

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

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

**з напрямку підготовки 6.050701 «Вибір режимів електроспоживання
механічного цеху промислового підприємства з використанням
технологій комбінованого виробництва енергії та забезпеченням обліку
електроенергії»**

Виконав:

студент IV курсу, групи ОЕ-г61-1

Ковердюк Віталій Валентинович _____

Керівник:

к.т.н., доц. Костюк В.О. _____

Консультанти:

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

(назва розділу)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль

(назва розділу)

ас.Прокопенко І.Д. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

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

Студент _____

Київ – 2019 року

Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Напрямок підготовки (програма професійного спрямування) –

6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«___» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Ковердюк Віталій Валентинович

1. Тема проекту «Вибір режимів електроспоживання механічного цеху промислового підприємства з використанням технологій комбінованого виробництва енергії та забезпеченням обліку електроенергії», керівник проекту к.т.н., доц. Костюк В.О., затверджені наказом по університету від «травня 20р. №»

2. Термін здачі студентом закінченого проекту “17” червня 2020р.

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

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

а) електрична частина: - Вибір елементів системи електропостачання з промисловим навантаженням.

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

в) охорона праці: - Охорона праці під час роботи на лініях 10кВ.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

6.Консультанти:

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

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

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

Нормоконтроль: ас. Прокопенко І.Д.

7. Дата видачі завдання “20” травня 2019 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проекту

студентом Ковердюком В.В.
(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розробка першого розділу дипломного проекту.	20.05.-25.05.19	
2	Розрахунок електричної частини	25.05.19.- 27.05.19	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	27.05.19.- 28.05.19	
4	Розрахунок релейної частини	28.05.19.- 01.06.19	
5	Інженерні розрахунки за темою дипломного проекту	01.06.19.- 03.06.19	
6	Розроблення заходів з охорони праці	03.06.19.- 05.06.19	

7	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-14.06.19	
8	Захист дисертації	18.06.19	

Студент
Керівник проекту

В.В. Ковердюк
к.т.н., доц. В.О. Костюк

РЕФЕРАТ

Тема дипломної роботи «Вибір режимів електроспоживання механічного цеху промислового підприємства з використанням технологій комбінованого виробництва енергії та забезпеченням обліку електроенергії» зі спеціальним питанням «Вибір режимів електроспоживання складального (абомеханічного) цеху промислового підприємства з використанням технологій комбінованого виробництва енергії та забезпеченням обліку електроенергії» складається з 99 сторінок основного матеріалу, налічує 19 рисунків, 27 таблиць, 33 бібліографічних найменування за переліком посилань, 4 креслення та 3 додатків.

Під час виконання дипломного проекту було виконано розрахунок навантажень повітряних ліній і механічного цеху. Вибрано живлячі мережі до 1 кВ та вище 1 кВ, силові трансформатори, апарати захисту та автоматики. Виконано розрахунок струмів короткого замикання.

У якості спеціального питання розглянуто вибір режимів електроспоживання механічного цеху промислового підприємства з використанням технологій комбінованого виробництва енергії. Розроблено розділ охорони праці.

Ключові слова: ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ, ТЕХНОЛОГІЇ КОГЕНЕРАЦІЇ, КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ, УСТАНОВКА, ДВИГУН, КОГЕНЕРАТИВНА.

ABSTRACT

The topic of the thesis "Selection of power consumption modes of the mechanical shop of an industrial enterprise using cogeneration technologies and electricity metering" with a special question "Choice of power consumption modes of assembly (or mechanical) shop of an industrial enterprise using cogeneration technologies and electricity metering" consists of 99 pages of the main material, has 19 figures, 27 tables, 33 bibliographic names on the list of references, 4 drawings and 3 appendices.

During the implementation of the diploma project the calculation of loads of overhead lines and mechanical shop was carried out. Supply networks up to 1 kV and above 1 kV, power transformers, protection devices and automation are selected. The calculation of short-circuit currents is carried out.

The choice of modes of power consumption of the mechanical shop of an industrial enterprise with the use of technologies of combined energy production was considered as a special issue. The section of labor protection is developed.

Keywords: REPEATED LINES, DISPERSED GENERATION, SWITCHING DEVICES, INSTALLATION, ENGINE, COGENERATIVE.

Зміст

РОЗДІЛ 1 МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ НАВАНТАЖЕНЬ ЦЕХУ ВИБОРУ СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ, МОЖЛИВІ ВИДИ ГЕНЕРУВАЛЬНИХ УСТАНОВОК НА ПІДПРИЄМСТВІ.....	5
1.1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ ЩОДО ІНЖЕНЕРНИХ РОЗРАХУНКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЦЕХУ	5
1.2 ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЗА МЕТОДОМ КОЕФІЦІЄНТУ ПОПИТУ	5
1.3 ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЗА СЕРЕДНЬОЮ ПОТУЖНІСТЮ ТА КОЕФІЦІЄНТОМ МАКСИМУМУ.....	5
1.4 ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВОГО НАВАНТАЖЕННЯ СИСТЕМИ ОСВІТЛЕННЯ.....	6
1.5 ВИДИ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК НА ВИРОБНИЧОМУ ПІДПРИЄМСТВІ.....	7
1.6 ПЕРЕВАГИ ОДНОЧАСНОГО ВИРОБНИЦТВА ТЕПЛОВОЇ ТА І ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ПОРІВНЯНО З РОЗДІЛЬНИМ СПОСОБОМ.....	8
1.7 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ	9
1.8 ВИДИ ПАЛИВ	10
1.9 КОГЕНЕРАЦІЙНІ УСТАНОВКИ В УКРАЇНІ	11
1.10 РЕНТАБЕЛЬНІСТЬ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК.....	12
Висновки.....	13
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА	14
2.1 УМОВИ ПРОЕКТУВАННЯ	14
2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування	14
2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів.....	14
2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проектування	15
2.2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЦЕХУ.....	17
2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку	17
2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку	18
2.2.3 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на нарузі 0,4 кВ та внутрішнього освітлення	19
2.2.4 Розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення	25
2.3 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ І ЗАСОБІВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ..	28
2.3.1 Вибір батарей статичних конденсаторів на нарузі до 1000 В	28
2.3.3. Обґрунтування виду виконання та комплектації підстанцій об'єкту проектування.	29
2.4 ВИЗНАЧЕННЯ ЦЕНТРА НАВАНТАЖЕННЯ ОБ'ЄКТУ ПРОЕКТУВАННЯ	31
2.5 РОЗРАХУНОК ЖИВЛЯЧИХ І РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ	31
2.5.1 Вибір схеми розподільчої мережі	31
2.5.2 Обґрунтування встановлення розподільчих пунктів високої напруги...	32
2.5.3 Розрахунок перерізу розподільчих мереж 10 кВ.....	32

2.5.4 Розрахунок перерізу привідників для мереж 0,4 кВ.	33
2.5.5 Перевірка електричних мереж на відповідність вимогам до показників якості електричної енергії	36
2.6 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОЇ АПАРАТУРИ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ.....	38
2.6.1 Вибір апаратури живлячої мережі	38
2.6.2 Вибір апаратури розподільчої мережі.....	38
2.6.3 Вибір трансформаторів напруги та струму	39
2.7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	41
2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ	41
- Вихідні дані для розрахунку	41
2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах нижче 1000 В	54
Висновок.....	62
2.8 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА.....	63
2.8.1 Загальні вимоги до релейного захисту і автоматики в мережах 10/0,4 кВ.	63
2.8.2 Вибір елементів релейного захисту і автоматики	64
2.8.3. Перевірка селективності елементів РЗА	65
2.9 ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНОМУ ЦЕХУ	68
2.10 ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЕКТУ	69
2.10.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР	69
2.10.2 Формування загальної специфікації обладнання і матеріалів за проектом.	70
Висновки.....	71

3. ВИБІР РЕЗЕРВНОГО ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ МЕХАНІЧНОГО ЦЕХУ НА ОСНОВІ ДИЗЕЛЬНОЇ ГЕНЕРАТОРНОЇ УСТАНОВКИ

3.1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ	72
3.2 ПРАВИЛА ВВЕДЕННЯ КОГЕНЕРАТОРНОЇ УСТАНОВКИ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ.....	73
3.3 РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТІ КУ.....	74
3.4 ХАРАКТЕРИСТИКИ КУ	75
3.5 МІНІМАЛЬНІ ВИМОГИ ДО ЯКОСТІ ГАЗУ ДЛЯ ГАЗОВИХ ДВИГУНІВ	77
3.6 Підключення КУ до РП ЦЕХУ	77
3.7 ОСОБЛИВОСТІ KUNTSCHAR + SCHLÜTER GMBH	78
МОНТАЖ УСТАНОВКИ.....	79
3.7 РОЗРАХУНОК ВИТРАТИ ТЕПЛОТИ НА ОПАЛЮВАННЯ ЦЕХУ	80
3.8 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІКИ	81

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДИЗЕЛЬНОЇ ГЕНЕРАТОРНОЇ УСТАНОВКИ.....

4.1	ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТА, ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕРІЙНОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО УСТАТКУВАННЯ ТА СИСТЕМ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ	83
4.2	Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об’єкту	85
4.3	Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях	85
4.4	Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників..	87
4.6	Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	87
4.7	Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	88
4.8	Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж і вибухів.....	90
	Задача розрахунків захисного заземлення	92
	Висновок.....	93
	ВИСНОВКИ	94
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	95
	ДОДАТКИ	98

РОЗДІЛ 1 МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ НАВАНТАЖЕНЬ ЦЕХУ, ВИБОРУ СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ, МОЖЛИВІ ВИДИ ГЕНЕРУВАЛЬНИХ УСТАНОВОК НА ПІДПРИЄМСТВІ

1.1 Загальні положення щодо інженерних розрахунків електричних навантажень цеху

Електричні навантаження цеху визначаються для подальшого добору і перевірки елементів ведення струму та трансформаторів за нагріванням і економічними міркуваннями.

Основні вихідні дані для розрахунків потрібно брати з переліку електроприймачів вказуючи номінальну потужність та призначення механізму або технологічної установки, режим роботи, напругу, кількість фаз та інші характеристики.

У проектах з електропостачання промислових підприємств використовуються два методи визначення розрахункових навантажень:

- за середньою потужністю та коефіцієнтом максимуму
- за номінальною потужністю та коефіцієнтом попиту.

Перший використовується зазвичай для розрахунку навантажень механічного цеху. Другим методом визначаються навантаження інших цехів і підприємств в цілому.

1.2 Визначення розрахункових навантажень за методом коефіцієнта попиту

Для групи приймачів розрахункове навантаження визначається за формулами

$$P_p = K_c P_{\text{ном}} \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi \text{ (кВар)}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \text{ (кВ А)} \quad (1.1)$$

					НТУУ КП.001.5122.75 ДП				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.		Ковердюк В			Загальні відомості про об'єкт дослідження	Літ.		Арк.	Акрушів
Перевір.		Костюк В							
Реценз.						IEE OE-261-1			
Н. Контр.		Прокопенко І. Д.							
Затверд.									

Розрахункове навантаження вузла системи електропостачання (цеху, корпусу, підприємства) визначається складанням розрахункових навантажень окремих груп приймачів, які входять до даного вузла, з урахуванням коефіцієнту різночасності максимумів навантаження.

$$S_p = K_{p.m.} \sqrt{(\sum P_{pi})^2 + (\sum Q_{pi})^2} \text{ (кВ А)}, \quad (1.2)$$

1.3 Визначення розрахункових навантажень за середньою потужністю та коефіцієнтом максимуму

Трифазні електроприймачі

Метод розрахункового навантаження за середньою потужністю та коефіцієнтом максимуму рекомендовано “Вказівками з визначення електричних навантажень у промислових установках”.

Для групи електроприймачів одного режиму роботи середні активна та реактивна потужності навантажень за найбільш завантаженої зміну знаходиться за такими формулами:

$$P_{cm} = K_{и} P_{ном} \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = P_{cm} \operatorname{tg} \varphi \text{ (кВар)}$$

де $K_{и}$ – груповий коефіцієнт використання активної потужності, який визначається для окремих характерних груп приймачів за довідниковими даними.

За наявності в одній групі електроприймачів з різними режимами роботи вирази (3.5) і (3.6) змінюються:

$$P_{cm} = \sum P_{cmi} = \sum K_{и} P_{ном.i} \text{ (кВт)},$$

$$Q_{cm} = \sum q_{cmi} = \sum P_{cm.i} \operatorname{tg} \varphi \text{ (кВар)},$$

Розрахункове максимальне навантаження групи електроприймачів:

$$P_{макс.с} = K_{макс} P_{cm} \text{ (кВт)}, \quad (1.3)$$

$$Q_{макс.с} = K_{макс} Q_{cm} \text{ (кВар)}, \quad (1.4)$$

Коефіцієнт максимуму активної потужності $K_{макс}$ визначається за таблицями або рисунками [2,4,7] (наприклад, за табл. 4.7 або за рис. 4.5 [2])

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		5

залежно від значення групового коефіцієнту використання $K_{\text{г}}$ та ефективної кількості електроприймачів групи $n_{\text{г}}$.

Для електроприймачів с практично постійним графіком навантаження ($K_{\text{г}} > 0,6$) значення $K_{\text{макс}}$ дорівнює одиниці і максимальна розрахункова потужність навантаження визначається через середню потужність навантаження за найбільш завантажену зміну:

$$P_{\text{макс.с}} = P_{\text{см}} = K_{\text{г}} P_{\text{ном}} \text{ (кВт)} \quad (1.5)$$

Реактивна максимальна розрахункова потужність групи електроприймачів з різними режимами роботи:

$$Q_{\text{макс.с}} = K_{\text{макс}} Q_{\text{см}} \text{ (кВар)} \quad (1.6)$$

Відповідно до практики проектування приймають

$$Q_{\text{макс.с}} = 1,1 Q_{\text{см}} \quad n < 10;$$

$$Q_{\text{макс.с}} = Q_{\text{см}} \quad n_{\text{г}} > 10.$$

Якщо у групі електроприймачів цеху або підприємства є електро-приймачі, які працюють з випереджувальним струмом, їх реактивній потужності $Q_{\text{с}}$ приймаються зі знаком мінус і вираховуються з загальної реактивної потужності.

1.4 Визначення розрахункового навантаження системи освітлення

Розрахункове навантаження пристроїв освітлення знаходять переважно за встановленою потужністю електроприймачів освітлення $P_{\text{ном.о}}$ і коефіцієнтом попиту $K_{\text{к.с.}}$ ([1], табл. 24-31; 8-10).

$$P_{\text{р.о}} = K_{\text{к.с.}} P_{\text{ном.о}} \text{ (кВт)} \quad (1.7)$$

Значення встановленої потужності $P_{\text{ном.о}}$ визначають або в результаті світлотехнічних розрахунків, або ж за питомою встановленою потужністю електроприймачів освітлення $P_{\text{уд}}$ на одиницю площі території цеху або підприємства [1, 4].

Орієнтовні значення питомих витрат потужності на освітлення можна приймати за даними

$$P_{\text{ном.о}} = P_{\text{уд}} F \text{ (кВт)},$$

де F – площа цеху або території підприємства, м^2 .

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		6

Розрахункове реактивне навантаження від електроприймачів системи освітлення цеху:

$$Q_{p.o} = F_{p.o} \operatorname{tg} \varphi_o \text{ (кВар)}, \quad (1.8)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_o$ —визначається за коефіцієнтом потужності електроприймачів освітлення, що використовуються.

Сумарне розрахункове навантаження цеху силових і освітлювальних електроприймачів визначається як

$$S = K_{p.m} \sqrt{(P_{\max.c} + P_{p.o})^2 + (Q_{\max.c} + Q_{p.o} - Q_o)^2} \quad (1.9)$$

1.5 Види когенераційних установок на виробничому підприємстві

Когенерація— процес сумісного вироблення електричної і теплової енергії. Також поширений термін теплофікація - централізоване теплопостачання на основі комбінованого виробництва електроенергії і тепла на теплоелектроцентралях.

Когенерація є високоефективним використанням первинного джерела енергії – газу, для здобуття двох форм корисної енергії - теплової і електричної. Головна перевага когенерації перед звичайними теплоелектростанціями полягає в тому, що перетворення енергії тут відбувається з більшою ефективністю. Іншими словами, система когенерації дозволяє використовувати те тепло, яке звичайне просто втрачається. Завдяки цьому знижується потреба в енергії, що купляється на величину тієї, що виробляються (теплової і електричної), що сприяє зменшенню виробничих витрат.

Когенерація широко використовується в енергетиці, наприклад на ТЕЦ, де робоче тепло після використання у виробленні електроенергії застосовується для потреб теплопостачання. Тим самим значно підвищується ККД - до 90% і навіть вище.Сенс когенерації в тому, що у прямій виробленні електричної енергії створюється можливість утилізувати попутне тепло.

Когенераційні установки (КУ) успішно покривають потребу споживачів в дешевій електричній і тепловій енергії. Незалежне електропостачання спричиняє за собою цілий ряд переваг. Автономна робота когенераційних установок дозволяє забезпечити споживачів електроенергією із стабільними параметрами по частоті і по напрузі, тепловою енергією із стабільними параметрами по температурі і якісною гарячою водою. Когенераційні установки мають ефективність використання палива на 30% - 40% вище, ніж устаткування, що виробляє лише електроенергію або лише тепло.

Когенераційні установки більш екологічні (потрібно менше палива для виробництва такої ж кількості енергії) і економічніші - при вдалій розробці проекту, інвестиції на закупівлю і монтаж КУ поступово окупляться за рахунок виробництва дешевшої електроенергії і тепла).

1.6 Переваги одночасного виробництва теплової та і електричної енергії порівняно з роздільним способом

Сумісне виробництво теплової та електричної енергії практикується вже давно, адже дозволяє значно збільшити ефективність використання палива. В когенераційних установках для вироблення теплової енергії використовуються викидні гази двигунів, які через теплообмінник віддають енергію в мережу. Підприємства, які збудовані для виробництва електричної та теплової енергії, мають велику потужність і здатні забезпечувати теплом і світлом великі міста.

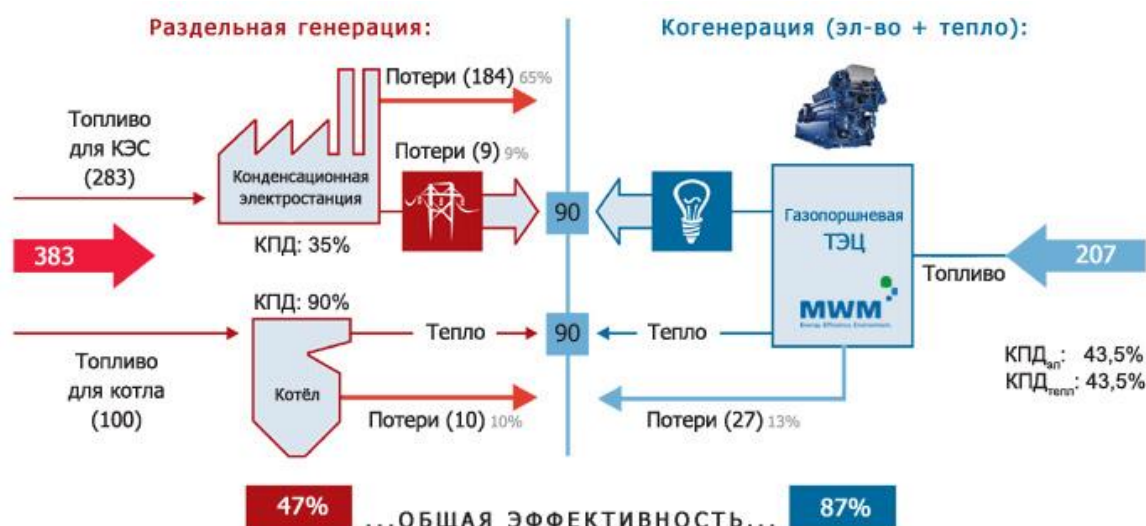


Рис. 1.1 Співставна схема для порівняння ефективності енергетичних установок

Когенераційні системи функціонують на основі газотурбінних або газопоршневих установок, мікротурбін. Рідше використовуються двигуни, які працюють на дизпаливі. Для першого виду, перспективним паливом є шахтний метан, біогаз і газ із звалищ. В теплицях когенерація виконує роль установки для виробництва CO₂ для підвищення врожайності.

Кожен тип когенерації має свої переваги і недоліки. Газотурбінні електростанції використовують на великих підприємствах важкої та видобувної промисловості, де потрібні великі електропотужності. Не підходять вони для комунальних підприємств через великий рівень шумів і необхідність роботи персоналу з високою кваліфікацією, адже вони складні в обслуговуванні.

Мікротурбінні установки можуть використовуватись замість газових котлів в комунальній сфері, саме там де постійно потрібне тепло. А найбільш поширеними є газопоршневі установки, які є простішими в обслуговуванні і керуванні при низькій вартості.

1.7 Сфера застосування

Потенційними об'єктами для запровадження когенерації є промислові виробництва, заводи, підприємницька сфера (пекарні, хімічистки, і так далі) нафтопереробні заводи, лікарні, готелі, торговельні центри, адміністративні центри, ферми, об'єкти житлової сфери – житлові будівлі і приватні будинки, суспільні установи: лікарні, курортні і лікувальні заклади, басейни, спортивні центри, казарми і так далі, власні потреби газоперекачуючих станцій, компресорних станцій, котельних і так далі. У ряді проектів утилізоване тепло когенераційних установок використовується в низькотемпературних виробничих процесах, таких, як сушка, дублення, обробка харчових продуктів, обігрів приміщень і нагрівання води в будівлях, охолодження приміщень за допомогою холодильних абсорбційних холодильних машин. В якості холодоагента в абсорбційних чиллерах використовується дистильована вода, а як абсорбент - розчин бромистого літію. Для виробництва холоду абсорбційні чиллери фірми "SANYO" майже не використовують електричну енергію, а використання надлишкової теплової енергії в літній період дозволяють рівномірно завантажувати устаткування і скоротити терміни окупності.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		9

Тригенераційний комплекс дозволяє максимально понизити собівартість електроенергії, гарячого водопостачання, опалювання і охолодження для підприємства за рахунок використання власної когенераційної електростанції у комплекті з абсорбційним чиллером. Для вирівнювання піків і провалів теплових навантажень інколи необхідно буває передбачити теплові акумулятори. Когенераційні установки використовуються не лише як резервні, допоміжні джерела тепло- і електроенергії, але і як незалежні альтернативні міні ТЕЦ.

Джерела тепла – для систем опалювання, для підтримки стабільної температури, для використання в технологічних процесах або як додаткове джерело опалювання до вже наявних водяних систем опалювання, а також джерела електроенергії – для спільної роботи з електромережею, Електрична енергія, що виробляється може бути підключена на розподільну мережу або використана в островному режимі. Аналогічним чином, вода, що нагрілася, може бути подаватися по централізованих тепломережах або використана для внутрішніх потреб як теплоносій для опалювання і підготовки гарячої води для побутових потреб. Тепло може бути вироблено для власних потреб або на продаж.

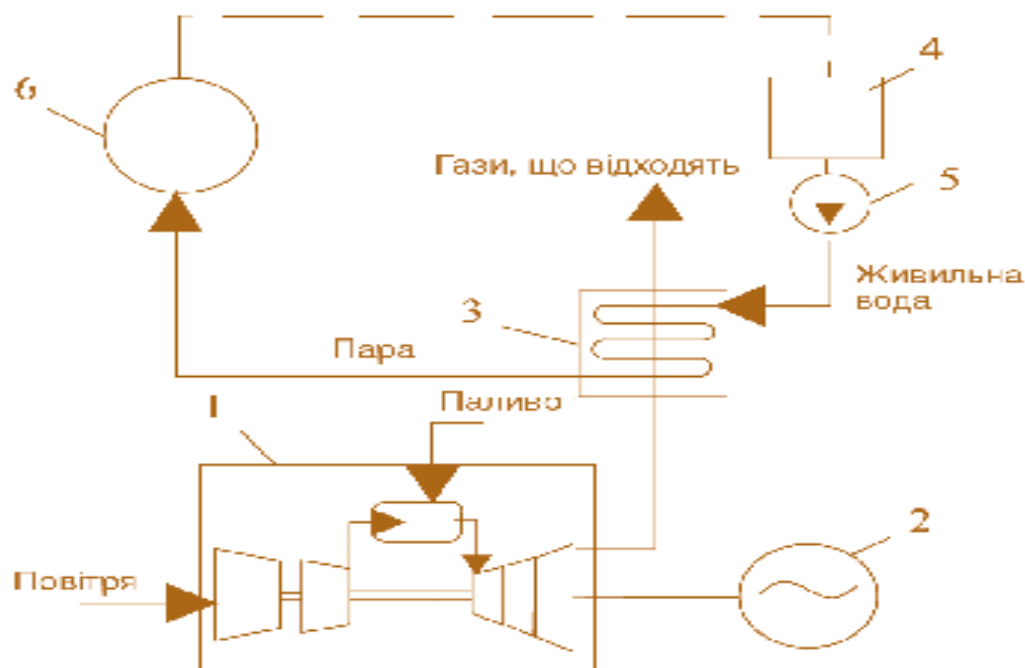
1.8 Види палив

Головним чинником, що визначає економіку когенерації, є вартість палива. Теплотворні властивості палива для в поршньових двигунів може вагатися в значних межах, що дає можливість вибрати найбільш дешеве газоподібне паливо. Газовий двигун може мати декілька карбюраторів, що дозволяє працювати на різних сортах газу – природному, бутані, пропані, біогазі, сміттєвому газі, попутному газі нафтових свердловин.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		10

1.9 Когенераційні установки в Україні

Впродовж останнього десятиліття в Україні підготовлена база для широкого впровадження когенераційної техніки в різних галузях економіки: розроблені типові проекти КУ різного типу, досліджені потенціальні можливості розвитку когенерації в Україні, підготовлений проект Програми розвитку когенераційних технологій у комунальному господарстві країни, прийнятий у 2005 році Закон України «Про комбіноване виробництво теплової й електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу», [3] а також прийняті підзаконні акти до нього, стимулюючи у певній мірі розвиток когенерації в Україні. У країні є ряд підприємств з випуску газових турбін й газопоршневих двигунів необхідної потужності. Теплову схему когенераційної електростанції зображено на рис.



1.2.

Рис. 1.2 – Теплова схема найпростішої когенераційної установки:
1 – газотурбінний двигун; 2 – електрогенератор; 3 – котел-утилізатор; 4 – витратний бак живильної води; 5 – насос; 6 – споживач теплоти

Теплова схема найпростішої когенераційної установки з використанням газотурбінного двигуна показана на рисунку

Першою із реалізованих в Україні установок такого призначення була створена на основі UGT 15000 «Зоря» – «Машпроект» електростанція Одеського припортового заводу.

На основі цієї ж UGT 15000 в ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект» створена стандартна енергетична установка ГТЕ-15Ц потужністю 16 МВт з електричним к.к.д. (у станційних умовах) 33,5%. Її перший зразок змонтований у 2003 р. на білоруському цементному заводі ум. Костюковичі з утилізацією теплоти вихлопних газів ГТД у технологічному процесі сушки цементу. У цій установці пара, що виробляється у теплоутилізуючому контурі, спрацьовується у паровій турбіні.

На даний час сумарна потужність когенераційних установок України перевищила 150 МВт, проте це дуже мало для енергетики країни. Згідно з виконаним дослідженням на базі існуючих теплогенеруючих агрегатів у комунальному господарстві та в промисловості, а також на скидній теплоті привідних ГТУ у газотранспортній системі України може бути створено більше 16000 МВт когенераційних генеруючих потужностей.

1.10 Рентабельність когенераційних установок

На сьогоднішній день існує багато аргументів в захист вибору когенераційних технологій. Когенераційні установки мають чудові характеристики: низька вартість електричної і теплової енергії, близькість до споживача, відсутності необхідності в дорогих ЛЕП і підстанціях, екологічною безпекою, мобільність, легкістю монтажу і багатьма іншими чинниками. Розглянемо їх детальніше.

По-перше, спорудження подібних установок (електричною потужністю від 0,5 до 8МВт) не вимагає величезних капіталовкладень. В порівнянні з витратами на будівництво нових електростанцій, які обходяться в \$1000 – \$1500 на один кВт потужності, питома вартість 1 кВт потужності пропонує когенераційних установок складає \$500 – \$800. По-друге, враховуючи відмінність в собівартості електроенергії і теплової енергії та тарифів монопольних постачальників енергоносіїв, що діють на енергоринку, використання КУ економічно ефективно, тобто когенераційні установки здатні приносити прибуток[4]. Таким чином, когенераційні установки є

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						12
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

економічно привабливими для промислового споживача. Витрати на проектування, закупівлю, введення в експлуатацію і амортизацію подібних установок окупаються вже на 3 - 4 році експлуатації при розрахунковому терміні служби устаткування 25–30 років (180-192 тисячі годин роботи). КУ, що пропонуються НПП "Мадек" установки мають міжремонтний ресурс 64 тис. годин і низьку вартість експлуатаційних витрат: витрата газу - менше 0,3 м3, витрата масла - менше 0,3 г на 1 кВт/годину.

Висновки

Під час проходження переддипломної практики я отримав змогу детально ознайомитись із базовою імплементацією вивченої теорії щодо розрахунку навантажень цеху, отримати необхідні навички розрахунку режиму на моделі електроенергетичної системи.

Були розглянуті основні види когенераційних установок їх технологічні особливості та техніко-економічні переваги. Сумісне виробництво теплової та електричної енергії дозволяє значно збільшити ефективність використання палива. Когенераційні установки успішно покривають потребу споживачів в дешевій електричній і тепловій енергії. Незалежне електропостачання спричиняє за собою цілий ряд переваг. Автономна робота КУ дозволяє забезпечити споживачів електроенергією із стабільними параметрами по частоті і по напрузі, тепловою енергією із стабільними параметрами по температурі і якісною гарячою водою.

Впродовж останнього десятиліття в Україні підготовлена технологічна платформа для широкого впровадження когенераційної техніки у різних галузях економіки: розроблені конкретні проекти КУ різного типу, досліджені потенціальні можливості розвитку когенерації в Україні.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		13

РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА

2.1 Умови проектування

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкта проектування

Об'єктом проектування є електромеханічний цех. В якому є приміщення, для виконання роботи обслуговування і ремонту різних механічних деталей. Цех ділиться приміщення: склад, інструментальна, вентиляційна камера та основне приміщення.

Основне приміщення цеху, обладнане верстатами різних типів: свердлильні, вентилятори, мостові крани, фрезерні, продольно-строгальні верстати, а також токарні напівавтомати.

Одна робоча зміна складає 9 годин, тому що включає в себе 1 години на обід. Споживачі механічного цеху відносяться до третьої категорії по надійності електропостачання. Ґрунт в районі цеху чорнозем, навколишнє середовище не має агресивних факторів.

Територія цеху не має вибухонебезпечних приміщень. У зв'язку з великою площею та кількістю обладнання приміщенню необхідна підтримка нормальних умов праці відповідна вологість та чистота повітря.

План розташування обладнання інструментального цеху представлений на рисунку 2.1

2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів

Електроприймачі згідно з ПУЕ по надійності електропостачання підрозділяються на три категорії.

До першої категорії відносяться споживачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити загрозу. Споживачі повинні бути забезпечені електроенергією від двох джерел живлення. Перерва в електропостачанні споживачів першої категорії допускається тільки на час автоматичного введення резервного живлення [16].

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						14
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

До другої категорії відносяться споживачі, перерва в яких призводить до масового недовідпуск продукції. Перерва в електропостачанні допускається лише на невеликий час [16].

До третьої категорії відносяться всі інші споживачі, які не увійшли в першу і другу категорії.

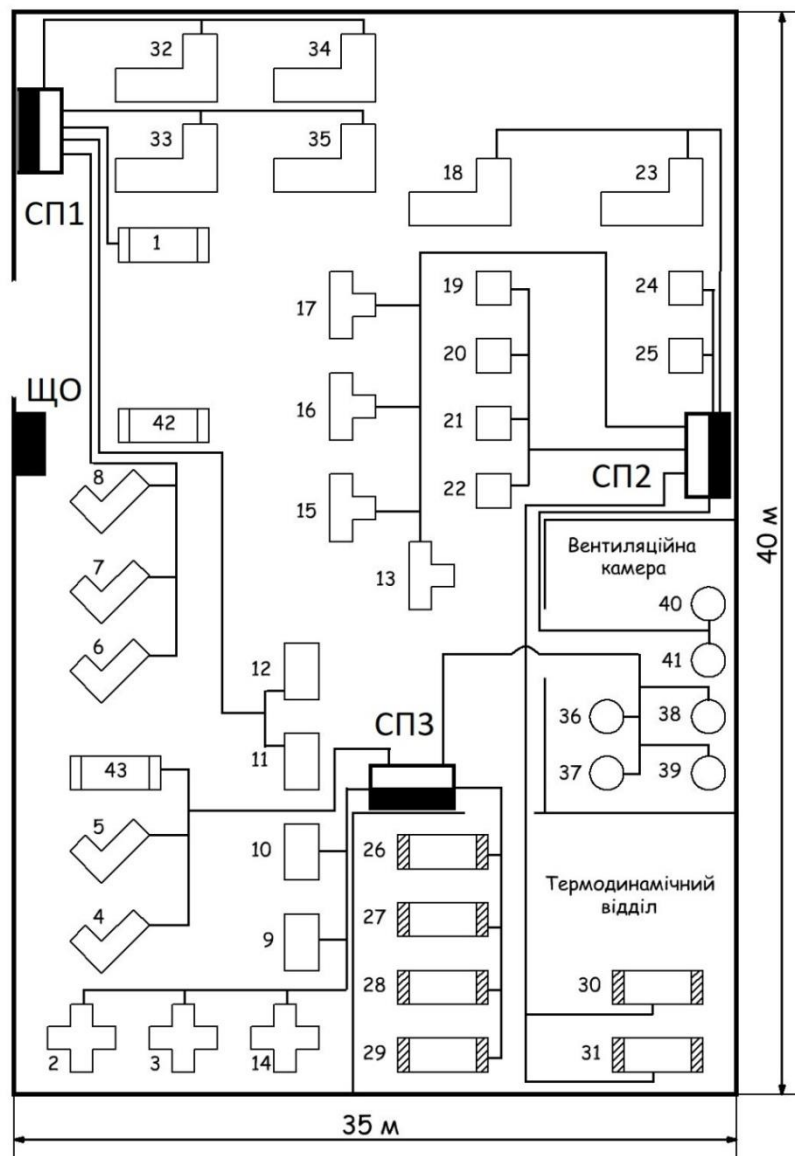


Рисунок 2.1 План розташування обладнання

2.1.3Класифікація приміщень об'єкта проектування

Загальна інформація відносно вибухової, пожежної та електробезпеки ЕМЦ, надана а таблиці 2.2. Таблицюя складено на основі даних [18].

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		15

					HTYU.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						16
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Таблиця 2.1 Характеристика приміщень МЦ

Приміщення	Категорія вибухопожежної небезпеки	Категорія пожежної небезпеки	Електробезпека
Верстатне відділення	В-IIa	П-IIa	ПО
Вентиляційне відділення	-	-	БПО
Складське приміщення	-	Д	-

У разі виникнення надзвичайної ситуацій в цеху (пожежа, вибух та ін.), відділом охорони праці підприємства, розроблений план евакуації підприємства, з яким повинен бути ознайомлений кожний працівник, і у разі потреби евакуації його використовувати. Даний план вказаний на рисунку 2.1.

2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху

2.2.1 Загальна інформація щодо методики виконання розрахунку

Розрахунок силових навантажень МЦ важливе значення. Неправильний розрахунок навантаження у бік збільшення призводить до перевитрати провідникового матеріалу. Зниження навантаження може призвести до зменшення пропускної здатності електромережі. Тому правильне визначення електричних навантажень є вирішальним фактором при проектуванні.

Існують 3 методи розрахунку електричних навантажень:

- 1) Метод коефіцієнта;
- 2) Метод упорядкованих діаграм;
- 3) Метод питомого споживання електричної енергії на одиницю продукції.

2.2.2 Вихідні дані для виконання розрахунку

Дані про ЕП електромеханічного цеху представлені в таблиці 2.1

Таблиця 2.2 Дані про ЕП механічного цеху

	Номер на плані	ЕП	K_b	$\cos\varphi$	Номінальна потужність, кВт
СП 1	1	Мостові крани, ТВ= 25%	0,12	0,5	40
	6-8	Токарно-револьверні верстати	0,15	0,5	10,5
	11,12	Шліфувальні верстати	0,2	0,5	2,8
	32-35	Заточувальні верстати	0,25	0,65	9,5
СП 2	13,15-17	Вертикально-свердлильні верстати	0,14	0,5	3,5
	18,23	Заточувальні верстати	0,25	0,65	9,5
	19-22,24,25	Фрезерувальні верстати	0,22	0,55	7,5
	30,31	Електричні печі опору	0,8	0,92	30
	40,41	Вентиляція	0,5	0,7	7
	42	Мостові крани, ТВ= 25%	0,12	0,5	40
СП 3	2,3,14	Строгальні верстати	0,18	0,55	12,2
	4,5	Токарно-револьверні верстати	0,15	0,5	10,5
	9,10	Шліфувальні верстати	0,2	0,5	2,8
	26-29	Електричні печі опору	0,8	0,92	30
	36-39	Вентиляція	0,5	0,7	7
	43	Мостові крани, ТВ= 25%	0,12	0,5	40

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

Розрахунок виконаємо на прикладі розрахунку для заточувального верстату та СП1. Для інших споживачів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.2.

Номінальна активна потужність групи ЕП розраховується за формулою:

$$P_n = P_{ni}, \quad (2.1)$$

де n – кількість ЕП;

P_{ni} – номінальна потужність заточувальних верстатів за формулою (2.1):

$$P_n = 4 \cdot 9,5 = 38 \text{ кВт.}$$

Розрахунок інших навантажень проводимо згідно формули та результати зводимо в таблицю 2.2.

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

Для СП1:

$$P_{n \text{ СП1}} = \sum_{i=1}^n P_{ni} = 40 + 31,5 + 2,8 + 38 = 112,3 \text{ кВт.}$$

Визначаємо проміжну активну і реактивну потужності (заточувальних верстатів)

$$P_{пр \text{ СП1}} = P_{n \Sigma} \cdot K_v,$$

$$Q_{пр \text{ СП1}} = P_{пр} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

де K_v – коефіцієнт використання;

$$P_{пр \text{ СП1}} = 38 \cdot 0,25 = 9,5 \text{ кВт,}$$

$$Q_{пр \text{ СП1}} = 9,5 \cdot 1,17 = 11,11 \text{ квар.}$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності для СП1:

$$P_{\pi} = \sum_{i=1}^n P_{пр i},$$

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

$$P_{\pi \text{ СП1}} = 4,8 + 4,73 + 0,56 + 9,5 = 19,59 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\pi} = \sum_{i=1}^n Q_{пр i},$$

(2.2)

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

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		19

$$Q_{\text{пСП1}} = 8,3 + 8,18 + 0,97 + 11,11 = 28,57 \text{ квар.}$$

Серед всіх споживачів СП1 шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$\begin{aligned} P_{\text{minСП1}} &= 1,6 \text{ кВт,} \\ P_{\text{maxСП1}} &= 40 \text{ кВт,} \\ m &= \frac{P_{\text{maxСП1}}}{P_{\text{minСП1}}} = \frac{40}{1,6} = 25 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання всього силового пункту:

$$K_{\text{в}} = \frac{P_{\text{п}}}{P_{\text{н}\Sigma}}, \quad (2.3)$$

де $P_{\text{п}}$ – сумарна проміжна потужності для СП1;

$P_{\text{н}\Sigma}$ – сумарна номінальна потужність для СП1;

$$K_{\text{вСП1}} = \frac{19,59}{112,3} = 0,17.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{\text{е}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{нi}}}{P_{\text{н max}}}, \quad (2.3)$$

де $P_{\text{н max}}$ – максимальна номінальна потужність

$$n_{\text{еСП1}} = \frac{2 \cdot 112,3}{40} = 5,62.$$

Приймаємо $n_{\text{еСП1}} = 5$.

Для інших електроприладів розрахунок ведеться аналогічно. Дані зводимо в таблицю 1.2.

Згідно [6] визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_{\text{р}} = 1,97.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність для СП1:

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

де $P_{\text{п}}$ – сумарна проміжна активна потужність для СП1;

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

$$P_{\text{рСП1}} = 19,59 \cdot 1,97 = 38,58 \text{ кВт.}$$

Розраховуємо сумарну розрахункову реактивну потужність для СП1:

$$Q_{\text{р}} = 1,1 \cdot Q_{\text{п}}. \quad (2.4)$$

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						20
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

де Q_{Π} – сумарна проміжна активна потужність для СП1;

$$Q_{\text{рСП1}} = 1,1 \cdot 28,57 = 31,43 \text{ квар.}$$

Повна розрахункова потужність для СП1:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.5)$$

$$S_{\text{рСП1}} = \sqrt{38,58^2 + 31,43^2} = 49,77 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм для СП1:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\Pi}}, \quad (2.6)$$

де S_p – повна розрахункова потужність для СП1;

U_{Π} – номінальна напруга;

$$I_{\text{рСП1}} = \frac{49,77}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 71,83 \text{ А.}$$

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

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

Для розрахунку освітлення в інструментальному цеху використаємо метод світлового потоку згідно [7].

Потрібний потік ламп в кожному світильнику Φ знаходиться з формули:

$$\Phi = \frac{E_{\min} \cdot K_3 \cdot F \cdot z}{\eta}; \quad (2.7)$$

де K_3 – коефіцієнт запасу;

$E_{\min}$ – мінімальна освітленість, лк;

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

z – коефіцієнт нерівномірності освітленості;

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

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

$$\rho_{\text{ст}} = 0,3$$

$$\rho_{\text{с}} = 0,1$$

$$\rho_{\text{р}} = 0,1$$

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		21

Згідно [8] та вище приведених формул, визначаємо:

Коефіцієнт запасу $K_z = 1,8$.

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

Коефіцієнт нерівномірності $z = 1,15$.

Площа приміщення:

$$F = A \cdot B \quad (2.8)$$

$$F = 35 \cdot 40 = 1400 \text{ м}^2$$

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

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} \quad (2.9)$$

$$h = H - h_c - h_p \quad (2.10)$$

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

$h_p = 0,8$ м – висота розрахункової поверхні над підлогою згідно нор [9];

$h_c = 0,2$ м – відстань світильників від перекриття;

$$h = 10 - 0,8 - 0,2 = 9 \text{ м.}$$

Тоді:

$$i = \frac{35 \cdot 40}{9 \cdot (35 + 40)} = 2,074;$$

$$\eta = 0,74.$$

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

Нормоване значення освітленості для цеху дорівнює 200 лк.
Коефіцієнт мінімальної освітленості $z = 1,15$. Вибірємо значення коефіцієнта запасу $k_z = 1,8$.

Вибірємо згідно [10] тип та потужність ламп:

тип LEDT1-Y-E-128-610, $\Phi_{\text{л}} = 16000$ лм, $P_{\text{л}} = 128$ Вт $U = 220$ В.

Тоді світловий потік:

$$\Phi = \frac{200 \cdot 1,8 \cdot 1400 \cdot 1,15}{0,74} = 783243,24 \text{ лм.}$$

Кількість світильників :

$$N_{\text{св}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}} \quad (2.11)$$

$$N = \frac{783243,24}{16000} = 48,9 \approx 49 \text{ шт.}$$

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						22
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

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

Визначаємо активну потужність освітлювального навантаження для значення коефіцієнта попиту ($K_{\Pi} = 0,9$) та коефіцієнта, що враховує додаткові втрати потужності упускорегулюючій апаратурі $K_{\text{пра}} = 1,25$:

$$P_{\text{осв}} = n P_{\text{л}} K_{\Pi} K_{\text{пра}} \quad (2.12)$$

$$P_{\text{осв}} = 49 \cdot 0,128 \cdot 0,9 \cdot 1,25 = 7,06 \quad \text{кВт}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження:

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

$$Q_{\text{осв}} = 7,06 \cdot 0,2 = 1,412 \text{ квар.}$$

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

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

$$P_{\text{ав}} = 0,05 \cdot 7,06 = 0,353.$$

Розрахуємо повне освітлювальне навантаження:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв}\Sigma}^2 + Q_{\text{осв}\Sigma}^2} \quad (2.14)$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = P_{\text{осв}} + P_{\text{ав}} \quad (2.15)$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = 7,06 + 0,353 = 7,413 \text{ кВт},$$

$$S = \sqrt{7,413^2 + 1,412^2} = 7,55 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю 2.2.

Активна потужність на шинах НН:

$$P_{\text{нн}} = P_{\text{р}} + P_{\text{осв}}, \quad (2.16)$$

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

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

$$P_{\text{нн}} = 148,76 + 7,413 = 156,173 \text{ кВт}.$$

Реактивна потужність на шинах НН:

$$Q_{\text{нн}} = Q_{\text{р}} + Q_{\text{осв}}, \quad (2.17)$$

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

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

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						23
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$Q_{\text{нн}} = 119,40 + 1,412 = 120,812 \text{ кВт.}$$

Повнапотужність на шинах НН:

$$S_{\text{нн}} = \sqrt{P_{\text{нн}}^2 + Q_{\text{нн}}^2}, \quad (2.18)$$

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

$$S_{\text{нн}} = \sqrt{156,173^2 + 120,812^2} = 197,45 \text{ кВА.}$$

Розраховуємо втрати в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{тр}} = (0,02 - 0,03) \cdot S^{0,4} = 0,025 \cdot 197,45 = 4,936 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot S^{0,4} = 0,1 \cdot 197,45 = 19,745 \text{ квар.}$$

Визначаємо потужність на шинах ВН:

$$S_{\text{вн}} = \sqrt{P_{\text{вн}}^2 + Q_{\text{вн}}^2}, \quad (2.19)$$

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

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{нн}} + \Delta P_{\text{тр}} = 156,173 + 4,963 = 161,136 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{вн}} = Q_{\text{нн}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 120,812 + 19,745 = 140,557 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{вн}} = \sqrt{161,136^2 + 140,557^2} = 213,825 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків занесемо до таблиці 2.3.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		24

Таблиця 2.3 – Навантаження цеху промислового підприємства.

Вихідні дані										Проміжні потужності		$n_{p,cs}$ од	n_{cs} од	K_p	Розрахункові потужності				Розрахунковий струм I_p , А
За умовою						Довідникові									Розрахункові потужності				
Найменування ЕП	n , од	Номинальна потужність, кВт				$P_{н.і,max} / P_{н.і,min}$	K_n	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	$P_{п}$, кВт	$Q_{п}$, квар				P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВт·А		
		$P_{н.і}$	$P_{н.Σ}$	$P_{н.і,max}$	$P_{н.і,min}$														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Мостовий кран, 1	1,00	40,00	40,00				0,12	0,50	1,73	4,80	8,31								
Токарно-револьверні верстати, 6-8	3,00	10,50	31,50				0,15	0,50	1,73	4,73	8,18								
Шліфувальні верстати, 11,12	2,00	1,60	2,80				0,20	0,50	1,73	0,56	0,97								
Заточувальні верстати, 32- 35	4,00	9,50	38,00				0,25	0,65	1,17	9,50	11,11								
СП1	10		112,30	40,00	1,60	25,00	0,17			19,59	28,57	5,62	5,00	1,97	38,58	31,43	49,77	71,83	
Вертикально-свердлильні верстати, 13, 15-17	4,00	3,50	14,00				0,14	0,50	1,73	1,96	3,39								
Заточувальні верстати, 18,23	2,00	9,50	19,00				0,25	0,65	1,17	4,75	5,55								
Фрезерувальні верстати 19- 22,24,25	6,00	7,50	45,00				0,22	0,55	1,52	9,90	15,03								
Вентиляція, 40,41	2,00	7,00	14,00				0,50	0,70	1,02	7,00	7,14								
Електричні печі індукційні, 30,31	2,00	22,00	44,00				0,60	0,90	0,48	26,40	12,79								
Мостові крани, 42	1,00	40,00	40,00				0,12	0,50	1,73	4,80	8,31								
СП2	17,00		176,00	40,00	3,50	11,43	0,31			54,81	52,22	8,80	8,00	1,28	70,16	57,44	90,67	130,88	
Строгальні верстати, 2,3	2,00	12,20	24,40				0,18	0,55	1,52	4,39	6,67								
Токарно-револьверні верстати, 4,5	2,00	10,50	21,00				0,15	0,50	1,73	3,15	5,46								
Шліфувальні верстати, 9,10	2,00	2,80	5,60				0,20	0,50	1,73	1,12	1,94								
Електричні печі опору, 26- 29	4,00	30,00	120,00				0,80	0,92	0,43	96,00	40,90								
Вентиляція, 36-39	4,00	7,00	28,00				0,50	0,70	1,02	14,00	14,28								
Мостові крани, 43	1,00	40,00	40,00				0,12	0,50	1,73	4,80	8,31								
Вертикально-свердлильні верстати, 14	1,00	3,50	3,50				0,14	0,50	1,73	0,49	0,85								
СП3	16,00		242,50	40,00	2,80	14,29	0,51			123,95	78,41	12,13	12,00	1,03	127,30	78,41	149,51	215,80	
Силове навантаження	43,00		530,80	40,00	1,60	25	0,37			198,35	159,20	26,54	26,00	0,75	148,76	119,40	190,75	275,33	
Освітлення															7,413	1,412	7,55		
Шини НН															156,17	120,81	197,449		
Втрати в трансформаторі															4,93623	19,7449			
Шини ВН															161,11	140,56	213,806		

2.2.4 Розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення

Для забезпечення освітлення території цеху буде встановлено 4 прожектори, які знаходяться в центрі кожної сторони цеху. Було обрано прожектор: Led Прожектор Lemanso LMPS37 30W з датчиком руху 220V 6500KIP65.

Загальна потужність зовнішнього освітлення становитиме 0,12 кВт.

2.2.5 Розрахунок загального навантаження об'єкту проектування

Розрахуємо сумарне силове навантаження цеху.

Кількість електроприймачів:

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^k n_i, \quad (2.20)$$

де k – кількість електроприймачів які підключених до СП.

$$n_{\Sigma} = 7 + 12 + 22 = 41 \text{ шт.}$$

номінальна групову активну потужність:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^k P_i, \quad (2.21)$$

$$P_{\Sigma} = 443 + 447 + 353 = 1243 \text{ кВт.}$$

Шукаємо ЕП з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\min \text{ц}} = 5 \text{ кВт},$$

$$P_{\max \text{ц}} = 65,5 \text{ кВт.}$$

Знаходимо відношення максимальної до мінімальної потужності:

$$m = \frac{65,5}{5} = 13,1.$$

Знайдемо сумарну активну і реактивну потужності:

$$P_{\text{прц}} = 91,46 + 69,3 + 148,58 = 309,34 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{прц}} = 123,94 + 88,45 + 118,23 = 330,63 \text{ кВт.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання:

$$K_{\text{вц}} = \frac{309,34}{1243} = 0,25.$$

Ефективне число ЕП визначимо із тверджень, розраховуємо за формулою:

$$n_{\text{ре}} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{нi}}}{P_{\text{нц max}}}, \quad (2.22)$$

$$n_{\text{рец}} = \frac{2 \cdot 1243}{65,5} = 37,95.$$

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						26
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Приймаємо $n_{\text{сц}} = 38$.

Згідно з таблицею 2 [21] визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_p = 1.$$

Сумарна розрахункова активна потужність:

$$P_p = P_{\text{п}} \cdot K_p, \quad (2.23)$$

$$P_{\text{рц}} = 309,34 \cdot 1 = 309,34 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{рц}} = P_p + P_o,$$

де P_o - потужність освітлення.

$$P_{\text{рц}} = 309,34 + 24,86 = 334,2 \text{ кВт.}$$

Розрахункова реактивну потужність:

$$Q_p = Q_{\text{np}} \cdot K_p, \quad (2.24)$$

$$Q_{\text{рц}} = 1 \cdot 330,63 + 16 = 346,63 \text{ квар}$$

Повна розрахункова потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.25)$$

$$S_{\text{рц}} = \sqrt{334,2^2 + 346,63^2} = 481,5 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм для силового:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (2.26)$$

$$I_{\text{рц}} = \frac{481,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 731,56 \text{ А.}$$

Знаючи сумарну характеристику цеху, у наступних пунктах можемо обрати силову та захисну апаратуру .

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		27

2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

Для живлення були обрані два трансформатори, дані наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 Характеристики трансформатора [23]

Тип трансформатора	Схема и група з'єднання	Втрати КЗ, кВт	Напруга КЗ, %	Втрати холостого ходу, кВт
ТДН-16000/110-У1	УН/Δ-11	400	10,5	0,55

Трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, прибудована до цехового приміщення. Електроприймачі цеху відносяться до третьої категорії, відповідно ЕМЦ буде мати один трансформатор.

Номінальна потужність трансформатора обирається на основі розрахункового значення сумарної потужності цеху, отриманого в підрозділі 2.2.6. Існує необхідність компенсувати реактивну потужність, тому загальна потужність цеху буде розрахована після вибору батарей статичних конденсаторів.

2.3.1 Вибір батарей статичних конденсаторів напругою до 1000 В

У підрозділі 2.2.6. розраховано загальну реактивну енергію, що споживається підприємством, але за встановленим договором з електропостачальником, за споживання реактивної енергії, сплачені значні кошти. Для уникнення такої ситуації на стороні 0,4 кВ ТП цеху будуть встановлені конденсаторні батареї (КБ), їх ціль максимально компенсувати реактивну енергію. Розрахуємо значення КБ:

$$\alpha = \cos^{-1} 0,99 = 8,11^{\circ}$$

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

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						28
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$Q'_{цех} = 317,2 \cdot \operatorname{tg}(8,11) = 45,2 \text{ квар}$$

$$Q_{KB} = Q_{цех} - Q'_{цех} \quad (2.26)$$

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

Q_{KB} – реактивна енергія КБ, квар.

$$Q_{KB} = 332,1 - 42,5 = 289,6 \text{ квар}$$

Отже, для компенсації реактивної потужності, нам буде потрібно КБ на 289,6 квар.

Для цеху було обрано 9 батарей, номінал яких становить 30 квар. Загальний номінал 270 квар.

Однолінійна схема компенсації реактивної енергії зображена на рисунку 2.2.

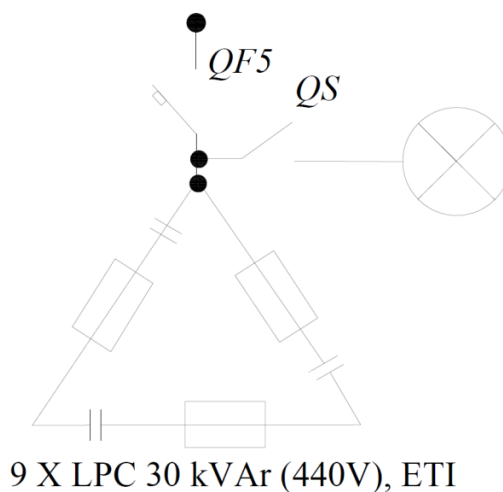


Рисунок 2.2 Схема компенсації реактивної енергії цеху

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

З метою підтримки вітчизняного виробника для забезпечення потреб ЕМЦ якісним обладнанням, було зроблено вибір на трансформаторі типу ТМ – 400/10 виробника «Запорожэнергокомплект» на введена система управління якістю, та відповідає стандартам[34,35].

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		29

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						30
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

2.4 Визначення центра навантаження об'єкта проектування

Для визначення центра електричного навантаження(ЦЕН) тайого розміщення на території МЦ на плані цеху наноситься кардіограма електричних навантажень визначається за виразом:

$$r = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}} \quad (2.27)$$

де P_p – розрахункове навантаження цеху.

m - масштаб, кВт/м².

Теоретичний ЦЕН визначається за допомогою координат X та Y .

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

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

де X_0, Y_0 – координати ЦЕН об'єкта, м;

$P_{p.i}$ – розрахункове електричне навантаження i –го елементу;

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

Провівши розрахунки, отримаємо наступний результат:

$$X_0 = 11,71 \text{ м}$$

$$Y_0 = 23,17 \text{ м}$$

$$r = 2,301$$

Спираючись на такі данні, найоптимальнішим місцем розташування ТП будуть координати (0; 22,16).

2.5 Розрахунок живлячих і розподільчих мереж

2.5.1 Вибір схеми розподільної мережі

Обов'язковою частиною схеми 31 електрозабезпечення цеху є

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						31
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

розподільна мережа (РМ) 6 або 10 кВ. В даному випадку є досить велика кількість споживачів з великими потужностями, для того щоб зменшити втрати електроенергії при її передачі, було обрано РМ з номіналом 10 кВ.

РП 10 кВ поєднано двома трансформатори ТМН – 16000/110, до двох повітряних ліній 110 кВ, які під'єднані до джерела живлення.

Від РП 10 кВ відходить 5 магістральних ліній, від яких, відходять мішані схеми електропостачання. Така будова електропостачання, зроблена тому розроблялася для сільської місцевості, тобто споживачі досить віддаленими один від одного.

2.5.2 Обґрунтування встановлення розподільних пунктів високої напруги

Вибираючи кількість РП і місце розташування, було враховано попит споживачів електроенергії щоб досягти максимальної економії провідникового матеріалу.

Для даної місцевості доцільно буде обрати один спільний РП для всіх споживачів, а потім до нього підключити 5 змішаних схем для забезпечення електропостачання за допомогою повітряних ліній 10 кВ.

2.5.3 Розрахунок перерізу розподільних мереж 10 кВ

Струмове навантаження будь-якої ділянки в нормальному режимі не повинне перевищувати допустиму величину, визначену з врахуванням умов прокладки кабельної лінії згідно [8]:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

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

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						32
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

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

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

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

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

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

Зводимо обрані марки ліній в таблицю 2.5

Таблиця 2.5 Обрані ПЛ

Ділянка лінії	Марка кабелю	I (A)
1-113	АС-25	45,61
2-213	АС-120	205,54
27-213	АС-50	110,85
3-311	АС-185	274,82
39-311	АС-35	83,14
4-410	АС-120	237,29
5-521	АС-240	185,33
515-521	АС-35	87,76
55-511	АС-35	94,69

2.5.4 Розрахунок перерізу провідників для мереж 0,4 кВ.

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, в загальному випадку, повинні задовольняти наступним вимогам [8].

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

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

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

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

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

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

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

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

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

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

Вибраний переріз повинен відповідати параметрам захисного апарату:

$$I_{\text{доп}} \geq K_3 I_3,$$

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

K_3 – коефіцієнт кратності захисту;

I_3 – номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарату;

Визначимо переріз КЛ напругою до 1000 В.

Оскільки всі будівлі живляться по двох променевій схемі живлення, то приймаємо, що нормальному режимі кожна кабельна лінія живить лише половину будівлі, а в післяаварійному режимі – всю будівлю.

Житловий будинок типу «Б»:

Переріз КЛ визначимо за формулою:

$$F = \frac{P_p \rho L_{\text{кл}}}{10 U_n^2 \Delta U_{\text{доп}}}, \quad (2.28)$$

де P_p – розрахункове навантаження, що проходить (протікає) через кабельну лінію 0,38 кВ у нормальному режимі роботи, кВт;

ρ – питомий опір кабельної лінії, для алюмінію $\rho = 26,2-29,5$ Ом/км·мм² (для розрахунків приймаємо середнє значення, для алюмінію $\rho = 27,85$ Ом/км·мм²);

$L_{\text{кл}}$ – довжина кабельної лінії, км;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга, кВ;

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

$$F = \frac{27,85 \cdot 73,38 \cdot 0,03}{10 \cdot 5 \cdot 0,38^2} = 8,49 \text{ мм}^2.$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{рВ}} = \frac{\sqrt{73,38^2 + 22,53^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 116,63 \text{ А}.$$

Вибір кабельної лінії необхідно виконати згідно умови:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p K_1 K_2 \geq 137 \cdot 1 \cdot 1 = 137 \text{ А}$$

Вибираємо АВВГ 4×70, $I_{\text{доп}} = 166 \text{ А}$, $r_0 = 0,443$ Ом/км, $x_0 = 0,0612$ Ом/км.

Для інших об'єктів розрахунок кабельної лінії покажемо в таблиці 3.1

$$I_p^{\text{п/а}} = \frac{\sqrt{120,56^2 + 36,29^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 191,28 \text{ А},$$

$$I_p^{\text{п/а}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}} \leq 166 \cdot 1 \cdot 1,3 = 251,8 \text{ А},$$

$$\Delta U_p^{\text{п/а}} = \frac{120,56 \cdot 0,443 \cdot 0,03}{10 \cdot 0,38^2} = 1,110\%,$$

$$1,110 \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%.$$

Аналогічні розрахунки зводимо до таблиці 2.6

Таблиця 2.6 Розрахунок струмів та вибір ліній

Об'єкт Т	Марка	$I_{\text{доп}}$, А	I_p , А	$I_p^{\text{п/а}}$, А	$\Delta U_p^{\text{п/а}}$, %
-------------	-------	----------------------	-----------	------------------------	-------------------------------

А	АВВГ 4х240	330	254,95	382,05 3	1,088
Б	АВВГ 4х70	166	116,63	191,28	1,110
В	АВВГ 4х185	286	229,06 9	354,79 6	1,856
Е	АВВГ 4х16	72	66,24	83,606	4,820
Л	АВВГ 4х2,5	26	9,818	19,636	7,038
М	АВВГ 4х6	41	22,708	45,417	9,236
Н	АВВГ 4х50	137	79,796	159,59 2	4,115
С	АВВГ 4х25	93	47,479	94,959	4,571

2.5.5 Перевірка електричних мереж на відповідність щодо виможності електричної енергії

Проектуванні електричній мережі в цеху передбачає обов'язкову перевірку показника усталеного відхилення напруги.

Згідно з ГОСТ [36] відхилення напруги не повинно перевищувати $\pm 5\%$.

Вважатимемо, що напруга сторони джерела живлення є номінальною.

Вцьому випадку розрахунок за усталеним відхиленням напруги повинен виконуватися для максимальних і мінімальних режимів електричних навантажень. максимальних/мінімальних електричних навантажень напруга на затискачах ЕП не має бути більшою або меншою $0,95 \cdot U_{ном} / 1,05 \cdot U_{ном}$ тобто в мережі 0,38 кВт відхилення не повинно перевищувати $\pm 5\%$.

Максимальним беремо розрахункове навантаження, а мінімальним – навантаження цеху $K_{min} = (0,25 - 0,3)$. Якщо напруга неробочого ходу (НХ) трансформатора не перевищує номінальну, то усталені відхилення напруги на затискачах ЕП становитимуть:

– для максимальних навантажень:

$$\delta U_{y-} = E_T - (\Delta U_{в.к.} + \Delta U_{Т.} + \sum_{i=1}^n U_{н.м.} + \Delta U_{сн}) \geq -5$$

– для мінімальних навантажень:

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						36
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$\delta U_{y+} = E_T - K_n \cdot (\Delta U'_{в.к.} + \Delta U'_{т.}) - \Delta U'_{сп}) \leq +5$$

де E_T – величина добавки напруги на регульованих відгалуженнях трансформатора, %;

$\Delta U_{в.к.}, \Delta U'_{в.к.}$ – втрати напруги у високовольтному кабелі в режимах максимальних та мінімальних навантажень, %;

$\Delta U_{т.}, \Delta U'_{т.}$ – втрата напруги на трансформаторі в режимах максимальних та мінімальних навантажень, %;

$\sum_{i=1}^n U_{н.м.}$ – сумарна втрата напруги в магістральних лініях до споживача, %;

n – кількість послідовних ділянок магістралей до споживача, шт.;

$\Delta U_{с.п.}, \Delta U'_{с.п.}$ – втрата напруги в лінії найвіддаленішого споживача в режимах максимальних та мінімальних навантажень, %.

Величину $\Delta U_{т.}$ знаходять за виразом:

$$\Delta U_T = \frac{S_p}{S_{T.ном}} \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi),$$

де S_p – розрахункова потужність на вторинній стороні трансформатора, кВА;

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

$U_a = \frac{100 \cdot P_{к.}}{S_{T.ном}}$ – активний складник напруги КЗ трансформатора, %;

$U_p = \sqrt{U_{к.}^2 - U_a^2}$ – реактивний складник напруги КЗ трансформатора, %.

Тоді:

$$\Delta U_T = \frac{334,2}{400} \cdot \left(\frac{100 \cdot 5,5}{400} \cdot 0,99 + \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 5,5}{400} \right)^2} \cdot 0,05 \right) = 1,31\%.$$

Величину $\Delta U_{л.}$ знаходять за виразом:

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		37

$$\Delta U_{\text{Л}} = \frac{P_p^2 \cdot r_{\text{Л}} + Q_p^2 \cdot x_{\text{Л}}}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (2.30)$$

де $r_{\text{Л}}, x_{\text{Л}}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга лінії, кВ.

$$\Delta U_{\text{Л}} = \frac{334,2^2 \cdot 0,1 + 20^2 \cdot 0,078}{10^2} = 1,12.$$

Тоді втрати в кінці лінії будуть наступні:

– для режиму максимальних навантажень:

$$\delta U_{y-} = 10 - (0 + 1,31 + 2 \cdot 0,5 + 11,2) = -3,51 > -5.$$

– для режиму мінімальних навантажень:

$$\delta U_{y+} = 0 - 0,3 \cdot (0 + 1,31 + 2 \cdot 0,5) - 11,2 = -0,8 < 5.$$

2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільної мережі

2.6.1 Вибір апаратури живильної мережі

Номінальні параметри повинні відповідати розрахунковим величинам. Вибираючи їх, проводимо розрахунок величин з каталожними даними. Для забезпечення надійності розрахункові величини повинні дорівнювати допустимим.

Забезпечення надходження електроенергії здійснюється за допомогою двох ПЛ АСО 240, відстань від ДЖ до РП становить 21 км. До РП приєднані два ТМН – 16000/100. Кожен з трансформаторів живить повітряна лінія.

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

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

2.6.2 Вибір апаратури розподільної мережі

До складу мережі входить РП 10 кВ, яка розділяється на 2 секції. Вони з'єднані між собою

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						38
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Кожна секція забезпечена трансформаторами власних потреб (ТВП) типу НТМИ – 10 – 66УЗ.

До 1 та 2 секції шин РП приєднані 3 та 2 ПЛ відповідно. Оскільки в ПЛ навантаження майже однакове, для захисту використовуються два роз'єднувача типу РЛК – 10.IV/630 УХЛ1 та силовий вимикач ВБ4 – П - 10/400.

Кожна ПЛ має зазначену кількість споживачів. кожен з трансформаторів, захищений за допомогою роз'єднувачів типу РЛК.

2.6.3 Вибір трансформаторів напруги та струму

-Вибір трансформаторів напруги

Вибір ТН для РП, здійснювався спираючись на попит споживачів (тобто на потужність електроприймачів в визначених місцях). Тобто використовуючи данні таблиці 2.5, для кожного споживача було обрано ТН, виконуючи наступні вимога:

$$0,6 \cdot S_{ном} \leq S_p \leq 1,4 \cdot S_{ном}$$

де S_p – робоча потужність

$S_{ном}$ – номінальна потужність.

Враховуючи ці умови для вузлів споживачів електропостачальної мережі були обрані наступні ТН, вказані в таблиці 2.7:

Таблиця 2.7Обрані ТН для електропостачальної мережі

Номер лінії	Параметри	Вузол																	
1	P	12	13	14	15	16	17	18	19	110	111	112	113	114	-	-	-	-	-
	P (кВт)	30	30	0	210	100	30	0	50	120	0	40	90	40	-	-	-	-	-
	ТН	ТМ-40/10	ТМ-40/10	-	ТМ-250/10	ТМ-100/10	ТМ-40/10	-	ТМ-63/10	ТМ-160/10	-	ТМ-40/10	ТМ-100/10	-	-	-	-	-	-
2	P	22	23	24	25	26	27	28	29	210	211	212	213	-	-	-	-	-	-
	P (кВт)	40	0	220	980	400	620	400	600	0	240	40	20	-	-	-	-	-	-
	ТН	ТМ-40/10	-	ТМ-250/10	ТМ-1000/10	ТМ-400/10	ТМ-630/10	ТМ-400/10	ТМ-630/10	-	ТМ-250/10	ТМ-40/10	ТМ-25/10	-	-	-	-	-	-
3	P	32	33	34	35	36	37	38	39	310	311	-	-	-	-	-	-	-	-
	P (кВт)	0	840	490	0	890	600	600	0	600	840	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТН	-	ТМ-1000/10	ТМ-400/10	-	ТМ-1000/10	ТМ-630/10	ТМ-630/10	-	ТМ-630/10	ТМ-1000/10	-	-	-	-	-	-	-	-
4	P	42	43	44	45	46	47	48	49	410	411	412	413	-	-	-	-	-	-
	P (кВт)	620	0	630	390	610	220	230	30	600	0	570	355	-	-	-	-	-	-
	ТН	ТМ-630/10	-	ТМ-630/10	ТМ-400/10	ТМ-630/10	ТМ-250/10	ТМ-250/10	ТМ-40/10	ТМ-630/10	-	ТМ-630/10	ТМ-400/10	-	-	-	-	-	-
5	P	52	53	54	55	56	57	58	59	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519
	P (кВт)	0	630	240	0	640	210	0	640	60	90	0	620	450	90	380	240	90	0
	ТН	-	ТМ-630/10	ТМ-250/10	-	ТМ-630/10	ТМ-250/10	-	ТМ-630/10	ТМ-10/10	ТМ-100/10	-	ТМ-630/10	ТМ-400/10	ТМ-100/10	ТМ-400/10	ТМ-250/10	ТМ-100/10	-

- Вибір трансформаторів струму

Вимірювальний трансформатор струму — трансформатор, який перетворює струмзручний для виміру. Первинна обмотка включається послідовно у коло зі змінним струмом. А у вторинну вставляються вимірювальні прилади. Струм, що протікає по вторинній обмотці трансформатора струму, пропорційний струму, що протікає у його первинній обмотці. Розрахуємо трансформатор струму для ТП:

Первинний номінальний струм трансформатора струму:

$$I_{1BH} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{1BH}}, \quad (2.31)$$

де I_{1BH} — первинний номінальний струм ТС, А;

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

U_{1BH} — номінальна напруга обмотки ВН, кВ.

$$I_{ЛЗ} = \frac{2858,79}{\sqrt{3} \cdot 10} = 165,052 \text{ А.}$$

Первинний номінальний струм на боці НН:

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

де $U_{1НН}$ — номінальна напруга

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

$$I_{ЛЗп/а} = \frac{4882,661}{\sqrt{3} \cdot 10} = 281,9 \text{ А.}$$

Приймаємо кабель АПвПЗ×120 з $I_{доп} = 232 \text{ А}$ та $r_0 = 0,253 \text{ Ом/км}$, [10].

$$I_{ЛЗп/а} = 281,9 \leq 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 232 = 301,6 \text{ А.}$$

Результати розрахунку струмів ліній наведені в таблиці 2.8

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						40
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Таблиця 2.8 Розрахунок струмів та вибір ліній

	Марка	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_p, \text{ А}$	$I_p^{п/а}, \text{ А}$
Л1	АПвП 3×50	119	71,108	140,713
Л2	АПвП 3×50	119	71,108	140,713
Л3	АПвП 3×120	232	165,052	281,9
Л4	АПвП 3×120	232	116,852	281,9

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання

Основною причиною порушення нормального режиму роботи систем електропостачання є виникнення короткого замикання (КЗ) в мережі або в елементах електрообладнання внаслідок пошкодження ізоляції або неправильних дій обслуговуючого персоналу. Мета розрахунку струмів КЗ – забезпечення динамічної та термічної стійкості струмоведучих та інших елементів СЕП в аварійних режимах роботи. Методики розрахунків струмів КЗ поділені на два види: вище 1кВ і нижче 1кВ. Розрахунок струмів короткого замикання виконується для найбільш характерних точок, в яких передбачається встановлення апаратів захисту.

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

- Вихідні дані для розрахунку

Вихідними даними для розрахунку струмів короткого замикання є прийнята схема електропостачання (лист 1 графічної частини ДП). Складаємо розрахункову схему, яка зображена на рисунку 1.4. Система як джерело живлення задана $S_{\text{в\text{і}д\text{к\text{л}}} = 2000 \text{ МВА}$ та $U_c = 115 \text{ кВ}$.

Вихідні дані розрахункової схеми:

- Т1: ТДТН-80000/110; $S_{\text{нт}}=80 \text{ МВА}$; $U_{\text{вн}}=115 \text{ кВ}$; $U_{\text{сн}}=38,5 \text{ кВ}$; $U_{\text{нн}}=10,5 \text{ кВ}$; $\Delta P_{\text{нх}}=53 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{кз}}=290 \text{ кВт}$; $u_{\text{кв-с}}=10,5\%$; $u_{\text{кв-н}}=18\%$; $u_{\text{кч}}=7\%$; $I_{\text{нх}}=0,5\%$; з'єднання обмоток: УН/Д/Д.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		41

- повітряна лінія ПЛ1: АС-120, $l=20$ км, $X_{01}=0,427$ Ом/км, $R_{01}=0,249$ Ом/км; - кабельна лінія КЛ1: АПВП 3х150, $l=9$ км, $X_{01}=0,079$ Ом/км, $R_{01}=0,206$ Ом/км;

- кабельна лінія КЛ2: АПВП 3х50, $l=9$ км, $X_{01}=0,09$ Ом/км, $R_{01}=0,641$ Ом/км;

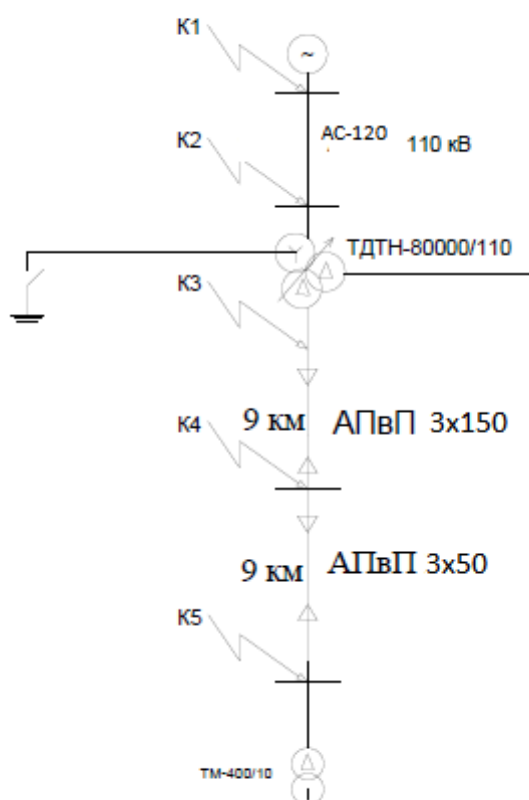


Рисунок 2.3 Розрахункова схема

-Розрахунок параметрів схеми заміщення

Розраховуємо опори елементів схеми заміщення у іменованих одиницях . За базисну напругу приймаємо $U_6 = 115$ кВ . По розрахунковій схемі складають схему заміщення, що зображена на рисунку 2.4

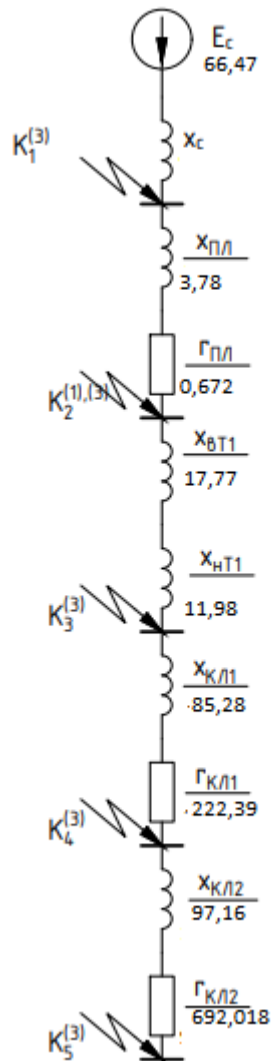


Рисунок 2.4 Схема заміщення

Розрахуємо ЕРС і опір системи за формулами:

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

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

Активний опір системи розраховую наступним чином:

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{відкл}}, \quad (2.32)$$

$$X_c = \frac{115^2}{2000} = 6,61 \text{ Ом}$$

Активний та реактивний опори лінії розраховуються наступним чином:

$$R_i = r_0 \cdot l,$$

$$X_i = x_0 \cdot l.$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори ПЛ1

$$R_{ПЛ1} = 0,075 \cdot 9 = 0,672 \text{ Ом},$$

$$X_{ПЛ1} = 0,42 \cdot 9 = 3,78 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори КЛ2

$$R_{КЛ2} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = 0,641 \cdot 9 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 692,018 \text{ Ом},$$

$$X_{КЛ2} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = 0,09 \cdot 9 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 97,163 \text{ Ом}.$$

Аналогічні розрахунки КЛ1 заносимо до таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 Опори ПЛ та КЛ

Лінія	$R_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{Ом}$
ПЛ1	0,672	3,78
КЛ1	222,39	85,28
КЛ2	692,018	97,163

Опір трансформатора Т1 розрахуємо за формулами:

$$X_{вт} = \frac{u_{кВ-С\%} + u_{кВ-Н\%} - u_{кС-Н\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{вн}^2}{S_{н}},$$

$$X_{нт} = \frac{u_{кВ-Н\%} + u_{кС-Н\%} - u_{кВ-С\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{вн}^2}{S_{н}},$$

$$X_{ст} = \frac{u_{кВ-С\%} + u_{кС-Н\%} - u_{кВ-Н\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{вн}^2}{S_{н}}.$$

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

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

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

-Розрахунок струмів трифазного КЗ

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ. На рисунку 2.5 показана еквівалентна схема заміщення для і-ої точки КЗ.

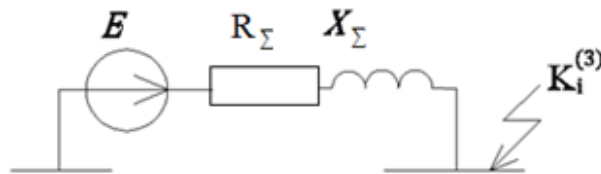


Рисунок 2.5– Еквівалентна схема заміщення для і-ої точки КЗ.

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

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

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

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

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

Ударний коефіцієнт визначається за формулою:

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

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

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

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання визначаються за формулою:

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

Значення теплового імпульсу розраховується за формулою:

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

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

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

де $t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

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

Еквівалентні активний і реактивний опори до точки К5 розрахуємо за формулами:

$$X_{\Sigma 5} = X_c + X_{пл1} + X_{вт} + X_{нт} + X_{кл1} + X_{кл2} =$$

$$6,61 + 3,843 + 17,77 + 11,98 + 85,288 + 97,163 = 222,654 \text{ Ом,}$$

$$R_{\Sigma 5} = R_{пл1} + R_{кл1} + R_{кл2} = 0,672 + 222,396 + 692,018 = 915,087 \text{ Ом.}$$

Періодична складова струму КЗ для точки К5:

$$I_5''^{115} = I_{5t} = I_{5\infty} = \frac{66,47}{\sqrt{222,654^2 + 915,087^2}} = 0,12 \text{ кА,}$$

$$I_5''^{10,5} = I_5''^{115} \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right) = 0,12 \cdot \frac{115}{10,5} = 0,773 \text{ кА.}$$

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання для К5:

$$T_{ak5} = \frac{222,654}{314 \cdot 915,087} = 0,0007 \text{ с.}$$

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						46
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Ударний коефіцієнт для точки К5:

$$k_{уд5} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0007}} = 1.$$

Ударний струм КЗ для точки К5:

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,773 = 1,093 \text{ кА}.$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання для точки К5:

$$I_{д5} = 0,773 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 0,773 \text{ кА}.$$

Значення теплового імпульсу для точки К5:

$$B_{к5} = 0,773^2 \cdot (0,18 + 0,0007) = 0,108 \text{ кА}^2.$$

Аналогічно здійснимо розрахунки для всіх точок та зведемо в таблицю 2.10.

Таблиця 2.10– Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ \ To	$x_{\Sigma i}$	$r_{\Sigma i}$	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уд i}$	$i_{уд i}$, кА	$I_{д i}$, кА	$B_{к i}$, кА ² ·с
К2	10,4 53	0,67 2	11, 642	6,3 46	1,81 7	16, 308	9,698	9,24 3
К3	40,2 03	0,67 2	20, 55	18, 106	1,94 9	49, 901	30,3	121, 437
К4	125, 491	223, 068	1,4 68	2,8 44	1,00 4	4,0 38	2, 844	1,47 1
К5	222, 654	915, 087	0,5 07	0,7 73	1	1,0 93	0, 773	0,10 8

-Розрахунок однофазного короткого замикання

Однофазне коротке замикання - коротке замикання на землю в трифазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими

нейтралями силових елементів, завдяки якому з землею з'єднується тільки одна фаза. Для розрахунку однофазного КЗ виникає необхідність складання схем заміщення прямої, зворотної і нульової послідовності. У схемах заміщення вказується тільки ЕРС прямої послідовності джерел живлення і симетричні складові напруги в місці КЗ.

Виконаємо розрахунок струму однофазного КЗ на стороні 110 кВ .

Розрахуємо еквівалентний опір прямої послідовності:

$$X_{\text{рез1}} = X_c + X_{\text{пл1}} = 6,61 + 3,78 = 10,453 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{рез1}} = R_{\text{пл1}} = 0,672 \text{ Ом}.$$

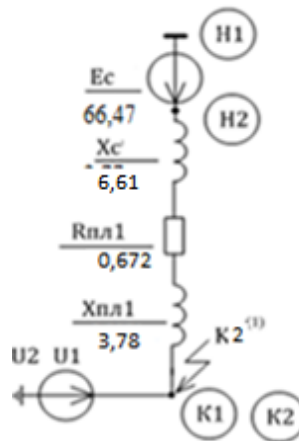


Рисунок 2.6 СЗ прямої послідовності та зворотної послідовності

Розрахуємо еквівалентний опір зворотної послідовності:

$$X_{\text{рез2}} = X_{\text{рез1}} = X_c + X_{\text{пл1}} = 6,61 + 3,78 = 10,453 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{рез2}} = R_{\text{рез1}} = R_{\text{пл1}} = 0,672 \text{ Ом}.$$

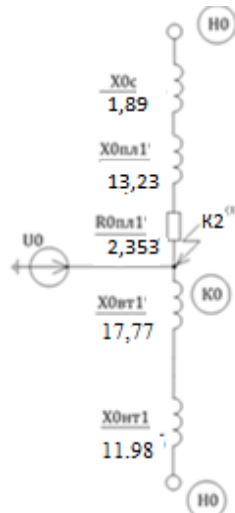


Рисунок 2.7– СЗ нульової послідовності

Опори елементів СЗ нульової послідовності співпадають з опорами СЗ трифазного КЗ, окрім опорів повітряної лінії, тому розрахуємо їх:

$$x_{0пл1} = 3,5 \cdot x_{01} \cdot l = 3,5 \cdot 0,427 \cdot 9 = 13,451 \text{ Ом},$$

$$r_{0пл1} = 3,5 \cdot r_{01} \cdot l = 3,5 \cdot 0,0745 \cdot 9 = 2,353 \text{ Ом}.$$

Еквівалентуємо схему заміщення нульової послідовності до найпростішого вигляду:

Проводимо повне еквівалентування схеми заміщення нульової послідовності до найпростішого вигляду (рисунок 2.8).

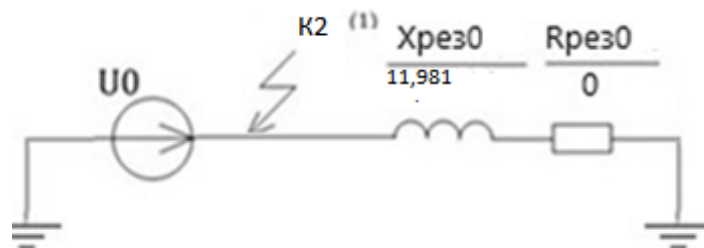


Рисунок 2.8– Еквівалента схема заміщення нульової послідовності

Розраховуємо результуючі опори нульової послідовності відносно точки К2⁽¹⁾:

$$x_{\text{рез01}} = x_{0c} + x_{0\text{пл}} = 6,61 + 13,451 = 20,061 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{рез02}} = x_{0\text{вн}} + x_{0\text{нн}} = 17,77 + 11,98 = 29,75 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{рез0}} = \frac{x_{\text{рез01}} \cdot x_{\text{рез02}}}{x_{\text{рез01}} + x_{\text{рез02}}} = \frac{20,61 \cdot 29,75}{20,061 + 29,75} = 11,981 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{рез0}} = \frac{r_{\text{рез01}} \cdot r_{\text{рез02}}}{r_{\text{рез01}} + r_{\text{рез02}}} = \frac{0,672 \cdot 0}{0,672 + 0} = 0$$

Визначаємо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta x^{(1)} = x_{\text{рез2}} + x_{\text{рез0}} = 10,453 + 11,981 = 22,434 \text{ Ом},$$

$$\Delta r^{(1)} = r_{\text{рез2}} + r_{\text{рез0}} = 0,672 + 0 = 0,672 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо сумарний опір однофазного КЗ:

$$x_{\Sigma}^{(1)} = x_{\text{рез1}} + \Delta x^{(1)} = 10,453 + 22,434 = 32,887 \text{ Ом},$$

$$r_{\Sigma}^{(1)} = r_{\text{рез1}} + \Delta r^{(1)} = 0,672 + 0,672 = 1,345 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо діюче значення надперехідного струму КЗ в пошкодженій фазі :

$$I_2''^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot E_c}{\sqrt{(r_{\text{рез1}} + \Delta r^{(1)})^2 + (x_{\text{рез1}} + \Delta x^{(1)})^2}}$$

де $m^{(1)} = 3$ – для однофазного КЗ.

$$I_2''^{(1)} = \frac{3 \cdot 66,47}{\sqrt{(0,672 + 0,672)^2 + (10,453 + 22,434)^2}} = 6,058 \text{ кА}.$$

Визначимо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$T_{ak2}^{(1)} = \frac{x_{\Sigma}^{(1)}}{\omega \cdot r_{\Sigma}^{(1)}} = \frac{32,887}{314 \cdot 1,345} = 0,078 \text{ с}.$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт в однофазному КЗ:

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						50
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$k_{уд2}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak2}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,078}} = 1,88.$$

Розраховуємо ударний струм в однофазному КЗ:

$$i_{уд2}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2}^{(1)} \cdot I_2''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,88 \cdot 6,058 = 16,103 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повного струму короткого замикання:

$$I_{д2}^{(1)} = I_2''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд2}^{(1)} - 1)^2};$$

$$I_{д2}^{(1)} = 6,058 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,88 - 1)^2} = 9,669 \text{ кА.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{к2}^{(1)} = I_2''^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ak2}^{(1)}),$$

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

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

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

$$B_{к2}^{(1)} = 6,058^2 \cdot (0,18 + 0,078) = 9,466 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

Результати розрахунків для точки К2 заносимо до таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 Результати розрахунків для точки К2

Точка КЗ	$x_{\Sigma}^{(1)}$	$r_{\Sigma}^{(1)}$	$I''^{(1)}$, кА	$T_{ak}^{(1)}$, с	$k_{уд}^{(1)}$	$i_{уд}^{(1)}$, кА	$I_{д}^{(1)}$, кА	$B_{к}^{(1)}$, кА ² ·с
К2 ⁽¹⁾	32,887	1,345	6,058	0,078	1,88	16,103	9,669	9,466

Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників за умов КЗ

-Перевірка вибраних комутаційних апаратів у мережі 110, 10 кВ

Вибір комутаційних апаратів за умовами нормального режиму здійснено в розділі 2.6 (таблиця 2.11).

Таблиця 2.12 Перевірка комутаційних апаратів 110 кВ.

Напру га	Вибра ний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахунк ові дані	Катало жні дані
110 кВ	ВЭКТ-110- 40/2000У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq$ $I_{вими́к}$	16,308 кА 6,346 кА	102 кА 46 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2$ $t_{т.с}$	9,243 кА ² с	4800 кА ² с
110 кВ	Роз'єднувач РГ-110/1000У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq$ $I_{вими́к}$	16,308 кА 6,346 кА	102 кА 46кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2$ $t_{т.с}$	9,243 кА ² с	1200 кА ² с

Таблиця 2.13 Перевірка комутаційних апаратів 10 кВ.

Напру га	Вибра ний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахунк ові дані	Катало жні дані
10 кВ	Вимикач ВР2-10/1600- 31,5У3	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq$ $I_{вими́к}$	4,038 кА 2,844кА	51 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2$ $t_{т.с}$	1,471 кА ² с	1200 кА ² с
10 кВ	РВЗ- 10/1600У3	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq$	4,038 кА 2,84кА	52 кА 20 кА

			$I_{\text{вимик}}$		
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{\text{т.с}}^2 t_{\text{т.с}}$	1,471 кА ² с	1200 кА ² с

Перевірка перерізу провідників

Перевірка проводиться за умовою термічної стійкості:

$$F_{\min} < F$$

де F – переріз вибраного кабеля, мм²;

$F_{\min}$ – мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості, мм².

Величину $F_{\min}$ розраховуємо за формулою:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}.$$

де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ, $C = 75 \text{ А} \cdot \text{с} / \text{мм}^2$ [6].

Для ПЛ1:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{9,243} \cdot 10^3}{75} = 40,535 \text{ мм}^2.$$

Результати розрахунків наводимо у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 Перевірка перерізів ПЛ і КЛ.

Ділянка	$F_{\text{поч}}$,	B_k , кА ² ·с	$F_{\min}$, мм ²	$F_{\text{об}}$, мм ²
ПЛ 1	120	9,243	40,535	120
КЛ 1	150	1,471	16,17	150

КЛ 2	50	0,108	4,382	50
------	----	-------	-------	----

Висновки:

В ході перевірки вибраних живлячих провідників було встановлено, що всі живлячі провідники відповідають вимогам та пройшли перевірку.

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах нижче 1000 В

Помітний вплив на величину струмів КЗ в мережах напругою до 1 кВ мають опори збірних шин та їх з'єднань, трансформаторів струму, розмикаючих котушок автоматичних вимикачів та ін. Також помітно впливати можуть опори контактних з'єднань – болтових з'єднань шин, зажимних контактів апаратів, а також перехідний опір контакта в місці КЗ.

Виконуючи розрахунок необхідно враховувати усі активні та індуктивні опори коротко замкнутого кола. Розрахунок струмів КЗ будемо проводити в іменованих одиницях. Параметри елементів розрахункової схеми приводять до ступеню напруги мережі, на якому розглядається точка КЗ.

Розрахункова схема зображена на рисунку 2.11.

Вихідні дані:

Система: струм КЗ $I_5^{(3)} = 0,773$ кА, що розрахований в пункті 2.7.4.2

Трансформатор: тип ТМ-400/10; $S_H = 400$ кВ·А; $U_{HB} = 10$ кВ;
 $U_{HH} = 0,4$ кВ; $\Delta P_{K3} = 5,5$ кВт; $u_K = 4,5$ %

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ [8]: $l_{ш} = 5$ м; метал – Al; $r_{ш.0} = 0,1$ Ом/км; $x_{ш.0} = 0,13$ Ом/км, $S = 80 \times 8$ мм².

Автоматичні вимикачі вибрані в пункті 2.6 [8]:

QF; тип PIF-13.8/400, $I_{ном} = 1200$ А. QF₁; тип ВА-51-35М2, $I_{ном} = 250$ А.

Трансформатор струму ТС [8]: $r_{TC} = 0,2$ мОм, $x_{TC} = 0,05$ мОм.

Опори котушок включення автоматичних вимикачів [8]:

$x_{KB.SF} = 0,07$ мОм; $r_{KB.SF} = 0,13$ мОм.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		54

Опори контактів автоматичних вимикачів [8]: $r_{K_{SF}} = 0,14 \text{ мОм}$.
 $R_{6.k} = 0,003 \text{ мОм}$

- КЛЗ: АВВГ 4x50, $l=0,03 \text{ км}$, $X_{03}=0,0625 \text{ Ом/км}$, $R_{02}=0.641 \text{ Ом/км}$ [7];

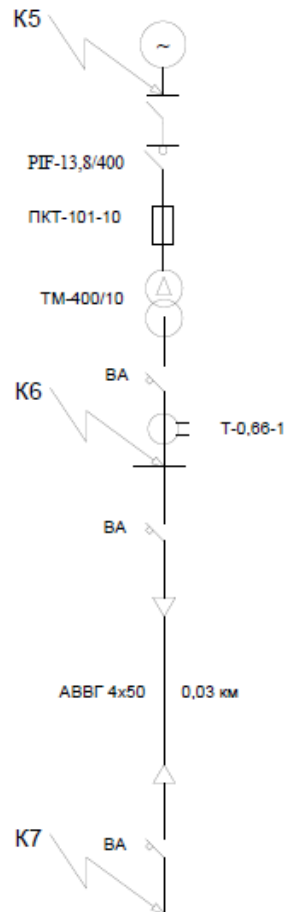


Рисунок 2.9 Розрахункова схема

Розраховуємо параметри схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

$$x_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_5^{(3)} \cdot U_{BH}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0.773 \cdot 10,5} = 11.39 \text{ мОм}.$$

Розрахуємо опори трансформаторів:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} U_{HH}^2 10^6}{S_H^2},$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{u_k}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2 \cdot 10^6}{S_H}.$$

Підставимо значення в формули:

$$R_T = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{400^2} = 5,5 \text{ мОм},$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{5,5}{400}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2 \cdot 10^6}{400} = 17,139 \text{ мОм}.$$

Опори шин:

$$r_{ш} = r_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ мОм},$$

$$x_{ш} = x_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ мОм}.$$

Активний та індуктивний опори лінії КЛЗ:

$$r_{клз} = r_{0клз} \cdot l_{клз} \cdot 10^3 = 0,641 \cdot 0,03 \cdot 10^3 = 19,23 \text{ мОм},$$

$$x_{клз} = x_{0клз} \cdot l_{0клз} \cdot 10^3 = 0,0622 \cdot 0,03 \cdot 10^3 = 1,866 \text{ мОм}.$$

Активний опір одного болтового контактного з'єднання, згідно[8]:

$$r_{б.к} = 0,003 \text{ мОм}.$$

-Розрахунок струму трифазного КЗ

Будуємо схему заміщення для визначення струмів КЗ в точках К1 – К2
 рисунок 2.12.

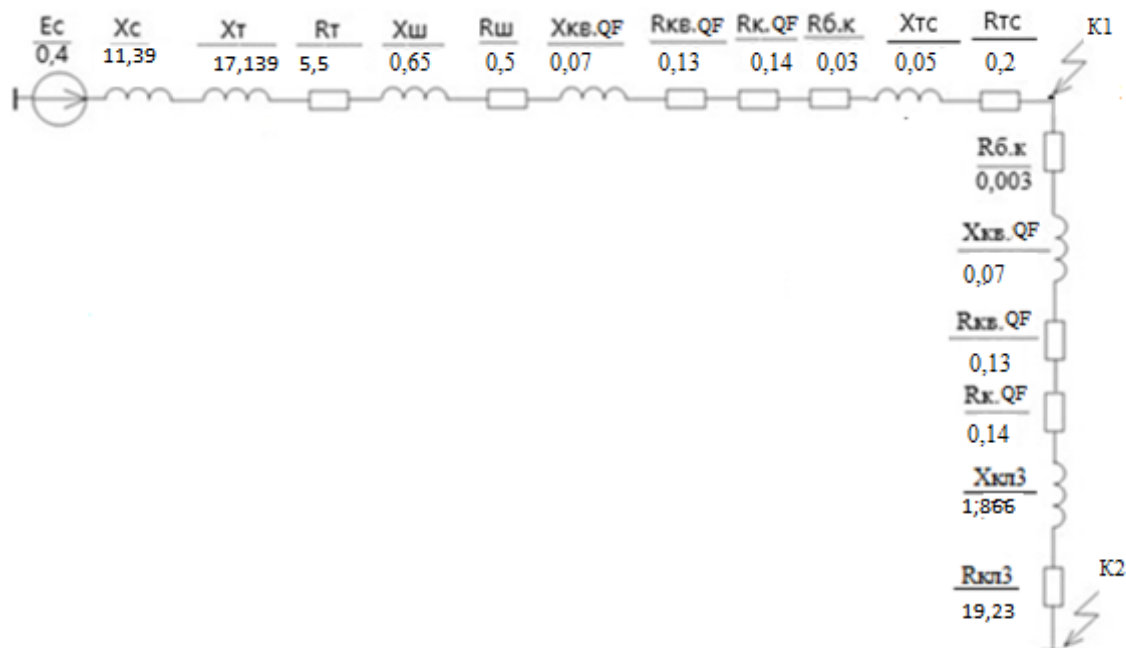


Рисунок 2.10 Схема заміщення

Еквалентуємо схему заміщення та розраховуємо результуючі опори:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_T + x_{КВ.SF} + x_{ш} + x_{TC},$$

$$x_{\Sigma 1} = 11,39 + 17,139 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 29,299 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{КВ.SF} + r_T + r_{К.SF} + r_{TC},$$

$$r_{\Sigma 5} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,14 + 0,2 = 6,482 \text{ мОм}.$$

Розрахуємо діюче значення надперехідного струму трифазного КЗ:

$$I_1^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma 1}^2 + r_{\Sigma 1}^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{29,299^2 + 6,482^2}} = 8,08 \text{ кА}.$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak1}^{(3)} = \frac{x_{\Sigma 1}}{\omega \cdot r_{\Sigma 1}} = \frac{29,299}{314 \cdot 6,482} = 0,014 \text{ с}.$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{K1}^{(3)} = I_1^{(3)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ak1}^{(3)}).$$

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

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

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

$$B_{\text{к1}}^{(3)} = 8,08^2 \cdot (0,18 + 0,014) = 12,694 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{\text{уд1}}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак1}}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,014}} = 1,499 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний струм для точки К1:

$$i_{\text{уд1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}}^{(3)} \cdot I_1''^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,499 \cdot 8,08 = 17,133 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(3)} = I_1''^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд1}}^{(3)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(3)} = 8,08 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,499 - 1)^2} = 9,892 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку заносимо до таблиці 2.22

-Розрахунок струмів короткого замикання для точок К2

Еквівалентуємо схему заміщення та розраховуємо результуючі опори:

$$x_{\Sigma 2} = x_c + x_T + x_{\text{кв.SF}} + x_{\text{ш}} + x_{\text{Тс}} + x_{\text{клЗ}},$$

$$x_{\Sigma} = 11,39 + 17,139 + 0,07 + 0,65 + 0,05 + 1,866 = 31,165 \text{ мОм,}$$

$$r_{\Sigma 2} = r_{\text{ш}} + 4 \cdot r_{\text{б.к}} + r_{\text{кв.SF}} + r_T + r_{\text{к.SF}} + r_{\text{Тс}} + r_{\text{клЗ}},$$

$$r_{\Sigma 2} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,4 + 0,2 + 19,23 = 25,712 \text{ мОм.}$$

Розрахуємо діюче значення надперехідного струму трифазного КЗ:

$$I_2''^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{нн}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma 2}^2 + r_{\Sigma 2}^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{31,165^2 + 25,712^2}} = 6 \text{ кА.}$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{\text{ак2}}^{(3)} = \frac{x_{\Sigma 2}}{\omega \cdot r_{\Sigma 2}} = \frac{31,165}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 25,712} = 0,0039 \text{ с.}$$

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						58
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{K2}^{(3)} = I_2''^{(3)^2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{ak2}^{(3)}).$$

де $t_{\text{відімк}}$ – час від початку КЗ до його вимикання, с

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

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

$$B_{K2}^{(3)} = 6^2 \cdot (0,18 + 0,0039) = 6,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{уд2}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak2}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0039}} = 1,07 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний струм для точки К2:

$$i_{уд2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2}^{(3)} \cdot I_2''^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,07 \cdot 6 = 9,12 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y2}^{(3)} = I_2''^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд2}^{(3)} - 1)^2};$$

$$I_{y2}^{(3)} = 6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,07 - 1)^2} = 6,03 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку заносимо до таблиці 2.22.

-Розрахунок струму однофазного КЗ

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ в точці К1. Складаємо схему заміщення прямої послідовності, яка зображена на рисунку 2.11



Рисунок 2.11 Схема заміщення прямої послідовності

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_T + x_{KB.SF} + x_{ш} + x_{TC},$$

$$x_{\Sigma 1} = 11,39 + 17,139 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 29,299 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{KB.SF} + r_T + r_{K.SF} + r_{TC},$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,14 + 0,2 = 6,482 \text{ мОм}.$$

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і схема прямої послідовності, тільки без ЕРС.

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.7.2.3

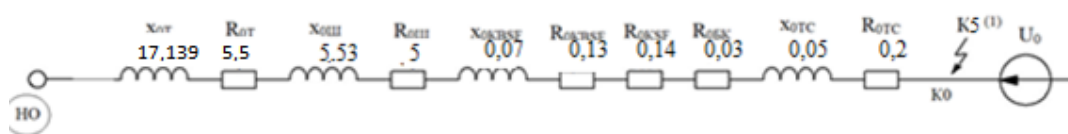


Рисунок 2.12 Схема заміщення нульової послідовності

Питомі опори нульової послідовності шин:

$$x_{ш.0} = 8,5 \cdot x_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ мОм},$$

$$r_{ш.0} = 10 \cdot r_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ мОм}.$$

Розрахуємо еквівалентні активний та індуктивні опори нульової послідовності для точки К1:

$$x_{\Sigma 0} = (x_{T0} + x_{KB.QF0} + x_{ш.0} + x_{TC0}),$$

$$x_{\Sigma 0} = 17,139 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 22,78 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 0} = (r_{T0} + 4 \cdot r_{б.к0} + r_{K.QF0} + r_{KB.QF0} + r_{ш.0} + r_{TC0}),$$

$$r_{\Sigma 0} = (5,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2) = 11,018 \text{ мОм}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_1''^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{HH}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma 1} + r_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 0})^2}}$$

де $x_{\Sigma 0}$ та $r_{\Sigma 0}$ —відповідно індуктивний та активний опори схеми заміщення нульової послідовності;

$$I_1''^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 6,482 + 11,018)^2 + (2 \cdot 35,279 + 22,784)^2}} = 7,54 \text{ кА.}$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak1}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_{10}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot r_1 + r_{10})} = \frac{2 \cdot 35,279 + 22,784}{314 \cdot (2 \cdot 6,482 + 11,018)} = 0,01 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{уд1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak1}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,45.$$

Розраховуємо ударний струм для точки К1:

$$i_{уд1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1}^{(1)} \cdot I_1''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,45 \cdot 7,54 = 15,39 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(1)} = I_1''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд1}^{(1)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(1)} = 7,54 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,45 - 1)^2} = 8,92 \text{ кА.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу: 1

$$B_{к1}^{(1)} = I_1''^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ak1}^{(1)}),$$

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

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

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

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

$$B_{к1}^{(1)} = 7,54^2 \cdot (0,18 + 0,01) = 10,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розрахунок струму однофазного КЗ в точці К2 проведемо аналогічно.

Результати всіх розрахунків для мережі нижче 1кВ заносимо до таблиці 2.15.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						61
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Таблиця 2.15 Результати розрахунків для мережі нижче 1 кВ

То чка КЗ	U_i , кВ	$x_{\Sigma i}$, мОм	$r_{\Sigma i}$, мОм	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уди}$	$i_{уди}$, кА	I_{yi} , кА	B_{ki} , кА ² ·с
K1 ⁽³⁾	0,4	29,299	6,482	8,08	0,014	1,499	17,133	9,892	12,694
K1 ⁽¹⁾	0,4	22,784	11,018	8,57	0,01	1,39	16,88	9,82	14,02
K2 ⁽³⁾	0,4	31,165	25,712	6	0,0039	1,07	9,12	6,03	6,62
K2 ⁽¹⁾	0,4	24,65	30,248	7,75	0,0013	1	10,94	7,75	10,9

Висновки:

Виконано розрахунок струмів короткого замикання. Перевірено комутаційні апарати та струмоведучі частини за умов короткого замикання.

Висновок

В електричній частині стояла задача ознайомитися і навчитись вирішувати задачі проектування частини системи електропостачання. В процесі роботи я отримав необхідні вміння та навички рішення задач розрахунку навантажень і вибору параметрів системи електропостачання: визначення розрахункових навантажень комунально-побутових, промислових споживачів; вибору номінальної потужності трансформатора; визначення перерізу лінії як високої так і низької напруги; визначення величини недовідпуску електроенергії без роз'єднувачів та з їх наявності; визначення річних втрат електроенергії в лініях 35 кВ і трансформаторів трансформаторної підстанції 35/10 кВ (дані втрати пораховано двома методами).

2.8 Релейний захист та автоматика

2.8.1 Загальні вимоги до релейного захисту і автоматики в мережах 10/0,4 кВ.

Під час протіканні струму короткого замикання (КЗ) елементи системи електропостачання піддаються термічному і динамічному впливу. Для зменшення розмірів ушкодження і запобігання аварій встановлюють сукупність автоматичних пристроїв, названих релейним захистом, які забезпечують із заданим ступенем швидкого відключення ушкодженого елемента або ділянки мережі, якщо дане ушкодження являє собою безпосередню небезпеку для цього кола, пускають в хід сигнальні пристрої, якщо така небезпека відсутня.

Релейний захист окремих елементів ЕПС здійснюється як на оперативному змінному, так і на оперативному постійному струмах. Застосування оперативного постійного струму з джерелом живлення від акумуляторних батарей має бути обґрунтований в кожному окремому випадку. Для виконання захисту передбачається резервування, що полягає в забезпеченні дії захисту кожного елемента ЕПС від ушкоджень на суміжному елементі на випадок відмови захисту вимикача. Окремий резервний захист виконується в тих випадках, коли основний захист однієї ділянки за принципом своєї дії не може виконати функції резервного захисту від ушкоджень на суміжній ділянці.

У мережах з великим струмом замикання на землю вибирається такий режим нейтралі силових трансформаторів, за якого струми замикання на землю забезпечували б дію захисту у всіх можливих режимах системи.

Вимоги до релейного захисту:

- селективність (релейний захист повинен бути виборчий, тобто відключати високовольтними вимикачами або автоматичними вимикачам. тільки ушкоджену ділянку електричного кола);

- швидкодія (релейний захист повинен мати мінімальний час спрацьовування; для збільшення швидкодії допускається невивірковість захисту, що працює в сполученні з пристроями автоматики – автоматичне повторення ввімкнення (АПВ) і автоматичне введення резерву (АВР), що усувають цю невивірковість; за часом дії захисту можна підрозділити на швидкодіючі ($t_{с.з} = 0,1 \dots 0,2$ с) і з витримкою часу;
- чутливість (чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості);
- надійність (надійність забезпечується застосуванням високоякісних і надійно працюючих реле та інших апаратів, виконанням більш простих схем захистів з меншою кількістю реле, контактів і кіл, ретельним виконанням монтажу, постійними спостереженнями та доглядом за захисними пристроями).

2.8.2 Вибір елементів релейного захисту і автоматики

Згідно ПУЕ [32] для трансформаторів передбачаються наступні види захисту:

1. Газовий захист від ушкоджень всередині кожуха, що супроводжуються виділенням газу, і від зниження рівня масла;
2. Струмова відсічка без витримки часу, установлена з боку живлення і охоплює частину обмотки трансформатора, для захисту від ушкоджень на виводах, а також внутрішніх ушкоджень;
3. Максимальний струмовий захист від струмів, обумовлених перевантаженням з дією на сигнал (передбачений черговий персонал);
4. Максимальний струмовий захист від струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми багатозначними короткими замиканнями. Встановлюється з боку основного живлення.

5. Захист від однофазного короткого замикання на землю.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		64

Максимальний струмовий захист (МСЗ) застосовується як основний захист для трансформаторів від струмів, обумовлених багатofазними короткими замиканнями. Максимальний струмовий захист діє на відключення в поєднанні зі струмовою відсічкою [33].

Захист від однофазних коротких замикань на землю здійснюється автоматичними вимикачами, встановленими на боці низької напруги.

Основним внутрішнім ушкодженням є "пожежа сталі", що виникає у випадку ушкодження ізоляції між листами магнітопроводу, що веде до збільшення на перемагнічування і вихрові струми. Як наслідок – місцевий перегрів сталі, що веде до подальшого руйнування ізоляції [33].

Захисти, засновані на використанні електричних величин на цей вид ушкоджень не реагують. Тому виникає необхідність застосування спеціального захисту від виткових замикань і від перегріву осердя. Для маслонаповнених трансформаторів таким захистом є газовий захист, заснований на явищі газотворення.

Основним елементом газового захисту є газове реле KSG1, встановлене в мастилопроводі між баком і розширювачем. Дія газового захисту на відключення виконується самоутримуючою, щоб забезпечити відключення у випадку короткочасного відключення чи вібрації нижнього контакту газового реле, обумовленого поштовхом потоку масла у бурхливому газотворенні.

Перевагою цього виду захисту є висока чутливість і реагування фактично на всі види ушкоджень всередині бака, невеликий час спрацювання, простота виконання, а також здатність захищати трансформатор у випадку недопустимого зниженні рівня масла з будь-яких причин.

2.8.3. Перевірка селективності елементів РЗА

-Розрахунок максимального струмового захисту

Релейний захист був розрахований для схеми, зображеній на рисунку

2.13.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						65
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

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

$$I_{\text{спр.з.}} = \frac{1,2 \cdot 3 \cdot 23,09}{0,8} = 103,91 \text{ А}.$$

Перевіримо чутливість МСЗ однофазних КЗ за трансформатором.

Визначимо струм однофазного КЗ, приведений до сторони ВН:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{I_{\kappa,0,4}^{(1)}}{k_T},$$

де $I_{\kappa,0,4}^{(1)} = 8,2 \text{ кА}$ - струм однофазного КЗ на стороні НН;

k_T - коефіцієнт трансформації трансформатора 10/0,4 кВ.

$$k_T = \frac{10}{0,4} = 25;$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{820}{25} = 32,8 \text{ А}.$$

Визначимо струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{\text{спр.з.}} \cdot K_{cx}^{(3)}}{k_{TC}},$$

де $K_{cx}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми;

k_{mc} — коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$k_{TC} = \frac{I_{H1}}{I_{H2}};$$

$$k_{TC} = \frac{20}{5} = 4;$$

$$I_{c.p.} = \frac{103,91 \cdot 1}{4} = 25,98 \text{ А}.$$

Визначимо струм в реле МСЗ на стороні 10 кВ однофазного КЗ на стороні 0,4 кВ:

$$I_{p.} = \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot k_{TC}};$$

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						67
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$I_{p.} = \frac{36,8}{\sqrt{3} \cdot 4} = 5,31 \text{ А.}$$

Визначимо коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к}^{(1)}}{I_{спр.з.}};$$

$$K_{ч.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 36,8}{25,98} = 2,45.$$

Коефіцієнт чутливості має бути більшим або дорівнювати 1,5.

$$2,45 < 1,5$$

Отже, умова виконується. Приймаємо реле типу РТ-40/50 зі струмом спрацювання 50 А.

-Розрахунок захисту нульової послідовності

Захист нульової послідовності на стороні 0,4 кВ встановлюється для покращення резервування однофазних КЗ на землю в мережах 0,4 кВ.

Вибираємо струм спрацювання захисту нульової послідовності на стороні 0,4 кВ.

Відстрочка від допустимого струму небалансу в нульовому проводі трансформатора в нормальному режимі:

$$I_{с.з.} \geq 1,2 \cdot I_{НОМ.Т.};$$

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot 23,09 = 27,71 \text{ А.}$$

Захист нульової послідовності виконуємо реле типу РТМ-III з уставкою струму спрацювання 30 А.

2.9 Організація обліку електричної енергії в електромеханічному цеху

З метою встановлення обліку електричної енергії на об'єкті проектування, на стороні низької напруги трансформатора буде встановлено пункт комерційного обліку електроенергії (ПКО 10 кВ) [35].

Характеристики даного пункту наведені в таблиці 2.16.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						68
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Таблиця 2.16 Характеристики ПКО 10 кВ [35].

Номінальна напруга, кВ	6 (10)
Найбільша робоча напруга, кВ	7,2 (12)
Номінальна частота, Гц	50
Номінальний струм головного ланцюга, А	50-600
Номінальний струм вторинних ланцюгів, А	5
Номінальна напруга вторинних ланцюгів, кВ	100
Струм короткого замикання	32
Клас точності приладу обліку	0,2
Рівень захисту ГОСТ 14254	IP54
Кліматичне виконання і категорія розміщення	У1

2.10 Економічні характеристики проекту

2.10.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР

Для розрахунку вартості нестандартного приєднання, використаємо данні з постанови НКРЕКП від 28.12.2018 № 2069 “Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік [36]Додатку В.

Користуючись даними висвітлених в Додатку В, далі розрахуємо вартість приєднання для ЕМЦ.

1) Розрахунок вартості підключення потренованої потужності (293,9 кВт) за ставкою плати за нестандартне приєднання потужності на 2019 рік для ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі» для електроустановок, призначених для споживання електричної енергії:

$$\text{Вартість} = P \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ}$$

$$\text{Вартість} = 346,25 \cdot 1,452 + 100,55 = 603,3 \text{ тис. грн}$$

2) Розрахунок вартості підключення на відстані 2 км, спираючись наставку плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік для всіх операторів систем розподілу:

$$\text{Вартість} = L \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ}$$

$$\text{Вартість} = 200 \cdot 0,683 + 378,2 = 2239,2 \text{ тис. грн'}$$

3) Загальна вартість:

$$\text{Вартість} = \text{Вартість}' + \text{Вартість}''$$

$$\text{Вартість} = 2239,2 + 512,09 = 2743,29$$

2.10.2 Формування загальної специфікації обладнання і матеріалів за проектом.

Питання формування специфікації обладнання, виробів та матеріалів регулюються наступними базовими нормативними документами:

- 1) Склад та зміст проектної документації на будівництво (ДБН А.2.2-3-2014);
- 2) Правила визначення вартості будівництва (ДСТУ Б Д.1.1-1:2013);
- 3) Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів (ДСТУ Б А.2.4-10:2009).

Техніко-економічних розрахунків за проектом електропостачання неможливо здійснити без формування загальної специфікації обладнання, виробів і матеріалів. Проте відповідальність за вибір матеріалів повністю покладається на інженера, тому він має право виявити творчий підхід.

Специфікація обладнання, виробів і матеріалів - текстовий проектний документ, що визначає склад обладнання, виробів і матеріалів, і призначений для комплектування, підготовки і здійснення будівництва.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						70
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Перш за все передбачається виконати маркетинговий аналіз обраних елементів обладнання, виробів і матеріалів за їх кількістю (довжиною) виходячи з ринкових пропозицій постачальників та виробників.

В бакалаврському проекті в учбових цілях обладнання, вироби і матеріали розподіляються на:

- розподільні установки (РУ) і низьковольтні комплектні установки (НКУ) напругою до 1,0 кВ;
- прилади та апарати, якими комплектують РУ і НКУ;
- провідникову продукцію (за типами і перетинами);
- монтажне обладнання (короба тощо);
- освітлювальні прилади;
- інше обладнання

Форма специфікації обладнання, виробів і матеріалів повинна відповідати формі, наведеній у додатку А до ДСТУ Б А.2.4-10:2009 [37].

Оформлені специфікації обладнання, виробів і матеріалів за затвердженими формами наведені у Додатку Г.

Висновки

Винавши розрахунок для створення електричної мережі для забезпечення потреб сільського населення та приватних підприємств (в даному випадку електромеханічного цеху), слід зазначити, що первинний вибір елементів електричної мережі, був не повністю вірним, оскільки потребував перевірки на термічну стійкість (підрозділ 2.7) та встановлення релейного захисту (підрозділ 2.8).

Після внесення коректив, враховуючи дані цих розділів, можу зробити висновок, що електромережа буде надійно працювати, навіть у випадку можливих не стандартних умов.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						71
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

3. ВИБІР РЕЗЕРВНОГО ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ МЕХАНІЧНОГО ЦЕХУ НА ОСНОВІ ДИЗЕЛЬНОЇ ГЕНЕРАТОРНОЇ УСТАНОВКИ

3.1 Загальні відомості

Разом з централізованим електропостачанням механічного цеху від мережі доцільно використовувати місцеві джерела електропостачання. До них входить когенеративні генераторні установки. Вони застосовуються як резервні або постійні джерела живлення, які забезпечують електроенергією і теплом. Установка резервних джерел електропостачання обов'язкова для споживачів із підвищеними вимогами до постійного електропостачання.

Когенераторна установка (КУ) - це стаціонарна або пересувна установка на базі горючого газу або нафтового продукту наприклад дизель, яка додатково включає у себе пристрої для розподілення електроенергії, пристрої автоматики, пульт керування. КУ може служити не тільки резервним джерелом живлення у приватних будинках, на підприємствах, але також може виступати в якості постійного джерела струму.)

За призначенням КУ Поділяються на стаціонарні і пересувні.

Залежно від типу генератора КУ поділяються на синхронні і асинхронні. Асинхронні є більш надійними, і не створюють радіоперешкод.

За кількістю фаз: однофазні і трифазні. Трифазні здатні видавати напругу 220В або 380В, а однофазні лише одну із них. До того- ж. трифазні електростанції мають вищий ККД.

Одним з основних показників ефективної роботи генераторної автономної електростанції є питома витрата палива.

Мінімальна витрата палива КУ забезпечується тільки завдяки номінальному стабільному навантаженні.

Для первинного двигуна, основним завданням є забезпечення необхідної потужності (заданої споживачем), разом з цим повинний бути забезпечена підтримання постійної частоти обертання електричного генератора для отримання стабільної частоти (50 Гц) напруги, що генерується. Наявність змінного графіка навантаження не дозволяє експлуатувати КГ в економічно вигідному режимі з мінімальним питомим витратою палива.

					НТУУ КП.001.5122.75 ДП					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Загальні відомості про об'єкт дослідження			Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.	Ковердюк В									
Перевір.	Костюк В									
Реценз.								IEE OE-261-1		
Н. Контр.	Прокопенко І. Д.									
Затверд.										

Необхідно зазначити, що разом зі збільшенням питомої витрати палива у випадку малих завантажень погіршуються умови експлуатації первинного двигуна, і скорочується його моторесурс, тому для кожного типу первинного двигуна встановлюється величина мінімально допустимого навантаження.

3.2 Правила введення Когенераторної установки в експлуатацію

Для введення в експлуатацію необхідно дотримуватись Правил технічної експлуатації електроустановок [11] зі змінами, які поширюються на такі джерела електричної енергії, як газотурбінні, бензинові та дизельні електростанції потужність яких не перевищує 1МВт, що застосовуються як основні та резервні джерела живлення і працюють окремо від електромережі електропередавальної організації.

Когенераційна установка використовується для покриття базового теплового навантаження об'єкта та експлуатується паралельно з додатковим водогрійним котлом, який призначений для покриття пікового навантаження. Разом з цим обидва генератори тепла підключаються до систем опалення, гарячого водопостачання або іншого споживача теплової енергії. Залежно від режиму споживання теплової енергії об'єктом, раціональним може бути застосування буферних ємностей – це дозволяє збільшити час безперервної роботи когенераційної установки.

Електричний струм, який виробляється когенераційною установкою, використовується, для покриття власних потреб об'єкта.

Когенераційна установка може працювати в режимі автономного джерела живлення або паралельно з зовнішньою мережею без скидання надлишку електроенергії до неї.

Під час запуску захисні заходи з електробезпеки не повинні перевищувати норму.[12]

До запуску допускаються Когенераційна установка, на якій повністю перевірені і випробувані пристрої захисту

Інструкція порядку включення автономної електроустановки обов'язково повинна включати:

- список осіб, які мають право оперативних переговорів з персоналом електропередавальної організації та право своєчасних перемикачів;
- наказ про призначення особи, яка відповідальна за технічний стан установки;

Для обслуговування установки та забезпечення її нормального технічного стану повинні бути призначені працівники, з відповідною категорією електробезпеки, а також підготовлені згідно з вимогами правил технічної експлуатації електроустановок споживачів. Працівники повинні керуватися вимогами виробника електростанції, інструкцією щодо її обслуговування й

експлуатації та інших нормативних документів та Правил технічної експлуатації електроустановок.

На установку повинен бути встановлений відповідний регламент технічного обслуговування та періодичність робіт.

Регламент повинен передбачати

- візуальний огляд обладнання;
- перевірку й випробування електрообладнання.
- контроль кріплення обладнання;
- перевірку справності систем автоматики, та діагностику засобів вимірювальної техніки;
- заміну деталей та масла у процесі експлуатації;
- відновлення фарбових покриттів у разі пошкодження;

Для кожного виду технічного обслуговування повинен бути визначений термін з урахуванням документації. Огляд станції, повинен проводитися не рідше ніж один раз на три місяці.

Відомості про готовність пуску автономної електростанції повинні оформлюватися в експлуатаційному журналі та відображатись на електричній схемі.

На рисунку 3.1 показана приклад монтажу установки в приміщенні з правильною системою вентиляції

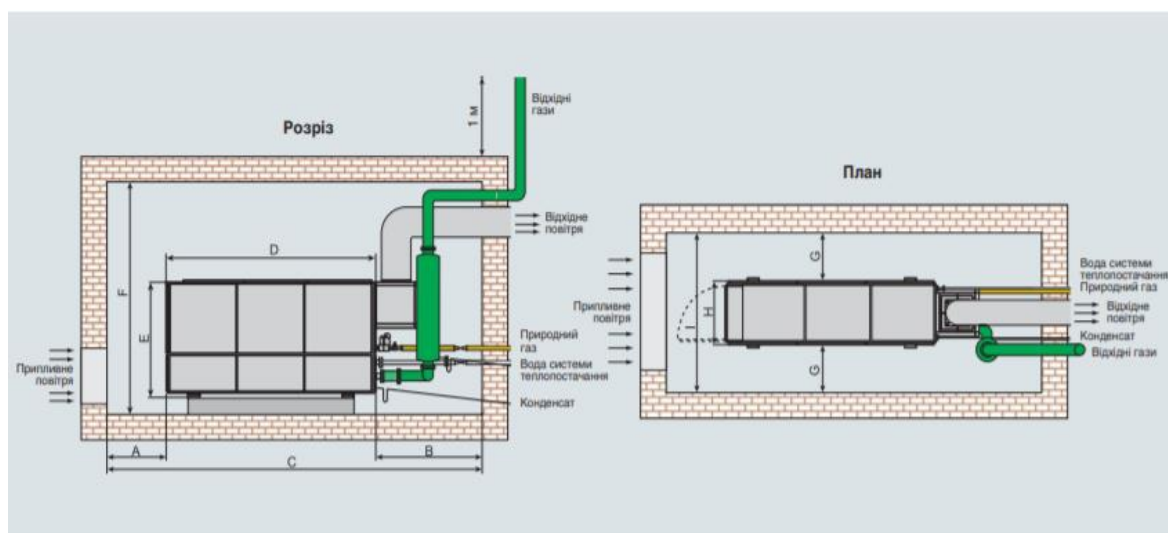


Рисунок 3.1 монтаж КУ

3.3 Розрахунок потужності КУ

Для розрахунку потужності установки потрібно врахувати сумарну споживану потужність всіх споживачів ЕМЦ і рекомендації до мінімально допустимому значенню навантаження, яке становить 30%.

У випадку тривалої експлуатації установки з меншим значенням навантаження значно втрачається ресурс роботи двигуна і потрібні спеціальні заходи з обслуговування.

Для вибору установки потрібно враховувати:

$$\begin{aligned}
 P_{H_{КУ}} &\geq 1,1 * P_p; \\
 P_{H_{КУ}} &\geq 1,1 * 144,52 = 158,972 \text{ кВт}; \\
 Q_{H_{КУ}} &\geq 1,1 * Q_p; \\
 Q_{H_{КУ}} &\geq 1,1 * 156,35 = 171,985 \text{ кВар}; \\
 0,3 * P_{КУ} &\leq P_p \\
 0,3 * P_{КУ} &\leq 197.632 \text{ кВт} \\
 P_{H_{КУ}} &\leq 158,972/0,3 = 529,90 \text{ кВт};
 \end{aligned}$$

Дані величини буде враховано у виборі установки як джерел живлення механічного цеху.

3.4 Характеристики КУ

Для цеху було обрано когенераційну установку Марки Kuntschar + Schlüter GmbH з двигуном E2842E зображену на рисунку рис. 3.2, з потужністю двигуна. 250 кВт. який використовує природний газ Технічні характеристики в таблиці 3.1.



Рисунок 3.2 КУ Kuntschar + Schlüter GmbH

Таблиця 3.1 Технічні характеристики КУ Kuntschar + SchlüterGmbH

Варіант виконання	В кожус
Резервна потужність(кВт)	275 кВт
Номінальна потужність(кВт)	250 кВт
Тип генератора	Синхронний
Кількість фаз	3
Максимальний ток у фазі	310А
Вихід теплової енергії	276,3кВт
Напруга(В)	220/380 В
Частота(Гц)	50 Гц
Виробник генератора	Stamford
Модель генератора	UCDI274K
АВР	+
Виробник двигуна	Capstone
Об'єм паливного баку	1000 л
Витрати палива	92л/год
Питомі витрати палива(л/кВт/год)	0,27
Час безперервної роботи	24 год
Швидкість обертання турбіни	60 000 об/хв
Ємність масла в двигуні	50 л
Тип пуску	електростатичний
Клас захисту	IP 23
ККД двигуна	41%
ККД установки	87%
Габаритні розміри	4200×1500×2100
Маса	3770 кг
Рівень шуму	75 дБа

Електросистема двигуна забезпечується напругою 12 В ,включаючи в себе електричний стартер двигуна, акумуляторна батарея, яка схована всередині кожуха КУ, генератор змінного струму зарядки акумулятора.

Вихідна електрична потужність забезпечується самозбудженим безщітковим генератором змінного струму, точно налаштованим на вихідну потужність кожної генераторної станції. Зверху на генераторі встановлюється електромотажна коробка з сталевго листа.

Двигун і генератор змінного струму з'єднуються разом і монтуються на потужній сталевій рамі. Зазвичай в основі знаходиться паливний бак приблизно на 16 годин роботи у повному завантаженні.

Установка комплектується антивібраційними подушками, які приглушують коливання двигуна, що передаються на фундамент, на якому

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А 76
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

монтуюється станція. Ці ізолятори монтуються між лапами генератора змінного струму і рамою підстави. На великих моделях блок генератор надійно кріпиться до рами, а антивібраційні подушки встановлюються окремо між рамою та фундаментом.

Генераторна станція може комплектуватися кількома типами систем і панелей управління для контролю роботи і потужності станції і захисту від можливих неполадок.

3.5 Мінімальні вимоги до якості газу для газових двигунів

В таблиці 3.2 наведені мінімальні вимоги до якості газу яке можна використовувати при експлуатації когенеративної установки.

Таблиця 3.2 Вимоги до якості газу

параметри	символ	Граничне значення	Одиниця виміру
Тиск газу		>22,<100	мбар
метанове число	MZ	> 80	
теплота згоряння	NH _{u,N}	> 5	кВтч / Нм ³
вміст хлору	Cl	< 100	мг / Нм ³
содержание аммиака		< 50 / < 38	Ррм / мг / Нм ³
масляні пари		< 400	мг / Нм ³ CH ₄
концентрації сірководню		< 200 / <306	Ррм / мг / Нм ³

3.6 Підключення КУ до РП цеху

Рахуємо струм, який протікає в лінії КУ-РП

$$S_{p_{HH}} = \sqrt{P_{p_{HH}}^2 + Q_{p_{HH}}^2}$$

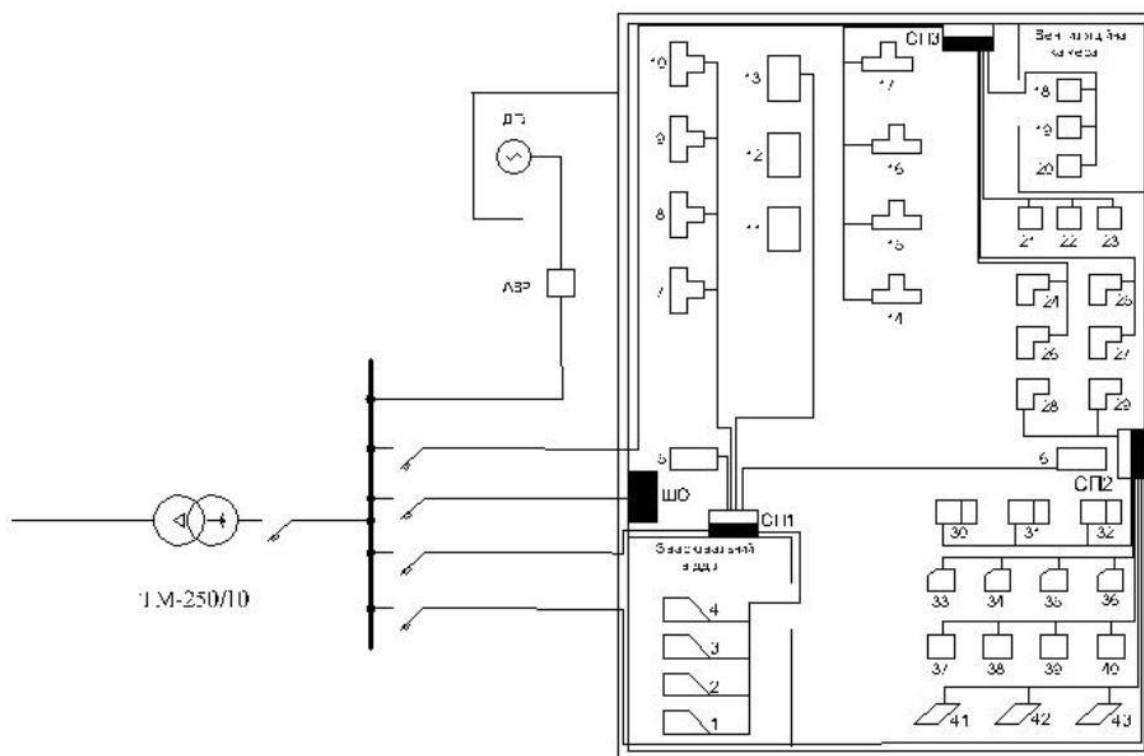
$$S_{p_{HH}} = 212.53 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{КУ-рп}} = \frac{S_{p_{HH}}}{\sqrt{3} * U_H}$$

$$I_{\text{Гу-рп}} = 343.09 \text{ А}$$

Обираємо кабель ВВГнг 3х185з $I_{\text{доп}} = 500 \text{ А}$

Схема підключення КУ до РП ЕМЦ зображена на рисунку 3.3



Рисунку 3.3Схема підключення

3.7Особливості Kuntschar + SchlüterGmbH

-Всього одна рухома деталь

Мікротурбіни двигун складається всього з однієї рухається деталі - валу, що обертається, на якому співвісно розташовані електричний генератор, компресор і безпосередньо турбіна. В установці не використовуються редуктори або інші механічні приводи, мала кількість сполучених частин знижує до мінімуму ризик пошкодження деталей турбогенератора і забезпечує високонадійну і безпечну роботу Мікротурбіни установки.

-Унікальна компоновка основних вузлів агрегату

У корпусі розміщені компресор, камера згоряння, рекуператор, безпосередньо турбіна і постійні магніти електрогенератора. Генератор

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		78

Схема підключення когенераційної установки зображена на рисунку 3.5

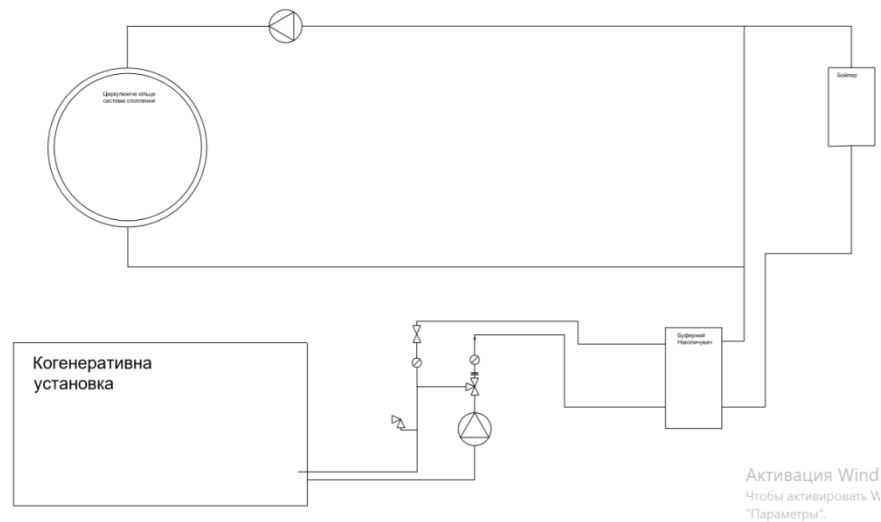


Рисунок 3.5 схема гідроз'єднання

3.8 Розрахунок витрати теплоти на опалювання цеху

Визначимо максимально-годинна витата теплоти на опалення нашого механічного цеху

Визначаємо за формулою

$$Q_0^{max} = q_0^{(-30)} * \alpha * V_z (t_e - t_z), \text{ГДж} / \text{год} \quad (3.1)$$

де $q_0^{(-30)}$ – питома витрата теплоти на опалення, КДж/(год*м³*°C);

t_e – внутрішня температура повітря всередині приміщень, °C;

t_z – температура зовнішнього повітря як середня найбільш холодних п'яти днів, °C;

V_z – зовнішній будівельний об'єм будівлі, м³;

α – коефіцієнт переліку – поправочний коефіцієнт, за допомогою якого ураховується вплив розрахункової температури t_z зовнішнього повітря даного географічного пункту, вибирається

$$Q_0^{max} = 0,55 * 1,09 * 10000(18 - (-23)) = 0,227 \text{ГДж} / \text{год}$$

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		80

Визначимо Середньогодинні витрати теплоти за період опалення

$$\overline{Q_0^{n.o}} = Q_0^{max} * [\frac{t_6 - t_3''}{t_6 - t_3}], ГДж / год, \quad (3.2)$$

де t_3'' – температура зовнішнього повітря як середня періоду опалення, °С.

$$\overline{Q_0^{n.o}} = 0,246 * [\frac{18 - (-1)}{18 - (-23)}] = 0,114 ГДж / год$$

3.8 Розрахунок Економіки

- кВт год, газ = 0,06 €
 - кВт год, тепла у випадку ефективності бойлера 90% = 0,067 €
 - кВт год, електрики = 0,10 €
 - таким чином, 240 кВтч електрики і 365 кВтг тепла стоять □ 40 €
- Таким чином у звичайному виробництві в нас вийдуть такі дані

- тепло від бойлера - 24,50 €
- електрику з сеті - 24, - €
- разом - 48,50 €

- економія завдяки установки 8,50 € = 17%

Всі розрахунки занесені до таблиці 3.3

Таблиця 3.3

Річний розхід газу кВт год	3.094.000
Отоплення у випадку ефективності 90% кВт год	2.784.600
Ціна тепла за кВт год в €	0,067 €
Розход електроенергії в кВт год	185.645,00 €
Ціна електроенергії в кВт год	973.740
ціна електроенергії в €/кВт год	0,100 €
Річна ціна електроенергії	97.374,00 €
Ціна енергії в ітозі	283.019,00 €
робота системи теплофікації за день, в годину	20
робочих днів у році	300

річна тривалість роботи системи теплофікації в година	6.000
	50
витрата газу в кВтг	148
Прихідна теплоенергія в кВтг	79
річна електрична потужність системи теплофікації в кВт год	300.000
річна теплоенергія системи теплофікації в кВт год	474.000
річна витрата газу системи теплофікації в кВт год	888.000
вартість газу системи теплофікації в € (за рік)	0,056526 € (50.194,75 €)
Вартість техобслуговування € / роб.час повне техобслуговування	0,95 €
вартість експлуатації системи теплофікації в €	55.894,75 €
отримання електрики від електропостачальної підприємства в кВтг	673.740
вартість електрики в €	0,100 €
стоимость электричества в € за рік	67.374,00 €
енергія на опалення, отримана від бойлера в кВтг	2.310.600
вартість опалення, бойлер	0,06667 €
вартість додаткової енергії за рік	154.044,15 €
загальна вартість експлуатації системи теплофікації за рік	277.312,90 €
бонус системи теплофікації за економію електрики до 50 кВт(за рік)	0,0511 € (15.330,00 €)
бонус системи теплофікації за економію електрики понад 50 кВт	0,0210 €
річна економія	21.036,10 €

Висновок

Провівши розрахунок витратів тепла цеху, слід зазначити, що встановлення на її території когенеративної установки буде економічно доцільно, це дає змогу зекономити значну суму за рік.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						82
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДИЗЕЛЬНОЇ ГЕНЕРАТОРНОЇ УСТАНОВКИ

4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Таблиця 1. Загальна характеристика об'єкту [20]

Найменування	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Дизельна генераторна установка	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі, 8000×5500 ×5000	приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

У своїй роботі я використовував установку марки КУ Kuntschar + Schlüter GmbH.

					НТУУ КП.001.5122.75 ДП		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Ковердюк В				Загальні відомості про об'єкт дослідження	Літ.	Арк.
Перевір.	Костюк В						Акрушів
Реценз.							
Н. Контр.	Прокопенко І. Д.					IEE OE-261-1	
Затверд.							

Таблиця 2. Основні хакаактеристики

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Числове значення показників
1	2	3
ТМ-250-10/04 кВ[24]	Номінальна напруга	10/04кВ
	Режим роботи	довготривалий
	Потужність	250 кВА
	Маса	1150 кг
	Маса і марка масла	290 кг Т-1500
Kuntschar + Schlüter GmbH[18]	коефіцієнт потужності	0,8
	частота	50 Гц
	напруга	220/380 В
	тип пуску КУ	електростартер
	Рівень шуму	75 дБ
	Розміри КУ	4200×1500×210 0
	маса	0.262 мГн/км
	Маса 1 км	3770 кг
	Кількість фаз	3
	Наявність АВР	так
	Частота	50 Гц
	Тип альтернатора	Синхронний
	Охолодження	Рідке
	Обєм баку	800л
	Час безперервної роботи	20год

4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об'єкту

Таблиця 3. Роботи модернізації [16]

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалості	Кількість склад бригад	Група з електро безпеки
Демонтаж старої установки	Транспортом та механічна розгрузка	Літній період 7 робочих днів	5 осіб	IV
Модернізація дизельної генераторної установки	Транспортом та механічна розгрузка	Літній період 15 робочих днів	5 осіб	IV

4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 4. Умови праці

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показників
Параметри мікроклімату [21]	Температура повітря	(12...19) °С (холодний період)
	Вологість	(15...26) °С (теплий період)
	Швидкість вітру	(75) % (холодний період)
		(70)% 24° (теплий період)
		Не більше 0,5м/с (холодний період)
		0,6...0,5м/с (теплий період)

Важкість праці[22]	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	До 10 кг «стоячи», «стоячи зігнувшись» (230...300) (Вт·год) III категорія
Напруженість праці [22]	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: зір Категорія	50 % робочого часу 60 % робочого часу 1 зміна, 8 один 20 % робочого час III категорія
Електроенергія [26]	Напруга	380В
Освітлення [25]	Тип освітлення	комбіноване
Шум[22]	рівень звуку, дБА;	75дБ
Пил[22]	Запиленість середовища	6 мг/м
Робота на висоті [26]	висота	3 м
Робота з кислотами [27]	Хімічні речовини	сульфатна кислота
Нафтопродуктам и та інше[23]	Тип палива	Дизельне паливо Масло Т-1500
Запиленість [22] середовища	Пил	6 мг/м

4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 5. Виробничі чинники

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
380В	6 В	
6 мг/м	2 мг/м	
Шкаторії		
сульфатна кислота		
Оцінка умов праці[22]	Шкідливі І категорії	

4.6 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Таблиця 6. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
1	2	3
Технічні заходи з електробезпеки		
Огороджувальних засобів [31]	огорожа навколо КУ	Сітчаста, висота 1,4 м з дверцятами що обладнані замком.
Заземлення [31]	Встановлено заземлення здійснене до заземлюючого контуру цеху	$R_{\text{заз}} = 10 \text{ Ом}$
1	2	3
Сигналізація [31]	Розміщення на огорожі сигналізації	Світлова сигналізація
Знак безпеки [30]	Розміщення на дверцятах огорожі знаку безпеки	«Обережно небезпека»
Ізоляція [29]	Робоча струмовідних частин	Полівінілхлорид. $R = 10^{15} \text{ Ом}$,
Організаційні заходи з електробезпеки		
розміщення плакатів безпеки [29]	Розміщення плакатів безпеки	«заборонні», «вказівні»,

	Поблизу КУ	«застережні»
виду дозвільного документу [33]	виконання експлуатаційних робіт	Вказується конкретне завдання, до роботи допускаються працівники з рівнем допуску не нижче III.
Категорія робіт щодо заходів безпеки [33]	Роботи без напруги.	Наряд-допуск на конкретний термін роботи

4.7 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 7 Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
захисту органів дихання [29]	захисту від дрібного пилу і інших домішок	ЗМАuraFFP 1	1 робоча зміна	Під час монтажних робіт
Захист рук [29]	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички, поліестер з бавовною.	5 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист голови [29]	Каска	Каска від механічного впливу.	2 рока	Під час монтажних робіт

Захист очей [29]	Захисту очей від механічних пошкоджень	захисні окуляри	2 рока	роботах, пов'язаних з металорізальних обладнанням
Захист органів слуху [29]	Зниження рівня шуму на 10 дБА	«ДПЕ 30». Поліуретан.	12 місяців	Під час роботи з підвищенм звуковим навантаженням
Захисне взуття [29]	Захист від механічних ушкоджень	МЗ «Електра». Черевики.	6 місяців	Під час переміщення вантажів масою до 15 кг
Щиток [29]	Для забезпечення захисту від іскор	НФ–1 "Металург"	2 роки	Під час монтажних робіт

Таблиця 8 Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Захисні пристосування [18]	ізолюючі килимки, струмовимірювальні кліщі, плакати безпеки, індикатори напруги	Виконання робіт	0,4 – 10 кВ Раз у 24 місяці
Електрозахисний засіб індивідуального захисту [18]	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 10 кВ	Підключення КУ після ремонту. Періодичні випробування – кожні 12 місяці

4.8 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж і вибухів

Відповідно до норм з пожежної безпеки на об'єкті наведені певині засоби до тушіння пожеж, а також технічні та організаційні засоби – у разі виникнення пожежі або вибуху. Результати вибору наведені у таблиці

Таблиця 9 Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Порошковий вогнегасник ВП-2 [33]	переносний вогнегасник із зарядом вогнегасної речовини-2кг, тривалість дії – 6 с	У приміщенні, розміщено в коридорах від 50 м до 150м включно
Блискавкозахист[32]	Сітчастий, на поверхні даху, з кроком 5м.	II категорія, приміщення з нафтопродуктами
Організаційні заходи [29]	Забезпечення дотримання протипожежних вимог	Підготовка плану дій з попередження пожеж і ліквідації їх наслідків
	Вступний протипожежний інструктаж.	Особи яких приймають на роботу мають бути ознайомлені з правилами дій у виникненні небезпеки
План дій з попередження пожеж і вибухів [28]	-Вимоги до евакуаційних заходів	-Безпосередньо назовні -На сходовий майданчик з виходом назовні – у прохід або коридор з безпосереднім виходом назовні

Протигаз [28]	ГП-7	Температура зберігання – від 5 оС до 20 оС. Термін зберігання – 12 років
---------------	------	---

Задача розрахунок захисного заземлення

Очікувана кількість уражень об'єкта блискавкою за рік N визначається за наступними формулами:

- для будівель і споруд прямокутної форми

$$N = [(S + 6h_{об})(L + 6h_{об}) - 7.7h_{об}^2] \cdot n \cdot 10^{-6} =$$

$$[(10 + 6 \cdot 8)(10 + 6 \cdot 8) - 7.7 \cdot 8^2] \cdot 5.36 \cdot 10^{-6} = 0.0003$$

де $h_{об}$ – найбільша висота об'єкта, м,

L – довжина об'єкта, м,

S – ширина об'єкта, м,

n – щільність ударів блискавки на 1 км² земної поверхні за рік, визначена за даними метеорологічних спостережень в місці розташування об'єкта, 1/км² рік.

Якщо дані спостережень відсутні, може бути приблизно розраховано за формулою

$$n = \frac{6.7 \cdot T_{гр}}{100} = \frac{6.7 \cdot 75}{100} = 5.025$$

де $T_{гр}$ – середня тривалість грозової години, визначена за картами інтенсивності грозової діяльності (Додаток Б) або за середніми багаторічними (не менш 10 років) даними метеостанції, найближчої до місця знаходження об'єкта.

Наша ТП відповідає класу 3 РБЗ. [11]

Оскільки нащабудивля є примітивним кубом. То її доцільно захищати блискавкоприймачами на покрівлі в виді чарунки 10x10 м. Оскільки

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк. А
Змн.З	Арк. А	№ докум. №	Підпис Під	Дата		92

будівля і є розміром 10 на 10 м то блискавка приймачи потрібні закріпити краю будівли. А спуски потрібно поставити два. Також для III РБЗ – потрібно встановити заземлювач, який складається мінімум з двох вертикальних електродів довжиною не менше ніж 3 м, об'єднаних горизонтальним електродом і відстанню між ними не менше ніж 3 м.

Висновок

Після виконання даного розділу можна зазначити те, що під час експлуатації КУ роботи є шкідливими (I категорія), тому вони виконуються в спеціальних захисних засобах, з дотриманням усіх правил технічної безпеки. Для захисту робітників від шкідливих чинників вибрано захисні засоби від фізичних пошкоджень(захисний одяг разового використання, взуття з полімерних матеріалів, рукавички бавовняні та шкіряні, захисна каска) та від пилу (протипиловий респіратор).

Всі роботи по обслуговуванню у експлуатації КУ повинні виконуватись робітниками з рівнем допуску не нижче III, відповідної кваліфікації. Дані роботи є шкідливими до (I категорія). Для захисту від механічних пошкоджень робітникам видаються захисні засоби (технологічний захисний одяг, захисна каска); для захисту від хімічних речовин (сульфатна кислота, що слугує діелектриком для акумулятора) надаються резинові рукавички; для захисту від ураження електричним струмом надаються(діелектричні черевики, діелектричні рукавички, ізолюючі килимки, струмовимірювальні кліщі, індикатори напруги); Персонал має пройти інструктаж з охорони праці, та дотримуватись правил техніки безпеки.

Для підвищення безпеки обслуговуючого персоналу персоналу та нормальної роботи КУ проводяться ряд технічних рішень: проводиться заземлення електроустановки; виконується маркування складових частин КУ; встановлюється захисна огорожа, на дверях якої розміщені знак безпеки та світлова сигналізація; застосовуються механічне блокування кришки КУ, в випадку відкриття якої відбувається зняття напруги з електроустановки.

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		93

Висновки

За результатами виконаної роботи в даному дипломному проекті був розрахований монтаж когенаритивної установки. Розраховано потужність двигуна. Виконано гідрову схему підключення когенеративної установки. Виконано економічний аналіз доцільності використання та впровадження технологічної установки когенераційного типу в для енергозабезпечення механічного цеху. Було виявлено доцільність проекту.

Також за результатми роботи були зроблені наступні висновки, щодо впливу джерел РГ на ПЛ.

- Збільшення впливу джерел РГ на електромережу є результатом потреби споживачів забезпечити себе надійним джерелом енергії, тому кількість РГ в електромережі буде збільшуватися.

- Використання РГ є досить вигідним в місцевості, яка досить віддалена від великих генеруючих станцій .

-За умови правильного розміщення захисної апаратури, можна досягти зниження показника недовідпуску електроенергії, тому потреби споживача будуть задоволені

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						94
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Список використаної літератури

1. ДБН В.2.5-23 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ОБ'ЄКТІВ ЦИВІЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ
2. ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення». Прийнято ДП «Державний науково-дослідний інститут будівельних конструкцій»
3. Закон України «Про комбіноване виробництво теплової й електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу»
4. Шовкун О.Д. «ОСНОВНІ МЕТОДИ ГЕНЕРАЦІЇ ІДЕЙ», с 23
5. ДСТУ-Н В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств
6. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування обладнання об'єктів цивільного призначення ДБН В.2.5-23:2010. Офіц. вид. К.: Мінрегіонбуд України, 2010.-104 с.- Державні будівельні норми України
3. Довідкова книга газів і світлотехніки. Айзенберг Ю.Б. (Ред.). 1983
4. Правила улаштування електроустановок [Текст]: вид. 3-є, перероб. і доп. Офіц. вид. К.: Мінпаливенерго України, 2010 - 736 с.
7. Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітної системи. Норми якості електричної електрозбереження енергії в системах загального призначення: ГОСТ 13109-97-Москва, 1997.
8. Електронне навчальне видання Системи електропостачання. Методичні вказівки до виконання практичних занять, контрольних і самостійних робіт, курсового проекту з дисципліни для студентів напрямів підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» та 6.05060 «Теплоенергетика» за спеціальністю «Енергетичний менеджмент». Укладачі: Попов Володимир Андрійович, д.т.н., проф. Ткаченко Вадим Владиславович, кл.н.доц. Ярмолюк Олена Сергіївна, к.т.н., ст. викл..
9. Електронний каталог ПАО «Завод южкабель» [Електронний ресурс]: база даних.-Режим доступу: <http://www.yuzhcable.info/>
10. Електронний каталог І «Запоріжтрансформатор» [Електронний ресурс]: база даних.-Режим доступу <http://www.ztr.com.ua/rwpower-transformers>
11. Іструкція по експлуатації Capstonemd250
12. Правила улаштування електроустановок, електросилові установки
13. ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
14. ДБН В.2.5-67:2013 Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		95

15. ДБН В.2.5-23:2010 проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення
16. Пам'ятка Замовнику. «Про приєднання електроустановок до електричних мереж регіональної філії «Придніпровська залізниця»», ПАТ «Українська залізниця». веб-сайт. URL: https://dp.uz.gov.ua/ukr/pried_elekto
17. Микротурбина С200S ІСНР
18. ДСН 3.3.6.037-99 Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу.
 - а. ДСТУ «Паливо дизельне. Технічні умови»
19. Інструкція по експлуатації ТМ-250-10/04
20. ДБН Б.2.5.-28-2006 «Природне і штучне освітлення»
21. ДБН А.3.2-2-2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці та промислова безпека у будівництві.
22. ПІ 1.9.10-020-1999. Примірна інструкція з охорони праці у роботі з кислотами та їдкими речовинами
23. ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку
24. ДСТУ 4676:2006. Засоби індивідуального захисту.
25. ДБН 2.09.04-87. Державні будівельні норми. Адміністративні та побутові будівлі.
26. ДБН В.1.2-7-2008. Основні вимоги до будівель і споруд. Пожежна безпека. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України
27. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила у роботі з джерелами електромагнітних полів
28. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні
29. ДБН А.3.2-2 Охорона праці і промислова безпека у будівництві
30. ДБН В.3.2-2 Модернізація та капітальний ремонт
31. НПАОП 40.1-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		96

32. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд
33. НАПБ А.01001 Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників
34. ДСТУ ISO 9001 - 95 - сертифікат N UA 2.006.060, виданий Укр СЕПРО, м. Харків
35. DIN EN ISO 9001:94 - сертифікат N UA 00/1180/1502, виданий СЖС-ИЦС, м. Гамбург.
36. ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Совместимость технічних середніх електромагнітних. Норма якості електричної енергії в системах електропостаченого загального нагляду

					НТУУ.005.4113.107 ПЗ	Арк.А
						97
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Додатки:

Додаток А

Таблица 5.1

Наименование характеристики	Единицы измерения	Нормативные значения
Тип	-	TM
Число фаз	-	3
Вид охлаждения	-	ONAN (естественное масляное охлаждение)
Класс напряжения	kV	6/10
Номинальное напряжение:		
первичное(HV)	kV	6 или 10
вторичное(LV)	kV	0.4
Номинальная частота сети	Hz	50
Вид, диапазон и число ступеней регулирования	%	См. табл. тех. данных
Схема и группа соединения обмоток	-	См. табл. тех. данных
Материал проводников	-	Cu
Класс нагревостойкости изоляции	-	A
Макс. превышение температуры:		
Обмоток	°C	+65
Масла	°C	+60
Макс. температура воздуха	°C	+40
Вид климатического исполнения (ГОСТ 15150)	-	У (умеренный климат)
Монтаж	-	Стационарные, открытые площадки, на фундаменте. В закрытых городских КТП.
Категория размещения (ГОСТ 15150)	-	I
Высота установки над уровнем моря (не более)	m	1000
Импульсное испытательное напряжение (50Hz):		
HV (6kV/10kV)	kV	25/35
LV (0.4kV)	kV	5
Импульсное испытательное напряжение (HV):		
полный грозовой импульс (6kV/10kV)	kV	60/75
срезанный грозовой импульс (6kV/10kV)	kV	70/90
Индуктивное испытательное напряжение частотой 200Hz в течении 30 с (6kV/10kV)	kV	12/20
Наиболее длительное допустимое рабочее напряжение Um (6kV/10kV)	kV	6.9/11.5
Бак трансформатора рассчитан на внутреннее избыточное давление	kPa	25+5

таблица 5.2 Технические данные трансформаторов

			Тип трансформатора
			ТМ-400/10/0.4-У1
Номинальная мощность		P kVA	400
Номинальное напряжение	HV	V	6000/10000
	LV	V	400
Напряжение короткого замыкания (75°C)		U _z %	4.5
Схема и группа соединения обмоток		-	У/УН-0
Вид, диапазон и число ступеней регулирования		%	ПБВ 2х2.5
Потери холостого хода		P ₀ W	730
Потери короткого замыкания (75°C)		P _k W	5200
Масса полная		kg	1650
Масса масла		kg	315

Додаток Б

Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм А, для кабелів									
	трижильних напругою , кВ								чотирижильних напругою до 1 кВ	
	до 3		6		10		35			
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі		
6	70	45	—	—	—	—	—	—	—	—
10	95	60	80	55	—	—	—	—	85	60
16	120	80	105	65	95	60	—	—	115	80
25	160	105	135	90	120	85	—	—	150	100
35	190	125	160	110	150	105	—	—	175	120
50	235	155	200	145	180	155	—	—	215	145
70	285	200	245	175	215	165	—	—	265	185
95	340	245	295	215	265	200	—	—	310	215
120	390	285	340	250	310	240	270	205	350	260
150	435	330	390	290	355	270	310	230	395	300
185	490	375	440	325	400	305	—	—	450	340
240	570	430	510	370	460	350	—	—	—	—
300	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—