

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії

(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

«__» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

студенту Іванізі Олександрю Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Система електропостачання машинобудівного заводу

Керівник роботи Сисак Іван Михайлович, к.т.н.

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

Затверджені наказом ректора від «26» січня 2021 року № 4/7-47

2. Термін подання студентом завершеної роботи 18 червня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи Потужності районних підстанцій, трансформатори, які на них встановлені, потужність системи, трансформатори системи, зміни роботи підприємства, категорія згідно надійності електропостачання

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

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

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

1. Генеральний план підприємства

1л. ф – А1

2. Схема електропостачання підприємства

1л. ф – А1

3. План розріз та схема заповнення ГПП

1л. ф – А1

4. Релейний захист трансформатора ГПП

1л. ф – А1

5. Варіанти схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання

1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	Гурик О. Я., к.т.н., доцент кафедри МТ		
Нормоконтроль	Вакуленко О. О., ст. викладач кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання _____ 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.02.2021	
2	Аналітичний розділ	28.02.2021	
3	Проектно-конструкторський розділ	31.03.2021	
4	Розрахунковий розділ	30.04.2021	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2021	
6	Загальні висновки	10.06.2021	
7	Оформлення пояснювальної записки	15.06.2021	
8	Оформлення графічної частини	15.06.2021	

Студент

_____ (підпис)

Іваніга О.О.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Сисак І.М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс-41. - Т. : ТНТУ, 2021.

Стор. 70; рис. 9; табл. 19; креслень 5; джерел 9; додатків 0.

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему: «Система електропостачання машинобудівного заводу».

Метою роботи є забезпечення дотримання вимог сучасної нормативно-технічної документації щодо облаштування систем електропостачання машинобудівного заводу.

Проведено розрахунок навантаження ремонтно-механічного цеху та підприємства в цілому. Визначено величину реактивної потужності, що необхідно зкомпенсувати. Побудована картограма електричних навантажень. Запропоновано електричні схеми системи зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства. Проведено вибір числа та потужності силових трансформаторів, конденсаторних батарей. Запропоновані схеми підключення розподільчих пристроїв високої та низької напруги. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Здійснено вибір та перевірку електричних апаратів. Проведено розрахунок релейного захисту.

Ключові слова:

СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ.

					КРБ 19-025.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	РЕФЕРАТ	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Іваніга О.О.						
Керівник		Сисак І.М.					3	1
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	7
1.1 Загальна характеристика підприємства та системи електропостачання.....	7
1.2 Проблеми електропостачання.....	7
1.3 Постановка задач.....	10
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	12
2.1 Розрахунок навантаження	12
2.2 Визначення розрахункового навантаження підприємства.....	17
2.2.1 Розрахунок силових навантажень	17
2.2.2 Розрахунок освітлювального навантаження.....	19
2.2.3 Розрахунок сумарної розрахункової потужності	19
2.2.4 Розрахунок навантажень зовнішнього освітлення	19
2.2.5 Визначення сумарної потужності по підприємству.....	20
2.3 Розрахунок величини втрат потужності	21
2.4. Розрахунок величини реактивної потужності, отриманої з електричної мережі.....	21
2.5 Розрахунок величини реактивної потужності, що потрібно компенсувати	21
2.6. Побудова картограм електричних навантажень підрозділів, цехів.....	21
2.7 Вибір електричної схеми та устаткування системи зовнішнього електропостачання	24
2.8 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів на ГПП та місце їх розташування	24
2.8.1 Вибір числа та потужності силових трансформаторів	24

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ						
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ЗМІСТ						
Розроб.		Іваніга О.О.							Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Сисак І.М.							4	2	
Консульт.									ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.									
Затверд.		Тарасенко М. Г.									

2.8.2	Визначення місце установки ГПП	25
2.8.3	Вибір поперечного перерізу проводів та перевірка їх на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму	27
2.9	Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання підприємства.....	28
2.10	Вибір варіантів схем внутрішнього електропостачання.....	32
2.10.1	Вибір кількості цехових трансформаторних підстанцій та їх місць розміщення.....	32
2.10.2	Визначення потужностей силових трансформаторів ЦТП...	33
2.10.3	Вибір засобів компенсації реактивної потужності.....	35
2.10.4	Вибір струмопровідних частин для електроживлення ЦТП від головної понижаючої підстанції.....	37
2.11	Техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання підприємства.....	41
3	РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ.....	46
3.1	Розрахунок струмів КЗ.....	46
3.1.1	Розрахункова схема електричної установки.....	46
3.1.2	Розрахункова схема зміщення.....	46
3.1.3	Визначення величини опорів елементів електричної СЗ....	46
3.1.4	Розрахунок струмів КЗ в точці К-1.....	50
3.1.5	Розрахунок струмів КЗ у точці К-2.....	51
3.1.6	Розрахунок струмів КЗ у точці К-3.....	52
3.2	Вибір та перевірка електричних апаратів.....	54
3.3	Описання конструктивного виконання системи ЕП.....	61
3.4	Розрахунок релейного захисту.....	62
4	БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	65
4.1	Встановлення заземлень на повітряних лініях.....	65
4.2	Перша допомога при електротравмах.....	68
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	69
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	70

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

ВСТУП

Основні напрямки розвитку електричних мереж враховують необхідність:

- підвищення надійності електропостачання споживачів електроенергією при зниженні технологічних втрат в мережі;
- забезпечення технічного переоснащення та реконструкції магістральних мереж 220 кВ та вище як системного так і регіонального значення;
- на перспективу в енергосистемі України стратегія розвитку основних мереж передумовує, що функції системоутворюючих енергосистем зберігаються за мережами 330-750 кВ з послідовним зростанням ролі 750 кВ.

Розвиток мереж 330 кВ буде створюватися за рахунок спорудження:

- ліній живлення великих вузлів електроспоживання;
- ліній, забезпечуючи підсилення системоутворюючих зв'язків як всередині енергорайонів так і між регіонами.

Подальше спорудження мереж 750 кВ направлено на продовження утворення в Україні двох широтних магістралей - Південної та Північної.

Враховуючи нестабільну економічну ситуацію в Україні передбачається мінімальний об'єм вводу нових електромережесих об'єктів. При цьому враховується необхідність підтримання ряду вимог:

- забезпечення надійного транзиту потужності із надлишкових районів енергосистеми в дефіцитні;
- забезпечення нормальних умов видачі потужності електростанцій;
- забезпечення плануючих поставок електроенергії;
- забезпечення надійного постачання споживачам;
- подальший розвиток способів протиаварійного керування, зв'язку, телемеханіки, обліку електроенергії, які забезпечують стійку роботу енергосистеми України з енергоз'єднаннями країн Європи.

					КРБ 19-025.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Іваніга О.О.			ВСТУП	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Сисак І.М.					6	1
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Загальна характеристика підприємства та системи електропостачання

Дане підприємство може отримувати електричну енергію від районних підстанцій системи C_1 $S_{C1} = 25$ МВА на відстані $L = 18$ км, з встановленими двома трансформаторами типу 2хТДТН - 25000/110, від системи C_2 $S_{C2} = 63$ МВА на відстані $L = 25$ км, з двома трансформаторами типу 2хАТДЦТН – 63000/220/110. Відносний опір системи $C1$ $x_{xc1} = 0,17$ та системи $C2$ $x_{xc2} = 0,12$. Підприємство працює в дві зміни. Категорія споживачів друга та третя. Згідно категорії по вимогам надійності електропостачання підприємство буде виконуватись по схемі вибраній в результаті техніко-економічного порівняння варіантів зовнішнього та внутрішнього електропостачання.

Завданням передбачено розробити систему енергопостачання машинобудівного заводу. Для ремонтно – механічного цеху підлягає розрахунку навантаження силове методом упорядкованих діаграм. Для решти цехів методом коефіцієнта попиту.

1.2 Проблеми електропостачання

Протягом останнього століття споживання енергії людством змінювалося наростаючими темпами. Зараз, воно досягло такого рівня, що відбувається істотний вплив на глобальні світові процеси.

Споживання енергії у світі на одну людину загалом становить 1.9 т умовного палива (у.п.) на рік. Якщо розглянути окремі країни, то наприклад в

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Іваніга О.О.			1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Сисак І.М.					7	5
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

Сполучених Штатах Америки споживання на одну людину становить 9.4 т.у.п., що у п'ять раз більше ніж в загальному по світі. Також, наприклад у Норвегії споживання становить 18.9 т.у.п, що приблизно в 10 разів більше ніж показник по світу в цілому. Отже, можна зробити висновок, що в загальному в усьому світі видобувається дуже велика кількість палива. І потрібно розуміти, що ці запаси є скінченними. Тому є тільки наступні шлях вирішення цієї проблеми, а саме пошук альтернативних джерел електричної енергії, запровадження енергоощадних технологій, економніших технологій. Саме це і є основні глобальні проблеми енергоспоживання та енергетики [9].

Проблему енергоощадності необхідно вирішувати наступним чином. Необхідно [9]:

- реалізувати сукупність складних заходів щодо перебудови структури виробництва;
- відмовитися від виробництв товарів та продукції, на які немає попиту;
- відмовитися від технологічних процесів, що є нерентабельними;
- налагоджувати економніше виробництво;
- більше використовувати вторинні сировинні та енергетичні ресурси;
- запроваджувати сучасні технології;
- зменшувати втрати енергії та матеріалів;
- збільшувати коефіцієнт корисної дії енергетичних установ;
- зменшувати зустрічні та далекі перевезення.

Енергоощадність у електропостачальних системах полягає в зменшенні втрат електричної енергії в електричних мережах. Це необхідно здійснювати під час передачі електричної енергії, її перетворення, споживання. Також потрібно ширше застосовувати найсучасніші матеріали та конструкції окремих елементів та споруд.

Важливим питанням для підвищення економічної ефективності під час експлуатації електропостачальних систем має [9]:

- компенсація реактивної потужності;
- використання вищих номінальних напруг;

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						8
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- вирівнювання графіків навантаження;
- підтримання підвищеного рівня номінальних напруг під час роботи;
- застосування сучасних нешкідливих матеріалів;
- зниження пікових потужностей;
- зміщення пікових потужностей;
- застосування устаткування та обладнання, яке найменше впливає на навколишнє довкілля.

Велике значення відіграє надійність та здатність забезпечити високі показники якості електричної енергії. Це сприяє у підвищенні ефективності роботи споживачів електричної енергії. Саме тому, визначення оптимальних показників якості електроенергії та надійності електропостачання є однією з визначальних.

Також важливою проблемою в електропостачанні є перехід на нову елементну базу вторинних кіл:

- запровадження автоматичного керування;
- мікропроцесорних пристроїв захисту;
- оброблення даних;
- сигналізації;
- діагностики;
- аналізу аварій.

В результаті цього появляється можливість зменшення габаритів вторинних пристроїв, потужності трансформаторів напруги та струму, підвищення ефективності їх роботи та відповідно надійності. Застосування електронно-обчислювальних машин в сукупності з мікроелектронними пристроями вимірювання, автоматики, захисту підвищує надійність та гнучкість електропостачальних систем, скорочує чисельність обслуговуючого персоналу. Також це в загальному дає значний економічний ефект.

Ще одним важливим питання – є захист навколишнього довкілля. До основних можливостей зменшення негативного впливу системи електропостачання та її окремих елементів на природу є:

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						9
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- застосування екологічно безпечних рідин для конденсаторів, трансформаторів, вимикачів;
- забезпечення пожежо- та вибухобезпеки;
- розроблення досконаліших конструкцій елементів, ліній, розподільчих споруд.

Також однією із проблем є підготовка фахівців високої кваліфікації, які спроможні вирішувати технічні, організаційні та економічні питання на стадіях проектування, розроблення, будівництва, експлуатації, налагодження сучасних систем електропостачання.

В нових умовах важливого значення набуває проблема міжнародної співпраці в галузі енергетики. Особливу увагу потрібно звернути на узгодження правил улаштування та експлуатації, національних стандартів, номенклатури обладнання.

1.3 Постановка задач

Необхідно розробити систему електропостачання машинобудівного заводу.

Для цього потрібно:

1. Визначити розрахункові навантаження ремонтно-механічного цеху, скориставшись методом впорядкованих діаграм.
2. Визначити розрахункове силове та освітлювального навантаження підприємства, скориставшись методом коефіцієнту попиту
3. Здійснити розрахунок величини втрат потужності
4. Провести розрахунок величини реактивної потужності, отриманої з електричної мережі та реактивної потужності, що необхідно зкомпенсувати
5. Побудувати картограму електричних навантажень підрозділів, цехів
6. Здійснити вибір електричної схеми та устаткування системи зовнішнього електропостачання

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						10
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

7. Здійснити вибір кількості та потужності силових трансформаторів на ГПП та місце їх розташування, а саме: вибір числа та потужності силових трансформаторів, визначення місце установки ГПП, вибір поперечного перерізу проводів та здійснити їх перевірку на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму

8. Здійснити техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання підприємства

9. Провести вибір варіантів схем внутрішнього електропостачання, а саме: вибір кількості цехових трансформаторних підстанцій та їх місць розміщення, визначення потужностей силових трансформаторів ЦТП, вибір засобів компенсації реактивної потужності, вибір струмопровідних частин для електроживлення ЦТП від головної понижаючої підстанції

10. Здійснити техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання підприємства

11. Провести розрахунок струмів КЗ

12. Провести вибір та перевірку електричних апаратів

13. Здійснити описання конструктивного виконання системи електропостачання

14. Провести розрахунок релейного захисту.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок навантаження

Необхідно визначити розрахункові навантаження заданої ділянки та підприємства в цілому.

Визначення розрахункових навантажень ділянки.

Ремонтно-механічний цех.

Скористаємося методом впоряджених діаграм для визначення розрахункових навантажень:

- коефіцієнт використання для кожного силового споживача, K_g по табл. 2.3 [1] ст. 17.

- коефіцієнт потужності для кожного силового споживача, $\cos\varphi$ по табл. 2.3 [1] ст. 17.

- $\operatorname{tg}\varphi$ по табл. 2.3 [1] ст. 17.

- сумарна потужність кожної групи силових споживачів:

$$P_i = \Pi_i P_{\text{ном}}, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

де Π_i – кількість силових споживачів у кожній групі;

$P_{i \text{ ном}}$ – номінальна потужність кожного силового споживача, кВт.

Розрахунки здійснюємо окремо для електроприймачів I та II групи.

До I групи відносимо електроприймачі, у яких $K_v < 0,6$.

До II групи відносимо електроприймачі, у яких $K_v \geq 0,6$.

Результати розрахунків для електроприймачів I групи заносимо у табл. 2.1, а для електроприймачів II групи - у табл. 2.2

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Іваніга О.О.			2 ПРОЕКТНО- КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Сисак І.М.					12	34
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

Таблиця 2.1 - Результати розрахунків для електроприймачів I групи

№ з/п	Назва виробничого обладнання	$P_i, \text{кВт}$	$n, \text{шт}$	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	K_g	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$
1.	Токарно-гвинторізний верстат	4.625	2	9.25	0.14	0.6	1.33
2.	Токарно-револьверний верстат	5.475	1	5.475	0.14	0.6	1.33
3.	Поперечно-строгальний верстат	11.0	1	11.0	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	1	0.725	0.14	0.6	1.33
7.	Плоскошліфувальний верстат	12.65	1	12.65	0.14	0.6	1.33
8.	Вертикально-свердлильний верстат	2.925	3	8.78	0.14	0.6	1.33
9.	Настільно-свердлильний верстат	0.6	3	1.8	0.14	0.6	1.33
10.	Універсально заточний верстат	1.25	1	1.25	0.14	0.6	1.33
11.	Кран-балка електрична	4.85	2	9.7	0.06	0.45	1.98
12.	Відрізний верстат	1.9	2	3.8	0.25	0.65	1.17
13.	Ножниці електричні	7.0	1	7.0	0.25	0.65	1.17
14.	Прес листозагинальний	15.7	1	15.7	0.25	0.65	1.17
15.	Трубовідрізний верстат	2.8	1	2.8	0.25	0.65	1.17
16.	Трансформатор зварювальний	25.0	2	50.0	0.3	0.35	2.67
17.	Кран мостовий електричний	24.2	1	24.2	0.06	0.45	1.98

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Таблиця 2.2 - Результати розрахунків для електроприймачів II групи

№з/п	Назви виробничого обладнання	$P_{ном}, кВт$	$n, шт$	$P_n, кВт$	$K_г$	$cos\varphi$	$tg\varphi$
1.	Вентилятор	2.2	4	8.8	0.65	0.8	0.75
2.	Піч нагрівальна камерна опору	24.0	2	48.0	0.7	0.95	0.33
3.	Сушильна шафа електрична	3.2	2	6.4	0.7	0.95	0.33

На основі проведених розрахунків із табл. 2.1 знаходимо середній коефіцієнт використання електроприймачів I групи.

$$K_{г1} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot K_{гi}}{\sum_{i=1}^n P_{номi}} \quad (2.2)$$

$$K_{г1} = \frac{9,25 \cdot 0,14 + 5,475 \cdot 0,14 + 11,0 \cdot 0,14 + 6,65 \cdot 0,14 + 25,85 \cdot 0,14 + 0,725 \cdot 0,14 + 12,65 \cdot 0,14 + 8,78 \cdot 0,14 + 1,2 \cdot 0,14 + 1,8 \cdot 0,14 + 11,85 \cdot 0,06 + 3,8 \cdot 0,25 + 7,0 \cdot 0,25 + 15,7 \cdot 0,25 + 2,8 \cdot 0,25 + 50,0 \cdot 0,3 + 50,0 \cdot 0,3}{155,38} \approx 0,174$$

Визначаємо ефективне число електроприймачів.

$$n_{ef} = \frac{\left(\sum_{i=1}^{i=n} P_{номi} \right)^2}{\sum_{i=1}^{i=n} P_{номi}}, \text{ шт} \quad (2.3)$$

$$n_{ef} = \frac{(9,25 + 5,475 + 11,0 + 6,65 + 25,85 + 0,725 + 12,65 + 8,78 + 1,8 + 1,25 + 9,7 + 3,8 + 7,0 + 15,7 + 2,8 + 50,0 + 24,2)^2}{9,25^2 + 5,475^2 + 11^2 + 6,65^2 + 25,85^2 + 0,725^2 + 12,65^2 + 8,78^2 + 1,8^2 + 1,25^2 + 9,7^2 + 3,8^2 + 7,0^2 + 15,7^2 + 2,8^2 + 50,0^2 + 24,2^2} = 8,51 \text{ шт}$$

На основі проведених розрахунків по визначених коефіцієнтах використання для першої групи $K_{вi}$ та ефективній кількості споживачів n_{ef} по табл. 2.13 [1] знаходимо коефіцієнт максимуму активної потужності.

$$K_{макс} = f(K_{вi}; n_{ef}) \quad (2.4)$$

$$K_{макс} = 2,25.$$

Знаходимо середню активну потужність за максимально завантажену зміну:

$$P_{змі} = K_{вi} \sum P_{номі}, \text{ кВт} \quad (2.5)$$

$$P_{змі} = 0,15 \cdot 196,62 = 29,49 \text{ кВт.}$$

Знаходимо середню реактивну потужність за максимально завантажену зміну:

$$Q_{змі} = P_{змі} \times \text{tg} \varphi, \text{ кВАр} \quad (2.6)$$

$$Q_{змі} = 29,49 \cdot 1,6297 = 48,36 \text{ кВАр.}$$

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

$$\cos \varphi_I = \frac{\sum P_{номі} \cos \varphi}{\sum P_{номі}} \quad (2.7)$$

$$\begin{aligned} \cos \varphi_I &= \frac{9,25 \cdot 0,6 + 5,475 \cdot 0,6 + 11 \cdot 0,6 + 6,65 \cdot 0,6 + 25,85 \cdot 0,6 + 0,725 \cdot 0,6 +}{155,38} \\ &+ \frac{12,65 \cdot 0,6 + 8,78 \cdot 0,6 + 1,8 \cdot 0,6 + 8,0 \cdot 0,6 + 1,25 \cdot 0,45 + 9,7 \cdot 0,65 + 7,0 \cdot 0,65 +}{155,38} \\ &+ \frac{15,7 \cdot 0,65 + 2,8 \cdot 0,65 + 50,0 \cdot 0,35 + 24,2 \cdot 0,45}{155,38} = 0,522. \\ \text{tg} \varphi &= 1,6297. \end{aligned}$$

Визначаємо розрахункову активну та реактивну потужності.

$$P_{PI} = K_{макс} \times P_{змі}; \text{ кВт} \quad (2.8)$$

$$P_{PI} = 2,25 \cdot 29,49 = 66,36 \text{ кВт.}$$

$$\text{Якщо } n_{ef} \leq 10, \text{ та } Q_{PI} = 1,1 Q_{змі}, \text{ кВАр} \quad (2.9)$$

$$\text{Якщо } n_{ef} > 10, \text{ то } Q_{PI} = Q_{змі}, \text{ кВАр} \quad (2.10)$$

$$Q_{PI} = 1,1 \cdot 48,36 = 53,196 \text{ кВАр.}$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						15
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо повну розрахункову потужність.

$$S_{p1} = \sqrt{P_{p1}^2 + Q_{p1}^2}, \text{ кВт} \quad (2.11)$$

$$S_{p1} = \sqrt{66,36^2 + 53,196^2} = 85,05 \text{ кВА.}$$

На основі проведених розрахунків з табл 2.2 знаходимо середній коефіцієнт використання силових споживачів II групи.

$$K_{\theta 2} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} \cdot K_{\theta i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}} \quad (2.12)$$

$$K_{\theta 2} = \frac{8,8 \cdot 0,65 + 48,0 \cdot 0,7 + 6,4 \cdot 0,65}{63,2} = 0,688$$

Знаходимо середню активну потужність для найбільш завантаженої зміни:

$$P_{zm2} = K_{\theta 2} \sum P_{\text{ном}i}; \text{ кВт} \quad (2.13)$$

$$P_{zm2} = 0,688 \cdot 63,2 = 43,48 \text{ кВт.}$$

Знаходимо середню реактивну потужність для найбільш завантаженої зміни:

$$Q_{zm2} = P_{zm2} \times \text{tg } \varphi; \text{ кВар} \quad (2.14)$$

$$Q_{zm2} = 43,48 \cdot 0,3899 = 16,954 \text{ кВар}$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{\sum P_{\text{ном}i} \cos \varphi}{\sum P_{\text{ном}i}} \quad (2.15)$$

$$\cos \varphi_{II} = \frac{8,8 \cdot 0,8 + 48,0 \cdot 0,95 + 6,4 \cdot 0,95}{63,2} = 0,9$$

$$\text{tg } \varphi_{II} = 0,3899$$

Визначаємо розрахункову активну потужність.

$$P_{p2} = K_{\text{макс}} \times P_{zm}, \text{ кВт} \quad (2.16)$$

$$K_{\text{макс}} = 1,0$$

$$P_{p2} = 1,0 \cdot 43,48 = 43,48 \text{ кВт}$$

Знаходимо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{p2} = Q_{zm2}; \text{ кВар} \quad (2.17)$$

$$Q_{p2} = 16,954 \text{ кВар.}$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						16
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Знаходимо повну розрахункову потужність:

$$S_{p2} = \sqrt{P_{p2}^2 + Q_{p2}^2}; \text{кВА} \quad (2.18)$$

$$S_{p2} = \sqrt{43,48^2 + 16,954^2} = 46,67 \text{кВА}$$

Знаходимо сумарну розрахункову активну потужність для всього цеху:

$$P_{p\Sigma} = P_{pI} + P_{pII}, \text{кВт} \quad (2.19)$$

$$P_{p\Sigma} = 66,36 + 43,48 = 109,844 \text{кВт.}$$

Знаходимо сумарну розрахункову реактивну потужність для всього цеху:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{pI} + Q_{pII}; \text{кВар} \quad (2.20)$$

$$Q_{p\Sigma} = 53,196 + 16,954 = 70,15 \text{кВар.}$$

Визначаємо повну сумарну потужність цеху.

$$S_{p\Sigma} = S_{pI} + S_{pII}; \text{кВА} \quad (2.21)$$

$$S_{p\Sigma} = 95,05 + 46,6 = 131,72 \text{кВА.}$$

2.2 Визначення розрахункового навантаження підприємства

Для розрахунку застосовуємо метод коефіцієнта попиту.

2.2.1 Розрахунок силових навантажень

Визначаємо розрахункову активну потужність.

$$P_{pci} = K_{ni} \times P_{номи}; \text{кВт} \quad (2.22)$$

де K_{ni} – по табл. 2.6. [2];

$P_{номи}$ – номінальна потужність окремих дільниць, цехів, кВт.

Знаходимо розрахункову реактивну потужність.

$$Q_{pci} = P_{pci} \times \text{tg}\varphi_i; \text{кВар} \quad (2.23)$$

Визначаємо повну розрахункову потужність:

$$S_{pci} = \sqrt{P_{pc}^2 + Q_{pc}^2}; \text{кВА} \quad (2.24)$$

Результати розрахунків зводимо у табл. 2.3.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						17
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3 - Результати розрахунків

№ слп	Назва підрозділу	Встановлена потужність Р _н кВт	K _{св}	cosφ	tgφ	Розрахункове навантаження			Розрахункове освітлювальне навантаження							Сумарне розрахункове навантаження		
						Р _р , кВт	Q _р , кВт	SP _{св}	F _{м²}	Питома Потужність P _{кВт/м²}	Коефіцієнт попиту, K _{поп}	cosφ	tgφ	P _{р.о.} , кВт	Q _{р.о.} , кВт	P _р , кВт	Q _р , кВт	SP _{св}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Головний корпус	3020	0,65	0,8	0,75	1963	1472,2	2453,7	3500	0,016	0,85	0,95	0,33	47,6	15,7	2010,6	1487,9	2501,3
2	Інструментальний цех	1580	0,65	0,8	0,75	1027	770,25	1283,7	1000	0,016	0,85	0,95	0,33	13,6	4,5	1040,6	774,74	1297,3
3	Ремонтно-механічний цех	259,8	0,33	0,88	0,55	109,84	70,15	130,33	1000	0,016	0,85	0,95	0,33	13,6	4,5	123,44	74,64	144,25
4	Компресорна	500	0,65	0,8	0,75	325	243,75	406,25	1000	0,014	0,6	1	0	8,4	0	333,4	243,75	413,0
5	Кувальний цех	1360	0,6	0,65	0,62	816	505,92	960,11	1800	0,016	0,85	0,95	0,33	24,5	8,08	840,5	513,99	985,2
6	Термічний цех	2500	0,65	0,8	0,75	1625	1218,7	2031,2	2400	0,016	0,85	0,95	0,33	32,6	10,77	1657,6	1229,5	2063,8
7	ЦЗЛ	240	0,6	0,65	1,17	144	168,48	221,63	750	0,018	0,85	0,95	0,33	11,5	3,79	155,5	172,27	232,05
8	Заводоуправління	90	0,7	0,7	1,02	63	64,26	89,99	875	0,018	0,85	0,95	0,33	13,4	4,4	76,4	68,68	102,72
9	Матеріальний склад	70	0,8	0,8	0,75	56	42	70	2700	0,014	0,6	1	0	22,7	0	78,68	42,0	89,19
10	Насосна (0,4 кВ)	760	0,65	0,8	0,75	456	342	570	700	0,014	0,6	1	0	5,8	0	461,9	342,0	574,72
	СД 6 Кв 4 по 320	1280	0,6	0,85	0,62	768	476,16	903,63	-	-	-	-	-	-	-	768	476,16	903,63
	Всього					7328,0	5350,5	9073,5								7521,8	5402,2	9274,11

2.2.2 Розрахунок освітлювального навантаження

Знаходимо розрахункову активну потужність освітлення:

$$P_{poi} = K_{noi} \times P_{oi} \times F_i; \text{ кВт} \quad (2.25)$$

де K_{noi} – коефіцієнт попиту для освітлювального навантаження згідно табл. 2.7.

[2];

P_{oi} - питома освітлювальне навантаження на одиницю площі цеху, $\text{кВт} / \text{м}^2$;

F_i – площа цеху, м^2 .

Визначаємо розрахункову реактивну потужність освітлення:

$$Q_{poi} = P_{poi} \times \text{tg}\varphi_i; \text{ кВар} \quad (2.26)$$

Розрахунок освітлювального навантаження по цехам проводимо у табличній формі 2.3.

2.2.3 Розрахунок сумарної розрахункової потужності

Визначаємо сумарну розрахункову активну потужність:

$$P_{p\Sigma i} = P_{pci} + P_{poi}; \text{ кВт} \quad (2.27)$$

Знаходимо сумарну розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{p\Sigma i} = Q_{pci} + Q_{poi}; \text{ кВар} \quad (2.28)$$

Знаходимо сумарну розрахункову повну потужність.

Визначаємо розрахункову потужність:

$$S_{p\Sigma i} = \sqrt{P_{p\Sigma i}^2 + Q_{p\Sigma i}^2}; \text{ кВт} \quad (2.29)$$

Розрахунок здійснюємо в формі табл. 2.3.

2.2.4 Розрахунок навантажень зовнішнього освітлення

Знаходимо загальну площу підприємства:

$$F_{np} = A \times B \times \text{м}^2; \text{ м}^2 \quad (2.30)$$

де А, В – розміри території підприємства по плану, мм;

м – масштаб;

$$Fn = 100000 \text{ м}^2$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						19
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Знаходимо сумарну площу діляниць, цехів:

$$F_{u\Sigma} = \Sigma F_u; \text{ м}^2 \quad (2.31)$$

$$F_{u\Sigma} = 15725 \text{ м}^2.$$

Знаходимо величину площі підприємства, що потрібно освітити:

$$F_{o3} = F_{np} - F_{u\Sigma}; \text{ м}^2 \quad (2.32)$$

$$F_{o3} = 100000 - 15725 = 84275 \text{ м}^2.$$

Визначаємо величину навантаження зовнішнього освітлення:

а) активна потужність:

$$P_{o3} = F_{o3} \times \beta \times K_n; \text{ кВт} \quad (2.33)$$

де $\beta = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ кВт} / \text{ м}^2$ - питоме освітлювальне навантаження території підприємства;

K_n – коефіцієнт використання зовнішнього освітлення,

$$K_n = 0,75;$$

$$P_{o3} = 84275 \cdot 0,0005 \cdot 0,75 = 31,603 \text{ кВт}.$$

б) реактивна потужність:

$$Q_{o3} = P_{o3} \times \text{tg} \varphi; \text{ кВар} \quad (2.34)$$

де $\text{tg} \varphi = 0,2$;

$$Q_{o3} = 31,603 \cdot 0,2 = 6,321; \text{ кВар}.$$

2.2.5 Визначення сумарної потужності по підприємству

Визначаємо сумарну активну, реактивну та повну потужності по підприємству:

$$P_{p\Sigma} = P_{pc} + P_{po} + P_{o3}; \text{ кВт} \quad (2.35)$$

$$P_{p\Sigma} = 7328,05 + 193,743 + 31,603 = 7553,396 \text{ кВт}.$$

Визначаємо величину сумарної реактивної потужності:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{pc} + Q_{po} + Q_{o3}; \text{ кВар} \quad (2.36)$$

$$Q_{p\Sigma} = 5350,49 + 51,738 + 6,321 = 5408,549 \text{ кВар}.$$

Визначимо повну потужність для підприємства:

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						20
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{p\Sigma i} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} ; \text{кВА} \quad (2.37)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{7553,396^2 + 5408,549^2} = 9290,11 \text{ кВА.}$$

2.3 Розрахунок величини втрат потужності

Визначаємо втрати активної потужності:

$$P_{\Sigma} = 0,02 S_{\Sigma}; \text{кВар} \quad (2.38)$$

$$P_{\Sigma} = 0,02 \cdot 5408,549 = 540,855 \text{ кВар.}$$

Визначаємо величину втрат реактивної потужності.

$$Q_{Bm} = 0,1 \cdot Q_{\Sigma}; \text{кВар} \quad (2.39)$$

$$Q_{Bm} = 0,1 \cdot 5408,549 = 5408,549 \text{ кВар.}$$

2.4. Розрахунок величини реактивної потужності, отриманої з електричної мережі

$$Q_M = 0,3 \cdot Q_{\Sigma}; \text{кВар} \quad (2.40)$$

$$Q_M = 0,3 \cdot 5408,549 = 1622,565 \text{ кВар.}$$

2.5 Розрахунок величини реактивної потужності, що потрібно скомпенсувати

$$Q_{KKV} = Q_{\Sigma} + Q_{BT} - Q_M; \text{кВар} \quad (2.41)$$

$$Q_{KKV} = 5408,549 + 540,855 - 1622,565 = 4326,839 \text{ кВар.}$$

2.6. Побудова картограм електричних навантажень підрозділів, цехів

Для побудови картограм електричних навантажень цехів визначаємо радіуси кіл картограм за формулою:

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						21
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_i = \sqrt{P_{P\Sigma} / \pi} \text{ мм.} \quad (2.42)$$

Знаходимо частку кожної складової сумарного навантаження для цехів:

а) силове навантаження 0,4 кВ :

$$P_{c,0.4i} = (P_{Pi} / P_{P\Sigma i}) \cdot 100\% \quad (2.43)$$

б) освітлювальне навантаження:

$$P_{oc\%i} = (P_{oi} / P_{P\Sigma i}) \cdot 100\% \quad (2.44)$$

в) силове навантаження 6 кВ :

$$P_{c,6кВ\%} = (P_{P6кВ} / P_{P\Sigma}) \cdot 100\% \quad (2.45)$$

Картограми електричних навантажень цехів, підрозділів представлені на рис. 2.1.

Результати зводимо у табл. 2.4.

Таблиця 2.4. – Картограми електричних навантажень цехів, підрозділів

№ з/п	P_{Σ} кВт	P_{pc} кВт	P_{po} кВт	R мм	P_c 0,4кВ %	P_{po} %	P_p 6 кВ %
1	2010.6	1963	47.6	25.3	97.6	2.4	-
2	1040.6	1027	13.6	18.2	98.7	1.3	-
3	123.44	109.84	13.6	5.6	86.2	13.8	-
4	333.4	325	8,4	10.3	97.5	2.5	-
5	840.48	816	24.48	16.36	97.1	2.9	-
6	165.64	1625	32.64	22.97	98.0	2.0	-
7	155,475	144	11.475	7.04	92.6	7.4	-
8	76.39	63	13.39	4.93	82.5	17.5	-
9	78.68	56	22.68	5.01	71.2	28.8	-
10	461.88	456	5.88	12.13	37.1	0.46	-
	768	768	-	-	-	-	62.44

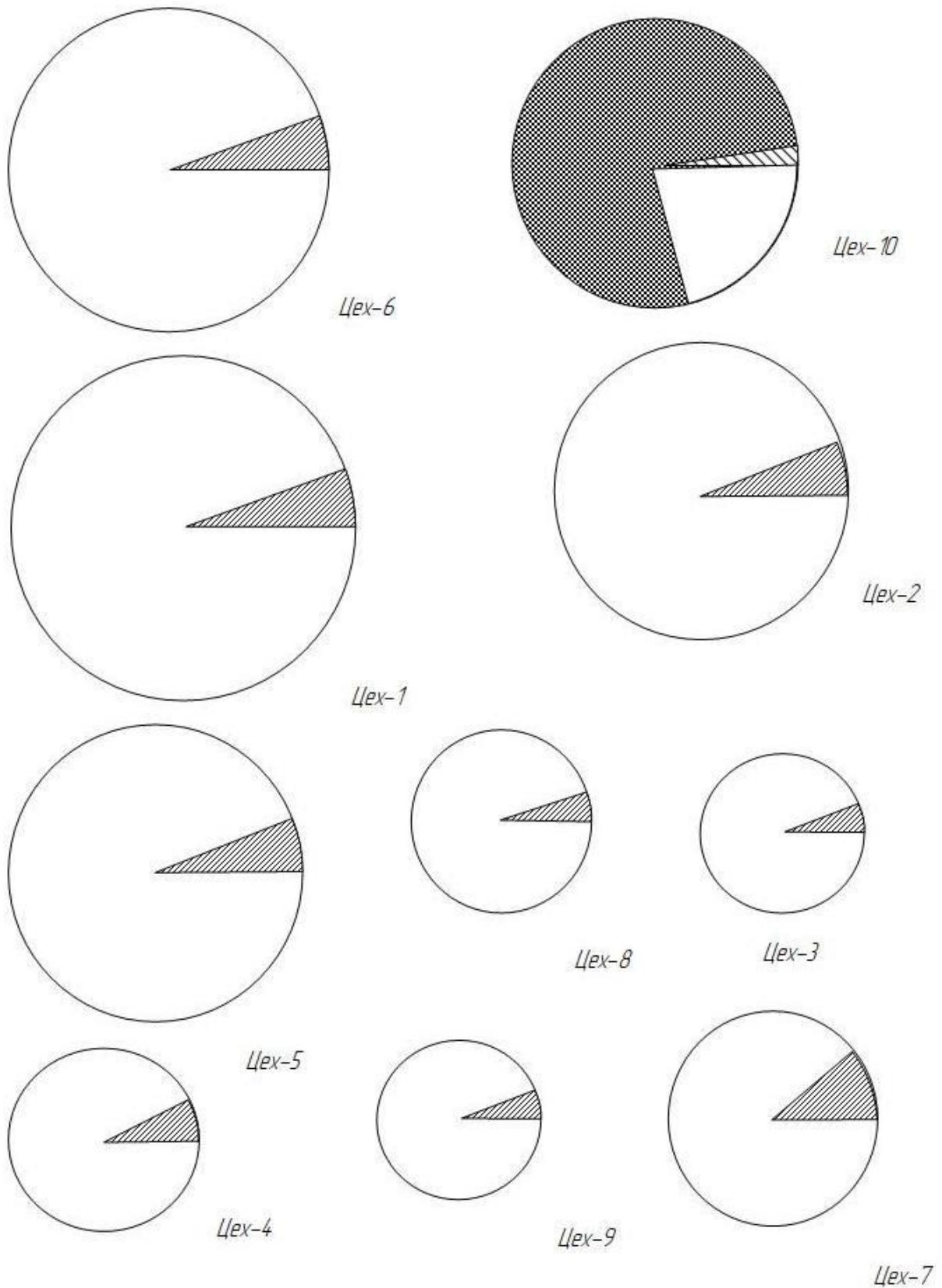


Рисунок 2.1 - Картограми електричних навантажень цехів, підрозділів

2.7 Вибір електричної схеми та устаткування системи зовнішнього електропостачання

Схема зовнішнього електропостачання згідно норм технологічного проектування підстанцій, вибирається за умовами економічності, надійності, також безпечного обслуговування. Надійність залежить від категорії споживачів електроенергії підприємства. Отже, якщо серед числа електроспоживачів є електроприймачі I та II категорії, тоді схема електропостачання має передбачати резервування джерела живлення. Це є основою для вибору наступних варіантів.

а) I варіант – ПЛ 35 кВ двоколова на залізобетонних опорах, ГПП живиться від підстанції №1.

б) II варіант - ПЛ 110 кВ двоколова на залізобетонних опорах, ГПП живиться від підстанції №2.

Варіанти схем зовнішнього електропостачання приведені в графічній частині роботи.

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

2.8.1 Вибір числа та потужності силових трансформаторів

Число трансформаторів вибирається згідно вимог і норм технологічного проектування електричних підстанцій з врахуванням категорії електроспоживачів згідно надійності електропостачання.

Отже, для двох варіантів приймемо по 2 силові трансформатори. Потужність силових трансформаторів вибираємо за умовою взаємного резервування.

$$S_{ном} \geq (0,65-0,7) \cdot S_{p\Sigma} \text{ кВА} \quad (2.46)$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		24

де S_p - повне розрахункове силове навантаження на систему електропостачання

$$S_p = \sqrt{(P_{\Sigma} + P_{вт})^2 + Q_{зм}^2}, \text{ кВА} \quad (2.47)$$

$$S_p = \sqrt{(7553,396 + 151,068)^2 + 1622,565^2} = 7873,47 \text{ кВА}$$

$$S_{ном} = 0,7 \cdot 7873,47 = 5511,43 \text{ кВА}$$

Приймаємо $S_{тном} = 6300$ кВА.

При аварійному стані, вийде одих із трансформаторів із ладу, інший буде перевантажуватися:

$$K_{пер} = \frac{S_p}{S_{тном}} \cdot 100\% \leq 140\% ;$$

$$K_{пер} = 7873,47/6300 \times 100\% = 124,975\% < 140\%.$$

З таблиць 6.8 та 6.9 [3] вибираємо типи трансформаторів і заносимо їх каталожні дані у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Типи трансформаторів та їх каталожні дані

Тип	$S_{ном}$, кВА	Межі регулювання	$U_{ном}$, кВ		U_k , %	R_k , кВТ	R_x , кВТ	Вартість
			ВВ	НН				
І варіант ТМН- 6300/35	6300	$\pm 6 \cdot 1.5\%$	35	6.3	7.5	46.5	9.2	30.5
ІІ варіант ТМН- 6300/110	6300	$\pm 9 \cdot 1.78\%$	115	6.6	10.5	44.0	11.5	49.0

2.8.2 Визначення місце установки ГПП

Місце установки ГПП приймається максимально близько до центру електричних навантажень підприємства. Координати центра електричних навантажень X_0 та Y_0 визначаємо із виразу:

$$X_o = \frac{\sum X_i \cdot P_{ном.i}}{\sum P_{ном.i}}, \text{ см} \quad (2.48)$$

$$Y_o = \frac{\sum Y_i \cdot P_{ном.i}}{\sum P_{ном.i}}, \text{ см} \quad (2.49)$$

де $P_{ном.i}$ – встановлені потужності відповідних цехів, підрозділів.

$$X_o = \frac{3020 \cdot 1,8 + 1580 \cdot 4,9 + 259,825 \cdot 6,9 + 500 \cdot 7,3 + 1360 \cdot 4,7 + 2500 \cdot 2,0 + 240 \cdot 2,5 + 4,5 \cdot 90 + 70 \cdot 6,7 + 2040 \cdot 6,2}{11659,825} = 3,8 \text{ см}$$

$$Y_o = \frac{3020 \cdot 4,5 + 1580 \cdot 4,5 + 259,825 \cdot 6,9 + 500 \cdot 4,5 + 1360 \cdot 2,5 + 2500 \cdot 2,4 + 240 \cdot 0,9 + 1,0 \cdot 90 + 70 \cdot 1,2 + 2040 \cdot 3,7}{11659,825} = 3,47 \text{ см}$$

Місце установки ГПП на рис. 2.2.

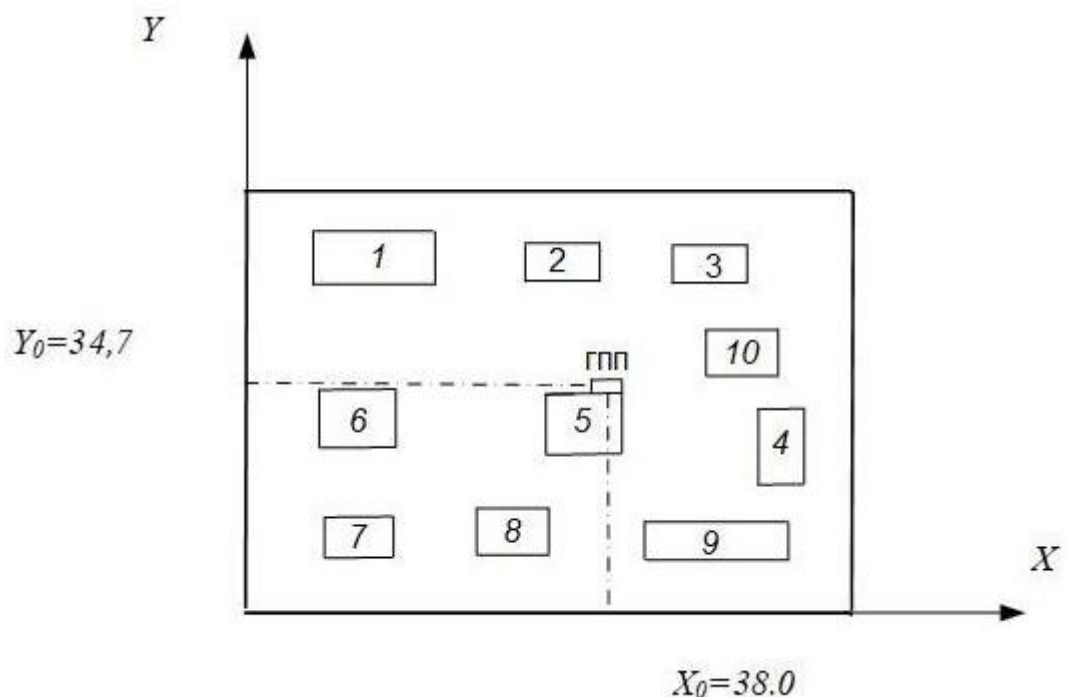


Рисунок 2.2 - Місце установки ГПП

2.8.3 Вибір поперечного перерізу проводів та перевірка їх на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму

I варіант

Визначаємо струм, який протікає по одному колу ПЛ-35 кВ:

$$I_p = I_{норм} = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А} \quad (2.50)$$

$$I_p = I_{норм1} = \frac{7873,47}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 65,0 \text{ А}$$

Поперечний переріз проводів вибираємо за економічними інтервалами струмових навантажень з табл. 7.8 [3].

При цьому враховуємо:

- струм одного кола;
- опори залізобетонні;
- район з ожеледиці II.

Вибираємо провід АС 95/16, для якого $I_{доп} = 330 \text{ А}$.

Перевіряємо вибраний провід на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму.

Умови перевірки:

$$I_{н/а} \leq I_{доп}, \text{ А} \quad (2.51)$$

Знаходимо величину струмів навантаження у післяаварійному режимі роботи лінії (відключення електричного кола).

$$I_{н/а} = 2 \cdot I_{ном}, \text{ А} \quad (2.52)$$

для двокової лінії:

$$I_{н/а} = 2 \cdot 65,0 = 130 \text{ А} < I_{доп} = 330 \text{ А}.$$

Вибраний провід по допустимому нагріванню проходить.

II варіант.

Визначаємо струм, який протікає по одному колу ПЛ -110 за формулою (2.52)

$$I_{ном} = \frac{7873,47}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 20,7 \text{ А}.$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						27
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

З табл. 7.8 [3] вибираємо провід для ПЛ 110 кВ АС-70/11, для якого

$$I_{\text{доп}} = 264 \text{ А}$$

згідно табл. 8.12 [3].

Перевіряємо вибраний провід на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму.

$$I_{\text{н/а}} = 2 \cdot 20,7 = 41,4 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ А.}$$

Вибраний провід по допустимому нагріванню проходить.

Вибрані проводи заносимо в табл. 2.6.

$$R = 1/2 r_0 l, \text{ Ом} \quad (2.53)$$

$$X = 1/2 X_0 l, \text{ Ом} \quad (2.54)$$

Таблиця 2.6 – Вибрані проводи

№ з/п	Марка проводу	$M_{\text{ном}}$, кВ	Довжина, км	r_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	АС-95/16	35	10	0.306	0.421	1.53	2.11
2	АС-70/11	110	20	0.428	0.444	4.28	4.44

2.9 Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання підприємства

Критерієм вибору оптимального варіанту електричної системи зовнішнього електропостачання є мінімальні приведені затрати.

$$Z = P_{\text{н}} \times K + I_{\text{вт}} + I_{\text{а}} + Y; \text{ тис. грн} \quad (2.55)$$

де K – капіталовкладення в спорудження варіантів електричної схеми електропостачання, тис. грн;

$I_{\text{вт}}$ – річні затрати від втрат електроенергії в електричних системах електропостачання, тис. грн;

$I_{\text{а}}$ – річні затрати на амортизацію і ремонт, обслуговування, тис. грн.

Розрахунок величини капіталовкладень

Розрахункові дані заносимо у табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Розрахункові дані

Назва елементів схеми	Один. виміру	Варт. один. тис.грн.	Варіант I		Варіант II	
			Кількість	Вартість тис. грн	Кількість	Вартість тис. грн
ПЛ-35кВ На з/б опорах Для 2-го р-ну по ожеледиці з проводами АС-96/16	км	16.7	18	300.6		
ПЛ-110кВ На з/б опорах Для 2-го р-ну по ожеледиці з проводами АС-70/11	км	17.8			25	445
$K_{пл} * K_{под}$				565.13		836.6
Два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою 35кВ	шт.	30.1		30.1		
110кВ Трансформатори	шт.	105.0	1		1	105.0
35кВ 110кВ	шт.	21.2	2	42.4		
	шт	35.0			2	70.0
$K_{тс} K_{под}$				109.81		236.60
K				674.94		1073.2

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ

Лист

29

Визначення величини затрат на амортизацію, ремонт та обслуговування

$$I_a = I_{ален} + I_{агнт}, \text{ тис. грн} \quad (2.56)$$

Визначаємо величину затрат ЛЕП:

$$I_{аЛЕП} = \frac{\alpha}{100} \cdot K, \text{ тис. грн} \quad (2.57)$$

де $\alpha=2,8$ – амортизаційні відрахування по таблиці 6.19 [2].

Визначаємо величину затрат ГПП:

$$I_{аГПП} = \frac{\alpha}{100} \cdot K, \text{ тис. грн} \quad (2.58)$$

де $\alpha=9,4$ - амортизаційні відрахування по таблиці 6.19 [2].

Варіант I

$$I_{аЛЕП} = \frac{2,8}{100} \cdot 565,13 = 15,82 \text{ тис. грн}$$

$$I_{аГПП} = \frac{9,4}{100} \cdot 109,81 = 10,32 \text{ тис. грн}$$

$$I_a = 15,82 + 10,32 = 26,14 \text{ тис. грн}$$

Варіант II

$$I_{аЛЕП} = \frac{2,8}{100} \cdot 836,6 = 23,42 \text{ тис. грн}$$

$$I_{аГПП} = \frac{9,4}{100} \cdot 236,6 = 22,24 \text{ тис. грн}$$

$$I_a = 23,42 + 22,24 = 45,66 \text{ тис. грн}$$

Визначення величини затрат від втрат електроенергії

$$I_{Вт} = \beta \times \Delta W \cdot 10^{-3}; \text{ тис. грн} \quad (2.59)$$

де $\beta=0,54$ грн/кВт×год грн/кВт. год – вартість однієї кіловат години втраченої електроенергії.

ΔW – втрати електроенергії в електричних схемах зовнішнього електропостачання, кВт. год.

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЕП} + \Delta W_{ГПП}; \text{ кВт. год} \quad (2.60)$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						30
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\Delta W_{ЛЕП}$ – втрати електроенергії в лініях електропередач;

$\Delta W_{ГПП}$ – втрати електроенергії в силових трансформаторах ГПП;

$$W_{ЛЕП} = 3 I_{норм}^2 R \tau \cdot 10^{-3}; \text{ кВт. год} \quad (2.61)$$

$$\Delta W_m = P_{xx} \cdot T = P_k (S_{макс} / S_{ном})^2 \tau; \text{ кВт. год} \quad (2.62)$$

$$\tau = (0,124 + T_m/10^{-4}) \cdot T; \text{ годин} \quad (2.63)$$

де τ – тривалість максимальних втрат, годин;

$R = r_0 \cdot l$ – опір лінії електропередач Ом;

n – кількість ЛЕП та трансформаторів, шт (паралельно включених);

$S_{нав}$ – сумарне максимальне навантаження всіх трансформаторів, КВА;

$S_{ном T}$ – номінальна потужність трансформатора, КВА;

ΔP_{xx} – втрати активної потужності холостого ходу, кВт (табл. 2.5)

ΔP_x – втрати КЗ, кВт (табл. 2.5)

$$\tau = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3410,9 \text{ год.}$$

$$\Delta W_{ЛЕП 1} = 2 \cdot 3 \cdot 65^2 \cdot 18 \cdot 0,306 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 476256,46 \text{ кВт. год.}$$

$$\Delta W_{ЛЕП 2} = 2 \cdot 3 \cdot 20,7^2 \cdot 25 \cdot 0,428 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 93830,65 \text{ кВт. год.}$$

$$\Delta W_{mI} = 2 \cdot 9,2 \cdot 8760 + 46,5 \cdot (7873,47/2 \cdot 6300)^2 \cdot 3410,9 = 223115,73 \text{ кВт. год}$$

$$\Delta W_{mII} = 2 \cdot 14,0 \cdot 8760 + 60 \cdot (7873,47/2 \cdot 6300)^2 \cdot 3410,9 = 325197,4 \text{ кВт. год}$$

Сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta W_I = \Delta W_{ЛЕП I} + \Delta W_{ГПП I}; \text{ кВт. год}$$

$$\Delta W_I = 223115,73 + 476256,46 = 699372,2 \text{ кВт. год}$$

$$\Delta W_{II} = 325197,4 + 93830,65 = 419028,05 \text{ кВт. год}$$

Визначаємо вартість втрат електроенергії:

$$I_{ВmI} = 0,54 \cdot 699372,2 \cdot 10^{-3} = 377,7 \text{ тис. грн}$$

$$I_{ВmII} = 0,54 \cdot 419028,05 \cdot 10^{-3} = 226,28 \text{ тис. грн}$$

Визначаємо мінімальні приведені затрати по кожному варіанті

$$З_I = 0,12 \cdot 674,94 + 377,7 + 26,14 = 444,8 \text{ тис. грн};$$

$$З_{II} = 0,12 \cdot 1073,2 + 226,28 + 545,66 = 400,72 \text{ тис. грн.}$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		31

Економічну перевагу одного з варіантів по відношенню до іншого варіанту знаходимо з виразу:

$$\Delta Z = \frac{(Z_b - Z_m) \cdot 100\%}{Z_b} [\%] \quad (2.64)$$

$$\Delta Z = \frac{(291,33 - 259,43) \cdot 100\%}{291,33} = 11,05 \%$$

Приймаємо перший варіант схеми ЗЕП 35 кВ.

2.10 Вибір варіантів схем внутрішнього електропостачання (кількість та потужність цехових ТП, конденсаторних установок та їх розміщення)

2.10.1 Вибір кількості цехових трансформаторних підстанцій та їх місць розміщення

Враховуючи потужність окремих підрозділів, цехів та їх резервування приймаємо:

а) I варіант – 4 ЦТП, 1 РП, номінальна напруга мережі 6 кВ (рис. 2.3).

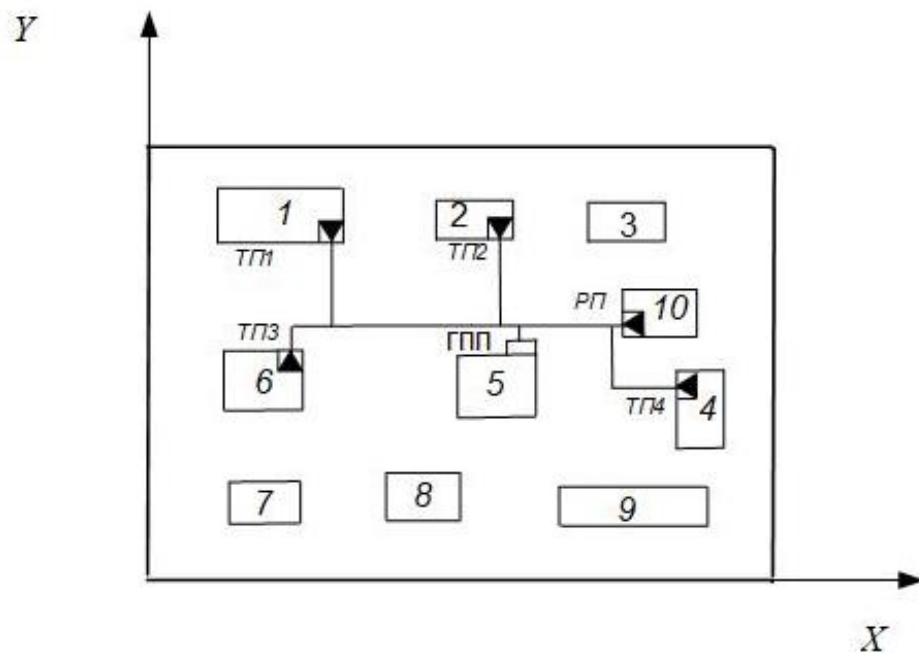


Рисунок 2.3 - I варіант

б) II варіант - 5 ЦТП; номінальна напруга мережі 10 кВ (рис. 2.4).

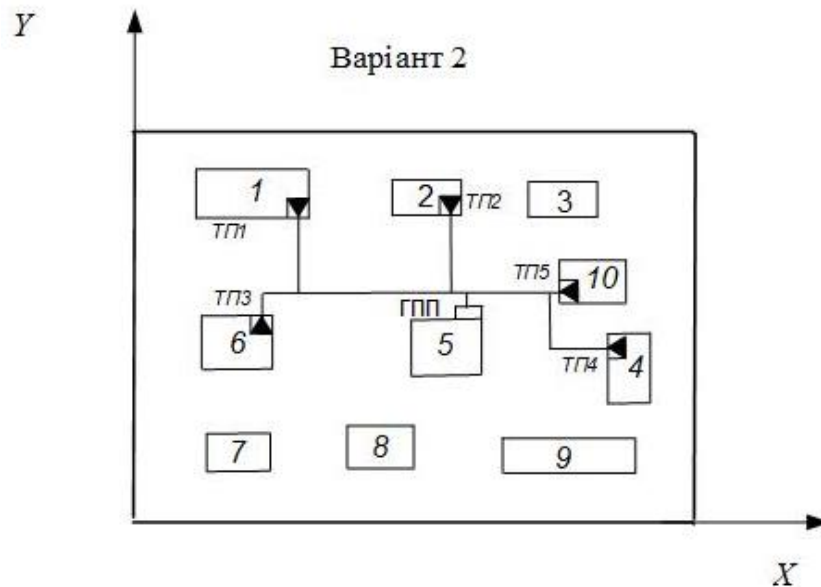


Рисунок 2.4 - II варіант

2.10.2 Визначення потужностей силових трансформаторів ЦТП

Враховуючи категорійність споживачів згідно надійності електропостачання, встановлюємо двотрансформаторні ЦТП.

Вибір потужності силових трансформаторів здійснюється за умовою взаємного резервування:

$$S_T \geq (0,65 \div 0,7) S_{p\Sigma}, \text{ кВА} \quad (2.65)$$

де $S_{p\Sigma}$ – сумарна потужність споживачів, які отримують живлення від даної ТП.

Варіант I:

ТП1:

$$S_{p\Sigma} = S_{p1} + S_{p5};$$

$$S_{p\Sigma} = 2501,3 + 985,19 = 3486,49 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 3486,49 = 2440,54 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{номТ}} = 2500 \text{ кВА.}$$

ТП2:

$$S_{p\Sigma} = S_{p2} + S_{p3};$$

$$S_{p\Sigma} = 1297,33 + 144,25 = 1441,58 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 1441,58 = 994,7 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТ}} = 1000 \text{ кВА}.$$

ТП3:

$$S_{p\Sigma} = S_{p6} + S_{p7};$$

$$S_{p\Sigma} = 2063,85 + 232,05 = 2295,9 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 2295,9 = 1561,21 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТ}} = 1600 \text{ кВА}.$$

ТП4:

$$S_{p\Sigma} = S_{p4} + S_{p8} + S_{p9} + S_{p10};$$

$$S_{p\Sigma} = 413,0 + 102,72 + 89,19 + 574,72 = 1179,63 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 1179,63 = 825,74 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТ}} = 1000 \text{ кВА}.$$

РП:

$$S_{p\Sigma} = S_{p10}(6кВ);$$

$$S_{p\Sigma} = 903,63 \text{ кВА. КРУ 2-20-20У3 } I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}.$$

На основі розрахунків по табл. 3.4 ст. 124 [4] вибираємо силові трансформатори.

Каталожні дані вибраних силових трансформаторів заносимо у табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Каталожні дані вибраних силових трансформаторів

Тип	S _{НОМ} , кВА	Напруга обмотки		Втрати, кВт		Ук, %	Вартість, тис. грн
		ВН	НН	Р _{хх}	Р _к		
ТМ 2500 / 6	2500	6	0.4	4.6	25.0	5.5	4.6
ТМ 1000 / 6	1000	6	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1600 / 6	1600	6	0.4	3.3	18.0	5.5	3.2
ТМ 1000 / 6	1000	6	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
РП 6кВ							2.3

Варіант II:

В II варіанті місце розташування ЦТП знаходимо аналогічно I –му варіанту (ТП1, ТП2, ТП3, ТП4).

ТП5:

$$S_{p\Sigma} = S_{p10};$$

$$S_{p\Sigma} = 903,63 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 903,63 = 623,5 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТ}} = 630 \text{ кВА}.$$

Каталожні дані вибраних силових трансформаторів заносимо у табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Каталожні дані вибраних силових трансформаторів

Тип	S _{НОМ} , кВА	Напруга обмотки		Втрати кВт		U _к , %	Вартість, тис. грн
		ВН	НН	P _{xx}	P _к		
ТМ 2500 / 6	2500	10	0.4	4.6	25.0	5.5	4.6
ТМ 1000 / 6	1000	10	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1600 / 6	1600	10	0.4	3.3	18.0	5.5	3.2
ТМ 1000 / 6	1000	10	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 630 / 10	630	10	6.0	1.68	8.5	5.5	1.83

2.10.3 Вибір засобів компенсації реактивної потужності

Компенсацію реактивної потужності відповідно до вимог та вказівок передбачаємо здійснювати за допомогою комплектних компенсуючих установок (ККУ), які встановлюються на кожній цеховій ТП. Їх вибір проводимо згідно умови:

$$Q_{\text{кку}} = 0,7 Q_p, \text{ кВАр} \quad (2.66)$$

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

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		35

Варіант I:

ТП1:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p5};$$

$$Q_{p\Sigma} = 1487,958 + 513,998 = 2001,956 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{ном кку}} = 0,7 \cdot 2001,956 = 1401,4 \text{ кВар}.$$

ТП2:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p2} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p6} + Q_{p7};$$

$$Q_{p\Sigma} = 732,51 + 57,19 + 72,13 + 143,49 + 74,9 = 1080,22 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{ном кку}} = 0,7 \cdot 1080,22 = 756,15 \text{ кВар}.$$

ТП3:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p3} + Q_{p8} + Q_{p10} + Q_{p11};$$

$$Q_{p\Sigma} = 489,21 + 214,87 + 488,32 + 195,0 = 1387,4 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{ном кку}} = 0,7 \cdot 1387,4 = 971,18 \text{ кВар}.$$

На основі розрахунків по табл. 10.22 ст. 572 [4], табл. 3.5 ст. 94 і табл. 3.6 ст. 96 [1] вибираємо ККУ, каталожні дані, якої зводимо у табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Каталожні дані ККУ

№ з/п	Тип	Q _{ном} , кВар	U _{ном} , кВ	Кількість, шт	Вартість, тис. грн
ТП1	УКЛ(П)Н-0,38-150УЗ	450	0.38	2	7.72
ТП2	УКЛ(П)Н-0,38-150УЗ	450	0.38	2	7.72
ТП3	УКЛ(П)Н-0,38-150УЗ	450	0.38	2	7.72

Варіант II.

Так як розташування ЦТП обох варіантів однакове (змінюється лише напруга), то розрахунок необхідної реактивної потужності і вибір ККУ будуть аналогічними в обох варіантах.

2.10.4 Вибір струмопровідних частин для електроживлення ЦТП від головної понижаючої підстанції

Для живлення ЦТП в обох варіантах застосовуємо реальні схеми електроживлення. У якості ЛЕП застосовуємо кабельні лінії. З урахуванням категорії електроспоживачів згідно надійності електропостачання до кожної ЦТП підводимо від головної понижаючої підстанції по два силові кабелі.

Вибір марки силових кабелів для кожної ЦТП.

Варіант I.

Визначаємо величину струму:

$$I_{\text{норм I,II}} = \frac{S_{P\Sigma i}}{2\sqrt{3}U_{\text{номI,II}}}, \text{ А} \quad (2.67)$$

у нормальному режимі роботи

$$\text{ТП-1} \quad I_{\text{норм}} = \frac{2281,26}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 109,89 \text{ А};$$

$$\text{ТП-2} \quad I_{\text{норм}} = \frac{1717,17}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 82,71 \text{ А};$$

$$\text{ТП-3,4} \quad I_{\text{норм}} = \frac{2260,63}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 108,89 \text{ А}.$$

Визначаємо величину струму навантаження у післяаварійному режимі

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}; \text{ А} \quad (2.68)$$

$$\text{ТП 1 } I_{\text{макс}} = 2 \cdot 109,89 = 219,78 \text{ А};$$

$$\text{ТП 2 } I_{\text{макс}} = 2 \cdot 82,71 = 165,42 \text{ А};$$

$$\text{ТП 3 } I_{\text{макс}} = 2 \cdot 108,89 = 217,78 \text{ А};$$

$$\text{РП } I_{\text{макс}} = 2 \cdot 54,41 = 108,82 \text{ А}.$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						37
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо поперечний переріз жил кабелю за економічною густиною струму.

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \text{ мм} \quad (2.69)$$

де $q_{ек} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ із табл. 7.27 [3].

$$\text{ТП 1 } q_{ек} = \frac{109,89}{1,2} = 91,57 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 2 } q_{ек} = \frac{82,71}{1,2} = 68,9 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 3 } q_{ек} = \frac{108,89}{1,2} = 90,74 \text{ мм}^2;$$

$$\text{РП } q_{ек} = \frac{54,41}{1,2} = 45,34 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель марки ААШВУ з алюмінієвими жилами, паперовою просякнутою ізоляцією, в алюмінієвій оболонці, в полівінілхлоридному шлангові, удосконаленому.

Поперечний переріз жил кабелів вибираємо з табл. 7.10 [4].

ТП 1:

$$AAШВУ - 6 - 3 \times 95 I_{доп.ном.} = 225 \text{ А.}$$

ТП2:

$$AAШВУ - 6 - 3 \times 70 I_{доп.ном.} = 190 \text{ А.}$$

ТП3:

$$AAШВУ - 6 - 3 \times 95 I_{доп.ном.} = 225 \text{ А.}$$

РП:

$$AAШВУ - 6 - 3 \times 50 I_{доп.ном.} = 155 \text{ А.}$$

Перевіряємо вибрані поперечні перерізи жил кабелів на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму роботи.

$$I_{макс} \leq I_{доп} \text{ А} \quad (2.70)$$

$$I_{доп} = K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп.ном.}; \text{ А} \quad (2.71)$$

де $K_1 = 0,9$ – коефіцієнт, який враховує прокладання двох кабелів у траншеї на відстані 100 мм один від одного, табл. 7.17 [4].

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						38
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$K_2 = 0,95$ коефіцієнт, який враховує температуру середовища (землі), табл. 7.18 [4].

ТП 1:

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 225 = 192,38 \text{ А.}$$

Так як $I_{\text{макс}} = 219,78 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 192,38 \text{ А}$, то вибраний кабель марки ААШВУ – 6 – 3 х 95 нам не підходить.

Вибираємо кабель, поперечний переріз жил якого на одну ступінь вище, тобто ААШВУ – 6 – 3 х 120 з $I_{\text{доп}} = 260 \text{ А}$.

Тоді

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 260 = 222,3 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 219,78 \text{ А.}$$

Вибраний кабель ААШВУ – 6 – 3 х 120 по даній умові проходить.

ТП2:

$$\text{ААШВУ – 6 – 3 х 70 } I_{\text{доп.ном.}} = 190 \text{ А;}$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 190 = 162,45.$$

Так як $I_{\text{макс}} = 165,42 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 162,45 \text{ А}$, то вибраний кабель марки ААШВУ – 6 – 3 х 70 нам не підходить.

Вибираємо кабель, поперечний переріз жил якого на одну ступінь вище, тобто ААШВУ – 6 – 3 х 95 з $I_{\text{доп}} = 225 \text{ А}$.

Тоді

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 225 = 192,38 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 165,42 \text{ А.}$$

Вибраний кабель ААШВУ – 6 – 3 х 95 по даній умові проходить.

ТП3:

$$\text{ААШВУ – 6 – 3 х 95 } I_{\text{доп.ном.}} = 225 \text{ А;}$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 225 = 192,38 \text{ А.}$$

Так як $I_{\text{макс}} = 217,78 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 192,38 \text{ А}$, то вибраний кабель марки ААШВУ – 6 – 3 х 95 нам не підходить.

Вибираємо кабель, поперечний переріз жил якого на одну ступінь вище, тобто ААШВУ – 6 – 3 х 120 з $I_{\text{доп}} = 260 \text{ А}$.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						39
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 260 = 222,3 \text{ A} > I_{\text{макс}} = 217,78 \text{ A}.$$

Вибраний кабель ААШВУ – 6 – 3 х 120 по даній умові проходить.

РП:

$$\text{ААШВУ – 6 – 3 х 50 } I_{\text{доп.ном.}} = 155 \text{ A};$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 155 = 132,5 \text{ A} > I_{\text{макс}} = 108,82 \text{ A}.$$

Умова витримується.

Каталожні та розрахункові дані вибраних кабелів заносимо в табл. 2.11.

Варіант II.

Розрахунок проводимо аналогічно I варіанту. Визначаємо величину струму у нормальному режимі:

ТП1:

$$I_{\text{норм}} = \frac{3486,49}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 100,76 \text{ A}.$$

ТП2:

$$I_{\text{норм}} = \frac{1441,58}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 41,66 \text{ A}.$$

ТП3:

$$I_{\text{норм}} = \frac{2295,9}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 66,35 \text{ A}.$$

ТП4:

$$I_{\text{норм}} = \frac{1179,63}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 34,1 \text{ A};$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{903,63}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 26,1.$$

Визначаємо величину струму у післяаварійному режимі:

$$\text{ТП 1 } I_{\text{макс}} = 2 \cdot 100,76 = 201,52 \text{ A};$$

$$\text{ТП 2 } I_{\text{макс}} = 2 \cdot 41,66 = 83,32 \text{ A};$$

$$\text{ТП 3 } I_{\text{макс}} = 2 \cdot 66,35 = 133,7 \text{ A};$$

$$\text{ТП 4 } I_{\text{макс}} = 2 \cdot 34,1 = 68,2 \text{ A};$$

$$\text{ТП 5 } I_{\text{макс}} = 2 \cdot 26,1 = 52,7 \text{ A}.$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		40

Визначаємо поперечний переріз жил кабелів:

$$\text{ТП 1 } q_{\text{ек}} = \frac{100,76}{1,4} = 71,97 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 2 } q_{\text{ек}} = \frac{41,66}{1,4} = 29,76 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 3 } q_{\text{ек}} = \frac{66,35}{1,4} = 47,39 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 4 } q_{\text{ек}} = \frac{34,1}{1,4} = 24,36 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 5 } q_{\text{ек}} = \frac{26,1}{1,4} = 18,82 \text{ мм}^2.$$

З табл. 7.10 [4] вибираємо марки наступних кабелів:

ТП 1:

$$AAШВУ - 10 - 3 \times 95 I_{\text{доп.ном}} = 205 \text{ А};$$

ТП 2:

$$AAШВУ - 10 - 3 \times 35 I_{\text{доп.ном}} = 115 \text{ А};$$

ТП 3:

$$AAШВУ - 10 - 3 \times 50 I_{\text{доп.ном}} = 140 \text{ А};$$

ТП 4:

$$AAШВУ - 10 - 3 \times 35 I_{\text{доп.ном}} = 115 \text{ А};$$

ТП 5:

$$AAШВУ - 10 - 3 \times 25 I_{\text{доп.ном}} = 90 \text{ А}.$$

Перевіряємо вибрані поперечні перерізи жил кабелів нагріванням допустимим струмами післяаварійного режиму.

$$\text{ТП1 } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 205 = 175,275 \text{ А}.$$

Так як $I_{\text{макс}} = 201,52 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 175,275 \text{ А}$, то вибраний кабель марки

AAШВУ – 10 – 3 х 95 нам не підходить.

Вибираємо кабель, поперечний переріз жил якого на одну ступінь вище, тобто AAШВУ – 10 – 3 х 120 з $I_{\text{доп}} = 240 \text{ А}$.

$$\text{Тоді } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 240 = 205,2 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 201,52 \text{ А}.$$

Вибраний кабель AAШВУ – 10 – 3 х 120 по даній умові проходить

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		41

$$\text{ТП2 } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 115 = 98,33 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 83,32 \text{ А.}$$

Умова витримується.

$$\text{ТП3 } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 140 = 119,7 \text{ А } I_{\text{макс}} = 130,66 \text{ А.}$$

Так як $I_{\text{макс}} = 130,66 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 119,7 \text{ А}$, то вибраний кабель марки ААШВУ – 10 – 3 х 50 нам не підходить.

Вибираємо кабель, поперечний переріз жил якого на одну ступінь вище, тобто ААШВУ – 10 – 3 х 70 з $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$.

$$\text{Тоді } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 165 = 141,1 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 132,7 \text{ А.}$$

Вибраний кабель ААШВУ – 10 – 3 х 70 по даній умові проходить.

$$\text{ТП4 } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 115 = 98,33 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 68,2 \text{ А.}$$

Умова витримується.

$$\text{ТП5 } I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot 90 = 76,95 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 52,7 \text{ А.}$$

Умова витримується.

Каталожні і розрахункові дані вибраних кабелів заносимо у таблицю 2.11.

Таблиця 2.11 - Каталожні і розрахункові дані вибраних кабелів

Лінія	Марка кабелю	q, мм ²	ι, км	r ₀ , Ом\км	I _{доп.ном} , А	Кількість, шт	Вартість 1 км, тис. грн.
І варіант							
ГПП- ТП1	ААШВУ – 6 – 3 х 240	240	0.14	0.129	390	2	17.0
ГПП- ТП2	ААШВУ – 6 – 3 х 50	50	0.09	0.62	155	2	9.4
ГПП- ТП3	ААШВУ – 6 – 3 х 95	95	0.145	0.194	225	2	11.4
ГППТП4	ААШВУ – 6 – 3 х 50	50	0.125	0.62	155	2	9.4
ГПП-РП	ААШВУ – 6 – 3 х 35	35	0.105	0.89	125	2	8.4

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		42

Продовження таблиці 2.11

<i>II варіант</i>							
ГПП- ТП1	<i>ААШвУ</i> – 10 – 3 × 120	120	0.14	0.258	240	2	13.4
ГПП- ТП2	<i>ААШвУ</i> – 10 – 3 × 35	35	0.09	0.89	115	2	9.4
ГПП- ТП3	<i>ААШвУ</i> – 10 – 3 × 70	70	0.145	0.443	165	2	11.4
ГПП- ТП4	<i>ААШвУ</i> – 10 – 3 × 35	35	0.125	0.89	115	2	9.4
ГПП- ТП5	<i>ААШвУ</i> – 10 – 3 × 25	25	0.105	1.24	90	2	8.4

2.11 Техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання підприємства

Вибір електричної схеми внутрішнього електропостачання здійснюємо на основі порівняння річних мінімальних приведених затрат.

Для кабельних ліній до 10 кВ з алюмінієвою оболонкою, які прокладаються під землею, $\alpha=6,3\%$ табл. 8.2 [3]. Вартість КЛ устаткування ЦТП приймаємо з табл 9.10, 9.17 [3]; 3.4 [4].

Розрахунок величини капіталовкладень зводимо у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 - Розрахунок величини капіталовкладень

Назва елементів схеми	Один. виміру	Вартість одиниці, тис. грн.	I варіант		II варіант	
			К-ть	Вартість, тис. грн	К-ть	Вартість, тис. грн
1	2	3	4	5	6	7

Продовження таблиці 2.12

КЛ з кабелями						
ААШВУ–6–3 х 240	км	17.0	0.14	2.38		
ААШВУ–6–3 х 95	км	11.4	0.135	1.539		
ААШВУ–6–3х50	км	9.4	0.105	0.892		
ААШВУ–6–3х35	км	8.4	0.225	2.115		
ААШВУ–10–3х35	км	9.4			0.225	2.115
ААШВУ–10–3х120	км	13.4			0.14	1.876
ААШВУ–10–3 х 70	км	11.4			0.135	1.539
ААШВУ–10–3 х 25	км	8.4			0.105	0.882
Кп Кпод				13.0		12.05
Силові трансформатори ЦТП						
ТМ 2500/6	шт	4.6	2	9.2		
ТМ 1600/6	шт	3.2	2	6.4		
ТМ 1000/6	шт	2.965	4	11.86		
РП	шт	2.3	2	4.6		
ТМ 2500/10	шт	4.6			2	9.2
ТМ 1600/10	шт	3.2			2	6.4
ТМ 1000/10	шт	2.965			4	11.86
ТМ 630/6	шт	1.83			2	3.56
Кп Кпод				60.27		58.5
К				73.27		70.55

Визначаємо втрати електроенергії в ЦТП. Цехові ТП ЦТП1-ЦТП4 в обох варіантах схем внутрішнього електропостачання мають однакові максимальні навантаження, а звідси і однакові втрати електроенергії, тому в техніко-економічному порівнянні варіантів їх не враховуємо.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						44
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta W_{T5} = 2 \times 1,68 \cdot 8760 + 8,5 (903,63/2 \times 630)^2 \cdot 3410,9 = 44345,33 \text{ кВт. Год.}$$

Визначаємо втрати електроенергії у кабельних лініях:

ГПП-ТП1:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 157,94^2 \cdot 0,14 \cdot 0,129 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 9219,8 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 100,76^2 \cdot 0,14 \cdot 0,258 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 7504,9 \text{ кВт. год.}$$

ГПП-ТП2:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 60,44^2 \cdot 0,07 \cdot 0,62 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 3244,6 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 41,76^2 \cdot 0,07 \cdot 0,83 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 2223,5 \text{ кВт. год.}$$

ГПП-ТП3:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 110,6^2 \cdot 0,135 \cdot 0,194 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 6556,4 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 66,35^2 \cdot 0,135 \cdot 0,443 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 5388,1 \text{ кВт. год.}$$

ГПП-ТП4:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 56,82^2 \cdot 0,155 \cdot 0,62 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 6349,6 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 34,1^2 \cdot 0,155 \cdot 0,89 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 3282,8 \text{ кВт. год.}$$

ГПП-РП, ТП5:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot 3 \cdot 43,53^2 \cdot 0,105 \cdot 0,89 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 3623,9 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = 2 \cdot 3 \cdot 26,35^2 \cdot 0,105 \cdot 1,24 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 1850,1 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{\text{I}} = 3219,8 + 3244,6 + 6556,4 + 6349,6 + 3633,9 = 29004,3 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{\text{II}} = 7504,9 + 2223,5 + 5388,1 + 3282,8 + 1850,1 + 44345,33 = 64594,73 \text{ кВт. год.};$$

$$\text{И } B_{T1} = 0,54 \cdot 29004,3 \cdot 10^{-3} = 15,66 \text{ тис. грн.};$$

$$\text{И } B_{T2} = 0,54 \cdot 64594,73 \cdot 10^{-3} = 34,88 \text{ тис. грн.}$$

Експлуатаційні витрати:

$$\text{И }_1 = 9,4/100 \cdot 60,27 + 6,3/100 \cdot 13,0 = 6,48 \text{ тис. грн.};$$

$$\text{И }_2 = 9,4/100 \cdot 58,5 + 6,3/100 \cdot 12,05 = 6,26 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні приведені затрати:

$$\text{ЗI} = 0,12 \cdot 73,27 + 6,48 + 16,66 = 95,41 \text{ тис. грн.};$$

$$\text{ЗII} = 0,12 \cdot 70,55 + 6,26 + 34,88 = 111,69 \text{ тис. грн.}$$

Так як $\Delta = 111,369 - 95,41 \cdot 100\% / 111,69 = 14,6\%$,

то приймаємо I варіант схеми внутрішнього електропостачання (10 кВ).

					КРБ 19-025.00.00.000 ПЗ	Лист
						45
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок струмів проводимо у відносних одиницях.

Задаємося базисною потужністю:

$$S_6 = 100 \text{ МВА.}$$

Необхідно розрахувати струми короткого замикання у трьох точках: на стороні ВН силового трансформатора ГПП, на стороні НН силового трансформатора ГПП, на стороні 0,4 кВ силового трансформатора найбільш віддаленої цехової ТП.

3.1.1 Розрахункова схема електричної установки

Розрахункова схема електроустановки представлена на рис. 3.1.

3.1.2 Розрахункова схема зміщення

На основі рис. 3.1 складається електрична схема заміщення. Електрична схема заміщення представлена на рис. 3.2.

3.1.3 Визначення величини опорів елементів електричної СЗ

1. Знаходимо опір енергетичної системи:

$$X_1 = X_c \cdot S_6 / S_{\text{ном.с}} ; \quad (3.1)$$

$$X_1 = 0,17 \cdot 1000 / 3000 = 0,056$$

2. Знаходимо опір обмоток силових трансформаторів:

а) опір обмоток ВН:

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Іваніга О.О.			3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Сисак І.М.					46	19
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

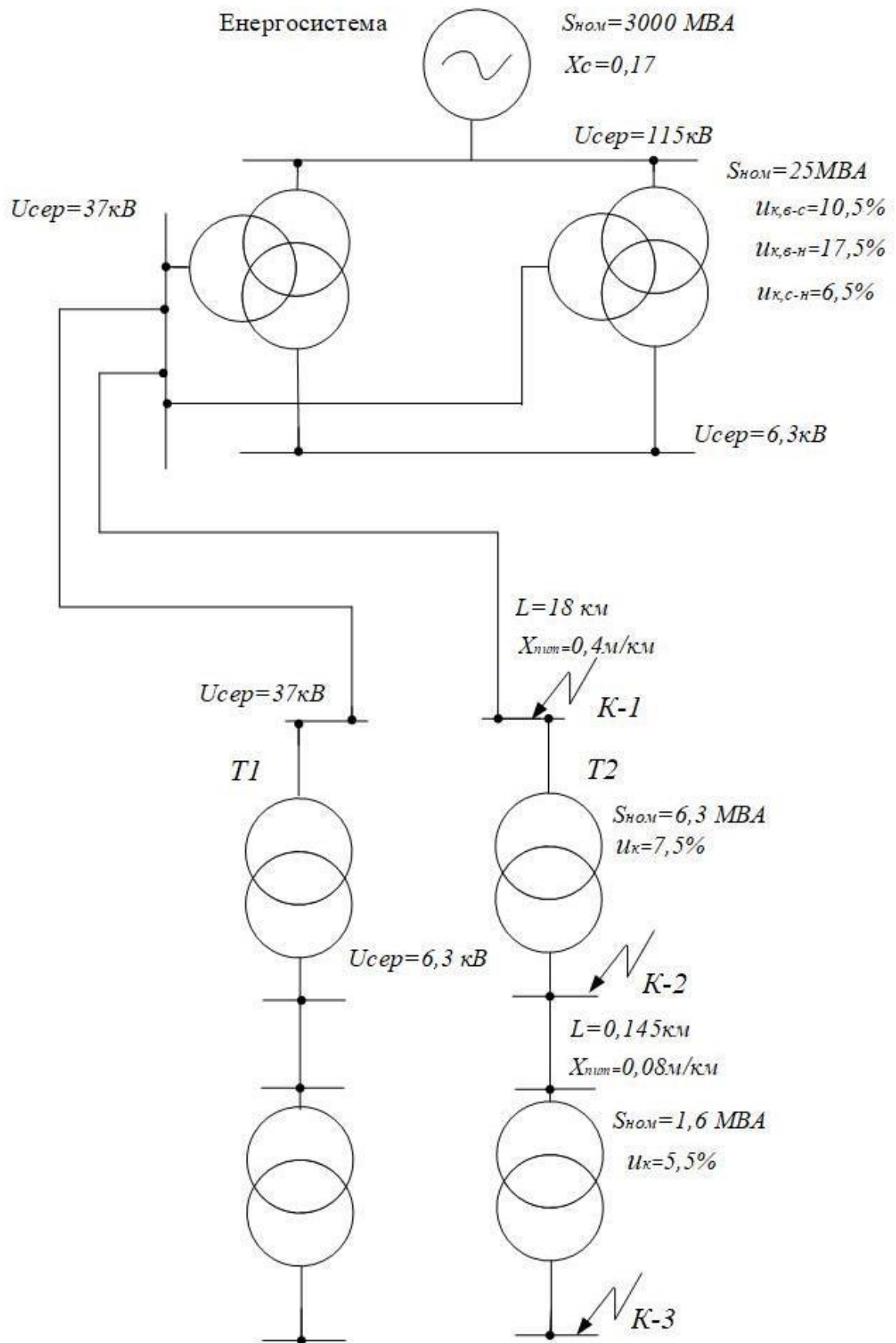


Рисунок 3.1 - Розрахункова схема електроустановки

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

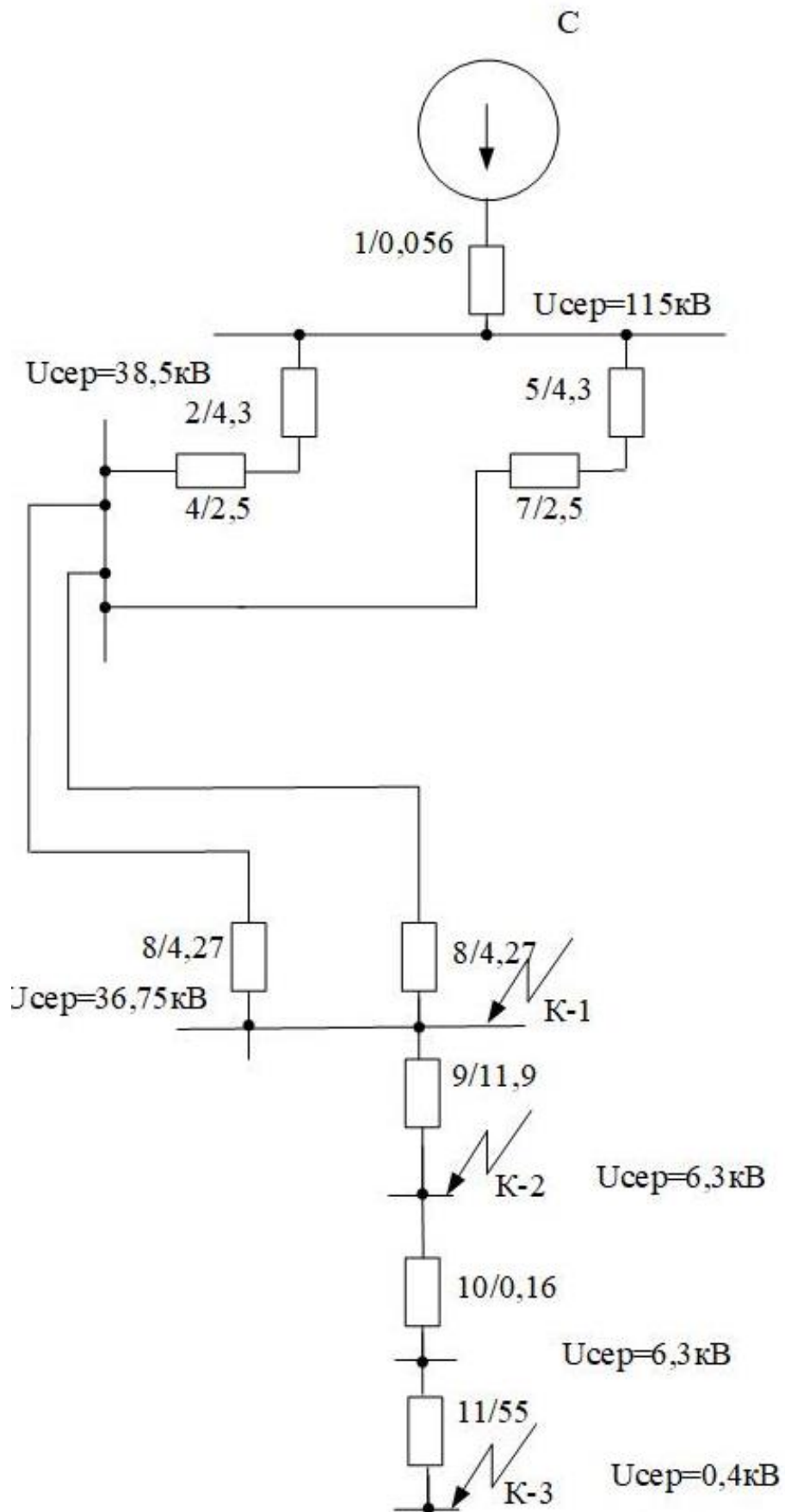


Рисунок 3.2 - Електрична схема заміщення

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

$$X_2 = X_5 + U_{KB} \cdot S_6 / 100 \cdot S_{НОМ.Т}; \quad (3.2)$$

де

$$U_{KB}\% = 0,5(U_{KB-с} + U_{KB-н} - U_{KC-н}); \% \quad (3.3)$$

$$U_{KB}\% = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$X_2 = X_5 = 10,75 \cdot 1000 / 100 \cdot 25 = 4,3$$

б) обмоток СН:

$$X_4 = X_7 = I_{KC}\% \cdot S_6 / 100 \cdot S_{НОМ.Т}; \%$$

$$U_{KC}\% = 0,5(U_{KB-с} + U_{KC-н} - U_{KB-н}); \% \quad (3.4)$$

$$U_{KC}\% = 0,5(10,5 + 6 - 17) = 0\%$$

$$X_6 = X_3 = 0 \cdot 1000 / 100 \cdot 25 = 0$$

в) обмоток НН:

$$X_3 = X_6 = U_{KH}\% \cdot S_6 / 100 \cdot S_{НОМ.Т}; \%$$

$$U_{KH}\% = 0,5(U_{KB-н} + U_{KC-н} - U_{KB-с}); \% \quad (3.5)$$

$$U_{KH}\% = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25\%$$

$$X_4 = X_7 = 6,25 \cdot 1000 / 100 \cdot 25 = 2,5$$

3. Визначаємо опір повітряних ліній від підстанцій до ГПП:

$$X_{ПЛ} = X_{num} \cdot e \cdot S_6 / U_{сеп}^2 \cdot S_{НОМ} \quad (3.6)$$

$$X_8 = 0,4 \cdot 18 \cdot 1000 / 37,5^2 = 4,27$$

4. Визначаємо опір силових трансформаторів на ГПП:

$$X_{ТР} = U_k \cdot S_6 / 100 \cdot S_{НОМ} \quad (3.7)$$

$$X_9 = 6,5 \cdot 1000 / 100 \cdot 6,3 = 11,9$$

5. Визначаємо опір кабельних ліній від ГПП до ЦТП:

$$X_{КЛ} = X_{num} \cdot e \cdot S_6 / U_{сеп}^2 \quad (3.8)$$

$$X_{10} = 0,056 \cdot 0,07 \cdot 1000 / 6^2 = 0,16$$

6. Визначаємо опір силових трансформатора ЦТП:

$$X_{ТР} = U_k \cdot S_6 / 100 \cdot S_{НОМ Т} \quad (3.9)$$

$$X_{11} = 5,5 \cdot 1000 / 100 \cdot 1,0 = 55,0$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		49

3.1.4 Розрахунок струмів КЗ в точці К1

Для проведення розрахунків спрощуємо електричну схему заміщення.

$$X_{12} = \frac{(X_2 + X_4) \cdot (X_5 + X_6)}{X_2 + X_4 + X_5 + X_6} \quad (3.10)$$

$$X_{12} = \frac{0,08 + (6,72 + 0) \cdot (6,72 + 0)}{6,72 + 0 + 6,72 + 0} = 3,44.$$

$$X_{\text{рез}} = X_{12} + X_8; \quad (3.11)$$

$$X_{\text{рез}} = 3,44 + 4,27 = 7,71.$$

Кінцева електрична схема заміщення для точки К – 1 представлена на рис.

3.3.

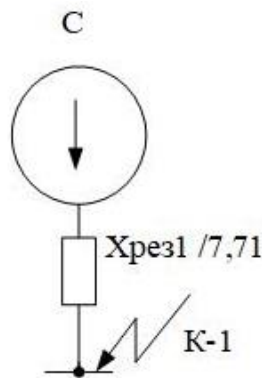


Рисунок 3.3 - Кінцева електрична схема заміщення для точки К – 1

Кінцева електрична схема заміщення представлена на рис. 3.4.

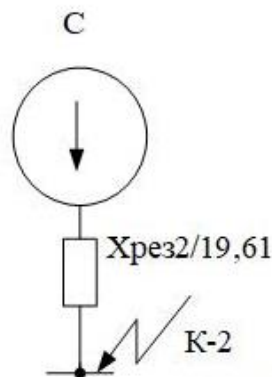


Рисунок 3.4 - Кінцева електрична схема заміщення.

Визначаємо величину базисного струму у точці К – 1

$$I_6 = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \text{ кА} \quad (3.12)$$

$$I_6 = 1000 / \sqrt{3} \cdot 35 = 15,6 \text{ кА}$$

Визначаємо величину періодичної складової повного струму КЗ.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		50

$$I_{no} = \frac{U}{X_{рез}} \cdot I_{\sigma}; [\text{кА}] \quad (3.13)$$

$$I_{п.о} = 1 \cdot 16,5 / 7,71 = 2,14 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину ударного струму навантаження короткого замикання.

$$i_y = \sqrt{2} \times I_{no} \times K_y; \text{кА} \quad (3.14)$$

$$K_y = 1,6 \text{ по табл. 3.8 [6].}$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 2,14 \cdot 1,6 = 4,84 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину періодичної та аперіодичної складової повного струму короткого замикання.

За розрахунковий час приймаємо:

$$\eta = t_{р.3} + t_{б.б}; \text{с} \quad (3.15)$$

де $t_{р.3} = 0,01 \text{ с}$ – тривалість дії вимикача;

$t_{б.б} = 0,05 \text{ с}$ для точки К – 3;

$$\eta = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

Періодична складова:

$$I_{пт} = I_{п.о} = \text{const} = 2,14 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова:

$$i_{a.т.} = \sqrt{2} I_{no} \times e^{-t/T_a}; \text{кА}, \quad (3.16)$$

де $T_a = 0,02$ по табл. 3.8. [6]

$$I_{ат.} = \sqrt{2} \cdot 2,14 e^{-0,08 / 0,02} = 0,142 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці К1:

$$W_k = I_{п.о}^2 (I_{відк} + T_a); \text{к.А.с}^2 \quad (3.17)$$

$$W_{к1} = 2,14^2 (0,06 + 0,02) = 0,55 \text{ кАс}^2.$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання заносимо у табл. 3.1.

3.1.5 Розрахунок струмів КЗ у точці К-2

Для проведення розрахунків струму КЗ у точці К-2 використовуємо попередні перетворення.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						51
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{рез2} = X_{рез1} + X_9 \quad (3.18)$$

$$X_{рез2} = 7,71 + 11,9 = 19,61$$

Визначаємо величину базисного струму у точці К-2:

$$I_{бк} = 1000/\sqrt{3} \cdot 6,3 = 91,75 \text{ кА.}$$

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

$$I_{п.0} = 1 \cdot 91,75 / 19,61 = 4,67 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину ударного струму короткого замикання згідно виразу 3.14

$$K_y = 1,6 \text{ по табл. 3.8 [6]}$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 4,67 \cdot 1,6 = 10,5 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину періодичної та аперіодичної складової повного струму КЗ.

За розрахунковий час приймаємо:

$$\dot{\eta} = 0,01 + 0,85 = 0,095 \text{ с.}$$

Періодична складова:

$$I_{пт} = I_{п.0} = \text{const} = 4,67 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова (вираз 3.16)

де $T_a = 0,05$ по таблиці 3.8 [6]

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,67 e^{-0,08 / 0,02} = 0,06 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці К2 з виразу 3.17:

$$W_{к2} = 4,67^2 (0,095 + 0,05) = 3,16 \text{ к.А.с}^2.$$

3.1.6 Розрахунок струмів КЗ у точці К-3

Для проведення розрахунків струму КЗ у точці К-3 використовуємо попередні перетворення.

Кінцева електрична схема заміщення зображена на рис. 3.5.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		52

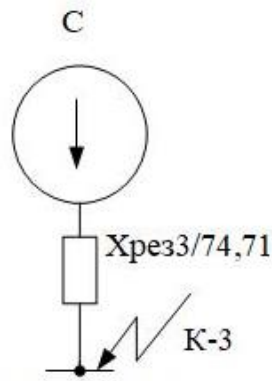


Рисунок 3.5 - Кінцева електрична схема заміщення.

$$X_{рез3} = X_{рез2} + X_{I0} + X_{I1} \quad (3.19)$$

$$X_{рез2} = 19,61 + 0,16 + 55,0 = 74,77.$$

Визначаємо величину базисного струму у точці короткого замикання К-3 по виразу (3.12).

$$I_{бк} = 1000/\sqrt{3} \cdot 0,4 = 1445 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину періодичної складової повного струму короткого замикання в момент часу $t = 0$.

$$I_{п.0} = 1 \cdot 1445/74,77 = 26,69 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину ударного струму короткого замикання.

$$K_y = 1,369 \text{ по табл. 3.8 [6].}$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 26,69 \cdot 1,369 = 51,88 \text{ кА.}$$

Знаходимо величину періодичної та аперіодичної складової повного струму КЗ.

За розрахунковий час приймаємо:

$$t_{pz} = 0,01 \text{ с;}$$

$$t_{вв} = 0,12 \text{ с;}$$

$$\eta = 0,01 + 0,12 = 0,13 \text{ с.}$$

Періодична складова:

$$I_{пт} = I_{п.0} = \text{const} = 26,69 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова (вираз 3.16)

де $T_a = 0,01$ по табл. 3.8. [6]

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						53
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot 26,69 e^{-0,08/0,02} = 0,03 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці К3 з виразу 3.17.

$$W_{к3} = 26,69^2 (0,01+0,19) = 142,47 \text{ кАс}^2.$$

Результати обчислень струмів К3 в точках К-1, К-2, К-3 зводимо у таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 - Результати обчислень струмів К3 в точках К-1, К-2, К-3

Точка К-3	U _б , кВ	I _б , кВ	X _{рез}	I _{п.о} , кА	I _у , кА	I _{п.т} , кА	I _{о.т} , кА	W _к , кА ² с
К-1	1.0	15.6	7.71	2.14	4.84	0.008	2.14	0.55
К-2	1.0	91.75	19.61	4.67	10.5	0.006	4.67	3.16
К-3	1.0	1445	74.774	26.69	51.88	0.03	26.69	142.47

3.2 Вибір та перевірка електричних апаратів

Вибір та перевірка електричних апаратів у колі трансформатора головної понижаючої підстанції на стороні високої напруги

В колі трансформатора головної понижаючої підстанції на стороні високої напруги необхідно вибрати вимикач та роз'єднувач.

Визначаємо струм, який буде протікати у нормальному режимі у колі лінія-трансформатор.

$$I_{норм} = \frac{0,65 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А} \quad (3.20)$$

$$I_{норм} = \frac{0,65 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 63,12.$$

Струм, який буде протікати у післяаварійному режимі роботи трансформатора:

$$I_{макс} = 2 \cdot I_{ном}; \text{ А} \quad (3.21)$$

$$I_{макс} = 2 \cdot 63,12 = 126,24 \text{ А.}$$

З табл. 5.2 [4] вибираємо масляний вимикач, а з табл. 5.5 [4] - роз'єднувач.

					КРБ 19-025.00.00.000 ПЗ	Лист
						54
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Дані вибору заносимо у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Дані вибору

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	
		Вимикач С-35М-630-10У1	Роз'єднувач РНДЗ 1-35/1000у1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=35\text{кВ}$	$U_{ном}=35\text{кВ}$	$U_{ном}=35\text{кВ}$
$I_{макс} \leq I_{ном}$	$I_{макс}=126.24\text{А}$	$I_{ном}=630\text{А}$	$I_{ном}=1000\text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт}=2.24\text{ кА}$	$I_{відкл.ном}=10\text{ кА}$	
$i_{ат} \leq i_a$	$i_{ат}=0.0068\text{кА}$	$i_a=3.55\text{кА}$	$I_{дин}=63\text{ кА}$
$I_{п.о} \leq I_{дин}$	$I_{п.о}=2.24\text{ кА}$	$I_{дин}=10\text{ кА}$	
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y=5.09\text{ кА}$	$i_{дин}=26\text{ кА}$	
$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k=0.4\text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер}=300\text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер}=2500\text{кА}^2\text{с}$

Вибір та перевірка електричних апаратів на стороні низької напруги головної понижаючої підстанції

Вибір та перевірку вимикача та роз'єднувача в колі трансформатора головної понижаючої підстанції на стороні низької напруги

Проводимо згідно пункту 3.2.

$$I_{норм} = \frac{0,65 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 225,4 \text{ А};$$

$$I_{макс} = 2 \cdot 225,4 = 450,8 \text{ А}.$$

Розрахункові та каталожні дані вибраних апаратів зводимо у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 - Розрахункові та каталожні дані вибраних апаратів

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	
		Вимикач ВММ-10-630 У2	Роз'єднувач РВЗ 10/6300 У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=10.5$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ
$I_{макс} \leq I_{ном}$	$I_{макс}=450.8$ А	$I_{ном}=630$ А	$I_{ном}=630$ А
$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт}=3.11$ А	$I_{відкл.ном}=10$ кА	-
$i_{ат} \leq i_a$	$i_{ат}=0.0066$ кА	$i_a=10.0$ кА	-
$I_{п.о} \leq I_{дин}$	$I_{п.о}=3.11$ кА	$I_{дин}=10.0$ кА	-
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y=7.07$ кА	$i_{дин}=25.5$ кА	$I_{дин}=52$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k=1.4$ кА ² с	$I_{тер}^2 t_{тер}=300$ кА ² с	$I_{тер}^2 t_{тер}=1600$ кА ² с

Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираються по:

- напрузі установки;
- струму;
- конструкції і класу точності;
- перевірці на електродинамічну стійкість;
- перевірці на електротермічну стійкість;
- вторинному навантаженню.

Вторинне навантаження трансформаторів струму приведено у табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилади	Тип	Навантаження фази		
		А	В	С
Амперметр	Э – 305	0.5	-	-
Лічильник активної енергії	САЗУ-Н672 м	2.5	-	2.5
Лічильник реактивної енергії	Сизу-Н673 М	2.5	-	2.5
Всього		5.5		5.0

Перевіряємо трансформатор струму по вторинному навантаженню.

Визначаємо опір приладів:

$$r_{\text{прип}} = S_{\text{Прил}} / I_2^2; \text{ Ом} \quad (3.22)$$

$$r_{\text{прип}} = 5,5/25 = 0,22 \text{ Ом.}$$

Визначаємо допустимий опір проводів для приєднання приладів:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} r_{\text{к}}; \text{ Ом} \quad (3.23)$$

$r_{\text{к}}=0,1$ - опір контактів при двох і більше приладів, Ом;

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом.}$$

Визначаємо переріз з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \text{ мм}^2 \quad (3.24)$$

l - (4-6)- ст. 375 [6].

$\rho=0,0283$ - питомий опір для алюмінія, Ом*мм²/м;

$$q = \frac{6 \cdot 0,283}{0,08} = 2,52 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКВВГ з поперечним перерізом жил 4 мм².

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		57

$$Z_{ГР} = 0,02836/4 = 0,042 \text{ Ом};$$

$$Z_{\Pi} = 0,042 + 0,22 - 0,1 = 0,162 \text{ Ом};$$

$$Z_{\Pi} = 0,162 < Z_{\Pi\text{доп}} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Згідно табл. 5.9 [4] вибираємо вимірювальний ТС типу *ТПЛК – 10*.

Розрахункові та каталожні дані зводимо у табл. 3.5

Таблиці 3.5 – Розрахункові та каталожні дані

Розрахункові дані	Каталожні дані ТПЛК-10 УЗ
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 450.8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{y}} = 7.07 \text{ кА}$	Не перевіряється
$B_{\text{к}} = 1.4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2916 \text{ кА}^2\text{с}$
$Z_{2\Sigma} = 0.162 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0.4 \text{ Ом}$

Вибір трансформаторів напруги

Умови вибору:

- по напрузі установки;
- по конструкції та схемі з'єднання обмоток;
- по складу точності;
- по вторинному навантаженню.

На кожній секції шин встановлюється по одному трансформатору напруги.

Прилади, які підключаються до трансформатора напруги вибираємо з табл. 4.11 [6.]

Проводимо розрахунок навантаження для трансформатора напруги в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Розрахунок навантаження для трансформатора напруги

Прилад	Тип	S, ВА	К-ть обмоток	К-ть прилад	cosφ	Загальне споживання		
						P, кВт	Q, квар	
Вольтметр (збірні шини)	Э-305	2	1	1	2	-		
Ввід 6 кВ від трансформатора	Лічильник активної енергії	И-674	2Вт	2	1	0.38	4	9.64
	Лічильник реактивної енергії	И-673	2 Вт	2	1	0.38	4	9.64
Лінії 10кВ Лінії 6кВ	Лічильник активної енергії	И-674	3Вт	2	4	0.38	24	58.05
	Лічильник реактивної енергії	И-673	3 Вт	2	4	0.38	24	58.05
Всього:							58	135.38

Визначаємо величину ВН вимірювального ТН:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2_{\text{прил}} + Q^2_{\text{прил}}} ; \text{ВА} \quad (3.25)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{58^2 + 135,38^2} = 147,28 .$$

На основі отриманих розрахунків по табл. 5.13 [4] вибираємо вимірювальний ТН НОМ-10-77У4 $U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ, $U_{2\text{НОМ}} = 100$ В.

$S_{2\text{НОМ}} = 75$ ВА в класі точності 0,5.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		59

Три трансформатори напруги з'єднаних у зірку мають потужність $3 \times 75 = 225$ ВА, що більше $S_{2\Sigma} = 147,28$ ВА.

Для приєднання ТН з приладами приймаємо контрольний кабель *АКРВГ* з поперечним перерізом 4 мм^2 .

Вибір та перевірка електричних апаратів на стороні 0,4 кВ найбільш віддаленої ЦТП

У колі силового трансформатора на стороні 0,4 кВ необхідно вибрати автоматичний вимикач та рубильник.

Умови вибору автоматичних вимикачів:

- по напрузі установки;
- по тривалому струму;
- по відключаючій здатності;
- по конструктивному виконанню;
- по постійній часу затухання;

Умови вибору автоматичних рубильників:

- по напрузі установки;
- по струмові навантаження;
- по електродинамічній стійкості;
- по конструктивному виконанню;
- по термічній стійкості.

Визначаємо величину струму нормального режиму роботи:

$$I_{\text{норм}} = 0,65 \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1502,9 \text{ А.}$$

Визначаємо величину струму у післяаврійному режимі роботи:

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot 1502,9 = 3005,8 \text{ А.}$$

На основі розрахунків з табл. 6.12 [4] вибираємо автоматичний вимикач типу Є016В , а з табл. 6.2. [4] вибираємо рубильник і роз'єднувач.

Розрахункові та каталожні дані зводимо у табл. 3.7.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						60
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.7 – Розрахункові та каталожні дані

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач Э016В	Рубильник Р2325
$U_{уст}=0.4$ кВ $I_{норм} = 1502.9$ А $I_{макс} = 3005.8$ А $I_{п.о}= 19.85$ к А $i_y = 38.59$ к А $B_k = 55.16$ кА ² с	$U_{ном}=0.4$ кВ $I_{ном} = 1600$ А $I_{відкл.ном} = 4500$ А	$I_{ном} = 1600$ А $i_{пр.ск} = 50$ кА $B_k=1000$ кА ² с

3.3 Описання конструктивного виконання системи ЕП

Проектування системи електропостачання заданого підприємства виконане згідно вимог ПУЕ норм технологічного проектування підстанцій, вказівок по компенсації реактивної потужності та інших нормативних документів.

Спроектована мережа електропостачання включає в себе зовнішнє електропостачання, головну понижуючу підстанцію, внутрішньозаводські мережі, цехові трансформаторні підстанції, розподільний пристрій для живлення двигунів 6 кВ. Зовнішня система електропостачання – це районна понижуюча підстанція №1- джерело живлення, двоколова повітряна лінія 35 кВ на залізобетонних опорах з проводами АС -95/16 довжиною 18 км.

Головна понижуюча підстанція – двотрансформаторні з установкою трансформаторів ТМН-6300/35.

Розподільний пристрій високої напруги (35 кВ) спроектований відкритого типу по схемі два блока лінія трансформатор з масляними вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку лінії.

Розподільний пристрій низької напруги (10 кВ) передбачено виконати із комірок комплектного розподільного пристрою зовнішньої установки,

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						61
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

виконаного за схемою одна секційована система збірних шин. Внутрішньозаводські розподільні пристрої являють собою силові кабельні лінії прокладені у траншеях. Розподільна мережа виконана за радіальною схемою.

Цехові трансформаторні підстанції спроектовано двотрансформаторними, внутрішньої установки, змонтовані на території цеху в місцях максимального наближення до центрів електричних навантажень з трансформаторами типу ТМ.

Компенсацію реактивної потужності спроектовано виконувати при допомозі комплектних конденсаторних установок номінальною напругою 0,4 кВ, приєднаних до окремих секцій збірних шин цехових трансформаторних підстанцій.

3.4 Розрахунок релейного захисту

Згідно вимог ПУЕ на трансформаторах встановлюються наступні види захисту:

1. поздовжній диференційний струмовий захист від міжфазних КЗ;
2. захист від замикань на землю;
3. захист від важкових замикань однієї фази – газовий захист;
4. захист від зовнішніх КЗ;
5. захист від симетричних перевантажень.

Розрахунок поздовжнього диференційного захисту.

Для розрахунку перевіряємо можливість використання реле серії РНТ-560.

Визначаємо первинні номінальні струми на сторонах трансформатора, який підлягає захисту:

$$I_{ном} = S_{ном.тр} \cdot \frac{10^{-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}; \text{ А} \quad (3.26)$$

$$I_{1\ 35кВ} = 6300/\sqrt{3} \cdot 36,6 = 99,49 \text{ А};$$

$$I_{1\ 6кВ} = 6300/\sqrt{3} \cdot 10,5 = 364,16 \text{ А}.$$

Визначення коефіцієнта трансформації трансформатора струму.

Для підвищення надійності захисту та зменшення похибки трансформаторів струму приймаємо завищені коефіцієнти трансформації.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						62
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{35} = 100/5 \quad K_6 = 300/5$$

$$I_{НОМ\ в} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{ex}}{K_1} \quad (3.27)$$

$$I_{135кВ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 99,49}{100/5} = 8,6;$$

$$I_{110кВ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 364,16}{300/5} = 10,5.$$

Для визначення струму спрацювання диф. захисту знаходимо струм небалансу при зовнішньому КЗ в максимальному режимі системи і при мінімальних $X_{тр}$.

При межах регулювання $+10 \times 1,5\%$ до $8 \times 1,5\%$, визначаємо опір трансформатора приведенного до сторони ВН.

$$U_{к.мін} = 8,7\% \quad U_{к.макс} = 12,36\%$$

Визначаємо коефіцієнт впливу РПА на величину опорів трансформатора:

$$\alpha = I \pm n \Delta U_{рег} \% / 100; \quad (3.28)$$

$$\alpha_{мін} = 0,85 \quad \alpha_{макс} = 1,15$$

$$X_{т.макс} = U_{к.макс} \cdot U_{ВН}^2 \cdot \alpha_{макс}^2 / 100 \cdot S_{НОМТ}; \text{ Ом} \quad (3.29)$$

$$X_{т.мін} = U_{к.мін} \cdot U_{НН}^2 \cdot \alpha_{мін}^2 / 100 \cdot S_{НОМТ}; \text{ Ом} \quad (3.30)$$

$$X_{т.макс} = 12,36 \cdot 35^2 \cdot 1,15^2 / 100 \cdot 6,3 = 201,8 \text{ Ом};$$

$$X_{т.мін} = 8,7 \cdot 35^2 \cdot 0,88^2 / 100 \cdot 6,3 = 83,1 \text{ Ом}.$$

Визначаємо опір енергосистеми:

$$X_{с.макс} = U_{ср\ 2.ВН} / S_{с.макс}; \text{ Ом} \quad (3.31)$$

$$X_{с.мін} = U_{ср\ 2.НН} / S_{с.мін}; \text{ Ом} \quad (3.32)$$

$$X_{с.макс} = 37^2 / 14600 = 0,094 \text{ Ом};$$

$$X_{с.мін} = 37^2 / 0,9 \cdot 14600 = 0,104 \text{ Ом}.$$

Розрахунок струму КЗ на стороні НН:

$$I_{т.(3)ав.макс} = U_{НН.макс} \cdot K_{мін.рег} / \sqrt{3} (X_{с.макс} + X_{л} + X_{т.мін}); \text{ А} \quad (3.33)$$

$$I_{т.(3)ав.макс} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 35 / 6,3 \cdot 0,88}{\sqrt{3}} = 3367,6 \text{ А}.$$

$$\sqrt{3} \cdot (0,94 + 8,2024)$$

$$I_{т.(3)мін.рег} = S_{НОМ.Т} \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot \alpha_{мін}; \text{ А} \quad (3.34)$$

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						63
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{T(3).\text{мін.рег}} = 6300 \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,88 = 297,9 \text{ А.}$$

$$I_{T.\text{макс}} = I_{T3.\text{ав.макс}} + 0,6 \cdot I_{T.\text{мін.рег}}; \text{ А} \quad (3.35)$$

$$I_{T.\text{макс}} = 3367,6 + 0,6 \cdot 118,23 = 3485,84 \text{ А.}$$

$$I_{T(3).\text{мін}} = U_{\text{нн}} \cdot 10^3 \cdot (U_{\text{вн}}/U_{\text{нн}}) \cdot \alpha_{\text{макс}} / \sqrt{3} \cdot (X_{\text{с.мін}} + X_{\text{л}} + X_{T.\text{макс}}); \text{ А} \quad (3.36)$$

$$I_{T(3).\text{мін}} = 10 \cdot 10^3 \cdot (37/6,3) \cdot 1,15 / \sqrt{3} (0,104 + 80,09) = 458,4 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацювання диференційного захисту встановлюємо за двома умовами:

1) за умовою відстройки від кидку струму намагнічування

$$I_{\text{с.з}}^{(3)} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{т.мін.рег}}; \text{ А} \quad (3.37)$$

де $K_{\text{н}} = 1,3$;

$$I_{\text{с.з}}^{(3)} \geq 1,3 \cdot 118,23 = 153,7 \text{ А.}$$

2) за умовою відстройки по максимального струму небалансу.

$$I_{\text{с.з}} \geq I_{\text{нб роз}} \cdot K_{\text{н}}, \text{ А} \quad (3.38)$$

Розрахунковий струм небалансу при зовнішньому КЗ без урахування $I_{\text{нб}}$:

$$I_{\text{нб}} = K_{\text{н}} (K_{\text{анер}} \cdot K_{\text{одн}} E + \Delta U_{\text{рег}}) I_{\text{к(3).макс}}; \text{ А} \quad (3.39)$$

$$I_{\text{нб}} = (1 \times 1 \times 0,1 + 0,12) \times 3485,84 = 766,9 \text{ А;}$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 766,9 = 996,95 \text{ А.}$$

Попередньо приймаємо $I_{\text{с.з}} = 650 \text{ А.}$

Визначення струму спрацювання реле на основній стороні:

$$I_{\text{ср.вн}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{т.вн}}} \quad (3.40)$$

$$I_{\text{ср.вн}} = \frac{1000 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 56,29 \text{ А.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості з реле РНТ:

$$K_{\text{у.мін}} = \frac{1,5 I_{\text{к(3).мін}}}{I_{\text{вн}} \cdot I_{\text{ср.вн}}} \geq 2. \quad (3.41)$$

$$K_{\text{у.мін}} = \frac{1,5 \cdot 10 \cdot 290,12}{120 \cdot 86,5} = 3,9 > 2.$$

Так як захист має достатню чутливість, то краще використовуватись у виконанні з реле РНТ-565.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						64
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Встановлення заземлень на повітряних лініях

ПЛ понад 1000 В слід заземлювати в усіх тих РП та біля секціонуючих комутаційних апаратів, де вимкнена лінія.

Допускається:

– ПЛ 35 кВ та вище з відгалуженнями не заземлювати на підстанціях, відімкнених до цих відгалужень, за умови, що ПЛ заземлена з обох боків, а на цих підстанціях заземлення встановлено за вимкненими лінійними роз'єднувачами;

– ПЛ 6, 10 та 20 кВ заземлювати лише в одному РП або біля одного секціонуючого апарата, або на найближчій для РП чи до секціонуючого апарата опорі. В решті РП цієї напруги та біля секціонуючих апаратів, де ПЛ вимкнена, допускається її не заземлювати за умови, що на ПЛ будуть встановлені заземлення між робочим місцем і цими РП чи секціонуючими апаратами. На ПЛ зазначені заземлення слід встановлювати на опорах, що мають заземлювальні пристрої;

– на ПЛ до 1000 В достатньо встановити заземлення тільки на робочому місці.

Додатково до заземлень на робочому місці кожної бригади слід заземлювати проводи усіх фаз, а за необхідності - і троси.

На ПЛ 35кВ і вище у разі виконання роботи на проводі однієї фази або почергово на проводах кожної фази дозволяється заземлювати на робочому місці провід тільки тієї фази, на якій виконується робота. В цьому разі забороняється наближатися до решти проводів незаземлених фаз і тросів на відстань, меншу за зазначену в правилах.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Іваніга О.О.			4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Сисак І.М.					65	4
Консульт.		Гурик О.Я.				ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

Для проводу, який лежить у металевих розкочувальних роликах або підтримувальних затискачах, достатньо заземлити обійми цих роликів або затискачі. У разі природного металевого контакту між обіймою ролика або затискачем та конструкцією металевої опори, а також заземленою арматурою залізобетонної опори додаткове заземлення ролика чи затискача не вимагається.

У разі монтажу проводів в анкерному прольоті, а також після з'єднання петель на анкерних опорах змонтованої ділянки ПЛ проводи (троси) слід заземлити на початковій анкерній опорі та на одній з останніх проміжних опор.

Забороняється заземлювати проводи (троси) на кінцевій анкерній опорі змонтованого анкерного прольоту, а також змонтованої ділянки ПЛ для уникнення переходу потенціалу від грозових розрядів та інших перенапруг з проводів (тросів) готової ділянки ПЛ на наступну ділянку, що монтується.

На ПЛ з розщепленими проводами допускається в кожній фазі заземлювати тільки один провід; у разі наявності ізольованих розпірок заземлювати необхідно всі проводи фази.

На одноколових ПЛ заземлення на робочому місці необхідно встановлювати на опорі, на якій виконується робота, або на сусідній опорі. Допускається встановлювати заземлення з обох боків ділянки ПЛ, на якій працює бригада, за умови, що відстань між заземленнями не перевищує 2 км.

У разі виконання роботи на ізольованому від опори грозозахисному тросі або на конструкціях опори, коли вимагається наближення до цього тросу на відстань менше 1 м, його слід заземлювати. Заземлення слід встановити в бік прольоту, в якому трос ізольовано, або у прольоті, в якому виконується робота.

Якщо на цьому тросі передбачено плавлення ожеледі, перед початком роботи трос слід вимкнути та заземлити з тих боків звідси на нього може бути подано напругу.

Переносні заземлення слід приєднувати: на металевих опорах до їх елементів, на залізобетонних та дерев'яних опорах із заземлювальними спусками – до цих спусків після перевірки їхньої цілісності. На залізобетонних опорах, що не мають заземлювальних спусків, дозволяється приєднувати

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						66
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

переносні заземлення до арматури або до металевих траверс, які мають металевий зв'язок з арматурою.

В електромережах до 1000 В із заземленою нейтралю за наявності повторного заземлення нульового проводу допускається приєднувати переносні заземлення до цього нульового проводу.

Місця приєднання переносних заземлень до заземлювальних провідників або до конструкцій слід очистити.

На дерев'яних опорах, що не мають заземлювальних спусків переносне заземлення на робочому місці можна приєднувати до заземлювача, заглибленого вертикально в ґрунт не менше ніж 0,5 м.

Забороняється встановлювати заземлювачі у випадкові навали ґрунту.

На ПЛ до 1000 В для робіт, що виконуються з опор або з телескопічної вишки без ізолюваної секції, заземлення слід встановлювати як на проводі лінії, яка ремонтується, так і на всі інші підвішені на цих опорах неізолювані проводи, в тому числі на проводи ліній радіотрансляції і телемеханіки.

На ПЛ, вимкнених для виведення в ремонт, встановлювати, а потім знімати переносні заземлення і вмикати розміщені на опорах заземлювальні ножі повинні два працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників: один з групою IV (на ПЛ понад 1000 В) або з групою III (на ПЛ до 1000 В), інший - з групою III. Допускається залучати для виконання цих робіт другого працівника з групою III зі складу виробничих працівників, а на ПЛ, що живлять споживачів, - зі складу працівників підприємств-споживачів.

Вимикати заземлювальні ножі дозволяється одному працівнику з групою III зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників.

На робочих місцях ПЛ встановлювати переносні заземлення може керівник робіт з членами бригади, який має групу III. Знімати ці переносні заземлення можуть за розпорядженням керівника робіт два члени бригади з групою III.

					КРБ 19-025.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		67

На ПЛ у разі перевірки відсутності напруги, встановлення і знімання заземлень один з двох працівників повинен перебувати на землі і вести спостереження за іншим.

4.2 Перша допомога при електротравмах

Необхідні заходи першої допомоги — підтримання основних життєвих функцій потерпілого до прибуття медперсоналу. Після того, як потерпілого звільнили від дії електричного струму його кладуть на спину та з'ясовують чи є дихання і пульс. У разі необхідності проведення штучного дихання та масажу серця:

- Якщо допомогу надає одна особа, то темп реанімаційних заходів за хвилину має складати 4 цикли по два вдихання та 15 натискань на грудну клітину. За хвилину потрібно зробити не менше 60 натискань та 8 вдихань.

- Якщо допомогу надають дві особи, то співвідношення дихання-масаж становить 1:5, тобто після одного глибокого вдихання роблять п'ять натискань на грудну клітку. За хвилину потрібно зробити не менше 60 натискань та 15 вдихань.

- Дітям від 1 до 12 років масаж серця роблять однією рукою, у хвилину від 70 до 100 натискань, а дітям до 1 року — від 100 до 120 натискань у хвилину двома пальцями (вказівним та середнім) на середину грудини або великими пальцями обох рук.

- Штучне дихання та зовнішній масаж серця необхідно робити до відновлення самостійного дихання та діяльності серця в потерпілого або до його передачі медичному персоналу.

Якщо немає можливості викликати медичний персонал, необхідно забезпечити транспортування потерпілого до найближчої лікарні. Перевозити людину можна лише за умови стабільного пульсу та дихання.

Пам'ятайте! При звільненні від дії електричного струму і наданні першої допомоги потерпілому дорога кожна хвилина.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ	Лист
						68
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В роботі розроблено систему електропостачання машинобудівного заводу.

При цьому отримано наступні результати:

1. Розрахункові навантаження ремонтно-механічного цеху становлять 132 кВА; загальне розрахункове силове та освітлювальне навантаження підприємства становить 9290 кВА.

2. Величина реактивної потужності, що необхідно зкомпенсувати становить 4327 кВАр. Для встановлення вибрано конденсаторні батареї типу УКЛ(П)Н-0,38.

3. Побудована картограма електричних навантажень.

4. Запропоновано електричні схеми системи зовнішнього електропостачання підприємства. Згідно проведених техніко-економічних розрахунків, кращим є I варіант – схема на 35 кВ. Вибрано 2 силових трансформатори типу ТМН-6300/35.

5. Запропоновані електричні схеми системи внутрішнього електропостачання підприємства. Згідно проведених техніко-економічних розрахунків, кращим є I варіант – схема на 10 кВ. Встановлено чотири трансформатори типу ТМ-1000/10, два - ТМ-2500/10, два - ТМ-1600/10, два - ТМ-630/10.

6. РП ВН 35 кВ спроектований відкритого типу по схемі «Два блока лінія трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку лінії». РП НН 10 кВ виконано за схемою «Одна секційована система збірних шин».

7. Проведено розрахунок струмів короткого замикання, що дало змогу здійснити вибір та перевірку електричних апаратів. Проведено розрахунок релейного захисту.

					КРБ 19-025.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Іваніга О.О.			ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Сисак І.М.					69	1
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Б.А.Князевський, Б.Ю.Липкин "Электроснабжение промышленных предприятий" М: "Энергия" 1986
2. Л.Л.Кановалова, Л.Д.Рожкова "Электроснабжение промышленных предприятий и установок" М: "Высшая школа" 1986
3. Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков "Электрическая часть станций и подстанций" справочные материалы для курсового и дипломного проектирования М: "Энергоатомиздат", 1989
4. С.С.Рокотян, И.М.Шапиро "Справочник по проектированию электроотопительных систем" М: "Энегроатомиздат" 1985
5. Л.Д.Рожкова, В.С.Козулин "Электрооборудование станций и подстанций" М: "Энергоатомиздат" 1989
6. В.С.Алексеев и другие "Реле защиты" М: "Энегррия" 1976
7. Методичні вказівки по розрахунку ТЕП в курсовому та дипломному проектуванні. Виноградів, 1998
8. ДНАОП. Правила безпечної експлуатації електроустановок.
9. Малиновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник. – 2-ге вид., перероб і доп. - Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009. – 436 с.

					КРБ 19–025.00.00.000 ПЗ					
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ					
Розроб.		Іваніга О.О.						Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Сисак І.М.							70	1
Консульт.								ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.								
Затверд.		Тарасенко М.Г.								