналітична частина	25.09.2019	
3	Науково-дослідна частина	10.10.2019	
4	Технологічна частина	01.11.2019	
5	Проектно-конструкторська частина	20.11.2019	
6	Спеціальна частина	01.12.2019	
7	Обґрунтування економічної ефективності	10.12.2019	
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2019	
9	Екологія	10.12.2019	
10	Висновки	15.12.2019	
11	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2019	
12	Оформлення графічної частини	20.12.2019	

Студент

(підпис)

Каналош В. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

(підпис)

Бабюк С. М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Каналаш В. В. "Розробка системи електропостачання підприємства сільськогосподарського машинобудування" 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор.– 113; рис. - 4 табл. - 17; креслень - 6; джерел - 26; додатків - –.

Основною метою роботи є аналіз та розробка системи електропостачання підприємства сільськогосподарського машинобудування.

Проведено аналіз чинників, що впливають на надійність електрообладнання і систем електропостачання, а також розглянуто основні показники надійності систем електропостачання, та проведено їхній аналіз.

Проведений аналіз системи електропостачання підприємства на основі діючих методів розрахунку.

Здійснено розрахунки електропостачання підприємства в цілому, а саме здійснено вибір комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової і заводської мереж, вибір та місце розташування цехових трансформаторних підстанцій. Виконано техніко-економічне порівняння варіантів спорудження зовнішньої живлячої мережі методом зведених річних витрат. Проведено дослідження системи зовнішнього освітлення.

Перелік ключових слів: **РОЗПОДІЛЬНИЙ ПУНКТ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, НАВАНТАЖЕННЯ, КАБЕЛЬНА ЛІНІЯ.**

ANNOTATION

Kanalosh V. Development of power supply system for agricultural engineering enterprise. 141 Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering EEM-61. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Page – 113; Illustrations – 4; Tables – 17; Blueprints – 6; Sources – 26; Applications – -.

The primary purpose of work are an analysis and development of the system of power supply of enterprise of agricultural engineer.

The analysis of factors that influence on reliability of electrical equipment and systems of power supply is conducted, and also basic reliability of the systems of power supply indexes are considered, and their analysis is conducted

The conducted analysis of the system of power supply of enterprise is on the basis of operating methods of calculation.

The of calculations of power supply of enterprise are carried out on the whole and one of his workshops, the choice of switchgears - protection apparatus and explorers of workshop and plant networks, choice and place of location of workshop transformer substations, is namely carried out. It is executed technic and economic comparison of variants of building of external nourishing network by the method of the erected annual charges. Research of the system of external illumination is conducted.

Keywords: DISTRIBUTIVE POINT, TRANSFORMER SUBSTATION, SYSTEM POWER SUPPLY, LOADING, CABLE LINE.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	<u>11</u>
1.1 Коротка характеристика проєктованого об'єкту	<u>11</u>
1.2 Основні чинники електропостачання, що впливають на надійність систем	<u>11</u>
1.3 Забезпечення надійної роботи електроприймачів	<u>12</u>
1.4 Порівняння впливу перерв в електропостачанні на виробничий цикл промислових підприємств	<u>13</u>
1.5 Шляхи підвищення надійності електропостачання	<u>14</u>
1.6 Чинники, що впливають на надійність електрообладнання і систем електропостачання	<u>15</u>
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	<u>19</u>
2.1 Аналіз методики розрахунку електропостачання на об'єкті проєктування	<u>19</u>
2.2 Втрати потужності та електроенергії в системі електроспоживання	<u>23</u>
2.3 Цехові електричні мережі напругою до 1000 В	<u>24</u>
2.4 Схеми електричних мереж напругою до 1000 В	<u>24</u>
2.5 Захист мереж плавкими запобіжниками	<u>25</u>
2.6 Розрахунок мережі освітлення	<u>27</u>
2.7 Конструктивні виконання електричних мереж	<u>29</u>
2.8 Способи підвищення коефіцієнта потужності	<u>30</u>
2.9 Вибір трансформатора напруги	<u>31</u>
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	<u>32</u>
3.1 Визначення розрахункових навантажень заданої ділянки.	<u>32</u>
3.2. Визначення розрахункових навантажень по підприємству	<u>36</u>
3.2.1. Розрахунок силових навантажень цехів, діляниць	<u>36</u>
3.2.2 Розрахунок освітлювального навантаження цехів, діляниць	<u>37</u>
3.2.3 Розрахунок сумарної розрахункової потужності цехів, діляниць	<u>39</u>
3.2.4 Розрахунок величини навантаження зовнішнього освітлення	<u>40</u>
3.2.5 Визначення сумарної потужності по підприємству	<u>41</u>
3.2.6 Визначення величини втрат потужності	<u>42</u>
3.2.7 Побудова картограм електричних навантажень цехів, підрозділів	<u>42</u>
3.3 Вибір електричної схеми та обладнання системи зовнішнього електропостачання	<u>47</u>
3.3.1 Визначення величини розрахункового навантаження на систему зовнішнього електропостачання	<u>47</u>
3.3.2 Визначення орієнтовної напруги лінії електропередачі зовнішнього електропостачання	<u>47</u>
3.3.3 Визначення величини струмів навантаження в ЛЕП зовнішнього електропостачання для обох варіантів	<u>48</u>

3.3.4 Вибір струмопровідних частин для ЛЕП зовнішнього електропостачання	48
3.4 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів на ГПП та їх місце розташування	49
3.4.1 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів на ГПП	49
3.4.2 Вибір місця встановлення ГПП	50
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	51
4.1 Вибір кількості цехових ТП та їх місце розташування	51
4.2 Вибір пристроїв для компенсації реактивної потужності.	53
4.3 Вибір струмопровідних частин для живлення цехових трансформаторних підстанцій (ЦТП) від ГПП	55
4.4 Компенсація реактивної потужності	60
4.5 Розрахунок струмів короткого замикання	62
4.6 Вибір та перевірка електричних апаратів	69
4.7 Опис конструктивного виконання системи електропостачання	76
4.8 Розрахунок релейного захисту	78
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	83
5.1 Захист виробничого цеху	83
5.1.1 Захист від прямих ударів блискавки	83
5.1.1 Захист від прямих ударів блискавки	86
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	90
6.1 Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання	90
6.1.1 Визначення величини капіталовкладень	90
6.1.2 Визначення величини затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування	91
6.1.3 Визначення величини затрат від втрат електроенергії	91
6.1.4 Визначення мінімальних приведених затрат по кожному варіанту	93
6.2 Техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання	93
6.2.1 Визначення величини капіталовкладень	94
6.2.2 Визначення величини затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування	95
6.2.3 Визначення величини затрат від втрат електроенергії.	95
6.2.4 Визначення мінімальних приведених затрат по кожному варіанту	98
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	99
7.1 Охорона праці та техніка безпеки при виконанні робіт з обслуговування діючих електроустановок	99
7.2 Вимоги до працівників під час обслуговування електроустановок	101
7.3 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій	104
8 ЕКОЛОГІЯ	108
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	111
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	112

ВСТУП

Актуальність теми. Електричну енергію у сучасному розвиненому суспільстві широко використовують як у виробничій сфері, так і в побуті. Зараз навіть уявити важко, яким було б існування людей за відсутності електроенергії. Вона за допомогою різного роду пристроїв забезпечує виконання технологічних процесів у виробництві та побуті. Ці пристрої являють собою електроприймачі та споживачі електричної енергії. Приймачем електричної енергії (або електроприймачем) називають апарат, агрегат, механізм, за допомогою якого електрична енергія перетворюється в інший вид енергії (механічну, теплову, світлову, хімічну тощо) або ж у електричну з іншими параметрами. Найхарактернішими електроприймачами є двигуни, електропечі, прилади освітлення, електротехнологічні пристрої тощо. Споживачем електроенергії називають електроприймач або групу електроприймачів, які об'єднані загальним технологічним процесом та розташовані на деякій визначеній території. Це може бути простий верстат з одним двигуном, або виробнича дільниця, корпус, завод, чи навіть місто загалом.

Вироблена електростанціями електроенергія споживається у промисловості, сільському господарстві, транспорті, комунально-побутовому секторі, а частина її втрачається під час передавання та розподілу в мережах електроенергетичних систем. Більша частина електроенергії (до 60 %) припадає на промисловість, а решта розподіляється між сільським господарством, транспортом, комунально-побутовим сектором та втратами приблизно порівну.

Основними електроприймачами промислових підприємств і різного роду установок є електродвигуни, комплексні електроприводи, зварювальні агрегати, електропечі, електролізні ванни, прилади електричного освітлення, перетворювальні установки тощо. В інших галузях народного господарства застосовують такі ж самі електроприймачі, лише змінюється їхнє

співвідношення. Всі ці електроприймачі за ознакою перетворення енергії можна поділити на чотири основні групи:

- електропривід;
- електротехнологічні установки;
- електричне освітлення;
- пристрої керування та оброблення інформації.

Перші дві групи об'єднують під назвою “силові електроприймачі”, вони споживають значну частину електроенергії. Частка електричного освітлення особливо велика в легкій та харчовій промисловості. Пристрої керування та оброблення інформації застосовують не тільки в обчислювальних центрах і на робочих місцях, але й на всіх рівнях керування виробництвом; виділення їх в окрему групу пов'язано з особливими вимогами щодо надійності електропостачання та якості електроенергії.

Система електропостачання промислових підприємств створюється для живлення електроенергією промислових електроприймачів, до яких відносяться електродвигуни до різних установок і механізмів, електричні печі, преси, освітлювальні установки і т. і.

Сучасні СЕП промислових підприємств забезпечують необхідну ступінь надійності електропостачання, якість електроенергії. Забезпечують економію електроенергії та інших матеріальних ресурсів.

Виконання цих завдань забезпечується такими складовими електричних мереж: лініями електропередачі, трансформаторними підстанціями, розподільчими пристроями та комутаційними пунктами, засобами регулювання напруги, пристроями для підтримання якості електроенергії. Автоматизація мереж електропостачання, впровадження технологічних установок приводять до зменшення втрат електричної енергії.

Мета і завдання дослідження.

Метою дипломної роботи є розробка системи електропостачання підприємства сільськогосподарського машинобудування, з врахуванням забезпечення надійності роботи електроенергетичного обладнання.

Відповідно до вказаної мети розв'язувалися наступні завдання:

- характеристика підприємства, визначення характеру технологічних процесів і пов'язаних з ним категорій виробництв, та оцінка категорії з надійності електропостачання;
- аналіз чинників, що впливають на надійність електрообладнання і систем електропостачання;
- аналіз та вибір методики розрахунку електропостачання на об'єкті проектування;
- визначення силового та освітлювального навантажень заданої ділянки та підприємства в цілому на основі діючих стандартів, та дотримуючись вимог по надійності системи електропостачання;
- вибір, шляхом техніко–економічного порівняння варіантів, електричних схеми та обладнання системи зовнішнього та внутрішнього електропостачання;
- вибір оптимального числа і потужності трансформаторів, засобів компенсації реактивної потужності;
- розрахунок струмів короткого замикання, та вибір високовольтного та низьковольтного електрообладнання, раціональні перетини кабелів і проводів, побудова карту селективності захистів для забезпечення надійності електропостачання підприємства;
- розробка заходів для забезпечення захисту виробничого цеху.

Об'єкт дослідження – системи електропостачання промислових підприємств.

Предмет дослідження – побудова системи електропостачання підприємства з врахуванням забезпечення надійності роботи електроенергетичного обладнання.

Наукова новизна отриманих результатів:

- отримало подальший розвиток побудова оптимальної електричної мережі для забезпечення надійності роботи системи електропостачання сільськогосподарського машинобудування.

Практичне значення отриманих результатів. Основним практичним значенням роботи є:

– проведені розрахунки, та прийняті конструктивні рішення, щодо побудови оптимальної системи електропостачання підприємства дозволять забезпечити надійність роботи електроенергетичного обладнання, та знизити собівартість продукції.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів "Актуальні задачі сучасних технологій", на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (20 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 113 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Коротка характеристика проектного об'єкту

Згідно завдання, підприємство буде працювати у три зміни. Споживачі електричної енергії відносяться до I, II та III категорії по надійності електропостачання, тому проектувальна система електропостачання повинна передбачити резервування живлення на всіх її ділянках.

Підприємство може отримувати електроенергію від районних підстанцій системи C_1 $S_{номc1} = 3600$ МВА на відстані $L = 26$ км, з встановленими двома трансформаторами типу АТДЦТН-40000/220, від системи C_2 $S_{номc2} = 4200$ МВА на відстані $L = 25$ км, з встановленими двома трансформаторами типу ТДТН-40000/110. Відносний опір системи C_1 $x_{xc1} = 0,12$ та системи C_2 $x_{xc2} = 0,12$. Електропостачання підприємства буде здійснюватись по схемі, вибраній в результаті техніко-економічного порівняння двох варіантів електричних схем внутрішнього електропостачання.

Згідно завдання на проектування необхідно визначити розрахункові навантаження вибраної ділянки та підприємства.

1.2 Основні чинники електропостачання, що впливають на надійність систем

Число відмов від нормальної роботи в рік визначає міру пошкоджуваності системи. Пошкоджуваність складається з пошкоджуваності обладнання (електричні машини і апарати, кабелі, трансформатори, побутові пристрої і системи), що виникає із-за помилок персоналу, що обмірковує, порушення правил експлуатації пристроїв, наявність агресивних середовищ на виробництві, помилок при проектуванні і монтажі. При проведенні розрахунків надійності проектного об'єкту обов'язково враховуються два ключові чинники: безвідмовність системи і її ремонтпридатність.

Безперервна безвідмовна робота в течії якогось проміжку часу за нормальних умов експлуатації називають безвідмовністю. Прикладом може послужити інтенсивність відмов для установки, вірогідність безвідмовної роботи, але цей приклад для не ремонтованих пристроїв або що замінюються після першої відмови. А напрацювання на відмову, кількість відмов - це для ремонтованих пристроїв. Середній час безвідмовної роботи за якийсь проміжок часу - це напрацювання на відмову.

Попередження, виявлення і своєчасне усунення несправностей шляхом проведення технічних обслуговувань і ремонтів - це ремонтпридатність. Прикладом ремонтпридатності може послужити середній час відновлення, вірогідність проведення ремонту в зазначені терміни.

Режим роботи, при якому можливе зникнення напруги живлення (введення резервного живлення) що не призводять до розладу технологічних циклів і процесів, не призводять до значного збитку і виникнення небезпеки аварійних ситуацій називають безперебійним живленням.

1.3 Забезпечення надійної роботи електроприймачів

Для забезпечення надійної роботи відповідальних споживачів електричної енергії при нормальних і післяаварійних режимах необхідно:

Максимально зменшити число і тривалість перерв в електропостачанні;

Якість електроенергії має бути задовільною, для забезпечення стійкої роботи відповідальних агрегатів якщо режим електропостачання порушений;

Надійність систем електропостачання, в першу чергу, визначається конструктивними і схемними рішеннями при побудові цих систем. Також не останню роль в підвищенні надійності систем електропостачання грає розумне використання резервних джерел живлення, надійність роботи кожного елементу систем, зокрема електрообладнання. На жаль саме надійність електрообладнання є ключовим чинником при виникненні надзвичайних подій. Ці чинники, на жаль, в мінімальному ступені залежать від проектувальника. Найбільш оптима-

льне рішення не може бути прийняте без хорошого знання і обліку усіх особливостей проєктованих підприємств.

1.4 Порівняння впливу перерв в електропостачанні на виробничий цикл промислових підприємств

Як відомо кожне виробництво має свої особливості технологічних процесів. Шлюб продукції, псування електрообладнання, виникнення ситуацій загрозованих життю і здоров'ю людей - це усе виникає при перерві в електропостачанні. Причому час перерви може складати до 30 хвилин на одних підприємствах, а на інших 2-3 години і більше. Також відмінність є і в часі, необхідному для відновлення нормального виробничого циклу після перерви живлення електроенергією. Цей час може коливатися від 5 хвилин до 2 годин, а іноді і більше.

Деякі виробництва після відновлення електроживлення працюють зі зниженою продуктивністю (папероробні машини) від декількох годин до декількох діб. Якщо відбувається перерва живлення прокатного стану хоча-бы на 10-15 хвилин, це не приведе до масового браку продукції, але із-за перерви в роботі стану порушиться технологічний процес. Зливки, підготовлені до прокату, за час зупинки охолонуть. Їх необхідно підігріти, що приведе до фінансових витрат, а в плавильних печах необхідно підтримувати постійну температуру навіть на час простою стану, що веде додатковим витратам на паливо. Після відновлення напруги живлення прокатного стану необхідно не менше 1 години для відновлення нормального технологічного циклу.

Також перерви в поданні електричної енергії веде до порушення технологічних процесів, що істотно впливає на випуск продукції.

1.5 Шляхи підвищення надійності електропостачання

Заходи по підвищенню надійності електропостачання можна розділити на 2 групи:

- а) організаційно – технічні;
- б) технічні.

Організаційно – технічні шляхи.

1. Підвищення вимог до експлуатаційного персоналу.
2. Раціональна організація поточних і капітальних ремонтів і профілактичних випробувань.

3. Раціональна організація знаходження і усунення пошкоджень.

4. Забезпечення необхідних запасів матеріалів і обладнання.

Технічні заходи.

1. Підвищення надійності окремих елементів мереж, в тому числі опор, ізоляторів, під станційного обладнання.

2. Скорочення радіусу дії електричних мереж. Лінії 10 кВ до – 15 км, в подальшому до 7 км (як в закордонних країнах).

3. Широке застосування кабельних мереж. Число аварійних вимкнень порівняно з ПЛ зменшується в 8 ...10 разів. ПЛ 0.38 кВ будуть виконуватися ізолюваними проводами.

4. Використання мережного і місцевого резервування (2-х трансформаторні ТП.)

5. Автоматизація сільських електричних мереж (АПВ, АВР), телемеханізація

З ціллю підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів особливу увагу необхідно приділяти електропостачання споживачів І категорії - тваринницьких комплексів, птахофабрик, великих текстильних комбінатів і т. п., відключення яких приводить до захворювань, а навіть до загибелі тварин, рослин і великих матеріальних збитків.

Досвід показує, що навіть двостороннє живлення їх не забезпечує необхідної надійності. Тому всі відповідальні об'єкти повинні мати невеликі резервні дизельні електростанції (бажано з АВР), від яких можна було б заживити найбільш відповідальні споживачі.

1.6 Чинники, що впливають на надійність електрообладнання і систем електропостачання

Все вище відмічене відноситься до етапу проектування електроустановок і системи електропостачання в цілому. Досвід експлуатації показує, що надійність залежить від численних і різноманітних чинників. Умовно вони можуть бути розділені на три основні групи: конструктивні, виробничі, експлуатаційні.

Конструктивні чинники обумовлені установкою в облаштування малонадійних елементів; недоліками схемних і конструктивних рішень, прийнятих при проектуванні; застосуванням комплектуючих елементів, що не відповідають умовам довкілля.

Виробничі чинники обумовлені порушеннями технологічних процесів, забрудненістю навколишнього повітря, робочих місць і пристосувань, слабким контролем якості виготовлення і монтажу, відсутність достатнього складського резерву електрообладнання та ін.

При виготовленні і монтажі електрообладнання, електроустановок великий вплив на їх надійність роблять процеси зберігання і транспортування, під час яких вони часто ушкоджуються. Найбільший вплив на надійність електротехнічних пристроїв роблять **умови експлуатації**. Удари, вібрація, перевантаження, температура, вологість, сонячна радіація, пісок, пил, пліснява, корозійні рідини і гази, електричні і магнітні поля - усе впливає на роботу пристроїв. Тому особливо важливо, щоб обслуговуючий персонал добре знав рівень, тривалість, характер дії кожного з перелічених вище чинників і міру їх впливу на надійність роботи електрообладнання. Це особливо важливо, оскільки різні умови

експлуатації по різному можуть позначатися на терміні служби і надійності роботи електрообладнання.

Ударно-вібраційне навантаження значно знижують надійність електрообладнання в цілому, їх окремих вузлів і деталей. Дія ударно-вібраційних навантажень може у ряді випадків бути значніша за дію інших механічних, а також електричних і теплових навантажень. В результаті тривалої знакозмінної дії навіть невеликих ударно-вібраційних навантажень відбувається накопичення втоми в матеріалі елементів, що призводить до відмов, зазвичай раптових. Під впливом вібрацій і ударів виникають численні механічні ушкодження елементів конструкції, ослаблюються кріплення елементів і порушуються контакти електричних з'єднань.

Навантаження при циклічних режимах роботи, пов'язаних з частими включеннями і виключеннями електрообладнання, так само як і ударно-вібраційне навантаження, сприяють виникненню і розвитку ознак втоми матеріалу елементів. Досвід показує, що часті включення і виключення пристроїв приводять до досить частих відмов їх елементів. Фізична природа підвищення небезпеки відмов пристроїв при їх включенні і виключенні полягає в тому, що під час перехідних процесів в їх елементах виникають надструми і перенапруження, значення яких часто набагато перевершує, хоча і короткочасно, значення, допустимі по нормативній і технічній документації.

Електричні і механічні перевантаження. Дуже часто електрообладнанню доводиться працювати в режимі перевантажень. Причинами перевантажень може служити несправність робочих механізмів, значні зміни частоти або напруги живлячої мережі, загусання мастила робочих механізмів в холодну погоду, перевищення номінальної розрахункової температури доквілля в окремі періоди року і дня, високе завантаження в моменти форсування виробничого процесу і т. д. Перевантаження призводять до підвищення температури нагріву ізоляції електрообладнання вище допустимою і різкому зниженню терміну її служби.

Кліматичні дії. Істотний вплив на надійність будь-якого електрообладнання робить докільця. Найбільше на надійність роботи пристроїв впливають низька і висока температура, велика вологість.

При низьких температурах знижується ударна в'язкість металевих деталей електротехнічних пристроїв; міняються значення технічних параметрів таких елементів, як конденсатори, реактори, резистори; відбувається «залипання» контактів реле; руйнується гума. Завдяки замерзанню або загусанню мастильних матеріалів утруднюється робота перемикачів, ручок управління і т. д.

Високі температури також викликають механічні і електричні пошкодження елементів електрообладнання, прискорюючи знос і старіння. Вплив підвищеної температури на надійність роботи електрообладнання проявляється в найрізноманітніших формах. Так, в жару псується ізоляційні матеріали, зменшується опір ізоляції, тобто збільшується небезпека електричних пробіїв, порушується герметичність (починають витікати заливальні і просочувальні компаунди). В результаті порушення ізоляції в обмотках електромагнітів, електродвигунів і трансформаторів виникають ушкодження. Помітний вплив робить підвищена температура на роботу механічних елементів електрообладнання.

Велика дія на надійність елементів електроустановок робить вологість. Під впливом вологи відбувається дуже швидка корозія металевих деталей електротехнічних пристроїв. Ізоляційні матеріали пристроїв поглинають вологу, внаслідок чого зменшується поверхневий і об'ємний опір. З'являються різні витіки, різко збільшується небезпека поверхневих пробіїв. Велика вологість викликає також ріст грибкової плісняви, під впливом якої поверхня матеріалів роз'їдається, і електричні властивості пристроїв погіршуються.

Дія пилу. На надійність електрообладнання впливає пил, що є зазвичай дрібними частками. Ці частки потрапляють в мастило, осідають на частинах і механізмах електрообладнання і викликають швидкий знос частин, що труться, і забруднення ізоляції. Пил найбільш небезпечний для електродвигунів, в які вона потрапляє із засмоктуванням для вентиляції повітрям. Проте і в інших елементах електрообладнання знос набагато прискорюється, якщо пил проникає

крізь ущільнення до поверхонь тертя. Тому при великій запиленій особливе значення придбаває якість ущільнень елементів електричних пристроїв і відхід за ними.

Якість експлуатації електротехнічних пристроїв залежить від міри наукової обґрунтованості вживаних методів експлуатації і обслуговування, рівня підготовки обслуговуючого персоналу (знання матеріальної частини, теорії і практики надійності, вміння швидко знаходити і усувати несправності і т. п.). Застосування профілактичних заходів (регламентні роботи, візуальний контроль, випробування), ремонту, використання досвіду експлуатації електрообладнання і пристроїв забезпечує їх більш високу експлуатаційну надійність.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

1.1 Аналіз методики розрахунку електропостачання на об'єкті проектування

Електричні навантаження промислових підприємств є основними величинами, що визначають вибір всіх елементів системи електропостачання (лінії електропередачі, трансформаторні підстанції, розподільні мережі, заводські трансформаторні підстанції і їх розподільчі мережі).

У свою чергу, правильний вибір устаткування електропостачання повинен проводитися по техніко-економічних показниках (безперебійне електропостачання, економія капітальних витрат, кольорових металів і щорічних експлуатаційних витрат). Тому правильне визначення електричних навантажень – вирішальний чинник при проектуванні і експлуатації електричних мереж.

У цехах промислових підприємств є різні по потужності і режиму роботи приймачі електричної енергії, що працюють з тривалим режимом (насоси, вентилятори, компресори), з повторно-короткочасним режимом (кран-балки, зварювальні агрегати), різні електронагрівальні пристрої і електричні печі, електричне освітлення.

Для правильного вибору окремих елементів електропостачання (трансформаторів, ліній, розподільних пристроїв, комутаційних апаратів) будуються графіки електричних навантажень (планові): добові графіки активних і реактивних навантажень і річні графіки активних і реактивних навантажень за тривалістю. Для побудови сумарного графіка навантаження підраховуються навантаження споживачів і враховуються втрати. Втрати можуть бути змінні, залежні від навантаження (нагрів проводів, мережі і обмоток трансформаторів), і постійні, які не залежать від навантаження (нагрів сталі трансформаторів). Максимальні змінні втрати $P_{max\ зм}$ і постійні $P_{пост}$ беруться у відсотках від максимального навантаження P_{max} сумарного графіка споживача.

$$P_{\max \text{ зм}} = \frac{P_{\text{зм}} \%}{100} \cdot P_{\max}$$

$$P_{\text{пост}} = \frac{P_{\text{пост}} \%}{100} \cdot P_{\max}$$
(1.1)

Для визначення змінних втрат $P_{\text{зм}}$ приймається відсоток втрат $p_{\text{зм}}\%$:

- у мережах напругою до 1000 В – 3-5%;
- у промислових мережах напругою понад 1000 В – 6-8%;
- у комунальних мережах напругою понад 1000 В – 8-10%;
- у електричних системах – 14-18%, з врахуванням втрат в промислових та комунальних мережах.

Для визначення постійних втрат $P_{\text{пост}}$ приймається відсоток втрат в сталі трансформаторів $p_{\text{пост}}\%$:

- у комунальних і промислових мережах напругою понад 1000 В - 1-1,5%;
- у електричних системах – 2-3%.

Змінні втрати у будь-який момент доби t , залежні від фактичного навантаження P_t , визначаються по формулі (1.2):

$$P_{\text{зм}_t} = P_{\max \text{ зм}} \cdot \frac{P_t^2}{P_{\max}^2},$$
(1.2)

де P_t - потужність (навантаження) в даний момент доби;

P_{\max} – максимальна потужність споживача по графіку.

Сумарні графіки реактивних навантажень будують по реактивному навантаженню споживача з врахуванням втрат реактивної потужності в мережі і трансформаторах.

Різноманітність споживачів електроенергії ускладнює визначення сумарних навантажень з достатньою точністю по графіку електричних навантажень. Тому для їх визначення користуються перевіреними на практиці способами.

При розгляді цих способів вкажемо на значення деяких коефіцієнтів, вживаних при підрахунку електричних навантажень.

Номінальна (встановлена) потужність електродвигунів тривалого режиму – це паспортна потужність двигуна, позначена на заводській таблиці. Для двигу-

нів повторно-короткочасного режиму – це потужність, приведена до номінальної тривалої потужності (1.3):

$$P_{ном} = P_n \sqrt{ПВ_n} \quad (1.3)$$

де P_n та $ПВ_n$ - значення паспортної потужності і паспортної відносної тривалості включення.

Для електроприймачів, ККД, що мають $\eta = 1$ (електричне освітлення, агрегати електрозварювання, електричні печі), вважають $P_{ном} = P_{пр}$.

Коефіцієнт використання одного або групи приймачів K_ϵ характеризує використання активної потужності. Він є відношенням середньої активної потужності P_{cp} окремого приймача або групи приймачів номінальному значенню потужності $P_{ном}$ (1.4):

$$K_\epsilon = \frac{P_{cp}}{P_{ном}} = \frac{\sum_1^n K_\epsilon P_{ном}}{\sum_1^n P_{ном}} = \frac{W}{W_{ном}}, \quad (1.4)$$

де W – фактична витрата електроенергії за період часу t при роботі з коефіцієнтом використання K_ϵ ;

$W_{ном}$ – витрата електроенергії за той же період часу при повному завантаженні, тобто при $K_\epsilon = 1$.

Для групи електроприймачів з різними режимами роботи, що мають різні коефіцієнти використання (1.5):

$$P_{cp} = K_{\epsilon 1} \sum P_{ном1} + K_{\epsilon 2} \sum P_{ном2} + K_{\epsilon 3} \sum P_{ном3} + \dots \quad (1.5)$$

де $K_{\epsilon 1} \sum P_{ном1}$ - коефіцієнт використання та сумарна встановлена потужність першої групи приймачів;

$K_{\epsilon 2} \sum P_{ном2}$ - коефіцієнт використання та сумарна встановлена потужність другої групи приймачів.

Тоді груповий коефіцієнт використання (1.6):

$$K_\epsilon = \frac{\sum P_{cp}}{\sum_1^n P_{ном}}, \quad (1.6)$$

де P_{cp} – середня потужність за найбільш завантажену зміну T год:

$$P_{cp} = \frac{W}{T} = K_{\epsilon} \sum P_{ном}, \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \operatorname{tg} \varphi, \text{ кВАр};$$

$$S_{cp} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}, \text{ кВА}.$$

Коефіцієнт завантаження по активній потужності одного приймача – це відношення фактично споживаної активної потужності до номінальної потужності (1.7):

$$K_3 = \frac{P}{P_{ном}} = \frac{K_{\epsilon}}{K_y}. \quad (1.7)$$

Груповим коефіцієнтом завантаження K_3 називається відношення групового коефіцієнта використання K_{ϵ} до групового коефіцієнта включення:

$$K_3 = \frac{K_{\epsilon}}{K_y};$$

звідси

$$K_{\epsilon} = K_y \cdot K_3.$$

Величина витрат електричної енергії, потрібна для розрахунку середньої потужності P_{cp} , визначається для підприємств, що діють, за показами лічильників за період часу T та може бути також підрахована по питомих витратах електроенергії на одиницю продукції W_{np} проведеної продукції M_m за час найбільш завантаженої зміни T_{cm} (1.8):

$$W_{cm} = W_{np} \cdot M_T \quad (1.8)$$

Тоді середня потужність:

$$P_{cp} = \frac{W_{cm}}{T_{cm}}$$

Для запроектованих підприємств навантаження середні навантаження знаходимо по формулі (1.9):

$$P_{cp} = K_{\epsilon} \sum P_{ном}. \quad (1.9)$$

Окрім середніх навантажень, при проектуванні електричних мереж та установок необхідно знати максимальні навантаження, для вибору по нагріву електричних мереж при тривалому режимі роботи споживачів, та середньоквадратичні навантаження при повторно-короткочасному режимі і для визначення втрат в електричних мережах.

Як розрахункове максимальне навантаження P_{max} приймається максимальне навантаження тривалістю 30 хв – півгодинний максимум P_{30} .

1.2 Втрати потужності та електроенергії в системі електроспоживання

Передача електроенергії від джерел живлення до електроустановок обов'язково пов'язана з втратою частини потужності і енергії в системах електропостачання від джерел струму до споживачів.

На втрати потужності і електроенергії впливає струм, що протікає по провадах лінії. Він визначається потужністю, що передається по лінії, і величиною підведеної напруги. Вживання підвищеної напруги у високовольтних і низьковольтних мережах, наприклад 10 кВ замість 6 кВ і 380 В і 657 В замість 220 В, а також вживання на підприємстві глибокого введення напругою 35 кВ і вище значно знижує втрати потужності і електроенергії в електричних мережах.

Особливе значення для величини втрати потужності електроенергії має коефіцієнт потужності.

Втрати в трансформаторах залежать від числа годин включення трансформатора T_{ϵ} . Тому однією з умов, що забезпечують економію електроенергії в трансформаторах, є усунення холостих ходів при малих завантаженнях, що можна здійснити, якщо в робочий час живлення забезпечувати від одного трансформатора. При цьому живлення споживачів повинне забезпечуватися наявністю перемичок між підстанціями на вторинній напрузі .

Іншою умовою, що забезпечує економію електроенергії в трансформаторах, є встановлення раціонального режиму роботи включених трансформаторів,

що забезпечується оптимальним коефіцієнтом їх завантаження, який залежить від співвідношення між активними і реактивними складовими втрат.

1.3 Цехові електричні мережі напругою до 1000 В

Електричні мережі, призначені для передачі і розподілу електричної енергії, повинні забезпечувати надійну дію силових і освітлювальних установок і бути безпечними для обслуговування.

Електричні матеріали і устаткування, які вживаються для монтажу електромережі, вибирають з врахуванням вимог і особливостей навколишнього середовища і технологічного процесу даного підприємства; при цьому втрати напруги і втрати електроенергії повинні відповідати встановленим нормам, а експлуатаційні витрати бути мінімальними.

1.4 Схеми електричних мереж напругою до 1000 В

Розподіл електроенергії по напрузі до 1000 В може проводитися по радіальних і магістральних схемах.

Радіальна схема, дає можливість жити, безпосередньо від щита низької напруги, підстанції споживачів з великою потужністю або розподільні пункти (РП), до яких підключаються окремі приймачі електричної енергії. При такій схемі збільшуються майдани виробничих приміщень за рахунок великого числа РП і кількості апаратури на щиті, а також протяжність мережі, що приводить до збільшення капітальних витрат. Проте ця схема, як і радіальна схема на напругу вище 1000 В, дає велику надійність і простоту в експлуатації.

При магістральній схемі можна жити однією лінією декілька зосереджених навантажень, наприклад декілька цехів, розподільних пунктів. Окремі приймачі можуть приєднуватися до них магістральними або радіальними лініями.

Для декількох цехів, що мають правильне планування електроприймачів, застосовується також безпосереднє підключення приймачів до живильного (ма-

гістрального) або до розподільчого шинопроводу, який живиться від щита низької напруга підстанції або безпосередньо від трансформатора.

При схемі живлення блок трансформатор-магісталь від магістральних шинопроводів, що йдуть від підстанції, прокладаються на недоступній висоті.

Розподільчі шинопроводи підключаються до живлячого шинопроводу через відповідну захисну апаратуру. Приймачі електроенергії, значно віддалені від шинопроводів, живляться від розподільних пунктів, що підключаються до найближчих шинопроводів.

1.5 Захист мереж плавкими запобіжниками

Струм плавкої вставки запобіжника, який служить для захисту від струмів короткого замикання, вибирається так, щоб плавка вставка не перегорала при пуску короткозамкнених електродвигунів, пусковий струм яких досягає 5-8-кратного значення від номінального струму. Ця вимога забезпечується при відгалуженні до одного електродвигуна за умови, якщо струм вставки (1.10):

$$I_{BC} \geq \frac{KI_{ном}}{\alpha}, \quad (1.10)$$

де K – кратність пускового струму за даними каталогів;

α – коефіцієнт, залежний від типу і матеріалу запобіжника і режиму перевантаження.

Коефіцієнт α вказує, в скільки разів струм, більший номінального, витримує плавка вставка протягом часу, достатнього для запуску електродвигуна. Для асинхронних короткозамкнених електродвигунів при легких умовах пуску та самозапуску, коли пуск продовжується до 8 с., цей коефіцієнт складає 2,5 - 3 при малоінерційних і безінерційних запобіжниках зі вставками з міді, срібла, цинку.

Для запобіжників з тими ж плавкими вставками, але за важких умов пуску тривалістю більше 10 с. і при самозапуску під навантаженням, вказаний коефіцієнт приймається рівним 1,6 - 2.

Для мережі, що живить декілька приймачів, при коефіцієнті одночасності їх роботи κ_o струм плавкої вставки (1.11):

$$I_{BC} \geq KI_{ном} + \frac{\kappa_o \sum I_p(n-1)}{\alpha}, \quad (1.11)$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм електродвигуна, який має найбільший пусковий струм;

$\kappa_o \sum I_p(n-1)$ - сумарний розрахунковий струм приймачів.

Плавкі вставки інерційних запобіжників (свинець і його сплави) не перегорають за легких умов пуску і самозапуску при холостому ході, тому вказані запобіжники вибирають по робочому струму.

$$I_{BC} \geq \kappa_o \sum I_p. \quad (1.12)$$

Захист від струмів перевантаження повинні мати електричні мережі промислових підприємств, а також силові мережі в житлових, адміністративних і інших будівлях тільки у випадках, коли за умовами технологічного процесу або режимом установки може виникнути тривале перевантаження проводів і кабелів. Захист від перевантажень повинні мати електричні мережі пожаро- і вибухонебезпечних приміщень, а також електричні мережі, за якими обмежений або відсутній нагляд і можливе приєднання до них навантаження, не врахованого при проектуванні. До останніх відносяться мережі електричного освітлення, побутових і пересувних струмоприймачів житлових і суспільних будівлях, торговельних і складських приміщеннях.

Залежно від того, чи захищається електрична мережа від коротких замикань або від перевантаження, ПУЕ встановлюються певні співвідношення між величиною струму плавкої вставки ($I_{вс}$) і допустимим струмом навантаження ($I_{дон}$) проводу, що захищається. Це співвідношення має бути:

$$\kappa = \frac{I_{BC}}{I_{дон}} \text{ або } I_{дон} = \frac{I_{BC}}{\kappa}$$

Величина коефіцієнта k приймається в залежності від місцезнаходженням і призначення електричної мережі і має значення 0,8 - 3.

Нижчі значення k забезпечують захист мережі від перевантаження, вищі – від струмів короткого замикання.

1.6 Розрахунок мережі освітлення

При вживанні в мережах спільного живлення освітлювального і силового навантажень слід враховувати коливання напруги при пуску електродвигунів, що супроводяться миганням ламп. Такі коливання напруги, згідно ПУЕ, повторюються більше 10 раз на годину, не повинні перевищувати 4% від номінальної напруги ламп. Якщо коливання напруги перевищують вказану величину, то живлення освітлювального навантаження виділяється на окремий трансформатор. Враховуючи також, що згідно ПУЕ втрата в мережі електроосвітлення не повинна перевищувати 2,5%. Мережа, вибрана за умовами нагріву, має бути перевірена на допустиму втрату напруги. Позначимо величину $\sum pL$ у нижче вказаній формулі через $\sum M$ - суму моментів навантаження, а величину $\frac{U^2}{10\gamma}$ - через коефіцієнт c , залежний від напруги мережі, системи розподілу електроенергії і матеріалу проводу. Тоді при активному навантаженні і рівномірному її розподілі при розрахунку мережі електроосвітлення користуються формулами, які використовуються для будь-якої ділянки:

$$\Delta U \% = \frac{\sum M}{cs},$$

або

$$s = \frac{\sum M}{c\Delta U \%}.$$

Повна втрата напруги в освітлювальній електромережі від джерела до останньої лампи (1.13):

$$\Delta U = \frac{U_0 + U_l}{U_{ном_л}}, \quad (1.13)$$

де U_0 – вторинна напруга холостого ходу трансформатора;

U_l – напруга біля останньої лампи, що приймається по нормах і рівна 97,5% від номінальної напруги лампи;

$U_{ном_л}$ – номінальна напруга лампи, відповідна номінальній напрузі мережі.

Повна втрата напруги розподіляється між втратою напруги в трансформаторі ΔU_{mp} і втратою напруги в мережі ΔU_c :

$$\Delta U = \Delta U_{mp} + \Delta U_c.$$

Втрати напруги в трансформаторі:

$$\Delta U_{mp} = \alpha\beta(u_a \cos \varphi + u_x \sin \varphi), \quad (1.14)$$

де $\alpha = \frac{U_0}{U_{ном_л}}$ - коефіцієнт, рівний відношенню вторинної напруги трансформатора при холостому ході до номінальної напруги мережі;

$\beta = \frac{S}{S_{ном}}$ - коефіцієнт завантаження трансформатора;

u_a, u_x - активна і реактивна складові напруги короткого замикання. Значення їх визначаються по формулі (1.15):

$$u_a = \frac{\Delta P_m}{10S_{ном}}; u_x = \sqrt{u_{к.з.}^2 - u_a^2}, \quad (1.15)$$

де ΔP_m - втрати в міді трансформатора, Вт;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора;

$u_{к.з.}$ – напруга короткого замикання, %.

Тоді відображається формула:

$$\Delta U_c = \frac{U_c - U_l}{U_{ном-л}} - \alpha\beta(u_a \cos \varphi + u_x \sin \varphi).$$

1.7 Конструктивні виконання електричних мереж

Електричні мережі напругою до 1000 В прокладаються всередині і поза будівлями промислових підприємств.

Внутрішні мережі (внутрішньоцехові) зазвичай виконують кабельними лініями та шинопроводами; проводами в сталевих або інших захисних трубах; відкритими проводами.

Кабельні лінії. Всередині будівель кабелі прокладаються із захистом їх від механічних пошкоджень в каналах і трубах, а також по стінах і стелі на скобах. При прокладці кабелів в каналах необхідний механічний захист від пошкоджень, він забезпечується перекриттям каналів плитами, що не згоряють. При невеликому числі кабелів, що прокладаються в одному напрямі, їх прокладаються в трубах або прикривають швелерною або кутовою сталлю.

Кабельні лінії зазвичай призначаються для живлення індивідуальних, великих приймачів, розподільних щитів або шаф, а також для приміщень з особливими умовами навколишнього середовища.

Шинопроводи. В даний час широко застосовується система розподілу електроенергії шинопроводами (струмопроводами), які зазвичай прокладаються всередині приміщень.

Особливо зручні шинопроводи в разі переміщення електроустановок, оскільки перевлаштування електричної мережі за наявності шинопроводів проводиться дуже швидко.

Закриті шинопроводи виготовляються з звичайних кольорового металу на струми більше 1000 А і використовуються в якості магістральних ліній. Шинопроводи виконуються у вигляді окремих секцій з кожухами з гнutoї листової сталі. Шинопроводи кріпляться до колонних стійок або підвішуються на тросах. Приєднання приймачів до шинопроводу і їх відключення проводиться за допомогою спеціальних коробок без відключення шинопроводу. У такій коробці встановлений комплект запобіжників, які при відкритті кришки коробки відключаються. Шинні складки є укріпленими на стійках або кронштейнах із сталевих

вими шинами зазвичай розміром 25×4 мм, допустиме навантаження до 80 А; при живленні шинної збірки з середини навантаження може бути підвищена до 160 А. Якщо навантаження на шинній збірці перевищує вказані величини, то сталеві шини замінюються алюмінієвими.

Недолік шинних складок в тому, що приєднувати і відключати приймачі в цьому випадку доводиться при знятій напрузі.

Прокладка проводів в захисних трубах забезпечує достатньо надійний, захист проводів від механічних пошкоджень, це важливе для цехових мереж промислових підприємств. Але це пов'язано з додатковою витратою труб (сталевих, скляних). В даний час така прокладка застосовується з використанням паперово-металевих труб з тонкою металевою гофрованою оболонкою. Проте прокладка проводів в трубах, особливо в сталевих, пов'язана з можливістю пошкодження ізоляції, а також незручностями в експлуатації при необхідності заміни пошкоджених проводів.

Відкрита прокладка проводів по стінах і стелях з кріпленням на роликах, ізоляторах, на тросах, металевих лотках і інших конструкціях, є найбільш простою і дешевою, але не забезпечує досить надійний захист проводів від механічних пошкоджень. Останнім часом широко застосовується закрита прокладка проводів в коробах з кришками у вигляді триметрових секцій.

1.8 Способи підвищення коефіцієнта потужності

Найбільше вживані знаходи про підвищення коефіцієнта потужності, не зв'язані із застосуванням компенсуючих пристроїв:

1. правильний вибір електроустаткування при його проектуванні (потужність, швидкість, тип та габарити електродвигуна);
2. обмеження холостого ходу електродвигунів шляхом установки обмежувачів холостого ходу, та електроблокуючих установок, що відключають двигун після закінчення технологічного процесу
3. підвищення завантаження електродвигунів;

4. пониження напруги біля мало завантажених асинхронних двигунів перемиканням обмоток статора з трикутника на зірку, а також вживанням секціонованих статорних обмоток, що перемикаються на різні схеми з'єднання;

5. заміна малозавантажених двигунів на двигуни малої потужності або вилучення надлишкової потужності.

6. виключення по графіку мало завантажених трансформаторів;

7. заміна великих асинхронних двигунів на синхронні.

1.9 Вибір трансформатора напруги

Трансформатори напруги вибираються по номінальних параметрах, класу точності і навантаженню.

Номінальна потужність трансформатора напруги $S_{ном}$, має бути рівна або більше сумарної активної і реактивної потужності S_2 , споживаною паралельними котушками приладів і реле (1.16):

$$S_{ном} \geq S_2 = \sqrt{P_{сум}^2 + Q_{сум}^2}, \quad (1.16)$$

де $P_{сум} = P_{пр} \cos \varphi_{пр}$ – сумарна активна потужність, споживана котушками приладів, Вт;

$Q_{сум} = P_{пр} \operatorname{tg} \varphi$ – реактивна потужність, ВАр.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Визначення розрахункових навантажень заданої ділянки.

Ремонтно-механічний цех

Для визначення розрахункових навантажень, користуючись методом упорядкованих діаграм визначаємо:

- коефіцієнт використання для кожного споживача, K_B (табл. 2.3 [1]);
- коефіцієнт потужності для кожного споживача, $\cos\phi$ (табл. 2.3 [1]);
- $\operatorname{tg}\phi$ по таблиці 2.3 [1], стор. 17;
- сумарну потужність кожної групи споживачів.

$$P_i = n_i * P_{\text{ном}} \quad (3.1)$$

де n_i - кількість споживачів у кожній групі

$P_{\text{ном}}$ - номінальна потужність кожного споживача, кВт.

Розрахунки проводимо окремо для електроприймачів I та II групи.

До групи I відносимо електроприймачів у яких коефіцієнт $K_B < 0,6$.

До групи II відносимо електроприймачів у яких коефіцієнт $K_B \geq 0,6$.

Результати розрахунків для електроприймачів I групи заносимо у таблицю 3.1, для електроприймачів II групи заносимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків для електроприймачів I групи

№	Назви електроприймачів	$P_{\text{ном}}$ кВт	n, шт	$P_{\text{ном}} * n$	K_B	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Токарно-гвинторізний верстат	4,625	2	9,25	0,14	0,6	1,33
2	Токарно-револьверний верстат	5,475	1	5,475	0,22	0,65	1,17
3	Поперечно-строгальний верстат	11,0	3	33,0	0,14	0,6	1,33
4	Горизонтально-фрезерний верстат	3,325	2	6,65	0,14	0,6	1,33
5	Вертикально-фрезерний верстат	12,925	2	25,85	0,14	0,6	1,33
6	Зубофрезерний верстат	0,725	3	2,175	0,14	0,6	1,33
7	Плоскошліфувальний верстат	12,65	2	25,3	0,14	0,5	1,7
8	Вертикально-свердлильний верстат	2,925	2	5,85	0,14	0,6	1,33
9	Настільно-свердлильний верстат	0,6	2	1,2	0,14	0,6	1,33

продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Універсально-заточувальний верстат	1,25	1	1,25	0,14	0,6	1,33
11	Кран-балка електрична підвісна	4,85	1	4,85	0,06	0,45	1,98
12	Відрізний верстат	1,9	1	1,9	0,14	0,6	1,33
13	Ножиці електричні	7	1	7,0	0,26	0,65	1,17
14	Прес листозгинальний	15,7	2	31,4	0,26	0,65	1,17
15	Трубовідрізний верстат	2,8	2	5,6	0,14	0,6	1,33
16	Трансформатор зварювальний	25,0	3	75,0	0,3	0,35	2,67
17	Кран мостовий електричний	24,2	1	24,2	0,06	0,45	1,98

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків для електроприймачів II групи

№	Назви електроприймачів	$P_{\text{ном}}$ кВт	n , шт	$P_{\text{ном}} \cdot n$	K_B	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$
1	Вентилятор	2,2	6	13,2	0,65	0,8	0,75
2	Піч нагрівальна камерна опору	24,0	1	24,0	0,6	0,95	0,33
3	Сушильна шафа електрична	3,2	2	6,4	0,75	0,95	0,33

На основі розрахунків із таблиці 3.1 знаходимо середній коефіцієнт використання для електроприймачів I групи:

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} \cdot K_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}} \quad (3.2)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} \cdot K_i = (9,25 + 33 + 6,65 + 25,85 + 2,175 + 25,3 + 5,85 + 1,2 + 1,25 + 1,9 + 5,6) \cdot 0,14 +$$

$$+ 5,475 \cdot 0,22 + (4,85 + 24,2) \cdot 0,06 + (7 + 31,4) \cdot 0,26 + 75 \cdot 0,3 =$$

$$\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} = 9,25 + 5,475 + 33 + 6,65 + 25,85 + 2,175 + 25,3 + 5,85 + 1,2 + 1,25 + 4,85 +$$

$$+ 1,9 + 7 + 31,4 + 5,6 + 75 + 24,2 = 265,95$$

$$K_B = \frac{50,53}{265,95} = 0,19$$

Визначаємо ефективне число електроприймачів:

$$K_{ef} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{номi} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{номi}^2} \text{ [шт.]}; \quad (3.3)$$

$$K_{ef} = \frac{\left(9,25 + 5,475 + 33 + 6,65 + 25,85 + 2,175 + 25,3 + 5,85 + 1,2 + 1,25 + 4,85 + 1,9 + 7 + 31,4 + 5,6 + 75 + 24,2 \right)^2}{9,25^2 + 5,475^2 + 33^2 + 6,65^2 + 25,85^2 + 2,175^2 + 25,3^2 + 5,85^2 + 1,2^2 + 1,25^2 + 4,85^2 + 1,9^2 + 7^2 + 31,4^2 + 5,6^2 + 75^2 + 24,2^2} = 7,14 \text{ шт.}$$

На основі розрахунків по визначених коефіцієнтах використання $K_{ВІ}$ і ефективної кількості споживачів n_{ef} по таблиці 2.13 визначаємо коефіцієнт максимуму активної потужності:

$$K_{макс} = f(K_{В}; n_{ef}) \quad (3.4)$$

$$K_{макс} = f(0,19; 7,14) = 2,10$$

Визначаємо середню активну потужність за максимально завантаженою зміну:

$$P_{змі} = K_{В} * \sum_{i=1}^n P_{номi} \quad [\text{кВт}] \quad (3.5)$$

$$P_{змі} = 0,19 * (9,25 + 5,475 + 33 + 6,65 + 25,85 + 2,175 + 25,3 + 5,85 + 1,2 + 1,25 + 4,85 + 1,9 + 7 + 31,4 + 5,6 + 75 + 24,2) = 50,53 \text{ кВт}$$

Визначаємо середню реактивну потужність за максимально завантаженою зміну:

$$Q_{змі} = P_{змі} * \text{tg}\varphi_I \quad (3.6)$$

Для визначення $\text{tg}\varphi$ визначаємо середньозважений $\cos\varphi$:

$$\cos\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot \cos\varphi_i}{\sum_{i=1}^n P_{номi}} \quad (3.7)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot \cos\varphi_i = (9,25 + 33 + 6,65 + 25,85 + 2,175 + 5,85 + 1,2 + 1,25 + 1,9 + 5,6) \cdot 0,6 + (5,475 + 7 + 31,4) \cdot 0,65 + (4,85 + 24,2) \cdot 0,45 + 75 \cdot 0,35 + 25,3 \cdot 0,5 = 135,63$$

$$\sum_{i=1}^n P_{номі} = 9,25 + 5,475 + 33 + 6,65 + 25,85 + 2,175 + 25,3 + 5,85 + \\ + 1,2 + 1,25 + 4,85 + 1,9 + 7 + 31,4 + 5,6 + 75 + 24,2 = 265,95$$

$$\cos \varphi = \frac{265,95}{135,63} = 0,51$$

$$\varphi_I = \arccos(0,51) = 59,34^\circ$$

$$\operatorname{tg} \varphi_I = \operatorname{tg}(59,34^\circ) = 1,69$$

$$Q_{змі} = 50,53 * 1,69 = 85,39 \text{ квар}$$

Визначаємо розрахункову активну потужність:

$$P_{рІ} = K_{\max} * P_{змі} \quad [\text{кВт}] \quad (3.8)$$

$$P_{рІ} = 2,10 * 50,53 = 106,11 \text{ кВт}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$\text{Якщо } n_{\text{еф}} \leq 10, \text{ то } Q_p = 1,1 * Q_{змі} \quad [\text{квар}] \quad (3.9)$$

$$Q_{рІ} = 1,1 * 85,39 = 93,93 \text{ квар}$$

Визначаємо розрахункову повну потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad [\text{кВА}] \quad (3.10)$$

$$S_{рІ} = \sqrt{106,11^2 + 93,93^2} = 141,71 \text{ кВА}$$

На основі розрахунків із таблиці 3.2 визначаємо середній коефіцієнт використання для споживачів II групи:

$$K_{вII} = \frac{13,2*0,65+24*0,6+6,4*0,75}{13,2+24+6,4} = 0,64$$

Визначаємо середню активну потужність за найбільш завантажену зміну:

$$P_{зміII} = 0,64 * (13,2 + 24 + 6,4) = 27,9 \text{ кВт}$$

Визначаємо середню реактивну потужність за найбільш завантажену зміну:

$$\cos \varphi_2 = \frac{13,2*0,8+24*0,95+6,4*0,95}{13,2+24+6,4} = 0,9$$

$$\varphi_{II} = \arccos(0,9) = 25,84^\circ$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{II} = \operatorname{tg}(25,84^\circ) = 0,48$$

$$Q_{зміII} = 27,9 * 0,48 = 13,39 \text{ квар}$$

Визначаємо розрахункову активну потужність:

$$P_{pII} = 1,0 * 27,9 = 27,9 \text{ кВт}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{pII} = Q_{змII} = 13,39 \text{ квар}$$

Визначаємо повну розрахункову потужність:

$$S_{pII} = \sqrt{27,9^2 + 13,39^2} = 30,95 \text{ кВА}$$

Визначаємо сумарну розрахункову активну потужність для всього цеха:

$$P_{p\Sigma} = P_{pI} + P_{pII} \quad [\text{кВт}] \quad (3.11)$$

$$P_{p\Sigma} = 106,11 + 27,9 = 134,01 \text{ кВт}$$

Визначаємо сумарну розрахункову реактивну потужність для всього цеха:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{pI} + Q_{pII} \quad [\text{квар}] \quad (3.12)$$

$$Q_{p\Sigma} = 93,93 + 13,39 = 107,32 \text{ квар}$$

Визначаємо сумарну повну потужність для всього цеха:

$$S_{p\Sigma} = S_{pI} + S_{pII} \quad [\text{кВА}] \quad (3.13)$$

$$S_{p\Sigma} = 141,71 + 30,95 = 172,66 \text{ кВА}$$

3.2. Визначення розрахункових навантажень по підприємству

Для розрахунків застосовуємо метод коефіцієнта попиту. Основні розрахунки виконуємо у формі таблиці 3.4.

3.2.1. Розрахунок силових навантажень цехів, дільниць

Визначаємо розрахункову активну потужність для кожного цеха, дільниці:

$$P_{pci} = K_{pi} * P_{номі} \quad [\text{кВт}] \quad (3.14)$$

де K_{pi} – коефіцієнт попиту окремих цехів, дільниць, по таблиці 2.6 [1].

$P_{номі}$ - номінальна потужність окремих цехів, дільниць.

$$\begin{aligned} P_{pc1} &= 0,76 * 500 = 380 \text{ кВт} & P_{pc6} &= 0,7 * 400 = 280 \text{ кВт} & P_{pc11} &= 0,8 * 1200 = 960 \text{ кВт} \\ P_{pc2} &= 0,81 * 400 = 324 \text{ кВт} & P_{pc7} &= 0,6 * 300 = 180 \text{ кВт} & P_{pc12} &= 134 \text{ кВт} \end{aligned}$$

$$\begin{array}{lll}
 P_{pc3} = 0,81 * 300 = 243 \text{ кВт} & P_{pc8} = 0,7 * 400 = 280 \text{ кВт} & P_{pc13} = 0,7 * 400 = 280 \text{ кВт} \\
 P_{pc4} = 0,6 * 480 = 288 \text{ кВт} & P_{pc9} = 0,6 * 400 = 240 \text{ кВт} & P_{pc14} = 0,7 * 200 = 140 \text{ кВт} \\
 P_{pc5} = 0,9 * 300 = 270 \text{ кВт} & P_{pc10} = 0,7 * 600 = 420 \text{ кВт} & P_{pc15} = 0,6 * 250 = 150 \text{ кВт}
 \end{array}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність для кожного цеха, дільниці:

$$Q_{pci} = P_{pci} * \operatorname{tg}\varphi_i \quad [\text{квар}]. \quad (3.15)$$

$$\begin{array}{lll}
 Q_{pc1} = 380 * 1,02 = 387,6 \text{ квар} & Q_{pc6} = 280 * 0,75 = 210 \text{ квар} & Q_{pc11} = 960 * 0,88 = 844,8 \text{ квар} \\
 Q_{pc2} = 324 * 0,75 = 243 \text{ квар} & Q_{pc7} = 180 * 0,62 = 111,6 \text{ квар} & Q_{pc12} = 107 \text{ квар} \\
 Q_{pc3} = 243 * 0,75 = 182,25 \text{ квар} & Q_{pc8} = 280 * 1,17 = 327,6 \text{ квар} & Q_{pc13} = 280 * 0,88 = 246,4 \text{ квар} \\
 Q_{pc4} = 288 * 1,02 = 293,76 \text{ квар} & Q_{pc9} = 240 * 0,75 = 180 \text{ квар} & Q_{pc14} = 140 * 0,75 = 105 \text{ квар} \\
 Q_{pc5} = 270 * 1,02 = 275,4 \text{ квар} & Q_{pc10} = 420 * 0,75 = 315 \text{ квар} & Q_{pc15} = 150 * 0,33 = 49,5 \text{ квар}
 \end{array}$$

Визначаємо розрахункову повну потужність для кожного цеха, дільниці:

$$S_{pci} = \sqrt{P_{pci}^2 + Q_{pci}^2} \quad [\text{кВА}] \quad (3.16)$$

$$S_{pc1} = \sqrt{380^2 + 387,6^2} = 542,8 \text{ кВА}$$

$$S_{pc2} = \sqrt{324^2 + 243^2} = 405 \text{ кВА}$$

$$S_{pc9} = \sqrt{240^2 + 180^2} = 300 \text{ кВА}$$

$$S_{pc3} = \sqrt{243^2 + 182,25^2} = 303,75 \text{ кВА}$$

$$S_{pc10} = \sqrt{420^2 + 315^2} = 525 \text{ кВА}$$

$$S_{pc4} = \sqrt{288^2 + 293,76^2} = 411,39 \text{ кВА}$$

$$S_{pc11} = \sqrt{960^2 + 844,8^2} = 1278,78 \text{ кВА}$$

$$S_{pc5} = \sqrt{270^2 + 275,4^2} = 385,07 \text{ кВА}$$

$$S_{pc12} = 172,66 \text{ кВА}$$

$$S_{pc6} = \sqrt{280^2 + 210^2} = 350 \text{ кВА}$$

$$S_{pc13} = \sqrt{280^2 + 246,4^2} = 372,98 \text{ кВА}$$

$$S_{pc7} = \sqrt{180^2 + 111,6^2} = 211,79 \text{ кВА}$$

$$S_{pc14} = \sqrt{140^2 + 105^2} = 175 \text{ кВА}$$

$$S_{pc8} = \sqrt{280^2 + 327,6^2} =$$

$$S_{pc15} = \sqrt{150^2 + 49,5^2} = 157,96 \text{ кВА}$$

430,95 кВА

Результати розрахунків заносимо у таблицю 3.3.

3.2.2 Розрахунок освітлювального навантаження цехів, дільниць

Визначаємо розрахункову активну потужність освітлювального навантаження:

$$P_{poi} = F_i * \rho_{oi} * K_{poi} \quad [\text{кВт}] \quad (3.17)$$

де K_{poi} – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження по табл. 2.7.

ρ_{oi} – питоме освітлювальне навантаження на одиницю площі цеха, підрозділу кВт/м².

$$F_i = a * b * M^2 \quad [m^2] \quad (3.18)$$

де а, в – розміри цеха ділянки на плані, мм.

М – масштаб генерального плану підприємства згідно завдання.

$$F_1 = 9 * 5 * 5^2 = 1125 \text{ м}^2$$

$$F_2 = 9 * 5,5 * 5^2 = 1237,5 \text{ м}^2$$

$$F_3 = 8 * 5 * 5^2 = 1000 \text{ м}^2$$

$$F_4 = 7 * 5,5 * 5^2 = 962,5 \text{ м}^2$$

$$F_5 = 7,5 * 5,5 * 5^2 = 1031,25 \text{ м}^2$$

$$F_6 = 9 * 5 * 5^2 = 1125 \text{ м}^2$$

$$F_7 = 9,5 * 5 * 5^2 = 1187,5 \text{ м}^2$$

$$F_8 = 8 * 5 * 5^2 = 1000 \text{ м}^2$$

$$F_9 = 8,5 * 5,5 * 5^2 = 1168,75 \text{ м}^2$$

$$F_{10} = 8,5 * 6 * 5^2 = 1275 \text{ м}^2$$

$$F_{11} = 8,5 * 5,5 * 5^2 = 1168,75 \text{ м}^2$$

$$F_{12} = 8 * 5,5 * 5^2 = 1100 \text{ м}^2$$

$$F_{13} = 8 * 5,5 * 5^2 = 1100 \text{ м}^2$$

$$F_{14} = 7,5 * 5,5 * 5^2 = 1031,25 \text{ м}^2$$

$$F_{15} = 10 * 5,5 * 5^2 = 1375 \text{ м}^2$$

$$P_{poi} = F_i * \rho_{oi} * K_{poi}$$

$$P_{po1} = 1125 * 0,016 * 0,95 = 17,1 \text{ кВт}$$

$$P_{po2} = 1237,5 * 0,016 * 0,95 = 18,81 \text{ кВт}$$

$$P_{po3} = 1000 * 0,016 * 0,95 = 15,2 \text{ кВт}$$

$$P_{po4} = 962,5 * 0,016 * 0,8 = 12,32 \text{ кВт}$$

$$P_{po5} = 1031,25 * 0,016 * 0,8 = 13,2 \text{ кВт}$$

$$P_{po6} = 1125 * 0,016 * 0,95 = 17,1 \text{ кВт}$$

$$P_{po7} = 1187,5 * 0,016 * 0,95 = 18,05 \text{ кВт}$$

$$P_{po8} = 1000 * 0,016 * 0,95 = 15,2 \text{ кВт}$$

$$P_{po9} = 1168,75 * 0,016 * 0,95 = 17,765 \text{ кВт}$$

$$P_{po10} = 1275 * 0,016 * 0,95 = 19,38 \text{ кВт}$$

$$P_{po11} = 1168,75 * 0,016 * 0,95$$

$$= 17,765 \text{ кВт}$$

$$P_{po12} = 1100 * 0,016 * 0,95 = 16,72 \text{ кВт}$$

$$P_{po13} = 1100 * 0,016 * 0,95 = 16,72 \text{ кВт}$$

$$P_{po14} = 1031,25 * 0,016 * 0,95$$

$$= 15,675 \text{ кВт}$$

$$P_{po15} = 1375 * 0,016 * 0,9 = 19,8 \text{ кВт}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність освітлювального навантаження цехів ділянок:

$$Q_{poi} = P_{poi} * \text{tg}\varphi_i \quad [\text{квар}]. \quad (3.19)$$

$$Q_{po1} = 17,1 * 1,02 = 17,44 \text{ квар}$$

$$Q_{po2} = 18,81 * 1,02 = 19,19 \text{ квар}$$

$$Q_{po3} = 15,2 * 1,02 = 15,5 \text{ квар}$$

$$Q_{po4} = 12,32 * 1,02 = 12,57 \text{ квар}$$

$$Q_{po5} = 13,2 * 1,02 = 13,46 \text{ квар}$$

$$Q_{po6} = 17,1 * 1,02 = 17,44 \text{ квар}$$

$$Q_{po7} = 18,05 * 1,02 = 18,41 \text{ квар}$$

$$Q_{po8} = 15,2 * 1,02 = 15,5 \text{ квар}$$

$$Q_{po9} = 17,765 * 1,02 = 18,12 \text{ квар}$$

$$Q_{po10} = 19,38 * 1,02 = 19,77 \text{ квар}$$

$$Q_{po11} = 17,765 * 1,02 = 18,12 \text{ квар}$$

$$Q_{po12} = 16,72 * 1,02 = 17,05 \text{ квар}$$

$$Q_{po13} = 16,72 * 1,02 = 17,05 \text{ квар}$$

$$Q_{po14} = 15,675 * 1,02 = 15,99 \text{ квар}$$

$$Q_{po15} = 19,8 * 1,02 = 20,2 \text{ квар}$$

3.2.3 Розрахунок сумарної розрахункової потужності цехів, дільниць

$$P_{p\Sigma i} = P_{pci} + P_{poi} \quad [\text{кВт}] \quad (3.20)$$

$$P_{p\Sigma 1} = 380 + 17,1 = 397,1 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 2} = 324 + 18,81 = 342,81 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 3} = 243 + 15,2 = 258,2 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 4} = 288 + 12,32 = 300,32 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 5} = 270 + 13,2 = 283,2 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 6} = 280 + 17,1 = 297,1 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 7} = 180 + 18,05 = 198,05 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 8} = 280 + 15,2 = 295,2 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 9} = 240 + 17,765 = 257,765 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 10} = 420 + 19,38 = 439,38 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 11} = 960 + 17,765 = 977,765 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 12} = 134 + 16,72 = 150,72 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 13} = 280 + 16,72 = 296,72 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 14} = 140 + 15,675 = 155,675 \text{ кВт}$$

$$P_{p\Sigma 15} = 150 + 19,8 = 169,8 \text{ кВт}$$

Визначаємо сумарну розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{pci} + Q_{poi} \quad [\text{кВТ}] \quad (3.21)$$

$$Q_{p\Sigma 1} = 387,6 + 17,44 = 405,04 \text{ квар}$$

$$Q_{p\Sigma 2} = 243 + 19,19 = 262,19 \text{ квар}$$

$$Q_{p\Sigma 9} = 180 + 18,12 = 198,12 \text{ квар}$$

$$Q_{p\Sigma 3} = 182,25 + 15,5 = 197,75 \text{квар}$$

$$Q_{p\Sigma 10} = 315 + 19,77 = 334,77 \text{ квар}$$

$$Q_{p\Sigma 4} = 293,76 + 12,57 = 306,33 \text{квар}$$

$$Q_{p\Sigma 11} = 844,8 + 18,12 = 862,92 \text{ квар}$$

$$Q_{p\Sigma 5} = 275,4 + 13,46 = 288,86 \text{квар}$$

$$Q_{p\Sigma 12} = 107 + 17,05 = 124,05 \text{квар}$$

$$Q_{p\Sigma 6} = 210 + 17,44 = 227,44 \text{квар}$$

$$Q_{p\Sigma 13} = 246,4 + 17,05 = 263,45 \text{квар}$$

$$Q_{p\Sigma 7} = 111,6 + 18,41 = 130,01 \text{квар}$$

$$Q_{p\Sigma 14} = 105 + 15,99 = 120,99 \text{квар}$$

$$Q_{p\Sigma 8} = 327,6 + 15,5 = 343,1 \text{квар}$$

$$Q_{p\Sigma 15} = 49,5 + 20,2 = 69,7 \text{квар}$$

Визначаємо сумарну розрахункову повну потужність:

$$S_{p\Sigma 1} = \sqrt{397,1^2 + 405,04^2} = 567,22 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 2} = \sqrt{342,81^2 + 262,19^2} = 431,58 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 3} = \sqrt{258,2^2 + 197,75^2} = 325,22 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 4} = \sqrt{300,32^2 + 306,33^2} = 428,98 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 5} = \sqrt{283,2^2 + 288,86^2} = 404,52 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 6} = \sqrt{297,1^2 + 227,44^2} = 374,16 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 7} = \sqrt{198,05^2 + 130,01^2} = 236,91 \text{ Ква}$$

$$S_{p\Sigma 8} = \sqrt{295,2^2 + 343,1^2} = 452,61 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 9} = \sqrt{257,765^2 + 198,12^2} = 325,1 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 10} = \sqrt{439,38^2 + 334,77^2} = 552,38 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 11} = \sqrt{977,765^2 + 862,92^2} = 1304,09 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 12} = \sqrt{150,72^2 + 124,05^2} = 195,2 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 13} = \sqrt{296,72^2 + 263,45^2} = 396,79 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 14} = \sqrt{155,675^2 + 120,99^2} = 197,16 \text{ кВА}$$

$$S_{p\Sigma 15} = \sqrt{169,8^2 + 69,7^2} = 183,54 \text{ кВА}$$

Розрахунок виконуємо у формі таблиці 3.4.

3.2.4 Розрахунок величини навантаження зовнішнього освітлення

Визначаємо загальну площу підприємства на плані:

$$F_{\text{пр}} = A * B * M^2 \quad [M^2] \quad (3.22)$$

де А, В – розміри підприємства на плані, мм.

$$F_{\text{пр}} = 72 * 89 * 5^2 = 160200 \text{ м}^2$$

Визначаємо сумарну площу цехів, діляниць:

$$F_{\text{ц}\Sigma} = \sum_{i=1}^n F_{\text{ци}} \quad [\text{м}^2] \quad (3.23)$$

$$F_{\text{ц}\Sigma} = 1125 + 1237,5 + 1000 + 962,5 + 1031,25 + 1125 + 1187,5 + 1000 + \\ + 1168,75 + 1275 + 1168,75 + 1100 + 1100 + 1031,25 + 1375 = 16887,5 \text{ м}^2$$

Визначаємо величину площі підприємства, яку необхідно освітити:

$$F_{\text{оз}} = F_{\text{пр}} - F_{\text{ц}\Sigma} \quad [\text{м}^2] \quad (3.24)$$

$$F_{\text{оз}} = 160200 - 16887,5 = 143312,5 \text{ м}^2$$

Визначаємо навантаження зовнішнього освітлення:

Активна потужність

$$P_{\text{оз}} = F_{\text{оз}} * \beta * K_{\text{в}} \quad [\text{кВт}] \quad (3.25)$$

де $\beta = 0,5 * 10^{-3} \text{ кВт/м}^2$

$K_{\text{в}} = 1$ – коефіцієнт використання.

$$P_{\text{оз}} = 143312,5 * 0,5 * 10^{-3} * 1 = 71,66 \text{ кВт}$$

Реактивна потужність

$$Q_{\text{оз}} = P_{\text{оз}} * \text{tg}\varphi$$

$$\text{tg}\varphi = 1,02$$

$$Q_{\text{оз}} = 71,66 * 1,02 = 73,09 \text{ квар}$$

3.2.5 Визначення сумарної потужності по підприємству

Визначення величини сумарної активної потужності:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{рси}} + \sum_{i=1}^n P_{\text{роі}} + P_{\text{оз}} \quad [\text{кВт}] \quad (3.26)$$

$$P_{\Sigma} = 380 + 324 + 243 + 288 + 270 + 280 + 180 + 280 + 240 + 420 + \\ 960 + 134 + 280 + 140 + 150 + 17,1 + 18,81 + 15,2 + 12,32 + 13,2 + 17,1 \\ + 18,05 + 15,2 + 17,765 + 19,38 + 17,765 + 16,72 + 16,72 + 15,675 + 19,8 \\ + 71,66 = 4819,465 \text{ кВт}$$

Визначення величини сумарної реактивної потужності:

$$Q_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{рси}} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{роі}} + Q_{\text{оз}} \quad [\text{квар}] \quad (3.27)$$

$$Q_{\Sigma} = 387,6 + 243 + 182,25 + 293,76 + 275,4 + 210 + 111,6 + 327,6 + \\ + 180 + 315 + 844,8 + 107 + 246,4 + 105 + 49,5 + 17,44 + 19,19 + 15,5 + \\ + 12,75 + 13,46 + 17,44 + 18,41 + 15,5 + 18,12 + 19,77 + 18,12 + 17,05 + \\ + 17,05 + 15,99 + 20,2 + 73,09 = 4207,81 \text{ квар}$$

Визначення величини повної потужності підприємства:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad [\text{кВА}] \quad (3.28)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{4891,465^2 + 4207,81^2} = 6452,29 \text{ кВА}$$

3.2.6 Визначення величини втрат потужності

Визначення величини втрат реактивної потужності:

$$Q_{\text{вт}} = 0,1 * S_{\Sigma} \quad [\text{квар}] \quad (3.29)$$

$$Q_{\text{вт}} = 0,1 * 6452,29 = 645,229 \text{ квар}$$

Визначення величини втрат активної потужності:

$$P_{\text{вт}} = 0,02 * S_{\Sigma} \quad [\text{кВт}] \quad (3.30)$$

$$P_{\text{вт}} = 0,02 * 6452,29 = 129,04 \text{ кВт}$$

Визначаємо величину реактивної потужності, одержаної з мережі:

$$Q_{\text{м}} = 0,3 * Q_{\Sigma} \quad [\text{квар}] \quad (3.31)$$

$$Q_{\text{м}} = 0,3 * 6452,29 = 1935,687 \text{ квар}$$

Визначаємо величину реактивної потужності, яку необхідно

компенсувати:

$$Q_{\text{кку}} = Q_{\Sigma} + Q_{\text{вт}} - Q_{\text{м}} \quad [\text{квар}] \quad (3.32)$$

$$Q_{\text{кку}} = 4207,81 + 645,229 - 1935,687 = 2917,352 \text{ квар}$$

3.2.7 Побудова картограм електричних навантажень цехів, підрозділів

Для побудови картограм визначаємо їх радіуси:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{\text{р}\Sigma i}}{\pi}} \quad [\text{мм}] \quad (3.33)$$

$$\begin{aligned}
 R_1 &= \sqrt{\frac{397,1}{3,14}} = 11,24 \text{ мм} & R_6 &= \sqrt{\frac{297,1}{3,14}} = 9,72 \text{ мм} & R_{11} &= \sqrt{\frac{977,765}{3,14}} = 17,64 \text{ мм} \\
 R_2 &= \sqrt{\frac{342,81}{3,14}} = 10,44 \text{ мм} & R_7 &= \sqrt{\frac{198,05}{3,14}} = 7,94 \text{ мм} & R_{12} &= \sqrt{\frac{150,72}{3,14}} = 6,92 \text{ мм} \\
 R_3 &= \sqrt{\frac{258,2}{3,14}} = 9,06 \text{ мм} & R_8 &= \sqrt{\frac{295,2}{3,14}} = 9,69 \text{ мм} & R_{13} &= \sqrt{\frac{296,72}{3,14}} = 9,72 \text{ мм} \\
 R_4 &= \sqrt{\frac{300,32}{3,14}} = 9,77 \text{ мм} & R_9 &= \sqrt{\frac{257,765}{3,14}} = 9,06 \text{ мм} & R_{14} &= \sqrt{\frac{155,675}{3,14}} = 7,04 \text{ мм} \\
 R_5 &= \sqrt{\frac{283,2}{3,14}} = 9,49 \text{ мм} & R_{10} &= \sqrt{\frac{439,38}{3,14}} = 11,82 \text{ мм} & R_{15} &= \sqrt{\frac{169,08}{3,14}} = 7,35 \text{ мм}
 \end{aligned}$$

Визначаємо частку кожної складової сумарного навантаження.

Силове навантаження 0,4 кВ:

$$P_{pc0,4i\%} = \frac{P_{pc0,4i}}{P_{p\Sigma i}} * 100\% \quad [\%] \quad (3.34)$$

$$P_{pc0,4.1\%} = \frac{380}{397,1} * 100\% = 95,69 \%$$

$$P_{pc0,4.9\%} = \frac{240}{257,765} * 100\% = 93,11 \%$$

$$P_{pc0,4.2\%} = \frac{324}{342,81} * 100\% = 94,51 \%$$

$$P_{pc0,4.10\%} = \frac{420}{439,38} * 100\% = 95,59$$

$$P_{pc0,4.3\%} = \frac{243}{258,2} * 100\% = 94,11 \%$$

$$P_{pc0,4.11\%} = \frac{960}{977,765} * 100\% = 98,18$$

$$P_{pc0,4.5\%} = \frac{270}{283,2} * 100\% = 95,34 \%$$

$$P_{pc0,4.12\%} = \frac{134}{150,72} * 100\% = 88,91 \%$$

$$P_{pc0,4.6\%} = \frac{280}{297,1} * 100\% = 94,24 \%$$

$$P_{pc0,4.13\%} = \frac{280}{296,72} * 100\% = 94,37 \%$$

$$P_{pc0,4.7\%} = \frac{180}{198,05} * 100\% = 90,89 \%$$

$$P_{pc0,4.14\%} = \frac{140}{155,675} * 100\% = 89,93 \%$$

$$P_{pc0,4.8\%} = \frac{280}{295,2} * 100\% = 94,85$$

$$P_{pc0,4.15\%} = \frac{150}{169,8} * 100\% = 88,34 \%$$

Освітлювальне навантаження:

$$P_{poi\%} = \frac{P_{poi}}{P_{p\Sigma i}} * 100\% \quad [\%] \quad (3.35)$$

$$P_{po1\%} = \frac{17,1}{397,1} * 100\% = 4,31 \%$$

$$P_{po2\%} = \frac{18,81}{342,81} * 100\% = 5,49 \%$$

$$P_{po9\%} = \frac{17,765}{257,765} * 100\% = 6,89 \%$$

$$P_{po3\%} = \frac{15,2}{258,2} * 100\% = 5,89 \%$$

$$P_{po4\%} = \frac{12,32}{300,32} * 100\% = 4,1 \%$$

$$P_{po5\%} = \frac{13,2}{283,2} * 100\% = 4,66 \%$$

$$P_{po6\%} = \frac{17,1}{297,1} * 100\% = 5,76 \%$$

$$P_{po7\%} = \frac{18,05}{198,05} * 100\% = 9,11 \%$$

$$P_{po8\%} = \frac{15,2}{295,2} * 100\% = 5,15 \%$$

$$P_{po10\%} = \frac{19,38}{439,38} * 100\% = 4,41 \%$$

$$P_{po11\%} = \frac{17,765}{977,765} * 100\% = 1,82 \%$$

$$P_{po12\%} = \frac{16,72}{150,72} * 100\% = 11,09 \%$$

$$P_{po13\%} = \frac{16,72}{296,72} * 100\% = 5,63 \%$$

$$P_{po14\%} = \frac{15,675}{155,675} * 100\% = 10,07 \%$$

$$P_{po15\%} = \frac{19,8}{169,8} * 100\% = 11,66 \%$$

Силове навантаження 6 кВ.

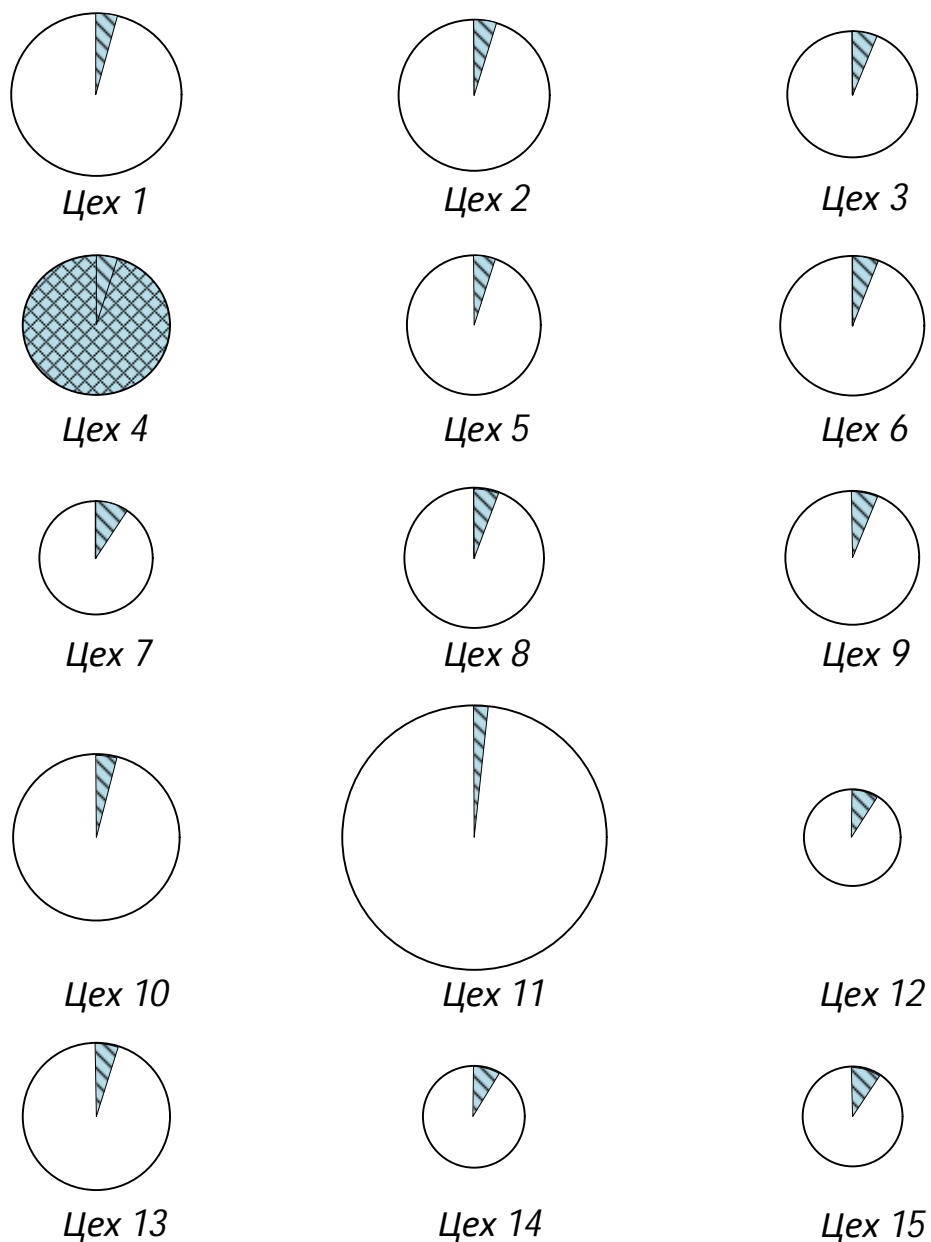
$$P_{psc6i\%} = \frac{P_{psc.i}}{P_{p\Sigma i}} * 100\% \quad [\%] \quad (3.36)$$

$$P_{psc6.4\%} = \frac{288}{300,32} * 100\% = 95,9 \%$$

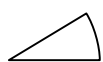
Результати розрахунків зводимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку навантажень

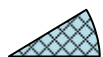
№ п/п	$P_{psc0,4i}$ кВт	P_{poi} кВт	$P_{psc.кв}$ кВт	$P_{p\Sigma i}$ кВт	R_i мм	$P_{psc0,4i\%}$	$P_{poi\%}$	$P_{psc6i\%}$
1	380	17,1	—	397,1	11,24	95,69	4,31	—
2	324	18,81	—	342,81	10,44	94,51	5,49	—
3	243	15,2	—	258,2	9,06	94,11	5,89	—
4	—	12,32	288	300,32	9,77	—	4,1	95,9
5	270	13,2	—	283,2	9,49	95,34	4,66	—
6	280	17,1	—	297,1	9,72	94,24	5,76	—
7	180	18,05	—	198,05	7,94	90,89	9,11	—
8	280	15,2	—	295,2	9,69	94,85	5,15	—
9	240	17,765	—	257,765	9,06	93,11	6,89	—
10	420	19,38	—	439,38	11,82	95,59	4,41	—
11	960	17,765	—	977,765	17,64	98,18	1,82	—
12	134	16,72	—	150,72	6,92	88,91	11,09	—
13	280	16,72	—	296,72	9,72	94,37	5,63	—
14	140	15,675	—	155,675	7,04	89,93	10,07	—
15	150	19,8	—	169,8	7,35	88,34	11,66	—



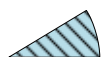
Умовні позначення:



— *силове навантаження 0,4 кВт*



— *силове навантаження 6 кВт*



— *освітлювальне навантаження 0,4 кВт*

Рисунок 3.1 – Картограми електричних навантажень

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків

№	Назва цеху, підрозділу	Встановлена потужність P, кВт	Коефіцієнт попиту, Кп	cosφ	tgφ	Розрахункове силове навантаження			Розрахункове освітлювальне навантаження						Сумарне розрахункове навантаження					
						P _{ре} , кВт	Q _{ре} , квар	S _{ре} , кВА	Площа цеху, F _ц	Питома потужність, ρ _{од} , кВт/м ²	Коефіцієнт попиту, К _п	cosφ	tgφ	P _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар	P _{рΣ} , кВт	Q _{рΣ} , квар	S _{рΣ} , кВА		
																			P _{ре} , кВт	Q _{ре} , квар
1	Цех обробки	500	0,76	0,7	1,02	380	387,6	542,8	1125	0,016	0,95	0,7	1,02	17,1	17,44	397,1	405,04	567,22		
2	Виставочний комплекс	400	0,81	0,8	0,75	324	243	405	1237,5	0,016	0,95	0,7	1,02	18,81	19,19	342,81	262,19	431,58		
3	Склад готової продукції	300	0,81	0,8	0,75	243	182,25	303,75	1000	0,016	0,95	0,7	1,02	15,2	15,5	258,2	197,75	325,22		
4	Артезіанська свердловина ВВ 3x160 кВт	480	0,6	0,7	1,02	288	293,76	411,39	962,5	0,016	0,8	0,7	1,02	12,32	12,57	300,32	306,33	428,98		
5	Водопостачальний комплекс	300	0,9	0,7	1,02	270	275,4	385,67	1031,25	0,016	0,8	0,7	1,02	13,2	13,46	283,2	288,86	404,52		
6	Слюсарно-складальний цех	400	0,7	0,8	0,75	280	210	350	1125	0,016	0,95	0,7	1,02	17,1	17,44	297,1	227,44	374,16		
7	Цех гальванічних покриттів	300	0,6	0,85	0,62	180	111,6	211,79	1187,5	0,016	0,95	0,7	1,02	18,05	18,41	198,05	130,01	236,91		
8	Цех термічної обробки	400	0,7	0,65	1,17	280	327,6	430,95	1000	0,016	0,95	0,7	1,02	15,2	15,5	295,2	343,1	452,61		
9	Цех налагоджування	400	0,6	0,8	0,75	240	180	300	1168,75	0,016	0,95	0,7	1,02	17,765	18,12	257,765	198,12	325,1		
10	Цех складальний	600	0,7	0,8	0,75	420	315	525	1275	0,016	0,95	0,7	1,02	19,38	19,77	439,38	334,77	552,38		
11	Ковальський цех	1200	0,8	0,75	0,88	960	844,8	1278,78	1168,75	0,016	0,95	0,7	1,02	17,765	18,12	977,765	862,92	1304,09		
12	Цех ремонтно-механічний	310	0,43	0,8	0,8	134	107	172,66	1100	0,016	0,95	0,7	1,02	16,72	17,05	150,72	124,05	195,2		
13	Цех підготовчий	400	0,7	0,75	0,88	280	246,4	372,98	1100	0,016	0,95	0,7	1,02	16,72	17,05	296,72	263,45	396,79		
14	Заготівельний та сировинний цех	200	0,7	0,8	0,75	140	105	175	1031,25	0,016	0,95	0,7	1,02	15,675	15,99	155,675	120,99	197,16		
15	Заводоуправління	250	0,6	0,95	0,33	150	49,5	157,96	1375	0,016	0,9	0,7	1,02	19,8	20,2	169,8	69,7	183,54		
						Разом	4569	3878,91	16887,5							250,805	255,81	4819,805	4134,72	

3.3 Вибір електричної схеми та обладнання системи зовнішнього електропостачання

Схеми зовнішнього електропостачання вибирають по умові надійності, економічності та безпечного обслуговування. Надійність визначається в залежності від категорії споживачів електричної енергії підприємства. Якщо в числі споживачів є електроприймачі I та II категорії, то схема зовнішнього електропостачання повинна мати резервування живлення на всіх ділянках.

3.3.1 Визначення величини розрахункового навантаження на систему зовнішнього електропостачання

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma} + P_{вт})^2 + Q_M^2} \quad [\text{кВА}] \quad (3.37)$$

$$S_p = \sqrt{(4819,805 + 129,04)^2 + 1935,687^2} = 5313,94 \text{ кВА}$$

3.3.2 Визначення орієнтовної напруги лінії електропередачі зовнішнього електропостачання

Для двоколових ліній електропередач:

$$U = 4,34 \sqrt{L + 0,016 * \frac{P_{p\Sigma}}{2}} \quad [\text{кВ}] \quad (3.38)$$

$$U_I = 4,34 \sqrt{26 + 0,016 * 4819,805} = 44,07 \text{ кВ}$$

$$U_{II} = 4,34 \sqrt{25 + 0,016 * \frac{4819,805}{2}} = 34,6 \text{ кВ}$$

На основі розрахунків приймаємо:

I варіант

Приймаємо одноколову лінію електропередачі номінальною напругою 110 кВ від джерела живлення №1 на залізобетонних опорах.

II варіант

Приймаємо двоколову лінію електропередачі номінальною напругою 35 кВ від джерела живлення №2 на залізобетонних опорах.

3.3.3 Визначення величини струмів навантаження в ЛЕП зовнішнього електропостачання для обох варіантів

Визначаємо величину струмів навантаження в нормальному режимі роботи .

$$I_p = I_{\text{норм}} = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad [\text{A}] \quad (3.39)$$

$$I_{pI} = I_{\text{нормI}} = \frac{5313,94}{\sqrt{3} \cdot 110} = 27,89 \text{ A}$$

$$I_{pII} = I_{\text{нормII}} = \frac{5313,94}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 43,82 \text{ A}$$

Визначаємо величину струмів навантаження у після аварійному режимі роботи лінії (відключення одного кола):

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}} \quad [\text{A}] \quad (3.40)$$

$$I_{\text{максI}} = I_{\text{нормI}} = 27,89 \text{ A}$$

$$I_{\text{максII}} = 2 \cdot 43,82 = 87,64 \text{ A}$$

3.3.4 Вибір струмопровідних частин для ЛЕП зовнішнього електропостачання

I варіант

Вибір струмопровідних частин виконуємо по економічних струмових інтервалах.

Для однокової ПЛ напругою 110 кВ на залізобетонних опорах для II району з ожеледиці по табл. 4.11. [3] вибираємо сталевалюмінієвий провід марки АС-70/11 у якого $I_{\text{доп}} = 265 \text{ A}$.

II варіант

Вибір струмопровідних частин виконуємо по економічних струмових інтервалах.

Для двокової ПЛ напругою 35 кВ на залізобетонних опорах для II району з ожеледиці по таблиці 4.11. [3] вибираємо сталевалюмінієвий провід марки АС-95/16 у якого $I_{\text{доп}} = 330 \text{ A}$.

3.4 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів на ГПП та їх місце розташування

3.4.1 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів на ГПП

Кількість силових трансформаторів вибираємо згідно вимог Норм технологічного проектування підстанцій з високою напругою 35÷750 кВ з врахуванням категорії споживачів по надійності електропостачання.

Для обох варіантів приймаємо по два силові трансформатори. Обчислюємо потужність трансформаторів ГПП за умовами взаєморезервування:

$$S_{\text{НОМ}} \geq (0,65 \dots 0,7) S_p \quad [\text{кВА}] \quad (3.41)$$

$$S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 * 5313,94 = 3719,758 \text{ кВА}$$

На основі розрахунків по таблиці 10.36 [2] вибираємо комплектну трансформаторну підстанцію типу:

І варіант

КТПБ–110/10(6)–4–2х6300–47У1 з установкою силових трансформаторів типу 2хТМН-6300/110, каталожні дані яких заносимо в таблицю 3.4

ІІ варіант

КТПБ–35/10(6)–3–2х6300–47У1 з установкою силових трансформаторів типу 2хТМН-6300/35, каталожні дані яких заносимо в таблицю 3.4

Таблиця 3.5 – Каталожні дані трансформаторів.

Тип трансформатора	S _{НОМ} , МВА	Межі регулювання	U _{НОМ..} кВ		U _к , %	P _к , кВт	P _х , кВт
			ВН	НН			
І варіант ТМН-6300/110	6,3	±9х1,78%	115	6,6;11	10,5	44	11,5
ІІ варіант ТМН-6300/35	6,3	±6х1,5%	35	6,3;11	7,5	46,5	9,2

3.4.2 Вибір місця встановлення ГПП

Місце установки ГПП приймаємо максимально наближене до центра електричних навантажень з координатами X_0 та Y_0 , значення яких визначаємо з виразу:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i} * X_i}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}} \quad [\text{мм}] \quad (3.42)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i} * Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}} \quad [\text{мм}] \quad (3.43)$$

X_0 і Y_0 – координати центрів електричних навантажень цехів, підрозділів, мм.

$P_{p\Sigma i}$ – установлені потужності відповідних цехів, підрозділів, кВт.

$$X_0 = \frac{397,1 * 5 + 342,81 * 15 + 258,2 * 25 + 300,32 * 30 + 283,2 * 25 + 297,1 * 15 + 198,05 * 15 + 295,2 * 5 + 257,765 * 5 + 439,38 * 5 + 977,765 * 30 + 150,72 * 30 + 296,72 * 25 + 155,675 * 30 + 169,8 * 25}{397,1 + 342,81 + 258,2 + 300,32 + 283,2 + 297,1 + 198,05 + 295,2 + 257,765 + 439,38 + 977,765 + 150,72 + 296,72 + 155,675 + 169,8} = 19,14 \text{ мм}$$

$$Y_0 = \frac{397,1 * 25 + 342,81 * 30 + 258,2 * 25 + 300,32 * 45 + 283,2 * 45 + 297,1 * 60 + 198,05 * 45 + 295,2 * 60 + 257,765 * 45 + 439,38 * 30 + 977,765 * 60 + 150,72 * 30 + 296,72 * 30 + 155,675 * 25 + 169,8 * 60}{397,1 + 342,81 + 258,2 + 300,32 + 283,2 + 297,1 + 198,05 + 295,2 + 257,765 + 439,38 + 977,765 + 150,72 + 296,72 + 155,675 + 169,8} = 43,22 \text{ мм}$$

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

Враховуючи категорії споживачів по надійності електропостачання приймаємо двохтрансформаторні цехові підстанції. Згідно Норм технологічного проектування вибір потужності силових трансформаторів здійснюємо за умовою взаємного резервування .

Розташування ЦТП здійснюємо у місцях максимально наближених до центрів електричних навантажень відповідних груп цехів.

Для вибору найбільш оптимального варіанту розглянемо два варіанти схеми внутрішнього електропостачання підприємства, із яких на основі техніко-економічного порівняння варіантів вибираємо найбільш економічний варіант.

4.1 Вибір кількості цехових ТП та їх місце розташування

Враховуючи потужність окремих цехів, підрозділів та їх взаємне розташування приймаємо:

для I варіанту – 5 ЦТП;

для II варіанту – 4 ЦТП та 1 РП

Визначення потужності силових трансформаторів ЦТП

Вибір потужності силових трансформаторів здійснюємо по умові взаємного резервування за виразом:

$$S_{\text{НОМТ-р}} \geq (0,65 \dots 0,7) S_{\text{р}\Sigma} \quad [\text{кВА}] \quad (4.1)$$

де, $S_{\text{р}\Sigma}$ – сумарна потужність споживачів даної ТП, кВА.

Варіант I.

Для зменшення втрат в ЛЕП приймаємо стандартну напругу розподілу електроенергії від ГПП до ЦТП $U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ.

ТП-1

$$S_{\text{р}\Sigma 1} = S_{\text{р}3} + S_{\text{р}14} + S_{\text{р}12} + S_{\text{р}13} = 325,22 + 197,16 + 195,2 + 396,79 = \\ = 1114,37 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{НОМТ-р}} \geq 0,7 * 1114,37 = 780,059 \text{ кВА}$$

ТП-2

$$S_{p\Sigma 2} = S_{p4} + S_{p5} + S_{p15} + S_{p11} = 17,6 + 404,52 + 183,54 + 1304,09 = \\ = 1909,75 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{НОМТ-р}} \geq 0,7 * 1909,75 = 1336,825 \text{ кВА}$$

ТП-3

$$S_{p\Sigma 3} = S_{p9} + S_{p7} + S_{p8} + S_{p6} = 325,1 + 236,91 + 452,61 + 374,16 = 1388,78 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{НОМТ-р}} \geq 0,7 * 1388,78 = 972,146 \text{ кВА}$$

ТП-4

$$S_{p\Sigma 4} = S_{p1} + S_{p2} + S_{p10} = 567,22 + 431,58 + 552,38 = 1551,18 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{НОМТ-р}} \geq 0,7 * 1551,18 = 1085,826 \text{ кВА}$$

ТП-5

$$S_{p\Sigma 5} = S_{p4(6 \text{ кВ})} = 411,39 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{НОМТ-р}} \geq 0,7 * 411,39 = 287,973 \text{ кВА}$$

На основі розрахунків по таблиці 3.4. [2] вибираємо силові трансформатори типу:

ТП-1. ТМ-1000/10

ТП-2. ТМ-1600/10

ТП-3. ТМ-1000/10

ТП-4. ТМ-1600/10

ТП-5. ТМ-630/10

Каталожні дані вибраних трансформаторів заносимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Каталожні дані трансформаторів

№ з/п	Тип	$S_{\text{НОМ}}$, кВА.	$U_{\text{ВН}}$, кВ.	$U_{\text{НН}}$, кВ.	$P_{\text{Х}}$, кВт.	$P_{\text{К}}$, кВт.	$U_{\text{К}}$, %
1	ТМ-1000/10	1000	10	0,4	2,45	11	5,5
2	ТМ-1600/10	1600	10	0,4	3,3	16,5	5,5
3	ТМ-1000/10	1000	10	0,4	2,45	11	5,5
4	ТМ-1600/10	1600	10	0,4	3,3	16,5	5,5
5	ТМ-630/10	630	10	6,3	1,25	7,6	5,5

Варіант II

Для уникнення додаткової трансформації для двигунів 6 кВ приймаємо стандартну номінальну напругу розподілу електричної енергії від ГПП до ЦТП $U_{\text{ном}} = 6\text{кВ}$. Розрахунки кількості та потужності цехових ТП аналогічні приведеним у варіанті I. Для живлення синхронних двигунів замість ТП-5 проектуємо комплектний розподільний пристрій РП-1.

РП-1

$$S_{p\Sigma} = S_{p\Sigma 4(6\text{кВ})} = 411,39\text{кВА}$$

Згідно розрахунків по таблиці 3.4[2] вибираємо силові трансформатори:

ТП-1, ТП-3 – ТМ-1000/6

ТП-2, ТП-4 – ТМ-1600/6

для РП-1 комірки комплектного розподільного пристрою 6 кВ.

Каталожні дані вибраних трансформаторів заносимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Каталожні дані вибраних трансформаторів

№ з/п	Тип	S _{ном} , кВА.	U _{ВН} , кВ.	U _{НН} , кВ.	P _X , кВт.	P _K , кВт.	U _K , %
1	ТМ-1000/6	1000	6	0,4	2,45	11	5,5
2	ТМ-1600/6	1600	6	0,4	3,3	16,5	5,5
3	ТМ-1000/6	1000	6	0,4	2,45	11	5,5
4	ТМ-1600/6	1600	6	0,4	3,3	16,5	5,5
5	РП-1		6				

4.2 Вибір пристроїв для компенсації реактивної потужності

Компенсацію реактивної потужності згідно вимог і вказівок по компенсації реактивної потужності здійснюємо на стороні 0,4кВ. Для цього застосовуємо ККУ, вибір яких здійснюємо по умові:

$$Q_{\text{ном.кку}} \geq 0,7 * Q_{p\Sigma} \quad [\text{квар}] \quad (4.2)$$

для кожної цехової ТП.

Коефіцієнт 0,7 враховує одержання 30% необхідної реактивної потужності з енергосистеми.

Варіант I**ТП-1**

$$Q_{p\Sigma 1} = Q_{p3} + Q_{p14} + Q_{p12} + Q_{p13} = 197,75 + 120,99 + 124,05 + 263,45 = \\ = 706,24 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{ном.кку}} \geq 0,7 * 706,24 = 494,368 \text{ квар}$$

ТП-2

$$Q_{p\Sigma 2} = Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p15} + Q_{p11} = 12,57 + 288,86 + 69,7 + 862,92 = \\ = 1234,05 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{ном.кку}} \geq 0,7 * 1234,05 = 863,835 \text{ квар}$$

ТП-3

$$Q_{p\Sigma 3} = Q_{p9} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p6} = 198,12 + 130,01 + 343,1 + 227,44 = \\ = 898,67 \text{ квар}$$

$$S_{\text{ном.кку}} \geq 0,7 * 898,67 = 629,069 \text{ квар}$$

ТП-4

$$Q_{p\Sigma 4} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p10} = 405,04 + 262,19 + 334,77 = 1002 \text{ квар}$$

$$S_{\text{ном.кку}} \geq 0,7 * 1002 = 701,4 \text{ квар}$$

Від ТП 5- отримують живлення синхронні двигуни бкВ, а вони самі можуть генерувати реактивну потужність, тому пристрої для компенсації реактивної потужності не вибираємо.

На основі розрахунків вибираємо комплектні конденсаторні установки:

для ТП-1 УКРМ-0,4-200-4-50У3

УКРМ-0,4-300-6-50-У3

для ТП-2 УКРМ-0,4-425-9-25У3

УКРМ-0,4-450-9-50-У3

для ТП-3 УКРМ-0,4-300-6-50У3

УКРМ-0,4-350-7-50-У3

для ТП-4 УКРМ-0,4-350-7-50У3

УКРМ-0,4-375-8-25-У3

Варіант II

Для другого варіанту розрахунки по вибору комплектних конденсаторних установок аналогічні розрахункам у I варіанті.

Каталожні дані вибраних комплектних конденсаторних установок для обох варіантів заносимо в таблицю 4.3

Таблиця 4.3 – Каталожні дані комплектних конденсаторних установок

№ ТП	Тип конденсаторної установки	Q _{ном} , квар	U _{ном} , кВ.	К-сть шт.	Ціна тис.грн.
Варіант I і II					
1	УКРМ-0,4-200-4-50У3	200	0,4	1	28,772
	УКРМ-0,4-300-6-50-У3	300	0,4	1	35,921
2	УКРМ-0,4-425-9-25У3	425	0,4	1	51,430
	УКРМ-0,4-450-9-50-У3	450	0,4	1	51,809
3	УКРМ-0,4-300-6-50У3	300	0,4	1	35,921
	УКРМ-0,4-350-7-50-У3	350	0,4	1	41,724
4	УКРМ-0,4-350-7-50У3	350	0,4	1	41,724
	УКРМ-0,4-375-8-25-У3	375	0,4	1	45,040

4.3 Вибір струмопровідних частин для живлення цехових трансформаторних підстанцій (ЦТП) від ГПП

Для живлення ЦТП в обох варіантах приймаємо радіальні схеми живлення. У якості ЛЕП застосовуємо кабельні лінії. Враховуючи категорії споживачів по надійності електропостачання до кожної ЦТП підводимо від ГПП по дві кабельні лінії.

Для I варіанту приймаємо: $U_{ном} = 10\text{кВ}$

Для II варіанту приймаємо: $U_{ном} = 6\text{кВ}$

Визначаємо величину струму навантаження для кожної ЦТП та РП у нормальному режимі роботи для обох варіантів

$$I_{ном} = \frac{S_{p\Sigma}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad [\text{A}] \quad (4.3)$$

Варіант I

$$\text{ТП-1} \quad I_{ном1} = \frac{1114,37}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 32,16 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} \text{ТП-2} \quad I_{\text{норм2}} &= \frac{1909,75}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 55,12 \text{ А} \\ \text{ТП-3} \quad I_{\text{норм3}} &= \frac{1338,78}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 38,64 \text{ А} \\ \text{ТП-4} \quad I_{\text{норм4}} &= \frac{1551,18}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 44,77 \text{ А} \\ \text{ТП-5} \quad I_{\text{норм5}} &= \frac{411,39}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 11,87 \text{ А} \end{aligned}$$

Варіант II

$$\begin{aligned} \text{ТП-1} \quad I_{\text{норм1}} &= \frac{1114,37}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 53,61 \text{ А} \\ \text{ТП-2} \quad I_{\text{норм2}} &= \frac{1909,75}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 91,88 \text{ А} \\ \text{ТП-3} \quad I_{\text{норм3}} &= \frac{1338,78}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 64,41 \text{ А} \\ \text{ТП-4} \quad I_{\text{норм4}} &= \frac{1551,18}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 74,63 \text{ А} \\ \text{РП-1} \quad I_{\text{норм5}} &= \frac{411,39}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 19,79 \text{ А} \end{aligned}$$

Визначаємо величину струму навантаження для кожної ЦТП та РП в післяаварійному режимі роботи (відключення однієї кабельної лінії) для обох варіантів схеми.

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}} \quad [\text{А}] \quad (4.4)$$

Варіант I

$$\begin{aligned} \text{ТП-1} \quad I_{\text{макс1}} &= 2 \cdot 32,16 = 64,32 \text{ А} \\ \text{ТП-2} \quad I_{\text{макс2}} &= 2 \cdot 55,12 = 110,24 \text{ А} \\ \text{ТП-3} \quad I_{\text{макс3}} &= 2 \cdot 38,64 = 77,28 \text{ А} \\ \text{ТП-4} \quad I_{\text{макс4}} &= 2 \cdot 44,77 = 89,54 \text{ А} \\ \text{ТП-5} \quad I_{\text{макс4}} &= 2 \cdot 11,87 = 23,74 \text{ А} \end{aligned}$$

Варіант II

$$\begin{aligned} \text{ТП-1} \quad I_{\text{макс1}} &= 2 \cdot 53,61 = 107,22 \text{ А} \\ \text{ТП-2} \quad I_{\text{макс2}} &= 2 \cdot 91,88 = 183,76 \text{ А} \\ \text{ТП-3} \quad I_{\text{макс3}} &= 2 \cdot 64,41 = 128,82 \text{ А} \\ \text{ТП-4} \quad I_{\text{макс4}} &= 2 \cdot 74,63 = 149,26 \text{ А} \\ \text{РП-1} \quad I_{\text{макс5}} &= 2 \cdot 19,79 = 39,58 \text{ А} \end{aligned}$$

Визначаємо поперечний переріз жил силових кабелів до кожної цехової ТП та РП по економічній густині струму для обох варіантів.

$$Q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}} \quad [мм^2] \quad (4.5)$$

де $j_{ек}=1.2 \text{ А/мм}^2$ із таблиці 4.5 [5].

Варіант I

$$\text{ТП-1} \quad Q_{ек1} = \frac{32,16}{1,2} = 26,8 \text{ мм}^2$$

$$\text{ТП-2} \quad Q_{ек2} = \frac{55,12}{1,2} = 45,93 \text{ мм}^2$$

$$\text{ТП-3} \quad Q_{ек3} = \frac{38,63}{1,2} = 32,2 \text{ мм}^2$$

$$\text{ТП-4} \quad Q_{ек4} = \frac{44,77}{1,2} = 37,3 \text{ мм}^2$$

$$\text{ТП-5} \quad Q_{ек5} = \frac{11,87}{1,2} = 9,89 \text{ мм}^2$$

Варіант II

$$\text{ТП-1} \quad Q_{ек1} = \frac{53,61}{1,2} = 44,67 \text{ мм}^2$$

$$\text{ТП-2} \quad Q_{ек2} = \frac{91,88}{1,2} = 76,56 \text{ мм}^2$$

$$\text{ТП-3} \quad Q_{ек3} = \frac{64,41}{1,2} = 53,67 \text{ мм}^2$$

$$\text{ТП-4} \quad Q_{ек4} = \frac{74,63}{1,2} = 62,19 \text{ мм}^2$$

$$\text{РП-1} \quad Q_{ек5} = \frac{19,79}{1,2} = 16,49 \text{ мм}^2$$

Вибираємо марки силових кабелів для кожного ЦТП та РП для обох варіантів.

Вибір проводимо:

по напрузі електроустановки;

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad [кВ]$$

по економічній густині струму;

$$Q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}} \quad [мм^2]$$

перевіряємо по тривало-допустимому струмові навантаження;

$$I_{доп.ном} = K_1 * K_2 * I_{доп} \quad [А] \quad (4.6)$$

де $K_1 = 0,9$ по таблиці 4.17 [2] враховує кількість прокладених кабелів,
 $K_2 = 1,15$ по таблиці 4.18 [2] – враховує температуру середовища прокладки.

Варіант I

ТП-1

ААШВУ – 10 – 3х25

$$I_{\text{доп1}} = 90 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп.ном1}} = 0,9 * 1,15 * 90 = 93,15 \text{ А}$$

$$I_{\text{макс1}} \leq I_{\text{доп.ном1}}$$

$$64,32 \leq 93,15 \text{ А.}$$

ТП-2

ААШВУ – 10 – 3х50

$$I_{\text{доп2}} = 140 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп.ном2}} = 0,9 * 1,15 * 140 = 144,9 \text{ А}$$

$$I_{\text{макс2}} \leq I_{\text{доп.ном2}}$$

$$110,24 \leq 144,9 \text{ А}$$

ТП-3

ААШВУ – 10 – 3х35

$$I_{\text{доп3}} = 115 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп.ном3}} = 0,9 * 1,15 * 115 = 119,025 \text{ А}$$

$$I_{\text{макс3}} \leq I_{\text{доп.ном3}}$$

$$77,28 \leq 119,025 \text{ А}$$

ТП-4

ААШВУ – 10 – 3х35

$$I_{\text{доп4}} = 115 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп.ном4}} = 0,9 * 1,15 * 115 = 119,025 \text{ А}$$

$$I_{\text{макс4}} \leq I_{\text{доп.ном4}}$$

$$89,54 \leq 119,025 \text{ А}$$

ТП-5

ААШВУ – 10 – 3х16

$$I_{\text{доп5}} = 75 \text{ A}$$

$$I_{\text{доп.ном5}} = 0,9 * 1,15 * 75 = 77,625 \text{ A}$$

$$I_{\text{макс5}} \leq I_{\text{доп.ном5}}$$

$$23,74 \leq 77,625 \text{ A}$$

Вариант II**ТП-1**

ААШВУ – 6 – 3х50

$$I_{\text{доп1}} = 155 \text{ A}$$

$$I_{\text{доп.ном1}} = 0,9 * 1,15 * 155 = 160,425 \text{ A}$$

$$I_{\text{макс1}} \leq I_{\text{доп.ном1}}$$

$$107,22 \leq 160,425 \text{ A}$$

ТП-2

ААШВУ – 6 – 3х70

$$I_{\text{доп2}} = 190 \text{ A}$$

$$I_{\text{доп.ном2}} = 0,9 * 1,15 * 190 = 196,65 \text{ A}$$

$$I_{\text{макс2}} \leq I_{\text{доп.ном2}}$$

$$183,76 \leq 196,65 \text{ A}$$

ТП-3

ААШВУ – 6 – 3х50

$$I_{\text{доп3}} = 155 \text{ A}$$

$$I_{\text{доп.ном3}} = 0,9 * 1,15 * 155 = 160,425 \text{ A}$$

$$I_{\text{макс3}} \leq I_{\text{доп.ном3}}$$

$$128,82 \leq 160,425 \text{ A}$$

ТП-4

ААШВУ – 6 – 3х70

$$I_{\text{доп4}} = 190 \text{ A}$$

$$I_{\text{доп.ном4}} = 0,9 * 1,15 * 190 = 196,65 \text{ A}$$

$$I_{\text{макс4}} \leq I_{\text{доп.ном4}}$$

$$149,26 \leq 196,65 \text{ А}$$

РП-1

ААШВУ – 6 – 3х16

$$I_{\text{доп5}} = 80 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп.ном5}} = 0,9 * 1,15 * 80 = 82,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{макс5}} \leq I_{\text{доп.ном5}}$$

$$39,58 \leq 82,8 \text{ А}$$

Таблиця 4.4 – Результати розрахунків

№ ТП, РП	$I_{\text{норм}}$ А	$q_{\text{ек}}$ мм ²	$q_{\text{ном}}$ мм ²	$I_{\text{макс}}$ А	$I_{\text{доп.ном}}$ А	Марка кабелю	Кі-сть	r_0 Ом/км	C_0 , тис. грн/км	L, км
Варіант I										
1	32,61	26,8	25	64,32	93,15	ААШВУ-10-3х25	2	1,24	8,4	0,08
2	55,12	45,93	50	110,24	144,9	ААШВУ-10-3х50	2	0,62	10,4	0,06
3	38,64	32,2	35	77,28	119,025	ААШВУ-10-3х35	2	0,89	9,4	0,22
4	44,77	37,3	35	89,54	119,025	ААШВУ-10-3х35	2	0,89	9,4	0,05
5	11,87	9,89	16	23,74	77,625	ААШВУ-10-3х16	2	1,94	7,4	0,14
Варіант II										
1	53,61	44,67	50	107,22	160,425	ААШВУ-6-3х50	2	0,62	9,4	0,08
2	91,88	76,56	70	183,76	196,65	ААШВУ-6-3х70	2	0,443	10,2	0,06
3	64,41	53,67	50	128,82	160,425	ААШВУ-6-3х50	2	0,62	9,4	0,22
4	74,63	62,19	70	149,26	196,65	ААШВУ-6-3х70	2	0,443	10,2	0,05
РП-1	19,79	16,49	16	39,58	82,8	ААШВУ-6-3х16	2	1,94	7,4	0,14

4.4 Компенсація реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності є одним з найефективніших енергозберігаючих заходів, який дозволяє знизити втрати активної електроенергії при її передаванні, розподілу та перетворюванні у трансформаторах мережі електропостачання промислових підприємств за рахунок зниження величини реактивної потужності, що передається через елементи електричної мережі.

Для компенсації реактивної потужності у мережах підприємства найбільш ефективним є використання конденсаторних батарей (КБ) і синхронних двигунів (СД), які генерують реактивну потужність у режимі перезбудження.

Конденсаторні батареї застосовують у мережах з напругою до 1000 В (низьковольтні конденсаторні установки) і у мережах з напругою >1000 В (високовольтні конденсаторні установки).

При цьому перевагою високовольтних конденсаторних установок є менша питома вартість і менші питомі втрати електроенергії на генерацію реактивної потужності, а застосування низьковольтних конденсаторних установок дозволяє знизити втрати електроенергії у трансформаторах ЦТП і розподільній мережі внутрішньозаводського електропостачання.

Можливість використання СД як джерела реактивної потужності обумовлюється коефіцієнтом завантаження за активною потужністю, в залежності від якого визначається величина реактивної потужності, яку можуть генерувати СД за умовами забезпечення динамічної стійкості. Незважаючи на те, що питомі втрати на одиницю генерованої реактивної потужності у СД значно більше, ніж у конденсаторних батареях, якщо за умови технології на виробництві установлені синхронні двигуни з коефіцієнтом завантаження, який допускає генерацію реактивної потужності, то для компенсації реактивної потужності рекомендуються синхронні двигуни.

В даному проекті компенсація реактивної потужності передбачена шляхом установки комплектних конденсаторних установок номінальною напругою 0,4 кВ у розподільних пристроях низької напруги цехових трансформаторах підстанцій. Конденсаторні установки приєднуються до кожної секції збірних шин низької напруги. Для кожної цехової трансформаторної підстанції вибираємо такі комплектні конденсаторні установки:

- для ТП-1 УКРМ-0,4-200-4-50У3
УКРМ-0,4-300-6-50-У3
- для ТП-2 УКРМ-0,4-425-9-25У3
УКРМ-0,4-450-9-50-У3
- для ТП-3 УКРМ-0,4-300-6-50У3
УКРМ-0,4-350-7-50-У3
- для ТП-4 УКРМ-0,4-350-7-50У3

УКРМ-0,4-375-8-25-У3

Проектом передбачено компенсувати 70% споживаної реактивної потужності підприємства, 30% реактивної енергії передбачена отримувати від енергосистеми.

Для зменшення втрат реактивної потужності в проекті передбачено регулювання величини напруги. Регулювання напруги передбачено за необхідності при допомозі пристроїв ПБЗ на трансформаторах цехових трансформаторних підстанцій, а також пристроями РПН трансформаторів,

установлених на головній понижуючій підстанції. Частина реактивної потужності також компенсується тим що кабельні лінії та синхронні двигуни генерують реактивну потужність.

4.5 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться для вибору електричних апаратів, вимірювальних трансформаторів та їх перевірки на дію струмів короткого замикання. Розрахунок струмів короткого замикання проводиться у трьох точках:

- а) з боку ВН ГПП;
- б) з боку НН ГПП – трансформатора;
- в) з боку 0,4 кВ найвіддаленішої ТП.

Розрахунок струмів короткого замикання проводимо у відносних базових одиницях.

Приймаємо $S_6 = 1000$ МВА.

Розрахункова схема електричної установки.

На даній схемі показуємо тільки ті основні елементи, які впливають на величину струмів короткого замикання, їх основні параметри, середні значення напруг, ступені трансформації, а також точки короткого замикання. Розрахункова схема електричної установки приведена на рис. 4.1.

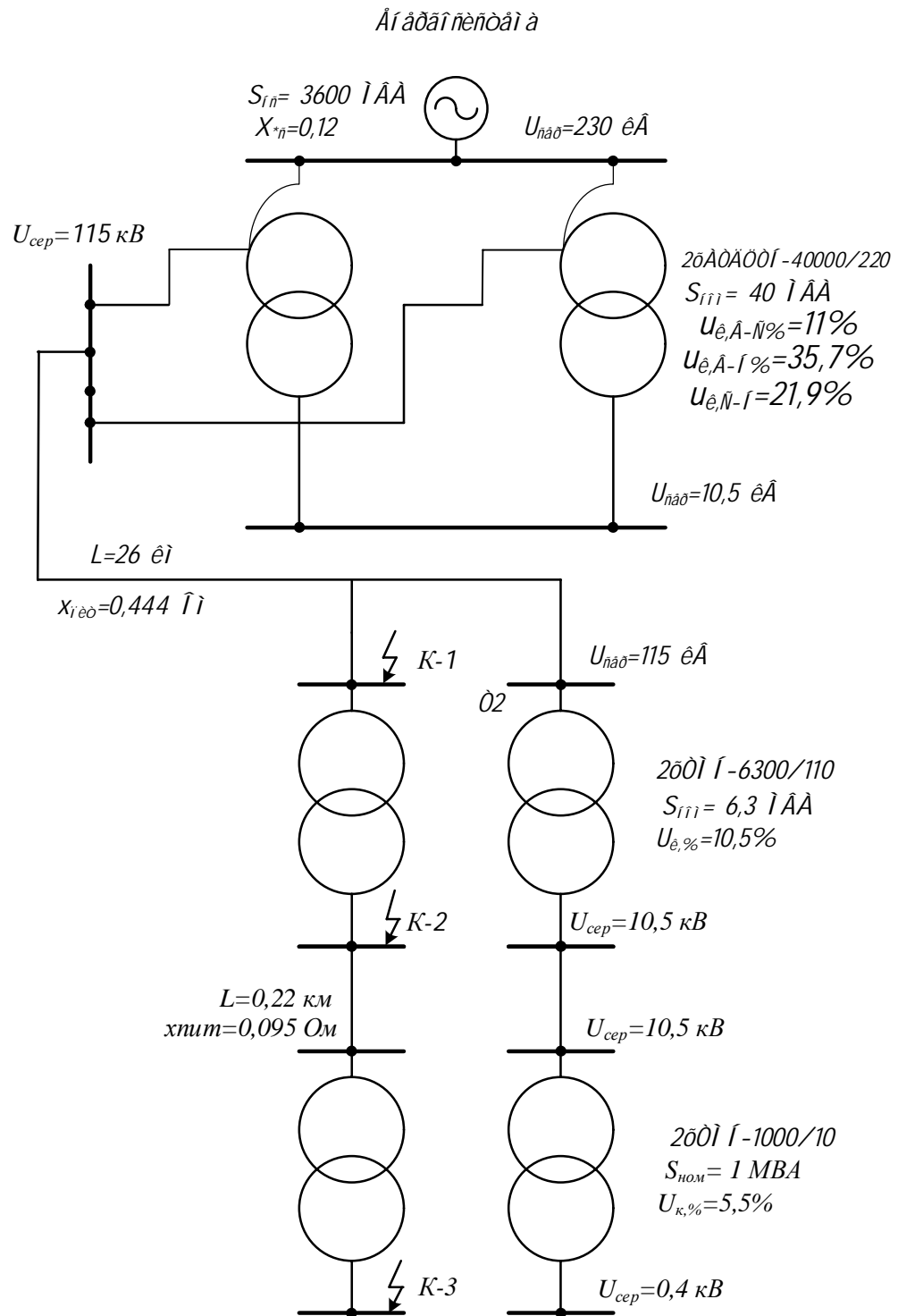


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема електричної установки.

Електрична схема заміщення.

На основі розрахункової схеми складаємо електричну схему заміщення. На електричній схемі заміщення магнітні зв'язки замінюємо електричними. Кожному опорі схеми присвоюємо його порядковий номер, який показуємо у чисельнику, а величину опору показуємо у знаменнику, у відносних одиницях.

На електричній схемі заміщення також показуємо середні значення номінальних напруг ступеней трансформації і точки короткого замикання. Електрична схема заміщення приведена на рис. 4.2.

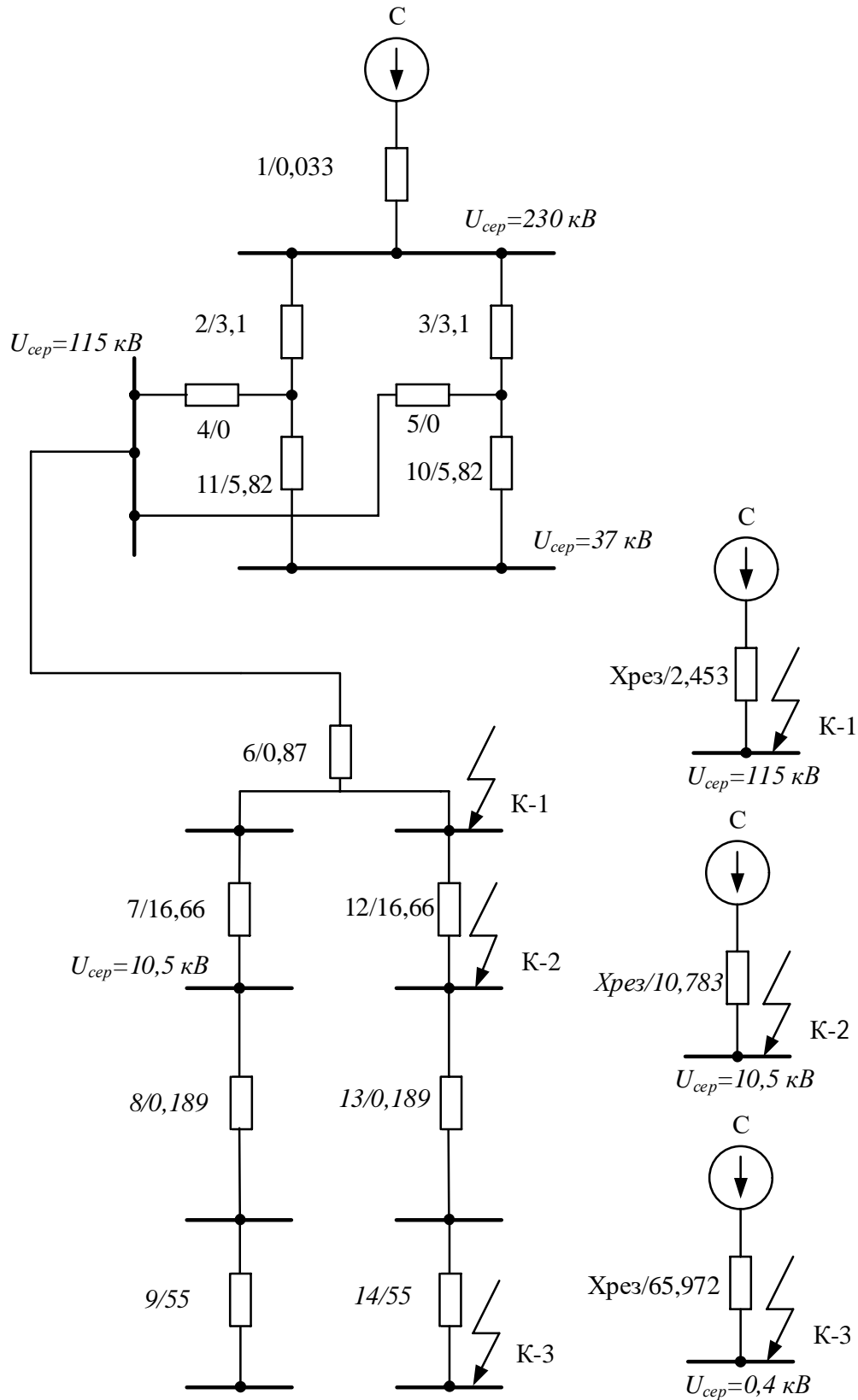


Рисунок 4.2 – Електрична схема заміщення

Визначаємо величину опорів елементів електричної схеми заміщення.

Визначаємо опір енергосистеми:

$$X_1 = X_c * \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (4.7)$$

$$X_1 = 0,12 * \frac{1000}{3600} = 0,033$$

Визначаємо опір обмоток силових трансформаторів:

а) обмоток високої напруги:

$$X_2 = X_3 = \frac{u_{КВ\%} * S_6}{100 * S_{НОМ.Т-р.}} \quad (4.8)$$

$$X_2 = X_3 = \frac{12,4 * 1000}{100 * 40} = 3,1$$

$$u_{КВ\%} = 0,5(u_{КВ-С} + u_{КВ-Н} - u_{КС-Н}) \quad [\%]$$

$$u_{КВ\%} = 0,5(11 + 35,7 - 21,9) = 12,4 \%$$

б) обмоток середньої напруги:

$$X_4 = X_5 = \frac{u_{КС\%} * S_6}{100 * S_{НОМ.Т-р.}} \quad (4.9)$$

$$X_4 = X_5 = 0$$

$$u_{КС\%} = 0,5(u_{КВ-С} + u_{КС-Н} - u_{КВ-Н}) \quad [\%]$$

$$u_{КС\%} = 0,5(11 + 21,9 - 35,7) = 0$$

в) обмоток низької напруги:

$$X_{10} = X_{11} = \frac{u_{КН\%} * S_6}{100 * S_{НОМ.Т-р.}} \quad (4.10)$$

$$X_{10} = X_{11} = \frac{23,3 * 1000}{100 * 40} = 5,82$$

$$u_{КН\%} = 0,5(u_{КВ-Н} + u_{КС-Н} - u_{КВ-С}) \quad [\%]$$

$$u_{КН\%} = 0,5(35,7 + 21,9 - 11) = 23,3 \%$$

Визначаємо опір повітряної лінії від підстанції до ГПП:

$$X_6 = X_{ПИТ} * L * \frac{S_6}{U_{сеп}^2} \quad (4.11)$$

$$X_6 = 0,444 * 26 * \frac{1000}{115^2} = 0,87$$

Визначаємо опір силових трансформаторів на ГПП:

$$X_7 = X_{12} = \frac{u_{К\%} * S_6}{100 * S_{НОМ.Т-р.}} \quad (4.12)$$

$$X_7 = X_{12} = \frac{10,5 * 1000}{100 * 6,3} = 16,66$$

Визначаємо опір кабельної лінії до ТП-3:

$$X_8 = X_{13} = 0,095 * 0,22 * \frac{1000}{10,5^2} = 0,189$$

Визначаємо опір силових трансформаторів на ТП-3:

$$X_9 = X_{14} = \frac{5,5 * 1000}{100 * 1} = 55$$

Для проведення розрахунків проводимо спрощення електричної схеми заміщення до найпростішого виду, коли між джерелом живлення і точкою КЗ залишається один результуючий опір. Розрахунок струмів короткого замикання проводимо для режиму, коли ЛЕП до ГПП і силові трансформатори на ГПП працюють окремо. Спрощення електричної схеми заміщення проводимо користуючись правилом паралельного та послідовного з'єднання опорів. Спрощення проводимо від джерела живлення до точки короткого замикання.

Розрахунок струмів короткого замикання у точці К-1:

$$X_{\text{резК-1}} = X_1 + \frac{(X_2+X_4)*(X_5+X_3)}{(X_2+X_4+X_5+X_3)} + X_6 \quad (4.13)$$

$$X_{\text{резК-1}} = 0,033 + \frac{(3,1 + 0) * (3,1 + 0)}{(3,1 + 0 + 3,1 + 0)} + 0,87 = 2,453$$

Визначаємо величину базисного струму у точці КЗ (К-1):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} \quad [\text{кА}] \quad (4.14)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} * 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Визначаємо величини періодичної складової повного струму КЗ в момент часу $t=0$:

$$I_{\text{п.о.}} = \frac{E''}{X_{\text{резК-1}}} * I_6 \quad [\text{кА}] \quad (4.15)$$

$$I_{\text{п.о.}} = \frac{1}{2,453} * 5,02 = 2,05 \text{ кА}$$

Визначаємо величину ударного струму короткого замикання:

$$i_y = \sqrt{2} * I_{\text{п.о.}} * k_y \quad [\text{кА}] \quad (4.16)$$

де $k_y = 1,608$

$$i_y = \sqrt{2} * 2,05 * 1,608 = 4,66 \text{ кА}$$

Визначаємо величину періодичної та аперіодичної складової повного струму КЗ у довільний момент часу. За розрахунковий час приймаємо:

$$\tau = t_{pz} + t_{vv} \quad [c] \quad (4.17)$$

де $t_{pz} = 0,01$ с. – тривалість дії релейного захисту

$t_{vv} = 0,032$ с. – тривалість дії вимикача.

$$\tau = 0,01 + 0,032 = 0,042 \text{ с.}$$

Періодична складова струму КЗ:

$$I_{пт} = I_{п.о.} = 2,05 \text{ кА} = \text{const} - \text{віддалена точка КЗ.}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} * I_{п.о.} * e^{\frac{-\tau}{T_a}} \quad [\text{кА}] - \text{віддалена точка КЗ.} \quad (4.18)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} * 2,05 * e^{\frac{-0,042}{0,02}} = 0,3548 \text{ кА}$$

де $T_a = 0,02$ с.

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці КЗ:

$$W_{K-1} = I_{п.о.}^2 * (\tau + T_a) \quad [\text{кА}^2 * \text{с}] \quad (4.19)$$

$$W_{K-1} = 2,05^2 * (0,042 + 0,02) = 0,26 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання заносимо в табл. 4.5.

Розрахунок струмів короткого замикання у точці К-2:

$$X_{резK-2} = X_{резK-1} + \frac{X_7}{2} \quad (4.20)$$

$$X_{резK-2} = 2,453 + \frac{X_7}{2} = 10,783$$

Визначаємо величину базисного струму у точці КЗ (К-2):

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} * 10,5} = 54,986 \text{ кА}$$

Визначаємо величини періодичної складової повного струму короткого замикання в момент часу $t=0$:

$$I_{п.о.} = \frac{1}{10,783} * 54,986 = 5,1 \text{ кА}$$

Визначаємо величину ударного струму короткого змикання:

$$i_y = \sqrt{2} * 5,1 * 1,6 = 11,54 \text{ кА}$$

$$\text{де } k_y = 1,6$$

Визначаємо величину періодичної та аперіодичної складової повного струму КЗ у довільний момент часу:

За розрахунковий час приймаємо:

де $t_{pz} = 0,01$ с. – тривалість дії релейного захисту

$t_{вв} = 0,042$ с. – тривалість дії вимикача.

$$\tau = 0,01 + 0,042 = 0,052 \text{ с.}$$

Періодична складова струму КЗ:

$$I_{пт} = I_{п.о.} = 5,1 \text{ кА} = \text{const} - \text{віддалена точка КЗ.}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} * 5,1 * e^{\frac{-0,052}{0,02}} = 0,5357 \text{ кА}$$

$$\text{де } T_a = 0,02 \text{ с.}$$

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці КЗ:

$$W_{K-2} = 5,1^2(0,052 + 0,02) = 1,87 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання заносимо в табл. 4.5.

Розрахунок струмів короткого замикання у точці К-3:

$$X_{резK-3} = X_{резK-2} + X_8 + X_{14} \quad (4.21)$$

$$X_{резK-3} = 10,783 + 0,189 + 55 = 65,972$$

Визначаємо величину базисного струму у точці КЗ (К-3):

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} * 0,4} = 1443,376 \text{ кА}$$

Визначаємо величини періодичної складової повного струму короткого замикання в момент часу $t=0$:

$$I_{п.о.} = \frac{1}{65,972} * 1443,376 = 21,88 \text{ кА}$$

Визначаємо величину ударного струму короткого замикання:

$$i_y = \sqrt{2} * 21,88 * 1,3 = 40,23 \text{ кА}$$

$$\text{де } k_y = 1,3$$

Визначаємо величину періодичної та аперіодичної складової повного струму КЗ у довільний момент часу:

За розрахунковий час приймаємо:

де $t_{pz} = 0,01$ с. – тривалість дії релейного захисту

$t_{bv} = 0,05$ с. – тривалість дії вимикача.

$\tau = 0,01 + 0,05 = 0,06$ с.

Періодична складова струму КЗ:

$I_{пт} = I_{п.о.} = 21,88$ кА = const – віддалена точка КЗ.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} * 21,88 * e^{\frac{-0,06}{0,01}} = 0,0767 \text{ кА}$$

де $T_a = 0,01$ с.

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці КЗ:

$$W_{K-3} = 21,88^2(0,06 + 0,01) = 33,51 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання заносимо в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Результати розрахунків струмів короткого замикання

Точка КЗ	U_6 кВ	I_6 кА	$X_{рез}$	$I_{п.о}$ кА	i_y кА	$I_{пт}$ кА	$I_{ат}$ кА	W_k кА ² с
К-1	115	5,02	2,453	2,05	4,66	2,05	0,3548	0,26
К-2	10,5	54,986	10,783	5,1	11,54	5,1	0,5357	1,87
К-3	0,4	1443,376	65,972	21,88	40,23	21,88	0,0767	33,51

4.6 Вибір та перевірка електричних апаратів

Згідно завдання вибір та перевірку електричних апаратів необхідно виконати на стороні ВН ГПП, у колі трансформатора ГПП на стороні НН та на стороні 0,4 кВ найбільш віддаленої ЦТП.

Коло трансформатора на стороні ВН ГПП.

У колі трансформатора необхідно вибрати:

- вимикач високої напруги;
- роз'єднувач;
- вимірювальний трансформатор струму;

- вимірювальний трансформатор напруги.

Умови вибору та перевірки вимикачів:

1) по напрузі установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad [кВ] \quad (4.22)$$

1) по тривалому струмові навантаження:

$$I_{норм} \leq I_{ном} \quad [кА] \quad (4.23)$$

$$I_{макс} \leq I_{ном} \quad [кА] \quad (4.24)$$

2) по відключаючій здатності:

- симетричної складової повного струму КЗ:

$$I_{пт} \leq I_{відкл.ном} \quad [кА] \quad (4.25)$$

- аперіодичної складової повного струму КЗ:

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} * I_{відкл.ном} * \frac{\beta_{ном}}{100} \quad [кА] \quad (4.26)$$

- або повного струму КЗ:

$$\sqrt{2} * I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} * I_{відкл.ном} * \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right) \quad [кА] \quad (4.27)$$

3) перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{п.о.} \leq I_{дин} \quad [кА] \quad (4.28)$$

$$i_y \leq i_{дин} \quad [кА] \quad (4.29)$$

4) перевірка на електротермічну стійкість:

$$B_k \leq I_{терм}^2 * t_{терм} \quad [кА^2 * с] \quad (4.30)$$

Умови вибору та перевірки роз'єднувачів:

1) по напрузі установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad [кВ]$$

2) по тривалому струмові навантаження:

$$I_{норм} \leq I_{ном} \quad [кА]$$

$$I_{макс} \leq I_{ном} \quad [кА]$$

3) по конструкції і роду установки;

4) перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{п.о.} \leq I_{дин} \quad [кА]$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}} \quad [\text{кА}]$$

5) перевірка на електротермічну стійкість:

$$V_k \leq I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} \quad [\text{кА}^2 * \text{с}]$$

Визначаємо величину струму навантаження силового трансформатора у нормальному режимі роботи:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 * S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} \quad [\text{А}] \quad (4.31)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 * 6300}{\sqrt{3} * 110} = 23,15 \text{ А}$$

Визначаємо величину струму навантаження силового трансформатора у післяаварійному режимі роботи:

$$I_{\text{макс}} = 2 * I_{\text{норм}} \quad [\text{А}] \quad (4.32)$$

$$I_{\text{макс}} = 2 * 23,15 = 46,3 \text{ А}$$

На основі розрахунків, вибираємо вимикач високої напруги типу ВРС-110 III – 31,5/2500 УХЛ1, та роз'єднувач типу РН-СЭЩ-110/1250, розрахункові дані яких заносимо у таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Характеристики електричних апаратів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач типу	Роз'єднувач типу,
	ВРС-110 III – 31,5/2500 УХЛ1	РН-СЭЩ-110/1250
$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}}=46,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1250 \text{ А}$
$I_{\text{пт}}=2,05 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.ном}}=31,5 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.о.}}=2,05 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	—
$i_y=4,66 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$
$i_{\text{аτ}}=0,3548 \text{ кА}$	—	—
$V_k=0,26 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} = 31,5^2 * 3$ $= 2976,75 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} = 31,5^2 * 3$ $= 2976,75 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Умови вибору та перевірки вимірювальних трансформаторів струму:

1) по напрузі установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad [\text{кВ}] \quad (4.33)$$

2) по тривалому струмові навантаження:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} \quad [\text{кА}] \quad (4.34)$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}} \quad [\text{кА}] \quad (4.35)$$

3) перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}} \quad [\text{кА}] \quad (4.36)$$

4) перевірка на електротермічну стійкість:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} \quad [\text{кА}^2 * \text{с}] \quad (4.37)$$

5) перевірка по конструкції та класу точності

б) перевірка по допустимому навантаженні вторинної обмотки:

$$Z_{2\Sigma} \leq Z_{2\text{ном}} \quad [\text{Ом}] \quad (4.38)$$

Умови вибору та перевірки вимірювальних трансформаторів напруги:

1) по напрузі установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad [\text{кВ}] \quad (4.39)$$

2) по конструкції та класу точності

3) по допустимому навантаженні вторинної обмотки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}} \quad [\text{ВА}] \quad (4.40)$$

Згідно таблиці 4.11 [5] в колі трансформатора ГПП з боку ВН прилади відсутні, тому ТС і ТН, які потрібно для релейного захисту вибираємо із таблиць 5.9 [2] і 5.13 [2]. Результати вибору зводимо в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Характеристики вимірювальних трансформаторів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	трансформатор струму ТФЗМ 110 Б – 1 У1	трансформатор напруги НКФ-110-83 У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 46,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 50 \text{ А}$	—
$i_y = 4,66 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 10 \text{ кА}$	—
$B_k = 0,26 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} = 2^2 * 3 =$ $= 12 \text{ кА} * \text{с}$	—

Коло трансформатора на стороні НН ГПП

У колі трансформатора необхідно вибрати:

- вимикач високої напруги;
- роз'єднувач;

- вимірювальний трансформатор струму;
- вимірювальний трансформатор напруги.

Визначаємо величину струму навантаження силового трансформатора у нормальному режимі роботи:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 * 6300}{\sqrt{3} * 10} = 254,61 \text{ А}$$

Визначаємо величину струму навантаження силового трансформатора у післяаварійному режимі роботи:

$$I_{\text{макс}} = 2 * 254,61 = 509,22 \text{ А}$$

На основі розрахунків, вибираємо вимикач високої напруги типу ВРС-10-20/630 У2, та роз'єднувач типу РВ-10/630, розрахункові дані яких заносимо у таблицю 4.8.

Таблиця 4.8 – Характеристики електричних апаратів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач типу	Роз'єднувач типу,
	ВРС-10-20/630 У2	РВ-10/630
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 509,22 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.макс}} = 20 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.о.}} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 11,54 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} = 0,5357 \text{ кА}$	—	—
$V_{\text{к}} = 1,87 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} = 20^2 * 3 = 1200 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} = 20^2 * 3 = 1200 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Вторинне навантаження вимірювальних трансформаторів струму приводимо у вигляді таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Вторинне навантаження вимірювальних ТС.

Прилади	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Вольт-Амперметр	D52-2042	0,2	0,2	0,2
Лічильник активної енергії	НІК-2301	0,05	-	0,05
Лічильник реактивної енергії	НІК-2303	0,05	-	0,05

По таблиці 5.9 [2] вибираємо вимірювальний трансформатор струму типу ТПЛК-10.

Визначаємо опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2} \quad [\text{Ом}] \quad (4.41)$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{0,3}{5^2} = 0,012 \text{ Ом}$$

Визначаємо допустимий опір проводів для підключення приладів:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} \quad [\text{Ом}] \quad (4.42)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,012 - 0,1 = 0,29 \text{ Ом}$$

Визначаємо поперечний переріз жил проводів для підключення приладів:

$$q = \frac{\rho * L}{r_{\text{пров}}} \quad [\text{мм}^2] \quad (4.43)$$

$$q = \frac{0,0175 * 6}{0,29} = 0,36 \text{ мм}^2$$

На основі розрахунків приймаємо контрольний кабель марки КВВГ з мідними жилами перерізом 1 мм².

Вторинне навантаження вимірювального трансформатора напруги приводимо у вигляді таблиці 4.10.

Таблиця 4.10 – Вторинне навантаження вимірювального ТН

Прилади	Тип	К-сть приладів	Загальна потужність
			Р, Вт
Вольт-Амперметр (збірні шини)	D52-2042	2	0,4
Лічильник активної енергії	Від трансформатора	НІК-2301	10
Лічильник реактивної енергії		НІК-2303	10
Лічильник активної енергії	Лінії 10 кВ	НІК-2301	50
Лічильник реактивної енергії		НІК-2303	50
Всього:			120,4

Визначаємо величину вторинного навантаження вимірювального трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sum P_{\text{прил}} \quad [\text{ВА}] \quad (4.44)$$

$$S_{2\Sigma} = 120,4 \text{ ВА}$$

На основі розрахунків по таблиці 5.13 [2] вибираємо вимірювальний трансформатор напруги типу ТПЛК-10. У даному випадку для забезпечення роботи вимірювальних приладів у класі точності 0,5 приймаємо три трансформатори напруги типу НОМ-10-66, які з'єднані у зірку. Для приєднання приладів приймаємо контрольний кабель марки КВВГ з мідними жилами перерізом 1 мм². Розрахункові та каталожні дані записуємо у таблицю 4.10.

Таблиця 4.10 – Дані вимірювальних трансформаторі

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	трансформатор струму ТПЛК-10	Трансформатор напруги НОМ-10-66
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 509,22 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	—
$i_y = 11,54 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 74,5 \text{ кА}$	—
$B_k = 1,87 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} = 28,3^2 * 3 =$ $= 2402,67 \text{ кА}^2 * \text{с}$	—
$Z_{2\Sigma} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом.}$	—
$S_{2\Sigma} = 120,4 \text{ ВА}$	—	$S_{2\Sigma} = 3 * 75 = 225 \text{ ВА}$

Коло 0,4 кВ найбільш віддаленої ЦТП-3

У колі трансформатора необхідно вибрати:

- автоматичний вимикач;
- рубильник;

Визначаємо величину струму навантаження силового трансформатора у нормальному режимі роботи:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 * 1000}{\sqrt{3} * 0,4} = 1010,36 \text{ А}$$

Визначаємо величину струму навантаження силового трансформатора у післяаварійному режимі роботи:

$$I_{\text{макс}} = 2 * 1010,36 = 2020,72 \text{ А}$$

Умови вибору та перевірки автоматичних вимикачів 0,4 кВ:

1) по напрузі установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad [кВ]$$

2) по тривалому струмові навантаження:

$$I_{норм} \leq I_{ном} \quad [кА]$$

$$I_{макс} \leq I_{ном} \quad [кА]$$

3) по відключаючій здатності:

- симетричної складової повного струму КЗ:

$$I_{пт} \leq I_{відкл.ном} \quad [кА]$$

Вибираємо автоматичний вимикач який розміщуємо у викочуваному візку.

На основі розрахунків вибираємо вимикач типу Э25С та рубильник типу ОТ2500Е03С. Розрахункові та каталожні дані вимикача заносимо в табл. 4.11.

Таблица 4.11 – Дані електричних апаратів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач типу	Рубильник типу
	Э25С	ОТ2500Е03С
$U_{уст} = 380 \text{ В}$	$U_{ном} = 380 \text{ В}$	$U_{ном} = 380 \text{ В}$
$I_{макс} = 2020,72 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{пт} = 21,88 \text{ кА}$	$I_{відкл.макс} = 55 \text{ кА}$	-----
$В_k = 33,51 \text{ кА}^2 * \text{с}$	-----	$I_{терм}^2 * t_{терм} = 50 \text{ кА}^2 * \text{с}$

4.7 Опис конструктивного виконання системи електропостачання

Спроектована система електропостачання заданого підприємства складається з ліній електропередач зовнішнього електропостачання, головної понижуючої підстанції, ліній електропередач внутрішнього електропостачання та цехових трансформаторних підстанцій.

Лінія електропередач зовнішнього електропостачання спроектована повітряною, одноколловою на залізобетонних опорах зі сталевалюмінієвими проводами марки АС-70/11 та номінальною напругою 110 кВ довжиною 26 км.

Головна понижуюча підстанція спроектована двох трансформаторною комплектного типу КТПБ–110/10(6)–4–2х6300–47У1 з установкою силових трансформаторів типу ТМН-6300/110.

Підстанція спроектована зовнішньої установки. Розподільний пристрій високої напруги виконаний по схемі два блоки лінія-трансформатор з неавтоматичною перемичкою. Розподільний пристрій низької напруги спроектовано із комірок комплектного розподільного пристрою зовнішньої установки зібраних по схемі одна секціонована система збірних шин.

Система внутрішнього електропостачання виконана по радіальній схемі і включає в себе силові кабельні лінії та 5 цехових підстанцій. Від головної понижувальної підстанції до кожної цехової трансформаторної підстанції прокладено по 2 силові кабелі. По території підприємства між корпусами, цехів, діляниць прокладка силових кабелів передбачається в траншеях, а по території приміщень у кабельних каналах.

Цехові трансформаторні підстанції спроектовано двотрансформаторними, комплектними, внутрішньої установки:

- ТП-1 2хТМ-100/10;
- ТП-2 2хТМ-1600/10;
- ТП-3 2хТМ-1000/10;
- ТП-4 2хТМ-1600/10;
- ТП-5 2хТМ-630/10.

Кожна трансформаторна підстанція дає електроенергію одному або декільком цехам, підрозділам.

Спроектованою системою електропостачання передбачено компенсацію реактивної потужності. Компенсацію реактивної потужності проводимо комплектними конденсаторними установками на стороні 0,4 кВ. Кількість та потужність комплектних конденсаторних установок визначено відповідними розрахунками у п. 4.2.

4.8 Розрахунок релейного захисту

Розрахунок проводимо поздовжнього диференційного захисту двохобмоткового силового трансформатора ГПП.

$$S_{\text{ном.тр.}} = 6,3 \text{ МВА}$$

Коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{ВН}} \pm n \cdot \Delta U_{\text{рег}\%}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115 \pm 9 \cdot 1,78\%}{11} \quad (4.45)$$

Схема з'єднань обмоток силового трансформатор Y/Δ. Потужність енергосистеми на стороні ВН трансформатора:

$$S_{\text{с.макс}} = 3600 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{с.мін}} = 0,8 * S_{\text{с.макс}} \quad [\text{МВА}] \quad (4.46)$$

$$S_{\text{с.мін}} = 0,8 * 3600 = 2880 \text{ МВА}$$

Визначаємо номінальний струм з усіх сторін трансформатора.

$$I_{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр.}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad [\text{А}] \quad (4.47)$$

$$I_{\text{ВН}} = \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33,06 \text{ А}$$

$$I_{\text{НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр.}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad [\text{А}] \quad (4.48)$$

$$I_{\text{НН}} = \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,73 \text{ А}$$

Для компенсації кутового зсуву трансформатори струму з'єднуємо по схемам оберненим схемі з'єднання обмоток силового трансформатора.

Знаходимо розрахункове значення коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму.

$$K_{\text{сх}} = 1 \text{ для } Y$$

$$K_{\text{сх}} = \sqrt{3} \text{ для } \Delta$$

$$K_{\text{сх.ВН}} = \sqrt{3}.$$

$$K_{\text{сх.НН}} = 1$$

$$n_{\text{ВН}} = \frac{I_{\text{ВН.ном.}} \cdot K_{\text{сх.ВН.}}}{I_2} \quad (4.49)$$

$$n_{\text{HH}} = \frac{I_{\text{HH.НОМ.}} * K_{\text{СХ.НН.}}}{I_2} \quad (4.50)$$

$$n_{\text{ВН}} = \frac{33,06 * \sqrt{3}}{5} = \frac{57,26}{5}$$

$$n_{\text{НН}} = \frac{363,73 * 1}{5} = \frac{363,73}{5}$$

Для підвищення надійності роботи диференційного захисту і зменшення повних похибок, трансформатори струму вибираємо з дещо завищеними коефіцієнтами трансформації в порівнянні з розрахунковими значеннями.

$$n_{\text{Та.ВН}} = \frac{I_{\text{пер.ВН.}}}{5} \quad (4.51)$$

$$n_{\text{Та.НН}} = \frac{I_{\text{пер.НН.}}}{5} \quad (4.52)$$

$$n_{\text{Та.ВН}} = \frac{150}{5}$$

$$n_{\text{Та.НН}} = \frac{600}{5}$$

Знаходимо коефіцієнт, що враховує ступені регулювання напруги:

$$\alpha = 1 \pm \frac{n * \Delta U_{\text{рег\%}}}{100} \quad (4.53)$$

$$\alpha_{\text{макс}} = 1 + \frac{9 * 1,78}{100} = 1,16$$

$$\alpha_{\text{мін}} = 1 - \frac{9 * 1,78}{100} = 0,84$$

Знаходимо опір силового трансформатора в іменованих одиницях з врахуванням положення РПН:

$$X_{\text{Т.макс}} = \frac{U_{\text{к.макс}} * U_{\text{ВН}}^2 * \alpha_{\text{макс}}}{100 * S_{\text{НОМ.Т.}}} \quad [\text{Ом}] \quad (4.54)$$

$$X_{\text{Т.мін}} = \frac{U_{\text{к.мін}} * U_{\text{ВН}}^2 * \alpha_{\text{мін}}}{100 * S_{\text{НОМ.Т.}}} \quad [\text{Ом}] \quad (4.55)$$

$$X_{\text{Т.макс}} = \frac{11,445 * 115^2 * 1,16^2}{100 * 6,3} = 323,28 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Т.мін}} = \frac{9,555 * 115^2 * 0,84^2}{100 * 6,3} = 141,53 \text{ Ом}$$

Визначаємо опір лінії:

$$X_{\text{Л}} = X_{\text{ПИТ}} * L \quad [\text{Ом}] \quad (4.56)$$

$$x_L = 0,444 * 26 = 11,544 \text{ Ом}$$

Визначаємо опір енергосистеми:

$$X_{с.макс} = \frac{U_{ср.вн.}^2}{S_{с.макс}} \quad [\text{Ом}] \quad (4.57)$$

$$X_{с.мін} = \frac{U_{ср.вн.}^2}{S_{с.мін}} \quad [\text{Ом}] \quad (4.58)$$

$$X_{с.макс} = \frac{115^2}{3600} = 3,67 \text{ Ом}$$

$$X_{с.мін} = \frac{115^2}{2880} = 4,59 \text{ Ом}$$

Знаходимо величину струмів короткого замикання для визначення струмів небалансу і вибору струмів спрацювання захисту з врахуванням спрощення схеми заміщення:

$$I_{т.ав.макс}^{(3)} = \frac{U_{нн.ном} * K_T * \alpha_{мін}}{\sqrt{3} * (X_{с.макс} + X_L + X_{т.мін})} \quad [\text{А}] \quad (4.59)$$

$$I_{т.ав.мін}^{(3)} = \frac{U_{нн.ном} * K_T * \alpha_{макс}}{\sqrt{3} * (X_{с.мін} + X_L + X_{т.макс})} \quad [\text{А}] \quad (4.60)$$

$$I_{т.мін.рег}^{(3)} = \frac{S_{ном.тр} * 10^3}{\sqrt{3} * U_{вн} * \alpha_{мін}} \quad [\text{А}] \quad (4.61)$$

$$I_{т.ав.макс}^{(3)} = \frac{10 * \left(\frac{110}{10}\right) * 0,84 * 10^3}{\sqrt{3} * (3,67 + 11,544 + 141,53)} = 340,35 \text{ А}$$

$$I_{т.ав.мін}^{(3)} = \frac{10 * \left(\frac{110}{10}\right) * 1,16 * 10^3}{\sqrt{3} * (4,59 + 11,544 + 323,28)} = 217,05 \text{ А}$$

$$I_{т.мін.рег}^{(3)} = \frac{6,3 * 10^3}{\sqrt{3} * 110 * 0,84} = 39,36 \text{ А}$$

$$I_{т.макс}^{(3)} = 340,35 + 0,6 * 39,36 = 363,966 \text{ А}$$

Знаходимо струм спрацювання диференційного захисту без гальмування на реле РНТ-565 за двома умовами:

а) за умовою від лаштування від кидка струму при крайньому від'ємному положенні:

$$I_{с.з.}^{(3)} \geq K_H * I_{т.мін.рег}^{(3)} \quad [\text{А}] \quad (4.61)$$

$$\text{де } K_H = 1,3$$

$$I_{с.з.}^{(3)} \geq 1,3 * 39,36 = 51,17 \text{ А}$$

б) за умовою відстрочки від максимального струму небалансу при перехідних режимах КЗ з врахуванням впливу намагнічуючого трансформатора, що є в реле:

$$I_{с.з.}^{(3)} = K_H * (K_{апер} * K_{одн} * \varepsilon + \Delta U_{пер\%}) * I_{к.макс}^{(3)} \quad [A] \quad (4.62)$$

$$I_{с.з.}^{(3)} = 1,3 * \left(1 * 1 * 0,1 + \frac{9 * 1,78}{100} \right) * 363,96 = 123,02 \text{ А}$$

де $K_{апер} = 1$ – коефіцієнт, що враховує наявність аперіодичних складових в перехідному режимі струмів КЗ.

$K_{одн} = 1$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму.

$$\Delta U_{пер\%} = \frac{n * \Delta U_{пер}}{100} \quad (4.63)$$

$$\Delta U_{пер\%} = \frac{9 * 1,78\%}{100} = 0,016$$

З розрахунків а) та б) приймаємо більше значення $I_{с.з.}^{(3)} = 123,02 \text{ А}$

Знаходимо вторинні струми з врахуванням схеми з'єднання трансформаторів струму:

$$I_{в.нн} = \frac{I_{нн.ном} * K_{сх}}{n_{та.нн}} \quad [A] \quad (4.64)$$

$$I_{в.вн} = \frac{I_{нн.ном} * K_{сх}}{n_{та.вн}} \quad [A] \quad (4.65)$$

$$I_{в.нн} = \frac{363,73 * 1}{600/5} = 3,03 \text{ А}$$

$$I_{в.вн} = \frac{33,06 * \sqrt{3}}{150/5} = 1,91 \text{ А}$$

Знаходимо коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{чmin} = \frac{1,5 * I_{к.мін}^{(3)}}{n_{вн} * I_{ср.вн}} \geq 2 \quad (4.66)$$

$$K_{чmin} = \frac{1,5 * 217,05}{\left(\frac{150}{5}\right) * 7,1} = 1,53 \geq 2$$

Якщо $K_{чmin} = 1,53 \geq 2$, то розрахунок продовжуємо з застосуванням реле РНТ-565 у табличній формі.

Таблиця 4.12 – Розрахунок релейного захисту

№	Позначення величин та розрахунові вирази	Числові значення
1	$I_{\text{ср неосн}} \text{ сторона ВН} = \frac{I_{\text{с.з.}} * K_{\text{сх}}}{n_{\text{та.вн}}}$	$\frac{123,02 * \sqrt{3}}{150/5} = 7,1$
2	$\omega_{\text{розр неосн}} = \frac{F_{\text{ср}} (=100 \text{ А*витків})}{\omega_{\text{неосн}}}$	$\frac{100}{7,1} = 14,08$
3	$\omega_{\text{неосн}}$ (найбільше менше число з довідника) В.С. Алексеев «Реле защиты» ст.256-257	14
4	$I_{\text{ср неосн}} = \frac{F_{\text{ср}} (=100 \text{ А*витків})}{\omega_{\text{неосн}}}$	$\frac{100}{14} = 7,14$
5	$I_{\text{с.з неосн}} = (\text{сторона ВН}) = I_{\text{ср неосн}} * \frac{n_{\text{та.вн}}}{K_{\text{сх}}}$	$7,14 * \frac{150/5}{\sqrt{3}} = 123,67$
6	$I_{\text{с.з осн}} (\text{сторона НН}) = I_{\text{сз неосн}} * \frac{U_{\text{ВН ном}}}{U_{\text{НН ном}}}$ $I_{\text{с.з неосн}} = K_{\text{Н}} * I_{\text{Нб}}; K_{\text{Н}} = 1,3$ $I_{\text{Нб}} = I'_{\text{Нб}} + I''_{\text{Нб}} = \left(K_{\text{одн}} * K_{\text{апер}} * \varepsilon + \frac{n \Delta U_{\text{рег}} \%}{100} \right) * I_{\text{кз max}}^{(3)}$ $K_{\text{одн}} = 1; K_{\text{апер}} = 1; \varepsilon = 0,1; \Delta U_{\text{рег}} \% * n - \text{ по тр - ру}$	$123,67 * \frac{115}{11} = 1293 \text{ А}$ $\left(1 * 1 * 0,1 + \frac{9 * 1,78}{100} \right) * 363,96 = 94,63$
7	$\omega_{\text{осн розр}} = \omega_{\text{неосн}} * \frac{I_{2\text{ВН}}}{I_{2\text{НН}}}$	$7,14 * \frac{1,91}{3,03} = 4,5$
8	$\omega_{\text{осн}}$ (найбільше ціле число з довідника В. С. Алексеев «Реле защиты» ст.256-257)	5
9	$I_{\text{Нб}}^{///} = \frac{\omega_{\text{осн розр}} - \omega_{\text{осн}}}{\omega_{\text{осн розр}}} * I_{\text{к max}}^{(3)}$	$\frac{4,5 - 5}{4,5} * 363,96 = -40,44$
10	$I_{\text{Нб 10}}$ з врахув. $I_{\text{Нб}}^{///}$ $= \left(K_{\text{апер}} * K_{\text{одн}} * \varepsilon + \frac{n \Delta U_{\text{рег}} \%}{100} \right) * I_{\text{к max}}^{(3)} + I_{\text{Нб}}^{///}$	$94,6 - 40,44 = 54,19$
11	$I_{\text{сз неосн}}$ з врахув. $I_{\text{Нб}}^{///} = 1,3 * I_{\text{Нб 10}} \leq I_{\text{с.з 5}}$	$1,3 * 54,19 = 70,45 < 123,67$

Перевірка $\omega_{\text{осн}} = \omega_{\text{ур I}}$ (сторона НН) 5

$\omega_{\text{неосн}} = \omega_{\text{ур II}}$ (сторона ВН) 14

$\omega_{\text{осн}} * I_{2\text{НН}} \approx \omega_{\text{неосн}} * I_{2\text{ВН}} \quad 4 * 3,03 = 12,12 \approx 18 * 1,91 = 34,38$

$5 * 3,03 = 15,15 \approx 14 * 1,91 = 26,74$

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Захист виробничого цеху

5.1.1 Захист від прямих ударів блискавки

Блискавкозахисні установки складаються в основному із блискавковідводів, спусків і заземлень.

Спуски, які відводять струм блискавки, прокладаються на даху і по стінах. Місця з'єднання не повинні бути поблизу легкозаймистих матеріалів. В якості спусків використовуються кабель, розміщений під дахом, чи закриті металеві частини. Над металевими частинами через кожні 3-4 м встановлюються вертикальні блискавкоприймальні установки, які повинні з'єднуватися зі спусками і бути вищими за них не менше ніж на 20 см. блискавкоприймачі розміщуються так, щоб вони приймали по можливості на себе всі удари блискавки. Кількість спусків залежить від роду і розмірів приміщення. Спуски з'єднуються з заземленням по найбільш короткому шляху. Великі металеві частини в приміщенні чи на ньому повинні бути відокремленні від блискавкозахисної установки на достатню відстань чи приєднані до неї провідником. Відстань між частинами блискавкозахисної установки і великими металевими частинами чи електричними установками повинна бути розрахована ПУЕ [4]. Матеріалом для блискавкозахисних установок є оцинкована сталь. Застосування сталевих і алюмінієвих тросів через малу стійкість до корозії не допускається. Для підземної кабельної лінії застосовуються смуги і провід суцільного січення із оцинкованої сталі чи міді.

Для уникнення корозії в блискавкозахисній установці потрібно дотримуватися наступного: якщо дахи, стіни, облицювання, водостічні труби – мідні, то проводка також повинна бути мідною, оскільки дощова вода може стікати з міді на проводи чи навпаки. Сталь чи алюміній в цьому разі не застосовуються.

Якщо дахи, стіни і так далі цинкові чи із оцинкованого заліза, то неможливим є застосування голих мідних проводів, а застосовуються оцинковані сталеві голі алюмінієві чи лужні мідні проводи. При з'єднанні мідного проводу з алюмінієвим необхідна прокладка між ними із свинцю.

Деталі кріплення для блискавкозахисних установок виготовляються із оцинкованої сталі. Для захисту від корозії місця кріплення мідних проводів, повинні бути підкладені свинцеві прокладки. Всі місця з'єднання, опори, поверхні зрізу оцинкованих сталевих провідників, а також заземлюючі проводи на відстані до 30 см від поверхні повинні мати захисне покриття. Місця підземних з'єднань проводів і приєднань до трубопроводів повинні мати добрий захист від корозії. Наземні і підземні оцинковані проводи підлягають фарбуванню.

Досвідом встановлено, що найбільш ймовірними місцями ударів блискавки димові і вентиляційні труби. Тому найбільш ймовірні місця ударів блискавки повинні бути обладнання блискавко приймальними установками.

В якості блискавко приймальних установок вздовж дахів, на фронтних і стічних трубах достатньо прокласти прокладки із відповідного матеріалу.

З'єднання блискавкозахисних установок із заземлюючими установками установок великого струму допускається лише при робочій напрузі до 1000 В.

На рис. 5.1. показано розміщення захисного спорудження і блискавковідводу.

Висота захисного спорудження $l=8м$.

Знайдемо відстань в повітрі і в землі при удалі струму блискавки в громовідвід, якщо струм блискавки $I_m=150кА$, а опір $R=10Ом$.

$$U_m = \frac{I_m}{2} \left[R + \sqrt{R^2 + (\omega L)^2} \right] = \frac{150}{2} (10 + \sqrt{100 + 64}) = 1710кВ$$

Відстань у повітрі повинна бути не менше:

$$S_{нов} = \frac{U_m}{E_{нов}} = \frac{1710}{500} = 3,42м$$

$$E_{нов} = 500 \text{ кВ/м}$$

Відстань у землі повинна бути:

$$S_3 = \frac{I_m \cdot R}{E_3} = \frac{150 \cdot 10}{300} = 5 \text{ м}$$

$$E_3 = 500 \text{ кВ/м}$$

Таким чином, при одержаних відстанях відбудеться пробій між громовідводом і захисним спорудженням. Висота громовідводу повинна бути вибрана такою, щоб захисне спорудження знаходилось в захисній зоні громовідводу.

Висота громовідводу визначається за формулою:

$$h = \frac{1,6h_x \cdot r_x}{3,2} + \sqrt{\left(\frac{1,6h_x + r_x}{3,2}\right)^2 + \frac{r_x \cdot h_x}{1,6}} = \frac{1,6 \cdot 8 + 10}{3,2} + \sqrt{\left(\frac{1,6 \cdot 8 + 10}{3,2}\right)^2 + \frac{10 \cdot 8}{1,6}} = 17,16 \text{ м}$$

Взявши $h_x = 8 \text{ м}$ і $r_x = 10 \text{ м}$ знаходимо висоту громовідводу $h = 17,16 \text{ м}$ таким чином при висоті громовідводу $17,16 \text{ м}$ всі захисні спорудження будуть знаходитися в захисній зоні вибраного громовідводу.

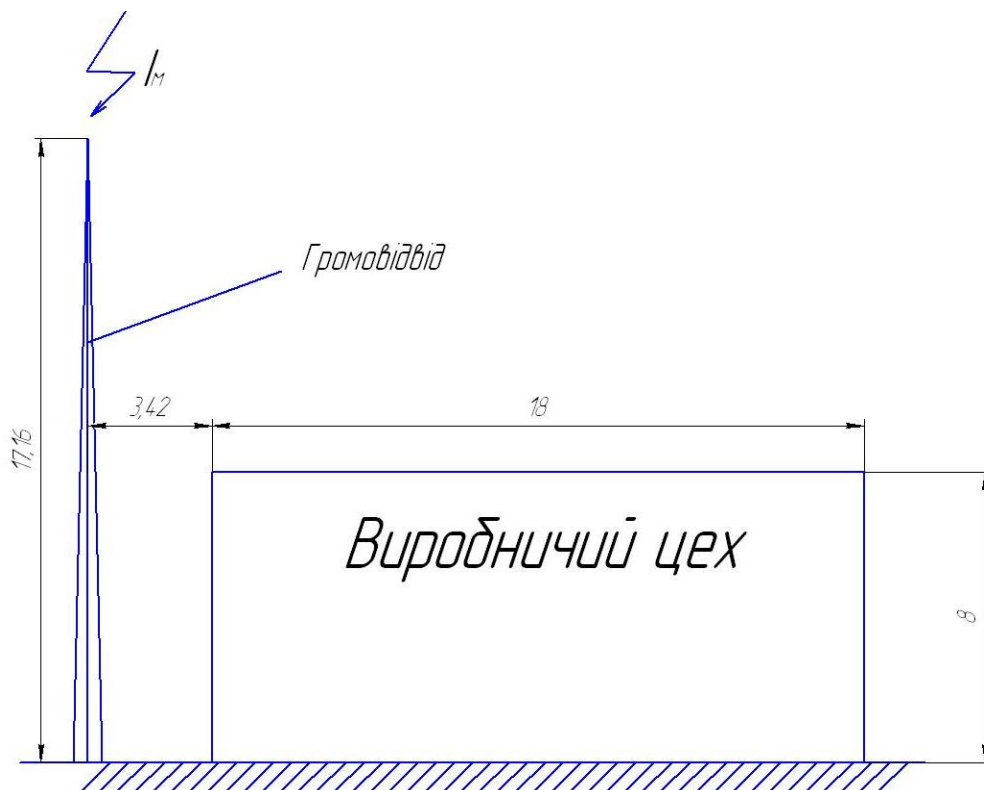


Рисунок. 5.1 – Розміщення блискавковідводу

5.1.2 Розрахунок заземлення у електричних установках

Струмоведачі частини будь-якої електричної установки мають ізоляцію, яка накладається на проводи і кабелі, чи ізоляційну основу, на якій кріпляться проводи і шини. Це виключає можливість з'єднання стуму ведучих частин між собою і з землею та ізолює їх від металевих не струмоведачих частин (металеві оболонки проводів і кабелів, металеві труби і кронштейни, корпуси електричних частин і трансформаторів).

Щоб забезпечити безпечне обслуговування електроустановок, ПУЕ [4] передбачено захисне заземлення.

Нейтралі трансформатора, з'єднані з заземлюючою установкою безпосередньо чи через малий опір, називається глухо заземленими нейтралями. Нейтралі, які не приєднані до заземлюючої установки чи приєднані до нього через великий опір називаються ізольованими нейтралями. Електроустановка з глухо заземленою нейтраллю обов'язкові в мережах з напругою до 1000 В .

Заземляють наступні частини електроустановок і електрообладнання у всіх промислових приміщеннях і у всіх зовнішніх установках:

- корпуси електричних машин, апаратів, трансформаторів світильників;
- проводи електричних апаратів;
- первинні обмотки вимірювальних трансформаторів;
- каркаси розподільних пунктів, кафів і пультів (щитів) управління;
- металеві корпуси кабельних муфт, металеві оболонки кабелів і проводів, сталеві труби для проводів електромережі.

Установки, які не потребують заземлення:

- електроустановки при номінальній напрузі 380 В в сухих приміщеннях з сухими підлогами, які погано проводять струм;
- електроустановки при номінальній напрузі нижче 127 В змінного струму крім вибухонебезпечних;

- обладнання, встановлене не заземлених металевих конструкціях. При цьому на опорних поверхнях повинні бути передбачені захисні і не зафарбовані місця для забезпечення електричного контакту;
- корпуси електровимірювальних пристроїв, реле та інше, встановлених на щитах, розподільних пунктів;
- металеві оболонки контрольних кабелів;
- кабельні конструкції, по яких прокладені кабелі будь-яких напруг з металевими оболонками, заземлені з обох кінців лінії.

Якщо заземлення неможливо чи є значні труднощі по технологічних причинах, то допускається обслуговування електрообладнання з ізолюючих площадок (електроустановки повинні стояти на резиновій основі).

Площадки повинні бути виконані таким чином, щоб доторкання до незаземлених частин було можливо тільки з них. Крім того, повинна бути виключена можливість одночасного доторкання електрообладнання до заземлених частин і частин приміщень чи обладнання, яке має з'єднання з землею.

В електроустановках з напругою вище 1000 В з великим струмом замикання на землю опір заземлюючих установок в будь-який час року повинен бути не більше $0,5\text{ Ом}$. Для заземлюючих установок в першу чергу використовується природні заземлення, а також передбачено автоматичне відключення пошкодженої ділянки дії релейного захисту.

В якості натуральних заземлювачів використовується:

- прокладені під землею водопровідні і інші металеві трубопроводи, за виключенням трубопроводів горючих рідин, а також горючих чи вибухових газів;
- металеві конструкції приміщень, які мають з'єднання із землею;
- свинцеві оболонки кабелів, прокладених в землі. Якщо оболонки кабелів служать єдиним заземлювачем, то вони в розрахунку заземлюючих установок враховуються при числі кабелів не менше двох.

В якості штучних заземлювачів застосовується кутова сталь розмірами від $50 \times 50 \times 5$ до $75 \times 75 \times 8$ мм і газові труби діаметром $1,5-2''$, довжиною $2,5-3$ м з глибиною закладення $0,7-0,8$ м, кругла сталь діаметром $5-6$ мм, смугова сталь $24-48$ мм² товщиною не менше 3 мм, кутова сталь товщина якої $2-4$ мм, сталеві газові труби з товщиною стінок $1,5$ мм.

Захисне заземлення являється ефективним заходом захисту при живленні електроустаткування від електричних мереж напругою до 1000 В з ізолюваною нейтраллю і напругою вище 1000 В з будь-яким режимом нейтралі. Захисна дія заземлення спрямована на зниження напруги дотику, що досягається за рахунок малого опору заземлення в електроустановках з ізолюваною нейтраллю (до 1000 В і $6-36$ кВ).

Електроустановки, які знаходяться на даному підприємстві живляться від трифазної мережі, напругою 380 В з ізолюваною нейтраллю. Для безпечної експлуатації необхідно зробити штучне захисне заземлення для установок та обладнання, що знаходяться у цеху.

Проводимо розрахунок заземлюючого пристрою ТП-5.

Опір заземлюючого пристрою для установок $6-35$ кВ розраховуємо за формулою:

$$r_z = \frac{U_{роз}}{I_{роз}} \quad [\text{Ом}] \quad (5.1)$$

$$r_z = \frac{250}{25} = 10 \text{ Ом}$$

- де $U_{роз}$ – розрахункова напруга на заземлюючому пристрої відносно землі, В;

$I_{роз(35\text{кВ})}$ – розрахунковий струм через заземлення при замиканні на землю, А, $I_{роз(6\text{кВ})}=25$ А,

Опір заземлюючого пристрою нейтралі трансформатора на боці $0,4$ кВ згідно ПУЕ гл.1,7 повинно бути не більше 4 Ом.

Таким чином, остання вимога є визначальною для розрахунку $R_z < 4$ Ом.

Заземлюючий пристрій виконаний у виді контура з полоси 40×4 мм прокладеної на глибині $0,7$ м навколо обладнання підстанції на відстані 2 м від

внутрішньої сторони огорожі. Загальна довжина полоси 28 м. Опір заземлюючої полоси за формулою

$$r_2 = \frac{0.366 * \rho_{розр}}{1} \lg \frac{2 * l^2}{b_t} \quad [\text{Ом}] \quad (5.2)$$

де l - довжина полоси [м];

b -ширина полоси, [м];

$\rho_{розр}$ -розрахунковий опір землі для горизонтальних заземлювачів Ом * м;

ρ – опір суглінка 100 Ом * м;

T - глибина прокладання, [м];

$K_c = 1,4$ – для вертикальних електродів;

$K_c = 3,0$ – для горизонтальних електродів.

$$\rho_{розр \text{ вер}} = K_c * \rho = 1,4 * 100 = 140 \text{ Ом} * \text{м}$$

$$\rho_{розр \text{ гор}} = K_c * \rho = 3 * 100 = 300 \text{ Ом} * \text{м}$$

$$r_2 = \frac{0.366 * 300}{28} \lg \frac{2 * 28^2}{0,04 * 0,7} = 18,62 \text{ Ом}$$

Попередньо приймаємо в контурі 10 вертикальних заземлювачів за табл.7,4 для $a/l=1$ знаходимо використання полоси $\eta_r=0,45$, тоді опір полоси в контурі з 10 вертикальних заземлювачів

Опір вертикальних заземлювачів:

$$r_g = \frac{0.366 * \rho_{розр}}{1} \left(\lg \frac{2 * l}{d} + \frac{1}{2} * \lg \frac{4 * t + 1}{4 * t - 1} \right) \quad [\text{Ом}] \quad (5.3)$$

$$r_g = \frac{0.366 * 140}{4} * \left(\lg \frac{2 * 4}{0,02} + \frac{1}{2} * \lg \frac{4 * 2,7 + 4}{4 * 2,7 - 4} \right) = 40,1 \text{ Ом}$$

Кількість вертикальних заземлювачів

$$n_g = \frac{r_2}{R_2 * \eta_b} \quad (5.4)$$

$$n_g = \frac{40,1}{40,1 * 0,45} = 2,22$$

Приймаємо в контурі 4 вертикальних заземлювачів

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання

Вибір найбільш оптимального варіанту електричної схеми системи внутрішнього електропостачання проводимо на основі порівняння річних мінімальних приведених затрат по кожному варіанту, які визначають за виразом:

$$Z = P_n * K + B + B_a + Z \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.1)$$

P_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень.

K – капіталовкладення у спорудження варіантів електричної схеми внутрішнього електропостачання, тис. грн.

B_a – річні витрати на амортизацію ремонт і обслуговування, тис. грн./рік.

$B_{вт}$ – річні витрати від втрат електроенергії у елементах системи внутрішнього електропостачання, тис. грн./рік.

Z – збитки від недовідпуску електричної енергії споживачам не враховуємо, так як вважаємо обидва варіанти однаково надійні.

6.1.1 Визначення величини капіталовкладень

Величину капіталовкладень визначаємо за формулою:

$$K = (C_{пл} + C_{гпп}) * K_n \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.2)$$

$C_{пл}$ – вартість повітряних ліній ліній, тис. грн.

$C_{гпп}$ – вартість головної понижувальної підстанції, тис. грн.

K_n – коефіцієнт подорожчання. $K_n = 18,8$

Визначаємо вартість кабельних ліній:

$$C_{пл} = C_0 * L \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.3)$$

C_0 – вартість одного кілометра лінії, тис. грн./км.

L – довжина лінії.

Варіант I

$$K = (C_{плI} + C_{гппI}) * K_n$$

$$C_{\text{пл}} = 12 * 26 = 312 \text{ тис. грн.};$$

$$C_0 = 12,0 \text{ тис. грн./км.};$$

$$C_{\text{гпп}} = 188,12 \text{ тис. грн.};$$

$$K = (312 + 188,12) * 18,8 = 9402,256 \text{ тис. грн}$$

Варіант II

$$K = (C_{\text{плII}} + C_{\text{гппII}}) * K_{\text{п}}$$

$$C_{\text{пл}} = 16,7 * 25 = 417,5 \text{ тис. грн.};$$

$$C_0 = 16,7 \text{ тис. грн./км.};$$

$$C_{\text{гпп}} = 132,51 \text{ тис. грн.};$$

$$K = (417,5 + 132,51) * 18,8 = 10340,188 \text{ тис. грн}$$

6.1.2 Визначення величини затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування

Варіант I

$$Z_a = \frac{\alpha}{100} * K \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.4)$$

α – норма амортизаційних відрахувань;

$$Z_{a_{\text{пл}}} = \frac{2,8}{100} * 312 * 18,8 = 164,24 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_{a_{\text{гпп}}} = \frac{9,4}{100} * 188,12 * 18,8 = 332,45 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_a = Z_{a_{\text{гпп}}} + Z_{a_{\text{пл}}} = 332,45 + 164,24 = 496,69 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II

$$Z_{a_{\text{пл}}} = \frac{2,8}{100} * 417,5 * 18,8 = 219,77 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_{a_{\text{гпп}}} = \frac{9,4}{100} * 132,51 * 18,8 = 234,17 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_a = Z_{a_{\text{гпп}}} + Z_{a_{\text{пл}}} = 234,17 + 219,77 = 453,94 \text{ тис. грн.}$$

6.1.3 Визначення величини затрат від втрат електроенергії

$$B_{\text{вт}} = \beta * \Delta W * 10^{-3} \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.5)$$

$\beta = 1,64$ грн./кВт. – вартість 1 кВт.* год. втраченої електроенергії.

ΔW – втрати електроенергії у елементах системи зовнішнього

електропостачання кВт.* год.

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ГПП}} + \Delta W_{\text{ПЛ}} \quad [\text{кВт.* год.}] \quad (6.7)$$

$\Delta W_{\text{ГПП}}$ – втрати електроенергії в силових трансформаторах ГПП, кВт.* год.

$\Delta W_{\text{ПЛ}}$ – втрати електроенергії в кабельних лініях, кВт.* год.

$$\Delta W_{\text{ГПП}} = \left[P_x * T + P_k * \left(\frac{S_{\text{макс}}}{2 * S_{\text{ном}}} \right)^2 * \tau \right] * 2 \quad [\text{кВт.* год.}] \quad (6.8)$$

P_x – втрати активної потужності холостого ходу, кВт.

P_k – втрати активної потужності короткого замикання, кВт.

$S_{\text{макс}}$ – максимальне навантаження трансформаторів, МВА.

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА.

τ – тривалість максимальних втрат, год.

$$\Delta W_{\text{ПЛ}} = 2 * 3 * I_{\text{норм}}^2 * R * \tau * 10^{-3} \quad [\text{кВт.* год.}] \quad (6.9)$$

R – опір повітряної лінії, Ом.

$$R = r_0 * L \quad [\text{Ом}] \quad (6.10)$$

r_0 – опір одного кілометра повітряної лінії, Ом.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 * 8760 \quad [\text{год.}] \quad (6.11)$$

$T_m = 6900$ год. – тривалість максимального навантаження протягом року.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6900}{10000} \right)^2 * 8760 = 5804,34 \text{ год.}$$

Варіант I

$$\Delta W_{\text{ГПП}} = 2 * \left[11,5 * 8760 + 44 * \left(\frac{5313,94}{2 * 6300} \right)^2 * 5804,34 \right] = 292297,02 \text{ кВт.* год.}$$

$$R = 0,428 * 26 = 11,128 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{\text{ПЛ}} = 3 * 27,89^2 * 11,128 * 5804,34 * 10^{-3} = 150726,02 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W = 292297,02 + 150726,02 = 443023,04 \text{ кВт.* год}$$

$$Z_{\text{вт}} = 1,64 * 443023,04 * 10^{-3} = 726,55 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II

$$\Delta W_{\text{ГПП}} = 2 * \left[9,2 * 8760 + 46,5 * \left(\frac{5313,94}{2 * 6300} \right)^2 * 5804,34 \right] = 257161,08 \text{ кВт.* год}$$

$$R = \frac{0,306 * 25}{2} = 3,825 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{\text{ПЛ}} = 2 * 3 * 43,82^2 * 3,825 * 5804,34 * 10^{-3} = 255788,06 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W = 257161,08 + 255788,06 = 512947,14 \text{ кВт.* год.}$$

$$Z_{\text{ВТ}} = 1,64 * 512947,14 * 10^{-3} = 841,23 \text{ тис. грн.}$$

6.1.4 Визначення мінімальних приведених затрат по кожному варіанту

Варіант I

$$Z = 0,12 * 9402,256 + 726,55 + 496,69 = 2351,51 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II

$$Z = 0,12 * 10340,188 + 841,23 + 453,94 = 2535,99 \text{ тис. грн.}$$

Економічну перевагу одного варіанту по відношенню до іншого визначаємо з виразу:

$$\Delta Z = \frac{Z_6 - Z_M}{Z_6} * 100\% \quad [\%] \quad (6.12)$$

$$\Delta Z = \frac{2535,99 - 2351,51}{2535,99} * 100\% = 7,27 \%$$

Для подальшого розрахунку використовуємо I варіант з номінальною напругою 110 кВ.

6.2 Техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання

Вибір найбільш оптимального варіанту електричної схеми системи внутрішнього електропостачання проводимо на основі порівняння річних мінімальних приведених затрат по кожному варіанту, які визначають за виразом.

$$Z = P_H * K + V_a + V_{\text{ВТ}} + Z \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.13)$$

P_H – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень.

K – капіталовкладення у спорудження варіантів електричної схеми внутрішнього електропостачання, тис. грн.

V_a – річні затрати на амортизацію ремонт і обслуговування, тис. грн./рік.

$V_{\text{ВТ}}$ – річні затрати від втрат електроенергії у елементах системи внутрішнього електропостачання, тис. грн./рік.

З – збитки від недовідпуску електричної енергії споживачам не враховуємо, так як вважаємо обидва варіанти однаково надійні.

6.2.1 Визначення величини капіталовкладень

Величину капіталовкладень визначаємо за формулою:

$$K = (\sum C_{\text{кл}} + \sum C_{\text{цтп}} + \sum C_{\text{кку}}) * K_{\text{п}} \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.14)$$

$\sum C_{\text{кл}}$ – вартість кабельних ліній, тис. грн.

$\sum C_{\text{цтп}}$ – вартість цехових ТП, РП, тис. грн.

$\sum C_{\text{кку}}$ – вартість комплектних конденсаторних установок, тис. грн.

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнт подорожчання. $K_{\text{п}} = 18,8$

Визначаємо вартість кабельних ліній:

$$C_{\text{кл}} = C_0 * L \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.15)$$

C_0 – вартість одного км. кабельних ліній з двома кабелями, тис. грн.

L – довжина кабельних ліній.

Варіант I

$$\sum C_{\text{кл}} = C_{01} * L_1 + C_{02} * L_2 + C_{03} * L_3 + C_{04} * L_4 + C_{05} * L_5 \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.16)$$

$$\begin{aligned} \sum C_{\text{кл}} &= (8,4 * 0,08 + 10,4 * 0,06 + 9,4 * 0,22 + 9,4 * 0,05 + 7,4 * 0,14) * 18,8 = \\ &= 91,556 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

$$\sum C_{\text{цтп}} = (C_{\text{тп-1}} + C_{\text{тп-2}} + C_{\text{тп-3}} + C_{\text{тп-4}} + C_{\text{тп-5}}) * 2 \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.17)$$

$$\sum C_{\text{цтп}} = (55,742 + 78,02 + 55,742 + 78,02 + 45) * 2 = 625,048 \text{ тис. грн.}$$

$$\sum C_{\text{кку}} = C_{\text{кку1}} + C_{\text{кку2}} + C_{\text{кку3}} + C_{\text{кку4}} \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.18)$$

$$\begin{aligned} \sum C_{\text{кку}} &= 28,772 + 35,921 + 51,43 + 51,809 + 35,921 + 41,724 + \\ &41,724 + 45,04 = 332,341 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

$$K = 91,556 + 625,048 + 332,341 = 1048,945 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II

$$\begin{aligned} \sum C_{\text{кл}} &= (9,4 * 0,08 + 10,2 * 0,06 + 9,4 * 0,22 + 10,2 * 0,05 + 7,4 * 0,14) * \\ &* 18,8 = 93,586 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

$$\sum C_{\text{цтп}} = (C_{\text{тп-1}} + C_{\text{тп-2}} + C_{\text{тп-3}} + C_{\text{тп-4}}) * 2 \quad [\text{тис. грн.}]$$

$$\sum C_{\text{цтп}} = (55,742 + 78,02 + 55,742 + 78,02) * 2 + 464,36 = 999,408 \text{ тис. грн.}$$

$$\sum C_{\text{ккУ}} = 28,772 + 35,921 + 51,43 + 51,809 + 35,921 + 41,724 + 41,724 + 45,04 = 332,341 \text{ тис.грн.}$$

$$K = 93,586 + 999,408 + 332,341 = 1425,335 \text{ тис. грн.}$$

6.2.2 Визначення величини затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування

$$V_a = V_{a_{\text{обл}}} + V_{a_{\text{кл}}} \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.19)$$

$\alpha_{\text{обл}} = 9,4 \%$, $\alpha_{\text{кл}} = 6,3 \%$ – норми амортизаційних відрахувань з табл. 10.2 [2].

Варіант I

$$V_{a_{\text{обл}}} = \frac{9,4}{100} * 957,389 = 89,99 \text{ тис. грн.}$$

$$V_{a_{\text{кл}}} = \frac{6,3}{100} * 91,556 = 5,76 \text{ тис. грн.}$$

$$V_a = 89,99 + 5,76 = 95,75 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II

$$V_{a_{\text{обл}}} = \frac{9,4}{100} * 1331,749 = 125,18$$

$$V_{a_{\text{кл}}} = \frac{6,3}{100} * 93,586 = 5,89$$

$$V_a = 125,18 + 5,89 = 131,07 \text{ тис. грн.}$$

6.2.3 Визначення величини затрат від втрат електроенергії.

$$V_{\text{вт}} = \beta * \Delta W * 10^{-3} \quad [\text{тис. грн.}] \quad (6.20)$$

$\beta = 1,64 \text{ грн./кВт.}$ – вартість 1 кВт.* год. втраченої електроенергії.

ΔW – втрати електроенергії у елементах системи внутрішнього електропостачання кВт.* год.

$$\Delta W = \sum \Delta W_{\text{т}} + \sum \Delta W_{\text{кл}} \quad [\text{кВт.* год.}] \quad (6.21)$$

$\sum \Delta W_{\text{т}}$ – втрати електроенергії в силових трансформаторах, кВт.* год.

$\sum \Delta W_{\text{кл}}$ – втрати електроенергії в кабельних лініях, кВт.* год.

$$\Delta W_{\text{т}} = \left[P_{\text{х}} * T + P_{\text{к}} * \left(\frac{S_{\text{макс}}}{2 * S_{\text{ном}}} \right)^2 * \tau \right] * 2 \quad [\text{кВт.* год.}] \quad (6.22)$$

P_x – втрати активної потужності холостого ходу, кВт.

P_k – втрати активної потужності короткого замикання, кВт.

$S_{\text{макс}}$ – максимальне навантаження трансформаторів, МВА.

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА.

τ – тривалість максимальних втрат, год.

$$\Delta W_{\text{кл}} = 2 * 3 * I_{\text{норм}}^2 * R * \tau \quad [\text{кВт.* год.}] \quad (6.23)$$

R – опір кабельної лінії, Ом.

$$R = r_0 * L \quad [\text{Ом}] \quad (6.24)$$

r_0 – опір одного кілометра кабельної лінії, Ом.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000}\right)^2 * 8760 \quad [\text{год.}] \quad (6.24)$$

$T_M = 6900$ год. – тривалість роботи трансформатора протягом року.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6900}{10000}\right)^2 * 8760 = 5804,34 \text{ год.}$$

Варіант I

Втрати в силових трансформаторах:

$$\Delta W_{T1} = 2 * \left[2,45 * 8760 + 11 * \left(\frac{1114,37}{2*1000}\right)^2 * 5804,34 \right] = 82567,71 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{T2} = 2 * \left[3,3 * 8760 + 16,5 * \left(\frac{1909,75}{2*1600}\right)^2 * 5804,34 \right] = 126037,28 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{T3} = 2 * \left[2,45 * 8760 + 11 * \left(\frac{1388,78}{2*1000}\right)^2 * 5804,34 \right] = 104495,88 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{T4} = 2 * \left[3,3 * 8760 + 16,5 * \left(\frac{1551,18}{2*1600}\right)^2 * 5804,34 \right] = 102824,15 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{T5} = 2 * \left[1,25 * 8760 + 7,6 * \left(\frac{411,39}{2*630}\right)^2 * 5804,34 \right] = 31305,08 \text{ кВт.* год.}$$

Визначаємо опір лінії:

$$R_1 = 1,24 * 0,08 = 0,0992 \text{ Ом}$$

$$R_2 = 0,62 * 0,06 = 0,0372 \text{ Ом}$$

$$R_3 = 0,89 * 0,22 = 0,1958 \text{ Ом}$$

$$R_4 = 0,89 * 0,05 = 0,0445 \text{ Ом}$$

$$R_5 = 1,94 * 0,14 = 0,2716 \text{ Ом}$$

Втрати в кабельних лініях:

$$\Delta W_{\text{кл1}} = 2 * 3 * 32,16^2 * 0,0992 * 5804,34 * 10^{-3} = 3573,12 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{\text{кл2}} = 2 * 3 * 55,12^2 * 0,0372 * 5804,34 * 10^{-3} = 3936,09 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{\text{кл3}} = 2 * 3 * 38,64^2 * 0,1958 * 5804,34 * 10^{-3} = 10181,01 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{\text{кл4}} = 2 * 3 * 44,77^2 * 0,0445 * 5804,34 * 10^{-3} = 3106,26 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{\text{кл5}} = 2 * 3 * 11,87^2 * 0,2716 * 5804,34 * 10^{-3} = 1332,71 \text{ кВт.* год.}$$

Визначаємо сумарні втрати в силових трансформаторах:

$$\Sigma \Delta W_{\text{T}} = \Delta W_{\text{T1}} + \Delta W_{\text{T2}} + \Delta W_{\text{T3}} + \Delta W_{\text{T4}} + \Delta W_{\text{T5}} \quad [\text{кВт.* год.}] \quad (6.25)$$

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta W_{\text{T}} &= 82567,71 + 126037,28 + 104495,88 + 102824,15 + 31305,08 = \\ &= 447230,1 \text{ кВт.* год.} \end{aligned}$$

Визначаємо сумарні втрати в кабельних лініях:

$$\Sigma \Delta W_{\text{кл}} = \Delta W_{\text{кл1}} + \Delta W_{\text{кл2}} + \Delta W_{\text{кл3}} + \Delta W_{\text{кл4}} + \Delta W_{\text{кл5}} \quad [\text{кВт.* год.}] \quad (6.26)$$

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta W_{\text{кл}} &= 3573,12 + 3936,09 + 10181,01 + 3106,26 + 1332,71 \\ &= 22129,19 \text{ кВт * год.} \end{aligned}$$

Визначаємо сумарні втрати:

$$\Sigma W = 447230,1 + 22129,19 = 469359,29 \text{ кВт.* год.}$$

Визначаємо величину затрат від втрат електроенергії:

$$V_{\text{вт}} = 1,64 * 469359,29 * 10^{-3} = 76,749 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II

Втрати в силових трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{T1}} = 2 * \left[2,45 * 8760 + 11 * \left(\frac{1114,37}{2*1000} \right)^2 * 5804,34 \right] = 82567,71 \text{ кВт.* год}$$

$$\Delta W_{\text{T2}} = 2 * \left[3,3 * 8760 + 16,5 * \left(\frac{1909,75}{2*1600} \right)^2 * 5804,34 \right] = 126037,28 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{\text{T3}} = 2 * \left[2,45 * 8760 + 11 * \left(\frac{1388,78}{2*1000} \right)^2 * 5804,34 \right] = 104495,88 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{\text{T4}} = 2 * \left[3,3 * 8760 + 16,5 * \left(\frac{1551,18}{2*1600} \right)^2 * 5804,34 \right] = 102824,15 \text{ кВт.* год.}$$

Визначаємо опір лінії:

$$R_1 = 0,62 * 0,08 = 0,0496 \text{ Ом}$$

$$R_2 = 0,443 * 0,06 = 0,02658 \text{ Ом}$$

$$R_3 = 0,62 * 0,22 = 0,1364 \text{ Ом}$$

$$R_4 = 0,443 * 0,05 = 0,02215 \text{ Ом}$$

$$R_5 = 1,94 * 0,14 = 0,2716 \text{ Ом}$$

Втрати в кабельних лініях:

$$\Delta W_{\text{кл1}} = 2 * 3 * 53,61^2 * 0,0496 * 5804,34 * 10^{-3} = 4964,52 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{\text{кл2}} = 2 * 3 * 91,88^2 * 0,02658 * 5804,34 * 10^{-3} = 7814,49 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{\text{кл3}} = 2 * 3 * 64,41^2 * 0,1364 * 5804,34 * 10^{-3} = 19707,21 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{\text{кл4}} = 2 * 3 * 74,63^2 * 0,02215 * 5804,34 * 10^{-3} = 4296,4 \text{ кВт.* год.}$$

$$\Delta W_{\text{кл5}} = 2 * 3 * 19,79^2 * 0,2716 * 5804,34 * 10^{-3} = 3704,46 \text{ кВт.* год.}$$

Визначаємо сумарні втрати в силових трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta W_T &= 82567,71 + 126037,28 + 104495,88 + 102824,15 = \\ &= 415925,02 \text{ кВт.* год} \end{aligned}$$

Визначаємо сумарні втрати в кабельних лініях:

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta W_{\text{кл}} &= 4964,52 + 7814,49 + 19707,21 + 4296,4 + 3704,46 = \\ &= 40487,08 \text{ кВт.* год.} \end{aligned}$$

Визначаємо сумарні втрати:

$$\Sigma W = 415925,02 + 40487,08 = 456412,1 \text{ кВт.* год.}$$

Визначаємо величину затрат від втрат електроенергії:

$$B_{\text{вт}} = 1,64 * 456412,1 * 10^{-3} = 748,51 \text{ тис. грн.}$$

6.2.4 Визначення мінімальних приведених затрат по кожному варіанту

Варіант I

$$Z = 0,12 * 1048,945 + 95,75 + 769,749 = 991,37 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II

$$Z = 0,12 * 1425,335 + 131,07 + 748,51 = 1050,62 \text{ тис. грн.}$$

Економічну перевагу одного варіанту над іншим визначаємо з виразу:

$$\Delta Z = \frac{1050,62 - 991,37}{1050,62} * 100\% = 5,64 \%$$

Для подальшого розрахунку використовуємо I варіант з номінальною напругою 10 кВ.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Охорона праці та техніка безпеки при виконанні робіт з обслуговування діючих електроустановок

Електрообладнання та електроустановки при використанні та зберіганні піддаються впливу різних експлуатаційних факторів, в результаті чого зношуються і старіють. Через зношеність і старіння збільшується небезпека появи відмов, що призводять до порушення працездатності виробу. Зазвичай виникнення відмови передують поява несправностей, обумовлених зміною характеристик пристрою, відхиленням від нормальних режимів їх використання.

Безперебійність електропостачання споживачів досягається впровадженням різних схем автоматики та електромеханіки.

У силу цього значно підвищуються вимоги до кваліфікації працівників міських електромереж. Одним з основних елементів цих мереж є підстанції.

У процесі виробничого навчання учні - майбутні інженери-електрики та електромонтери - повинні міцно засвоїти широке коло спеціальних питань:

- Призначення різних об'єктів будівництва;
- Шляхи і засоби механізації і індустріалізації виробництва електромонтажних робіт;
- Конструкцію і принцип роботи верстатів, апаратів, машин, інструментів і пристосувань, що використовуються електромонтером;
- Властивості і застосування основних електротехнічних і будівельних матеріалів;
- Основну проектну документацію, електротехнічні креслення і схеми;
- Організацію робочого місця, техніку безпеки і першу допомогу, виробничу санітарію і протипожежні заходи;
- Основи економіки організації і планування будівництва і виробництва електромонтажних робіт.

Крім того, вони повинні придбати основні професійні навички:

- Правильно виконувати основні технологічні операції при спорудженні електричних мереж, монтажі електрообладнання та апаратури;
- Виробляти необхідний ремонт, наладку і регулювання електроустановок напругою до 1 кВ (і вище);
- Вибирати необхідні для монтажу і ремонту матеріали і вироби, проводити розрахунки і складати схеми нескладних електроустановок.

Техніка безпеки

Роботи в діючих електроустановках повинні виконуватися відповідно до міжгалузевими правил з охорони праці (правила безпеки) при експлуатації електроустановок споживачів (Міжгалузеві ПОТ (ПБ)).

Ремонт електроустаткування виконують за нарядом з повним відключенням напруги та накладанням заземлення.

Ремонтна бригада складається не менше ніж з двох електрослюсарів, один з яких (виконавець робіт) повинен мати IV кваліфікаційну групу з техніки безпеки, а другий - не нижче II групи.

До початку робіт роблять всебічне відключення електроустаткування, що підлягає ремонту, і в місцях, звідки може бути подана напруга, вивішують забороняють плакати.

Перед початком робіт перевіряють відсутність напруги, і устаткування заземлюють включенням стаціонарних роз'єднувачів заземлення або переносного, на місці робіт вивішують плакати «Заземлено» і «Працювати тут». Після закінчення робіт видаляють людей, знімають плакати, заземлення і виробляють включення.

Роботи переносним інструментом. Ремонтно-монтажні роботи в електроустановках доводиться вести в умовах заземлених металевих конструкцій, струмопровідних підлог, значною вологості, що становить підвищену небезпеку для працюючих. До роботи з електроінструментом допускаються особи, які пройшли виробниче навчання і мають II кваліфікаційну групу при експлуатації електроустановок споживачів.

Електроінструмент повинен швидко включатися в електромережу та відключатися від неї і мати недоступні для випадкового дотику струмоведучі частини. Напруга живлення електроінструменту має бути не вище 220 В при роботі в приміщеннях без підвищеної небезпеки і не вище 50 В у приміщеннях з підвищеною небезпекою і поза приміщеннями. Допускається застосовувати електроінструмент напругою до 220 В, але при надійному заземленні корпусу інструменту і наявності захисних засобів - діелектричних рукавичок, калош, килимків. В особливо небезпечних приміщеннях напруга має бути не вище 50 В з обов'язковим застосуванням захисних засобів. Перед початком роботи з електроінструментом необхідно застебнути рукави.

У електроінструменту і переносних світильників не рідше одного разу на місяць перевіряють мегомметром відсутність замикань на корпус, обриву заземлюючого проводу і стан ізоляції проводів.

Електрозварювальні роботи. При ремонті устаткування виникає необхідність проведення нескладних електрозварювальних робіт, таких, як ремонт контуру заземлення, монтаж сітчастих огорож і т. д. Недотримання спеціальних правил виконання електрозварювальних робіт може призвести до ураження електричним струмом, отриманню опіків від дуги і бризок розплавленого металу, впливу електричної дуги на очі, а так само виникнення пожежі.

Тому до зварювальних робіт допускаються особи, які пройшли спеціальне навчання і мають групу з техніки безпеки не нижче II.

7.2 Вимоги до працівників під час обслуговування електроустановок

Порядок навчання і перевірки знань працівників має бути відповідним галузевим положенням про навчання, інструктаж і перевірку знань працівників з питань охорони праці (з0095-94), узгодженого з Держнаглядом охорони праці, а також вимогам до електротехнічного розрахунку, які містяться в ПТЕ.

Первинний (під час прийняття на роботу) і періодичний (протягом трудової діяльності) медичний огляд працівників здійснюється згідно з Положенням про медичний огляд працівників певних категорій, затвердженим наказом Міністерства охорони здоров'я від 31.03.94 N 45 (z0136-94), зареєстрований в Міністерстві юстиції 21.06 .94 за N 136/345.

Працівники, які обслуговують електроустановки, зобов'язані знати ці правила відповідно до займаної посади чи роботою, яку вони виконують, і мати відповідну групу з електробезпеки згідно з такими вимогами:

1) для одержання групи I, незалежно від посади і професії, необхідно пройти інструктаж з електробезпеки під час роботи в даній електроустановці з оформленням в журналі реєстрації інструктажів з питань охорони праці.

Інструктаж з електробезпеки на I групу має здійснювати особа, відповідальна за електрогосподарство, або, за його письмовим розпорядженням, особа зі складу електротехнічних працівників з групою III.

Мінімальний стаж роботи в електроустановках і видання посвідчень працівникам з групою I не вимагаються;

2) особам молодше 18 років, не дозволяється присвоювати групу вище II;

3) для присвоєння чергової групи з електробезпеки необхідно мати мінімальний стаж роботи в електроустановках з попередньою групою, зазначеній у додатку 1 цих правил;

4) для одержання груп II-III працівники мають:

а) чітко усвідомлювати небезпеку, пов'язану з роботою в електроустановках;

б) знати і вміти застосовувати на практиці ці та інші правила безпеки в обов'язі, потрібному для роботи, яка виконується;

в) знати будову і пристрій електроустановок;

г) вміти практично надавати першу допомогу постраждалим у разі нещасних випадків, в тому числі застосовувати способи штучного дихання і зовнішнього масажу серця;

5) для одержання груп IV-V додатково необхідно знати компонування електроустановок і уміти організувати безпечне проведення робіт, уміти навчити працівників інших груп правилам безпеки та надання першої допомоги потерпілим від електричного струму.

б) для одержання групи V необхідно також розуміти, чим викликані вимоги пунктів правил безпечної експлуатації електроустановок.

Працівникові, який пройшов перевірку знань правил, видається посвідчення, яке він зобов'язаний мати при собі під час роботи.

Посвідчення про перевірку знань працівника є документом, який засвідчує право на самостійну роботу в електроустановках на зазначеній посаді за фахом.

Посвідчення про перевірку знань видається працівникові комісією з перевірки знань підприємства, організації після перевірки знань і є дійсним тільки після внесення відповідних записів.

Під час виконання службових обов'язків працівник повинен мати з собою посвідчення про перевірку знань. За відсутності посвідчення, або за наявності посвідчення з простроченими термінами перевірки знань, працівник до роботи не допускається.

Посвідчення про перевірку знань підлягає заміні у випадку зміни посади або за відсутності місця для записів.

Посвідчення про перевірку знань вилучається у працівника комісією з перевірки знань в разі незадовільних знань, керівником структурного підрозділу - в разі закінчення терміну дії медичного огляду.

Забороняється допускати до роботи в електроустановках осіб, які не пройшли навчання та перевірку знань цих правил.

Ті працівники, зайняті виконанням спеціальних видів робіт, до яких висуваються додаткові вимоги безпеки, повинні бути навчені безпечному виконанню таких робіт і мати відповідний запис про це у посвідченні перевірки знань з питань охорони праці.

Перелік робіт з підвищеною небезпекою затверджується керівництвом підприємства.

Перевірка знань технології робіт (правила експлуатації, виробничі інструкції) може здійснюватися Держенергонаглядом окремо від перевірки знань з безпечної експлуатації електроустановок, в цьому випадку робиться окремий запис в журналі.

Забороняється допускати до роботи працівників з ознаками алкогольного або наркотичного сп'яніння, а також з явними ознаками захворювання. Забороняється виконання розпоряджень та завдань, що суперечать вимогам цих правил. Кожен працівник особисто відповідає за свої дії в частині дотримання вимог цих правил.

У разі якщо працівник самостійно не в змозі вжити дієві заходи щодо усунення виявлених ним порушень правил, він зобов'язаний негайно повідомити про це безпосереднього керівника, а в разі його відсутності керівника вищого рівня.

У разі нещасних випадків з людьми зняття напруги для звільнення потерпілого від дії електричного струму має бути виконано негайно, без попереднього дозволу.

Працівники, які порушили вимоги цих правил, усуваються від роботи і несуть відповідальність (дисциплінарну, адміністративну, кримінальну) згідно з чинним законодавством.

7.3 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій

Проблема запобігання виникнення надзвичайних ситуацій техногенного походження та ліквідації їх наслідків в Україні є однією з найактуальніших.

У статті 20 Кодексу цивільного захисту України наголошено, що керівництво підприємств, установ та організацій незалежно від форм власності і підпорядкування забезпечує своїх працівників засобами індивідуального та колективного захисту, організовує здійснення евакуаційних заходів, створює

сили для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій та забезпечує їх готовність до практичних дій, виконує інші заходи з ЦЗ і несе пов'язані з цим матеріальні та фінансові витрати.

Сутність рятувальних та інших невідкладних робіт – це усунення безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей, відновлення життєзабезпечення населення, запобігання або значні зменшення матеріальних збитків. Рятувальні та інші невідкладні роботи включають також усунення пошкоджень, які заважають проведенню рятувальних робіт, створення умов для наступного проведення відновлювальних робіт. РіНР поділяють на рятувальні роботи та невідкладні роботи.

До рятувальних робіт відносять:

- розвідка маршруту руху сил, визначення обсягу та ступеню руйнувань, розмірів зон зараження, швидкості і напрямку розповсюдження зараженої хмари чи пожежі;
- локалізація та гасіння пожеж на маршруті руху сил та ділянках робіт;
- визначення об'єктів і населених пунктів, яким безпосередньо загрожує небезпека;
- визначення потрібного угруповання сил і засобів запобігання і локалізації небезпеки;
- пошук уражених та звільнення їх з-під завалів, пошкоджених та палаючих будинків, із загазованих та задимлених приміщень;
- розкриття завалених захисних споруд та рятування з них людей;
- вивіз або вивід населення із небезпечних місць у безпечні райони;
- організація комендантської служби, охорона матеріальних цінностей і громадського порядку;
- відновлення життєздатності населених пунктів та об'єктів;
- санітарна обробка уражених;
- знезараження одягу, взуття, засобів індивідуального захисту, територій, споруд, а також техніки;
- соціально-психологічна реабілітація населення.

До невідкладних робіт відносять:

- прокладання колонних шляхів та улаштування проїздів (проходів) у завалах та на зараженій території;
- локалізація аварій на водопровідних, енергетичних, газових і технологічних мережах;
- ремонт та тимчасове відновлення роботи комунально-енергетичних систем та мереж зв'язку для забезпечення рятувальних робіт;
- зміцнення або руйнування конструкцій, які загрожують обвалом і безпечному веденню робіт;

РіНР здійснюють у три етапи. На першому етапі вирішуються завдання:

- щодо екстреного захисту населення;
- з запобігання розвитку чи зменшення впливу наслідків;
- з підготовки до виконання РіНР.
- Основними заходами щодо захисту населення є:
- оповіщення про небезпеку;
- використання засобів захисту;
- додержання режимів поведінки;
- евакуація з небезпечних у безпечні райони;
- здійснення санітарно-гігієнічної, протиепідемічної профілактики і надання медичної допомоги;
- локалізація аварій;
- зупинка чи заміна технологічного процесу виробництва;
- попередження (запобігання) і гасіння пожеж.

На другому етапі проводять:

- пошук потерпілих;
- витягання потерпілих з-під завалів, з палаючих будинків, пошкоджених транспортних засобів;
- евакуація людей із зони лиха, аварії, осередку ураження;
- надання медичної допомоги;
- санітарна обробка людей;

- знезараження одягу, майна, техніки, території;
- проведення інших невідкладних робіт, що сприяють і забезпечують здійснення рятувальних робіт;
- надання потерпілим першої допомоги та евакуація їх (при необхідності) у лікувальні заходи.

На третьому етапі вирішуються завдання щодо забезпечення життєдіяльності населення у районах, які потерпіли від наслідків НСБ

- відновлення чи будівництво житла;
- відновлення енерго-, тепло-, водо- та газопостачання, ліній зв'язку;
- організація медичного обслуговування;
- забезпечення продовольством і предметами першої необхідності;
- знезараження харчів, води, фуражу, техніки, майна, територій;
- соціально-психологічна реабілітація;
- відшкодування збитків;

Відновлювальні роботи ЦЗ не виконує, їх здійснює спеціально створені підрозділи (бригади). Залежно від рівня надзвичайної ситуації (загальнодержавного, регіонального, місцевого, чи об'єктового) для проведення РіНР залучають сили та засоби ЦЗ центрального, регіонального або об'єктового підпорядкування.

8 ЕКОЛОГІЯ

Під час впровадження нової системи електропостачання підприємства сільськогосподарського машинобудування основним впливом на навколишнє середовище буде побудова нової трансформаторної підстанції.

При прокладенні кабельних ліній 0.38 і 10 кВ руйнується верхній родючий шар землі, тому слід акуратно знімати верхній родючий шар землі і після спорудження кабельної лінії на ділянці необхідно здійснити відновні агротехнічні заходи (згідно ПУЕ 2.3.84).

При прокладенні кабельних ліній в зоні насаджень відстань до стволів дерев має бути не менше 2 м. Але допускається зміна цієї відстані за узгодженням з організацією, що відає зеленими насадженнями, за умови прокладення кабелю в трубах. Вимоги при прокладенні кабелю в зоні кущів залишаються ті ж, але зі зменшенням відстані до 0,75 м.

Майданчик, на якому встановлюється трансформатор з масляним охолодженням має бути засипана гравієм і мати бортове обгороджування по усьому периметру гравієвої засипки маслоприемного пристрою без розривів, з висотою не менше 150 мм над землею. Це необхідно для того, щоб при аварії або протіканні масляного бака родючий шар землі не ушкоджувався, а олія стікала в спеціальний жолоб або могла бути легко видалене з майданчика і відновлене.

Усі обгороджування і захисні пристрої повинні міститися в справному і чистому стані, а гравієва засипка повинна не рідше за 1 раз в рік промиватися.

При утворенні на гравієвій засипці твердих відкладень від нафтопродуктів завтовшки не менше 3 мм або появи рослинності і у разі неможливості її промивання повинна здійснюватися заміна гравію. Одночасно з промиванням гравію, перевіряється робота маслопроводів.

Після щедрих дощів, випадання великої норми опадів, танення снігів аварійні місткості для прийому олії від трансформаторів і реакторів повинні перевірятися і очищатися від олії і води.

Пил характеризується мірою дисперсійності - тобто розмірами часток і їх складом в % по вазі в одиниці об'єму. Пил, що містить значну кількість часток від доль мікрона до 5 мкм, найбільш небезпечні для організму, оскільки погано затримується слизовими оболонками, проникає в легеневу тканину і викликає захворювання.

Окрім шкідливості для організму, пил знаходиться в приміщенні і усередині устаткування в зваженому стані, вибухонебезпечна, а що осіла з повітря пожежонебезпечна.

На підприємствах по зберіганню і переробці зерна джерелом утворення пилу є виробничі процеси, пов'язані з вантаженням, розвантаженням, переміщенням, очищенням, подрібненням зерна, просіюванням і сортуванням продуктів переробки зерна.

Головними причинами виділення пилу у виробничі приміщення є: недостатньо ефективна робота аспіраційних установок; погана герметичність технологічного, транспортного і вентиляційного устаткування; у разі залишення відкритими під час роботи машин оглядових люків, кришок і вивантаження зерна з автомобілів за допомогою авторозвантажувачів.

Дотримання гранично допустимих концентрацій пилу досягається: відповідною організацією технологічних процесів; застосуванням сучасного устаткування; комплексною механізацією і автоматизацією виробничих операцій з автоматичним або дистанційним управлінням і контролем; ретельним очищенням викидів, що містять пил, шкідливі гази і пари, а також промислових стічних вод; застосуванням мокрих способів обробки продуктів; ретельною герметизацією устаткування, процесів і транспортуючих засобів.

Норми допустимого шуму узгоджуються згідно ГОСТ 12.2.024-82. Як нормована величина шуму трансформаторів приймається середній по вимірювальних точках рівень звуку на відстані 0,3 м від умовної випромінюючої шум конструкції.

Для зменшення дії рівня шуму трансформатори розташовують на твердій, звуковідбивній підлозі (ГОСТ 12.2.024 - 83), на висоті, що відповідає висоті кареток. Вимоги до рівня шумових перешкод повинні регламентуватися по ГОСТ 12.1.028 - 80. Заходи по охороні здоров'я і гігієни від шуму повинні робитися систематично. В цілях зменшення шкідливого впливу шуму на здоров'ї людини слід робити систематичні виміри зміни шумових характеристик тих або інших об'єктів господарської діяльності, з метою виявлення неблагополучних (у шумовому відношенні) зон для вжиття відповідних заходів безпеки і попередження працівників і службовців підприємства.

Усі робочі місця і місця відпочинку мають бути екрановані і захищені від шкідливої дії шуму.

У місцях, де неможливо екранувати джерело шуму або при проведенні різних робіт повинні реалізовуватися наступні заходи захисту від шкідливого впливу шуму :

- 1) Строга регламентація часу знаходження працівника в зоні підвищеного рівня шумності;
- 2) Забезпечення загальними і індивідуальними засобами захисту;
- 3) Отримання працівниками інструкцій про місце і час підвищення рівня шумності;
- 4) Позначення застережливими знаками небезпечної зони.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

В результаті виконання дипломної роботи вирішено практичне завдання побудови системи електропостачання підприємства сільськогосподарського машинобудування на основі забезпечення надійності роботи електроенергетичного обладнання.

Отримані наступні результати:

1. Проведений аналіз технологічного процесу виробництва та побудова системи електропостачання дозволили провести вибір внутрішньої та зовнішньої системи електропостачання.

2. Здійснено аналіз, та вибір шляхів підвищення надійності електропостачання цеху, наведено аналіз чинників, які впливають на надійність електричного обладнання і систем електропостачання, а також проведено визначення впливу на показники надійності з'єднань елементів схем електропостачання.

3. На основі розрахунків силового та освітлювального навантаження підприємства, складено картограму навантаження. Проведено розробку варіанту схеми електропостачання, а також здійснено вибір оптимального числа і потужності трансформаторів.

4. Здійснено розрахунок струмів короткого замикання, відповідно до якого вибрано низьковольтне та високовольтне електричне обладнання, раціональні перетини жил кабелів і проводів. Здійснено перевірку усі кабельних ліній згідно перевантажувальної здатності.

5. Проведено вибір методу компенсації реактивної потужності за допомогою конденсаторних установок, для зменшення втрат напруги та активної потужності.

6. Запропоновану схема електропостачання можна вважати надійною та економічно обґрунтованою, так як усі рішення приймалися на основі техніко-економічного аналізу порівняння варіантів, яка забезпечить споживачів електроенергією високої якості у повному об'ємі.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електропостачання», Національний університет «Львівська політехніка»,2005.
2. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електроенергетики та електропостачання». Підручник – Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка»,2007.
3. Б.Н. Неклепаєв, И.П. Крючков «Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования», М:«Энергоатомиздат»,1989.
4. Б.А. Князевський, Б.Ю.Липкин «Электроснабжение промышленных предприятий», М: «Энергия» 1986.
5. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка»,2007.
6. Л.Л. Коновалова «Электроснабжение промышленных предприятий и установок». М:«Высшая школа»1986.
7. С.С .Рокотян, И.М .Шапиро «Справочник по проектированию электроэнергетических систем», М:« Энергоатомиздат» 1985.
8. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин « Электрооборудование станций и подстанций», М:«Энергоатомиздат» 1989.
9. С.А. Мандарикин, А.А. Филатов «Эксплуатация и ремонт электрооборудования станций и подстанций», М:«Энергоатомиздат» 1989.
10. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
11. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
12. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

13. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.] ; Харківська держ. академія міського господарства. — К. : [б.в.], 1996. — 228 с.
14. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання [Текст] : навч. посіб. [для студ. електротехн. спец. вищ. навч. закл.] / В. М. Буряк. — 2-ге вид., переробл. та випр. — Х. : Тимченко, 2008.
15. Бурбело М. Й. – Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків [Текст] : [Навч. посіб. для вищ. навч. закл.] / М.Й.Бурбело ; Вінниц. нац. техн. ун-т. — [2-е вид., перероб. і допов.]. — Вінниця : Універсум, 2005. — 147 с.
16. В.В. Принц, В.М. Цимбалістий Електричні мережі. Монтаж, обслуговування та ремонт Львів :Оріяна – Нова, 2003р
17. В.Є. Шестеренко. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця, 2004р.
18. О.М. Сірий, В.Є. Шестеренко. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств. Київ, 1993р.
19. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.
20. Зорін В.В., Штогрін Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навчальний посібник для студентів вищ. техн. навч. закл.– Ніжин ТОВ “Видавництво”Аспект-поліграф”, 2011. – 248 с.