

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С.З. ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

«РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ХІМІЧНОГО ЗАВОДУ»

Виконав: студент IV курсу

групи Ен – 41 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Гібляк Б. І.

(підпис)

(прізвище та ініціал)

Керівник: Чабан А. В.

(підпис)

(прізвище та ініціал)

Рецензент: Бабич М. І.

(підпис та ініціал)

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Гібляку Богдану Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка системи електропостачання хімічного заводу»

керівник роботи д.т.н., професор Чабан А. В.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 123/к-с від 25.02.25 р.

2. Строк подання студентом роботи 13.06.25 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

1 Характеристика об'єкта та основні обчислення

2 Техніко-економічне обґрунтування вибору раціональної напруги мережі

3 Розрахунок аварійних режимів та вибір обладнання

4 релейний захист трансформаторів головної понижувальної підстанції

5 Охорона праці та навколишнього середовища

Висновки

Перелік джерел посилання

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

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 25.02.25 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Виконання аналізу вихідних даних та характеристики об'єкта електропостачання	25.02.2025 – 7.03.2025	
2	Розробка схеми відкритих розподільчих пристроїв підстанції та вибір основного обладнання	10.03.2025 – 14.03.2025	
3	Розробка релейного захисту трансформаторів	17.03.2025 – 18.04.2025	
4	Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій	21.04.2025 – 2.05.2025	
5	Вивчення питання охорони навколишнього середовища та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень	5.05.2025 – 16.05.2025	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	19.05.2025 – 30.05.2025	
7	Завершення роботи в цілому	2.06.2025 – 13.06.2025	

Студент

Гібляк Б. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

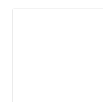
Чабан А. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.821.25:2

Гібляк Б. І. «Розробка системи електропостачання хімічного заводу». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій імені С. З. Гжицького, 2025 р. 51 с текстової частини, 17 таблиць, 9 рисунків, 24 джерел посилання.

Кваліфікаційна робота присвячена розробці системи електропостачання хімічного заводу з виробництва мінеральних добрив. Проведено аналіз технологічного процесу підприємства та визначено електричні навантаження його основних цехів. Виконано техніко-економічне обґрунтування вибору оптимальної напруги мережі, а також розрахунок аварійних режимів. Описано методику вибору трансформаторів та електротехнічного обладнання для забезпечення надійності живлення. Запропоновані рішення сприяють підвищенню ефективності роботи електроенергетичної системи підприємства, зниженню втрат електроенергії та покращенню стабільності енергопостачання. Отримані результати можуть бути використані для модернізації існуючих промислових об'єктів або при проектуванні нових підприємств.

Ключові слова: електропостачання, хімічний комбінат, електричні навантаження, напруга мережі, трансформатор, техніко-економічне обґрунтування, аварійні режими, оптимізація енергоспоживання.



ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТА ТА ОСНОВНІ ОБЧИСЛЕННЯ.....	7
1.1 Опис технологічного процесу.....	7
1.2 Визначення електричних навантажень заводу.....	10
1.3 Обчислення центру електричних навантажень.....	16
2 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ РАЦІОНАЛЬНОЇ НАПРУГИ МЕРЕЖІ.....	13
2.1 Варіант схеми №1 при напрузі 35 кВ.....	15
2.2 Варіант схеми №2 при напрузі 110 кВ.....	18
3 РОЗРАХУНОК АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ...	22
3.1 Вибір трансформаторів цехових підстанцій.....	22
3.2 Обчислення струмів коротких замикань.....	27
3.3 Вибір основного обладнання.....	33
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	36
4.1 Вибір трансформаторів стуму.....	36
4.2 Розрахунок диференціального захисту трансформатора.....	37
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	42
5.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення аварійних ситуацій	42
5.2 Розрахунок блискавкозахисту ГПП від прямих ударів блискавки	43
5.3 Охорона довкілля.....	46
ВИСНОВКИ.....	49
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	50

ВСТУП

В умовах стрімкого розвитку промисловості та зростання попиту на мінеральні добрива, питання надійного електропостачання хімічних комбінатів та заводів є одними з найважливіших для забезпечення безперебійного функціонування виробничих процесів. Хімічний завод із виробництва мінеральних добрив є складним об'єктом, що потребує стабільного постачання електричної енергії, оскільки будь-які перебої в електропостачанні можуть призвести до серйозних економічних збитків та зупинки виробництва. Тому вдосконалення системи електропостачання таких підприємств є актуальним завданням для забезпечення ефективності та надійності виробництва.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка та обґрунтування проекту системи електропостачання для хімічного заводу з виробництва мінеральних добрив, що включає вибір оптимальної напруги мережі, обчислення електричних навантажень, аналіз аварійних режимів та вибір необхідного електричного обладнання.

Завдання роботи:

- провести аналіз технологічного процесу заводу та визначити електричні навантаження для кожного із цехів;
- розробити техніко-економічне обґрунтування для вибору раціональної напруги мережі;
- провести розрахунок аварійних режимів роботи мережі;
- вибрати та обґрунтувати технічні характеристики трансформаторів та інших електричних пристроїв для забезпечення стабільної роботи системи електропостачання.

Відтак, виконання кваліфікаційної роботи дасть змогу сформувати ефективну систему електропостачання підприємства, що сприятиме підвищенню надійності живлення електрообладнання та оптимізації енергетичних витрат. Отримані результати можуть бути використані при проектуванні нових промислових об'єктів, а також при модернізації існуючих систем електропостачання.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ТА ОСНОВНІ ОБЧИСЛЕННЯ

1.1 Опис технологічного процесу

Виробництво мінеральних добрив продиктовано двома основними факторами, це, з однієї сторони, стрімке зростання населення планети, а з іншої – обмежені земельні ресурси, які придатні для вирощування культур сільськогосподарського призначення. Окрім того, придатні для землеробства ґрунти стали виснажуватися, а природний спосіб їх відновлення вимагає надто тривалого проміжку часу [2].

Питання зменшення термінів та прискорення процесу відновлення родючості землі було розв'язано завдяки відкриттям у галузі неорганічної хімії та відповіддю стало виробництво мінеральних добавок. Для чого вже в 1842 році у Великобританії створюються перші підприємства із їхнього промислового виробництва. Були виготовлені перші фосфатні добрива.

Хімічний комбінат із виробництва фосфатних добрив є складним та розгалуженим технологічним ланцюжком, де використовується як пряма обробка сировини із безпосереднім отриманням готових продуктів, так і розкладання сировини із виділенням проміжних продуктів – фосфору та фосфорної кислоти, яка використовується для подальшого виробництва різноманітних кінцевих продуктів.

Для переробки фосфатів використовують як кислотні, так і термічні методи. Безпосередньою обробкою фосфатної сировини – фосфоритного борошна та апатитів, сірчаною кислотою одержують простий суперфосфат, фосфорною кислотою – подвійний суперфосфат.

Виробництво простого суперфосфату полягає у:

- змішуванні фосфату – апатитового концентрату або фосфоритного борошна із сірчаною кислотою;
- затвердіння (схоплювання) реакційної маси, так зване дозрівання суперфосфату;

- дорозкладання не прореагуваного фосфату при вилежуванні та до-робці суперфосфату на складі (дозрівання);
- для покращання фізичних властивостей суперфосфату його піддають грануляції у спеціальних апаратах – грануляторах.

На комбінаті використовується безперервний спосіб виробництва суперфосфату як найдосконаліший метод. Одержання більш концентрованого добрива досягають при розкладанні фосфатної сировини фосфорною кислотою. Процес виробництва у цілому такий самий, як і при виробництві простого суперфосфату [3].

Розкладання природних фосфатів шляхом спікання або сплавлення їх при високій температурі з солями натрію, калію, магнію та інших лужноземельних металів. У результаті виходять нітратно- або лимонно-розчинні добрива-термофосфати, плавлені фосфати.

Генеральний план хімічного комбінату представлено на рисунку 1.1. Структура хімічного комбінату наступна:

1. Склад апатиту (сировина), склад готової продукції та заводоуправління, мають III категорію надійності електропостачання, допускається перерва в електропостачанні до 1 доби та не завдає шкоди для виробництва у цілому і не загрожує життю людей.

2. Цех СМС – виробництво фосфоритного борошна, яке використовується безпосередньо як добриво або як сировина для фосфатів і суперфосфатів. Одержання фосфоритного борошна відбувається шляхом поетапного дроблення у молоткових або щоккових дробарках із подальшою сушкою і остаточне дроблення у кульових дробарках з розміром частинок 50 мкм. Категорія надійності електроспоживача II, тут допускається перерва в електропостачанні на час включення резерву силами оперативного персоналу цеху. Можливі збитки для виробництва у вигляді нестачі виробничої сировини у безперервному виробництві суперфосфату та подвійного суперфосфату, що загрожує зупинкою безперервного циклу та виникненню матеріальних збитків. Загрози для життя персоналу не представляє.

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України та через конфіденційність інформації

Рисунок 1.1 – Генеральний план хімічного заводу

3. Сірчаноокислотне відділення, кислотне відділення, операційне відділення, цех суперфосфату – виробництво суперфосфату та подвійного суперфосфату безперервним циклом. Категорія надійності електроспоживача I, тут допускається перерва в електропостачанні лише на час дії автоматичного увімкнення резерву. Хімічно небезпечне виробництво становить загрозу життю для працюючого персоналу за допомогою розливу кислот та скупчення газів.

4. Пічне відділення 1, пічне відділення 2, цех фторсолей – отримання термофосфатів, плавлених фосфатів шляхом спікання або сплавлення природних фосфатів із солями лужноземельних металів. Температура плавлення $1100 - 17000^{\circ}\text{C}$. Спікання здійснюється у спеціальних печах на вуглецевому паливі. У технології використовують електрофільтри. Особливо важливо контролювати час остигання розплавів. Категорія надійності електроспоживача – I, допускається перерва в електропостачанні тільки на час дії автоматичного ввімкнення резерву. Вибухонебезпечне виробництво є загрозою життю для працюючого персоналу за допомогою розливу палива, скупчення газів, викидів полум'я.

5. Цех тукосумішей – виробництво готової продукції у вигляді сумішей різних добрив. Категорія надійності електроспоживача II допускається перерва в електропостачанні на час увімкнення резерву силами оперативного персоналу цеху. Можливі збитки для виробництва у вигляді масового невідпуску готової продукції, зрив контрактів, фінансові втрати. Загрози для життя персоналу не становить.

6. Компресорна, котельня – беруть участь у всіх виробничих циклах. Категорія надійності електроспоживача – I, допускається перерва в електропостачанні лише на час дії АВР. небезпечні виробництва, які вимагають наявності електроживлення для правильної зупинки, становлять загрозу для життя персоналу.

7. Ковальський цех, ремонтно-механічний цех – допоміжні цехи, призначені для підтримки всього обладнання у працездатному стані шляхом виробництва планово-попереджувального ремонту. Категорія надійності електроспоживача III, допускається перерва в електропостачанні до 1 доби, не завдає шкоди для виробництва у цілому та не представляє загрози для життя людей.

1.2 Визначення електричних навантажень заводу

Під час проектування системи електропостачання промислових підприємств, для вибору та перевірки струмопровідних елементів (проводів, шин, кабелів), силових трансформаторів та перетворювачів за пропускну здатністю, а також для розрахунку втрат, відхилень та коливань напруги, вибору комутаційної апаратури, пристроїв захисту та компенсуючих пристроїв – потрібно визначити електричні навантаження підприємств. Від правильної оцінки очікуваних навантажень залежать капітальні вкладення, експлуатаційні витрати та надійність системи електропостачання підприємства. Існує кілька методів визначення навантажень підприємства [4]:

- за встановленою потужністю та коефіцієнтом попиту – застосовується на попередньому етапі проектування;

○ за середньою потужністю та коефіцієнтом форми графіка навантажень – визначає, з достатньою точністю, навантаження на усіх рівнях системи електропостачання за наявності графіка навантаження;

○ за середньою потужністю та коефіцієнтом максимуму (метод упорядкованих діаграм показників графіків навантажень), він найбільш точний та застосовується для розрахунку навантажень на усіх щаблях системи електропостачання, але за умови наявності даних про кожного приймача вузла.

Виходячи із того, що крок потужностей силових трансформаторів набагато більший ніж помилка в обчисленнях та наявності вихідних даних, застосуємо метод визначення навантажень за встановленою потужністю та коефіцієнтом попиту.

Розрахункове навантаження (активне та реактивне) силових приймачів цеху визначаємо із співвідношень:

$$P_p = K_c \cdot P_H, \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.1)$$

де P_H – сумарна встановлена потужність усіх приймачів цеху, приймається за вихідними даними; K_c – середній коефіцієнт попиту, який приймається з довідникових даних; $\operatorname{tg} \varphi$ – середньозважене значення тангенса кута зсуву фаз між струмом та напругою, яке визначається за середньозваженим значенням коефіцієнта потужності [5]

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}. \quad (1.2)$$

Приймачі цехів напругою понад 1000 В враховуються окремо. Розрахункові активна та реактивна потужності груп приймачів вище 1000 В визначаються із співвідношень:

$$P_p = K_c \cdot P_H, \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.3)$$

а повна – з виразу:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.4)$$

За формулами (1.1) – (1.4) було здійснено обчислення. Отримані результати обчислень представлено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати обчислень силового навантаження

№	Найменування цеху	Силове навантаження					
		P_n , кВт	K_c	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВАр
1	Сірчаноокислотне відділення	910	0,6	0,8	0,75	545	409,3
2	Пічне відділення №1	660	0,6	0,8	0,75	397	297
3	Кислотне відділення	500	0,6	0,8	0,75	300	225
4	Склад апатиту	260	0,3	0,61	1,31	79	101,2
5	Операційне відділення	200	0,6	0,85	0,75	120	90
6	Склад готової продукції	500	0,3	0,61	1,31	150	194,7
7	Цех фторсолей	900	0,6	0,8	0,75	540	405
8	Ковальський цех	500	0,6	0,8	0,75	300	225
9	Пічне відділення №2	600	0,6	0,8	0,75	360	270
10	Цех тукосумішей	500	0,5	0,65	1,31	250	292,2
11	Ремонтно-механічний цех	300	0,5	0,61	1,31	150	175,3
12	Цех суперфосфату	800	0,85	0,75	0,88	680	599,6
13	Компресорна 0,38 кВ	250	0,8	0,7	1,02	200	204
14	Заводоуправління	500	0,8	0,8	0,75	400	300
15	Цех СМС	800	0,5	0,62	1,27	400	506,2
16	Котельня	500	0,7	0,8	0,75	350	262,4
Усього 0,38 кВ		8680				5220	4557,6
13	Компресорна 10 кВ	2500	0,7	0,95	0,75	1750	575,1
Усього 10 кВ						1750	575,1
Усього		11180				6970	5133,0

Розрахункове навантаження освітлювальних приймачів цеху обчислюємо за встановленою потужністю та коефіцієнтом попиту [6]:

$$P_{PO} = P_{HO} \cdot K_{CO}, \quad (1.5)$$

де K_{CO} – коефіцієнт попиту, для освітлення, який приймається за довідниковими даними; P_{HO} – встановлена потужність приймачів електричного освітлення.

Величину P_{HO} обчислюємо за формулою:

$$P_{HO} = P_{пт} \cdot F, \quad (1.6)$$

де $P_{пт}$ – питоме навантаження освітлення площі підлоги цеху; F – площа підлоги цеху, обчислюється за генпланом.

Для освітлювальної установки із газорозрядними лампами, розрахункове реактивне навантаження обчислюється за формулою:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.7)$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт потужності джерел світла.

Для освітлення цехів прийmemo газорозрядні лампи з $\cos\varphi = 0,6$ та $\operatorname{tg}\varphi = 1,33$. Результати обчислень за формулами (1.5) – (1.7) представлено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Результати обчислень освітлювального навантаження

№	Найменування цеху	Освітлювальне навантаження					
		F, м²	P _{пт} , кВт/м²	P _{но} , кВт	K _{со}	P _{ро} , кВт	Q _{ро} , кВАр
1	Сірчаноокислотне відділення	1765	0,015	26,4	0,95	25,1	33,3
2	Пічне відділення №1	1135	0,015	17,0	0,95	16,1	21,4
3	Кислотне відділення	1729	0,015	25,8	0,95	24,5	32,6
4	Склад апатиту	1945	0,011	21,3	0,6	12,7	17,1
5	Операційне відділення	2179	0,012	26,1	0,95	24,7	33,0
6	Склад готової продукції	2179	0,005	10,8	0,6	6,4	8,6
7	Цех фторсолей	4555	0,015	68,2	0,95	64,8	86,3
8	Ковальський цех	1864	0,015	27,8	0,85	23,7	31,5
9	Пічне відділення №2	2708	0,015	40,5	0,95	38,5	51,3
10	Цех тукоsumішей	1367	0,012	16,3	0,95	15,5	20,6
11	Ремонтно-механічний цех	990	0,012	11,8	0,85	10,2	13,4
12	Цех суперфосфату	1350	0,015	20,2	0,95	19,2	25,5
13	Компресорна 0,38 кВ	883	0,015	13,2	0,85	11,2	15,0
14	Заводоуправління	1260	0,019	23,8	0,9	21,4	28,6
15	Цех СМС	5520	0,016	88,2	0,95	83,8	111,5
16	Котельня	1909	0,016	30,4	0,85	25,8	34,5
	Освітлення території	73645	0,0022	162,0	1	162,0	215,5
Усього		33330		631,3		587,0	780,7

Повна розрахункова потужність силових та освітлювальних приймачів цеху обчислюється із співвідношення [4]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (1.8)$$

Сумарні розрахункові активні та реактивні навантаження споживачів 0,38 кВ та 10 кВ загалом по комбінату обчислюються підсумовуванням відповідних навантажень цехів. Результати обчислень представлено у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Сумарні розрахункові активні та реактивні навантаження

№	Найменування цеху	Силове навантаження		Освітлювальне навантаження		Силове та освітлювальна навантаження		
		P _p , кВт	Q _p , кВАр	P _{ро} , кВт	Q _{ро} , кВАр	P, кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА
1	Сірчаноокислотне відділення	546	409,5	25,1	33,4	571,1	442,9	722,8
2	Пічне відділення №1	396	297	16,2	21,5	412,2	318,5	520,9
3	Кислотне відділення	300	225	24,6	32,7	324,6	257,7	414,5
4	Склад апатиту	78	101,3	12,8	17,1	90,8	118,4	149,2

5	Операційне відділення	120	90	24,8	33,0	144,8	123,0	190,0
6	Склад готової продукції	150	194,8	6,5	8,7	156,5	203,5	256,8
7	Цех фторсолей	540	405	64,9	86,3	604,9	491,3	779,3
8	Ковальський цех	300	225	23,8	31,6	323,8	256,6	413,1
9	Пічне відділення №2	360	270	38,6	51,3	398,6	321,3	512,0
10	Цех тукосумішей	250	292,3	15,6	20,7	265,6	313,0	410,5
11	Ремонтно-механічний цех	150	175,4	10,1	13,4	160,1	188,8	247,5
12	Цех суперфосфату	680	599,7	19,2	25,6	699,2	625,3	938,0
13	Компресорна 0,38 кВ	200	204	11,2	15,0	211,2	219,0	304,3
14	Заводоуправління	400	300	21,5	28,7	421,5	328,7	534,5
15	Цех СМС	400	506,2	83,9	111,6	483,9	617,8	784,7
16	Котельня	350	262,5	25,9	34,5	375,9	297,0	479,1
	Освітлення території			162,0	215,5	162,0	215,5	269,6
Усього 0,38 кВ		5220	4557,8	587,0	780,7	5807,0	5338,4	7887,9
13	Компресорна 10 кВ	1750	575,2			1750	575,2	1842,1
Усього 10 кВ						1750	575,2	1842,1
Усього		6970	5133,0	587,0	780,7	7557,0	5913,6	9595,8

Обчислимо значення розрахункового навантаження комбінату загалом для вищої напруги. Оптимальну реактивну потужність, яка передається у мережу комбінату з енергосистеми у період максимальних навантажень енергосистеми обчислимо за виразом:

$$Q_{el} = K_{\alpha} \cdot P_p = 0,29 \cdot 7557 = 2191,5 \text{ кВАр}, \quad (1.9)$$

де K_{α} – коефіцієнт, який залежить від напруги живильної лінії, приймаємо його рівним 0,29.

Оскільки трансформатори цехових та головних понижувальних підстанцій ще не вибрані, то приблизно втрати потужності у них обчислимо із співвідношень [2]:

$$\text{- активної} - \Delta P_T = 0,02 \cdot S_p; \quad (1.10)$$

$$\text{- реактивної} - \Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p, \quad (1.11)$$

де S_p – повна розрахункова потужність приймачів до 1000 В.

Відтак, для цехових трансформаторів отримаємо:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p = 0,02 \cdot 7887,9 = 157,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p = 0,1 \cdot 7887,9 = 788,8 \text{ кВАр}.$$

Обчислимо орієнтовну потужність компенсувальних пристроїв необхідну для встановлення на заводі у цілому:

$$Q_{\text{кy}} = Q_p'' - Q_{\text{el}}; \quad (1.12)$$

$$Q_p'' = \sum Q_p + \sum Q_p' + Q_{\text{po}} + Q_T = 5338,4 + 572,2 + 780,7 + 788,8 = 7483,1 \text{ кВАp};$$

$$Q_{\text{кy}} = 7483,1 - 2191,5 = 5291,6 \text{ кВАp},$$

де $\sum Q_p$ – сумарне реактивне навантаження споживачів до 1000 В; $\sum Q_p'$ – сумарне реактивне навантаження споживачів 10 кВ; Q_{po} – сумарне реактивне навантаження освітлення; ΔQ_T – втрати реактивної потужності у трансформаторах.

Для обчислення некомпенсованої потужності на шинах 10 кВ ГПП або ГРП скористаємося виразом:

$$Q = Q_{\text{p}\Sigma} - Q_{\text{кy}}, \quad (1.13)$$

де $Q_{\text{кy}}$ – потужність компенсуючих пристроїв; $Q_{\text{p}\Sigma}$ – розрахункова реактивна потужність заводу, приведена до шин 10 кВ ГПП з урахуванням коефіцієнта різночасності максимумів силового навантаження 0,95:

$$Q_{\text{p}\Sigma} = (\sum Q_p + \sum Q_p') \cdot K_{\text{pm}} + Q_{\text{po}} + \Delta Q_T = (5338,4 + 575,2) \cdot 0,95 + 780,7 + 788,8 = 7187,42 \text{ кВАp};$$

$$Q = Q_{\text{p}\Sigma} - Q_{\text{кy}} = 7187,42 - 5291,6 = 1895,82 \text{ кВАp}.$$

У якості компенсувальних пристроїв приймаємо батареї статичних конденсаторів. Обчислимо втрати у них:

$$\Delta P_{\text{кy}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{кy}}, \quad (1.14)$$

де $P_{\text{уд}}$ – питомі втрати активної потужності, які становлять 0,2 % (0,002 кВт/кВАp) від $Q_{\text{кy}}$:

$$\Delta P_{\text{кy}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{кy}} = 0,002 \cdot 5291,6 = 10,58 \text{ кВт}.$$

Загальну активну потужність з урахуванням втрат у компенсувальних пристроях, визначимо з виразу [3]:

$$P = P_{\text{p}\Sigma} + \Delta P_{\text{кy}}, \quad (1.15)$$

де $\Delta P_{\text{кy}}$ – втрати активної потужності компенсувальних пристроїв; $P_{\text{p}\Sigma}$ – розрахункова активна потужність заводу, приведена до шин 10 кВ ГПП з урахуванням коефіцієнта різночасності максимумів силових навантажень.

$$P_{\text{p}\Sigma} = (\sum P_p + \sum P') \cdot K_{\text{pm}} + \sum P_{\text{po}} + \Delta P_T = (5220 + 1750) \cdot 0,95 + 587 + 157,7 = 7366,2 \text{ кВт};$$

$$P = P_{p\Sigma} + \Delta P_{\text{ку}} = 7366,2 + 10,58 = 7376,78 \text{ кВт},$$

де ΣP_p – сумарне активне навантаження споживачів до 1000 В; ΣP_p – сумарне активне навантаження споживачів 10 кВ; ΣP_{p0} – сумарне розрахункове освітлювальне навантаження; ΔP_t – втрати активної потужності в трансформаторі.

Обчислюємо розрахункове навантаження на шинах 10 кВ ГПП з урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$S'_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{7376,78^2 + 1895,82^2} = 7616,49 \text{ кВА. м (1.16)}$$

Припустимо, що на заводі буде передбачена ГПП. Втрати потужності в трансформаторах ГПП орієнтовно визначимо за виразами:

$$\text{- активної - } \Delta P'_t = 0,02 \cdot S'_p = 0,02 \cdot 7616,49 = 152,32 \text{ кВт};$$

$$\text{- реактивної - } \Delta Q'_p = 0,1 \cdot S'_p = 0,1 \cdot 7616,49 = 761,65 \text{ кВАр.}$$

Повна розрахункова потужність заводу на стороні вищої напруги ГПП:

$$\begin{aligned} S_p &= \sqrt{(P + \Delta P'_t)^2 + (Q + \Delta Q'_p)^2} = \\ &= \sqrt{(7376,78 + 152,32)^2 + (1895,82 + 761,65)^2} = 7984,33 \text{ кВА. (1.17)} \end{aligned}$$

1.3 Обчислення центру електричних навантажень

Для створення надійної та економічно обґрунтованої системи електропостачання підприємства, трансформаторні підстанції, потрібно розташовувати у центрах електричних навантажень. Це дає змогу скоротити протяжність мереж вторинної напруги, зменшити втрати енергії та відхилення напруги і як наслідок зменшується зона аварій та здешевлюється подальший розвиток електропостачання у міру зростання виробництва. РП та інші комутаційні вузли, на яких немає перетворення енергії, вигідніше розміщувати не у центрі, а на межі ділянок мережі, які ними живляться таким чином, щоб не було зворотних перетоків енергії.

При рівномірно розподіленому навантаженні рекомендується застосовувати метод, який використовує положення теоретичної механіки та дозво-

ляє визначити центр електричного навантаження підприємства. Для цього потрібно провести аналогію між масами та електричними навантаженнями, а координати їхнього центру визначити за формулами:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (1.18)$$

де x_i, y_i – координати центру електричного навантаження i -го цеху.

Можна прийняти, що навантаження рівномірно розподілено по площі цеху, отже, центр електричного навантаження i -го цеху збігається із центром тяжкості фігури, яка зображує цех на генеральному плані промислового підприємства. Таким чином, місце розташування ГПП має збігатися із центром електричних навантажень, при необхідності із деяким зміщенням у бік джерела живлення.

Визначимо центр електричних навантажень. Для цього на генплан наносимо координати центрів електричних навантажень кожного цеху (рис. 1.2). Визначимо радіус кіл активних навантажень, виходячи з масштабу генплану (приймаємо для найменшого навантаження, що дорівнює 6,5 кВт (цех № 6), радіус $r = 2$ мм) [2]:

$$m = \frac{P_p + P_{po}}{\pi \cdot r_4^2} = \frac{6,5}{3,14 \cdot 2^2} = 0,5 \text{ кВт} / \text{мм}^2.$$

Приймаємо масштаб $m = 0,5 \text{ кВт} / \text{мм}$. Масштаб незмінний для усіх цехів.

Визначаємо радіус для найбільшого навантаження при прийнятому масштабі:

$$r_{10} = \sqrt{\frac{P_p + P_{po}}{\pi \cdot m_4}} = \sqrt{\frac{1750}{3,14 \cdot 0,5}} = 33,4 \approx 33 \text{ мм}. \quad (1.19)$$

Виконання картограми у такому масштабі можливе, тому залишаємо цей масштаб.

Кут сектора (α) обчислюємо із співвідношення активних розрахункових ($P_p + P_{po}$) та освітлювальних навантажень (P_{po}) цехів:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{P_p + P_{po}} \quad (1.20)$$

Здійснимо обчислення параметрів картограми для цеху № 1 [1]:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_p + P_{po}}{\pi \cdot m_4}} = \sqrt{\frac{571,1}{3,14 \cdot 0,5}} = 19,1 \text{ мм};$$

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{P_p + P_{po}} = \frac{360 \cdot 25,1}{571} = 15,84.$$

Результати обчислень для цеху № 1 заносимо до таблиці 1.4. Обчислення для інших цехів робимо аналогічно та заповнюємо таблицю.

Таблиця 1.4 – Визначення центрів електричних навантажень

№ по г. п.	Назва цеху	P _{р_{сум}} , кВт	P _{ро} , кВт	г, мм	α, град	х, м	у, м	P _{р_{сум}} х	P _{р_{сум}} у
Споживачі енергії 0,38 кВ									
1	Сірч.-не відділення	571,2	25,2	19,1	15,84	127,5	207,0	72820	118225
2	Пічне відділення №1	412,3	16,3	16,2	14,11	168,0	196,5	69243	80989
3	Кислотне відділення	324,7	24,5	14,4	27,31	207,0	201,0	67197	65249
4	Склад апатиту	90,9	12,7	7,6	50,85	240,0	205,5	21799	18666
5	Операційне відділення	144,9	24,9	9,6	61,72	295,5	216,0	42797	31283
6	Склад готової продукції	156,6	6,6	10,0	15,03	355,5	54,0	55648	8453
7	Цех фторсолей	604,8	64,8	19,6	38,62	76,5	111,0	46274	67143
8	Ковальський цех	323,7	23,7	14,4	26,41	295,5	74,5	95669	24120
9	Пічне відділення №2	398,5	38,5	15,9	34,86	254,5	87,0	101445	34678
10	Цех тукосумішей	265,5	15,5	13,0	21,14	120,0	79,5	31871	21115
11	Ремонтно-механічний	160,2	10,2	10,1	22,71	349,5	210,0	55954	33621
12	Цех суперфосфату	699,3	19,3	21,1	9,90	204,0	31,5	142644	22026
13	Компресорна 0,38 кВ	211,3	11,3	11,6	19,16	135,0	19,5	28518	4119
14	Заводууправління	421,6	21,6	16,4	18,40	415,0	142,0	174942	59860
15	Цех СМС	483,8	83,8	17,6	62,42	29,0	87,0	14033	42100
16	Котельня	375,8	25,8	15,5	24,85	207,0	96,0	77821	36091
Споживачі енергії 10 кВ									
13	Компресорна 10 кВ	1750,0	-	33,4	-	135	19,5	236250	34125
	РАЗОМ	7395						841014	504047

Навантаження у вигляді кіл наносимо на генплан, у колі виділяємо сектор освітлювального навантаження. Навантаження 0,4 кВ наносяться суцільною лінією, 10 кВ – пунктирною.

Для визначення координат центру активних електричних навантажень скористаємося виразами:

$$x_A = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{841014}{7395} = 113,73 \text{ м};$$

$$y_A = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{504047}{7395} = 68,16 \text{ м.}$$

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України та через конфіденційність інформації

Рисунок 1.2 – Центри електричних навантажень хімічного заводу

Головну понижувальну та цехові підстанції слід розташовувати якомога ближче до центру навантажень, оскільки це дає змогу наблизити високу напругу до центру споживання електричної енергії і значно скоротити протяжність, як розподільних мереж високої напруги заводу, так і цехових електричних мереж низької напруги, зменшити витрати провідникового матеріалу та знизити втрати електричної енергії.

Оскільки центр електричних навантажень потрапляє у розташування цеху тукосумішей, то ГПП зміщується у бік джерела живлення.

2 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ РАЦІОНАЛЬНОЇ НАПРУГИ МЕРЕЖІ

Оскільки на проєктованому хімічному заводі переважають споживачі першої та другої категорій, то для зовнішнього електропостачання передбачимо дві незалежні лінії електропостачання. Живлення комбінату здійснюється від під станції енергосистеми, де встановлено два триобмоткові трансформатори 110/35/10 кВ потужністю 40 МВА. Трансформатори працюють окремо, довжина живильної лінії $l = 10$ км.

Напруга мережі залежить від потужності, яка передається, та відстані, на яку передають електричну енергію. Її вибирають виходячи із отриманої потужності підприємства приведені до шин вищої напруги ГПП та протяжності лінії. Чим більше потужність, яка передається лінією, і відстань, на яку її передають, тим вище за технічними та економічними нормами має бути номінальна напруга електропередачі.

Номінальну напругу можна приблизно оцінити за пропускнуою спроможністю ліній 35 – 500 кВ, за кривими, які характеризують економічно доцільні області застосування зазначених мереж, або аналітично, наприклад, за формулою Стілла [7]:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 16P}, \quad (2.1)$$

або

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l} \quad (2.2)$$

Обчислимо раціональне значення напруги ліній живлення:

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l} = 16 \cdot \sqrt[4]{7,5291 \cdot 10} = 47,13 \text{ кВ},$$

де P – активна потужність заводу загалом, приведена до шин вищої напруги

$$P + \Delta P'_T = 7376,78 + 152,32 = 7529,1 \text{ кВт} = 7,5291 \text{ МВт};$$

l – довжина лінії живлення.

Виберемо два найближчих за шкалою номінальних значення напруги – 35 та 110 кВ, далі для вибору оптимальної напруги зовнішнього електропо-

стачання зробимо техніко-економічні обчислення двох варіантів схем із різною напругою ліній живлення. Живильні лінії виконуються повітряними, оскільки комбінат знаходиться від джерела живлення на значній відстані.

Варіанти схем зовнішнього електропостачання хімічного заводу представлено на рисунках 2.1а та 2.1б.

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України та через конфіденційність інформації

а)

б)

Рисунок 2.1 – Варіанти схем зовнішнього електропостачання заводу

Найвигідніший варіант схеми електропостачання хімічного заводу вибираємо за умовою мінімальних приведених витрат, які обчислюються за виразом:

$$Z = E_n \cdot K_\Sigma + B_\Sigma \rightarrow \min, \quad (2.3)$$

де K_Σ , B_Σ – відповідно капітальні витрати та щорічні витрати у розглянутих варіантах схем електропостачання промислових підприємств; E_n – норматив-

ний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень ($E_n = 0,15$).

Далі обчислюємо кожен із прийнятих варіантів.

Визначимо номінальну потужність трансформаторів за умовою [8]:

$$S_{\text{TH}} \geq \frac{S_p}{n \cdot 0,7} = \frac{7984,33}{2 \cdot 0,7} = 5703,09 \text{ кВА}, \quad (3.4)$$

де S_p – повна розрахункова потужність комбінату на стороні вищої напруги ГПП; n – число встановлених трансформаторів.

Приймаємо для встановлення два трансформатори ТМН-4000/110 або ТМН-4000/35 з номінальною потужністю 4000 кВА кожен. Обчислюємо завантаження трансформаторів:

- у нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{TH}}} = \frac{5703,09}{2 \cdot 4000} = 0,71; \quad (3.5)$$

- у післяаварійному режимі (один трансформатор вимкнено):

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{TH}}} = \frac{5703,09}{4000} = 1,42 \quad (3.6)$$

Технічні дані трансформаторів представлено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічні параметри трансформаторів

Тип	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$			$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$I_{\text{xx}}, \%$	$U_{\text{к}}, \%$			Ціна, тис. грн
	ВН	СН	НН					ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	115	38,5	11	40	30	200	0,23	10,5	17,5	6,5	29745
ТМН-4000/110	115	–	11	6,3	10	44	1,0	10,5	–	–	8453
ТМН-4000/35	35	–	11	6,3	5,6	33,5	0,8	7,5	–	–	5848

2.1 Варіант схеми №1 при напрузі 35 кВ

Живильні лінії виконуємо дротом марки АС. Розрахунковий струм лінії буде становити:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{7984,33}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 65,93 \text{ А}. \quad (3.7)$$

Максимальний робочий струм у післяаварійному режимі, буде [9]:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{7984,33}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 131,8 \text{ А.} \quad (3.8)$$

Обчислимо значення перерізу проводів лінії за економічною густиною струму. Значення економічної густини струму нормують залежно від конструктивного виконання ліній, матеріалу проводу, тривалості використання найбільшого навантаження. Дріт сталевалюмінієвий не ізолюваний, $T_{\max} = 7500$ год для хімічної промисловості, відповідно $j_e = 1,3$:

$$F_e = \frac{I_p}{j_e} = \frac{65,93}{1,3} = 50,71 \text{ мм}^2, \quad (3.9)$$

де j_e – економічна густина струму; I_p – максимальний робочий струм у нормальному режимі.

Приймаємо переріз $F_e = 50 \text{ мм}^2$, провід АС-50. Вибраний переріз перевіряємо за технічними умовами:

- допустимим нагріванням струмом навантаження у післяаварійному режимі;
- за умов утворення корони (лише для ліній вище 35 кВ);
- механічною міцністю.

Для виконання зазначених вимог обрані перерізи повинні задовольняти наступні умови:

$$I_{\text{п/ав.макс}} \leq I_{\text{доп}}, \quad 131,86 \leq 10; \quad (3.10)$$

$$F \geq F_{\text{к min. доп}}; \quad (3.11)$$

$$F \geq F_{\text{мех min. доп}}, \quad 50 \text{ мм}^2 \geq 50 \text{ мм}^2. \quad (3.12)$$

Мінімальний допустимий переріз проводу за умовами механічної міцності $F_{\text{мех min. доп}}$ вибираємо за довідниковими даними, виходячи з умови – стінки ожеледиці 15 мм у прольотах ПЛ в місцях перетину із залізницями.

Здійснимо попередній вибір за номінальними даними головних Q1 та Q2 вимикачів, які встановлені на ГПП та Q3 і Q4. Приймаємо елегазовий

вимикач ВГТ-35-50, номінальною напругою $U_{\text{НОМ}} = 35$ кВ та номінальним струмом $I_{\text{нв}} = 3150$ А та номінальним струмом відмикання $I_{\text{в}} = 12,5$ кА.

Під час визначення капітальних витрат використовуємо укрупнені показники вартості електрообладнання з урахуванням коефіцієнта подорожчання.

Сумарні капіталовкладення на спорудження зовнішнього електропостачання (лінія ПЛ та ГПП), обчислимо відповідно до виразу та зводимо у таблицю 2.2:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{тр}} + K_{\text{рп}} + K_{\text{л}}, \quad (3.13)$$

де $K_{\text{тр}}$ – вартість комірок трансформаторів; $K_{\text{рп}}$ – вартість комірок розподільчих пристроїв; $K_{\text{л}}$ – вартість спорудження лінії.

Таблиця 2.1 – Сумарні капіталовкладення

№ п/п	Найменування витрат	Вартість, тис.грн	Кількість, шт	Сума, тис. грн
1	Вартість осередку вимикача 35 кВ	2100	4	8400
2	Вартість комірки трансформатора 4000/35	3900	2	7800
3	Вартість ПЛ 35 кВ	870/1 км	10 км	8700
РАЗОМ				24900

Для переходу на ціни 2026 року використовуємо індекс перерахунку рівний 9,479, відтак $K = 24900 \cdot 10,29 = 256221$ тис. грн.

З урахуванням територіального коефіцієнта подорожчання західного регіону України, який рівний 1,4 отримаємо $K = 256221 \cdot 1,4 = 358709,4$ тис.грн.

Щорічні витрати виробництва визначимо за відповідними значеннями амортизаційних відрахувань $B_{a\Sigma}$, вартості втрат електроенергії $B_{e\Sigma}$ та витрат на ремонт та експлуатацію $B_{\text{тс}}$ [10]:

$$B_{\Sigma} = B_{a\Sigma} + K_{\text{тс}} + K_{e\Sigma}, \quad (3.14)$$

Амортизаційні відрахування знайдемо за нормами амортизації p_a у частках одиниці від капіталовкладень:

$$B_a = p_a \cdot K, \quad (3.15)$$

де p_a – норма амортизації визначається як:

$$p_a = \frac{1}{T_{\text{кв}}}. \quad (3.16)$$

Відтак, амортизаційні відрахування будуть становити:

$B_{a\Sigma} = p_{ал} \cdot K_{л} + p_{ат} \cdot K_{т} + p_{ав} \cdot K_{в} = 0,05 \cdot 8700 + 0,05 \cdot 7800 + 0,066 \cdot 8400 = 1379,4$ тис. грн,
де $K_{л}$, $K_{т}$, $K_{в}$, – капітальні витрати на спорудження ПЛ, капітальні витрати на трансформатори, капітальні витрати на вимикачі, відповідно.

Витрати на експлуатацію обчислимо за нормативними відрахуваннями $p_{е.в}$ у частках одиниці від капіталовкладень:

$$B_{т} = p_{е.в} \cdot K, \quad (3.17)$$

де $p_{е.в}$ – норма відрахувань у % від капіталовкладень.

Відтак, витрати на ремонт та експлуатацію будуть становити:

$$B_{т\Sigma} = p_{е.рл} \cdot K_{л} + p_{е.рл} \cdot K_{в} = 0,008 \cdot 8700 + 0,059 \cdot 7800 + 0,059 \cdot 8400 = 1025,4 \text{ тис. грн.}$$

Вартість річних втрат електроенергії обчислимо за виразом:

$$B_{е\Sigma} = B_{е} \cdot \Delta W_{\Sigma} = B_{е} \cdot (\Delta W_{л} + \Delta W_{т}), \quad (3.18)$$

де $B_{е}$ – вартість 1 кВт електроенергії для споживачів рівна 2,64 грн; $\Delta W_{л}$ – річні втрати активної потужності у лініях; $\Delta W_{т}$ – річні втрати потужності у трансформаторах.

Річні втрати енергії в лініях електропередач [11]:

$$\Delta W_{л} = R \cdot \frac{S_p^2}{U^2} \cdot \tau_{\max} = \frac{r_0 \cdot L}{n} \cdot \frac{S_p^2}{U^2} \cdot 10^3 \cdot \tau_{\max}, \quad (3.19)$$

де r_0 – питомий опір проводу АС-50, який становить 0,592 Ом/км; n – кількість кіл; S – розрахункова потужність; U – номінальна напруга; $\tau_{\max}$ – час використання максимуму втрат.

Обчислимо час використання максимуму втрат:

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{7500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 6691,5 \text{ год.} \quad (3.20)$$

Обчислимо втрати енергії у лініях електропередач:

$$\Delta W_{л} = \frac{0,592 \cdot 10}{2} \cdot \frac{7,97313^2}{35^2} \cdot 10^3 \cdot 6691,5 = 1027866,69 \text{ кВт / год.}$$

Втрати у трансформаторах $\Delta W_{т}$ визначимо за номінальними даними трансформатора:

$$\Delta W_T = n \cdot P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{нт}} \right)^2 \cdot \tau_{\max}, \quad (3.21)$$

де P_{xx} – втрати неробочого ходу трансформатора; $P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора; n – кількість трансформаторів встановлених на ГПП; S_p – розрахункова потужність приведена до шин високої напруги ГПП $S_{нт}$ – номінальна потужність трансформатора.

$$\Delta W_T = 2 \cdot 5,6 \cdot 8760 + \frac{1}{2} 33,5 \cdot \left(\frac{7973,13}{4000} \right)^2 \cdot 6691,5 = 543435,89 \text{ кВт/год.}$$

Обчислюємо вартість річних втрат електроенергії у лініях та трансформаторах:

$$B_{\Sigma} = 2,58 \cdot (1027866,69 + 543435,89) = 4053,9 \text{ тис. грн/рік.}$$

Обчислюємо сумарні щорічні витрати:

$$B_{\Sigma} = 1379,4 + 1025,4 + 4053,9 = 6458,7 \text{ тис. грн/рік.}$$

Обчислюємо приведені витрати:

$$З = 0,15 \cdot 358709,4 + 6458,7 = 60265,11 \text{ тис. грн.}$$

2.2 Варіант схеми №2 при напрузі 110 кВ

Здійснимо обчислення другого варіанту зовнішнього електропостачання комбінату для напруги $U_n = 110$ кВ. Живильні лінії виконуємо дротом марки АС. Обчислюємо струм лінії [10]:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = \frac{7984,33}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 20,9 \text{ А.}$$

Максимальний робочий струм у післяаварійному режимі:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = \frac{7984,33}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 41,95 \text{ А.}$$

Обчислюємо переріз проводів лінії:

$$F_e = \frac{20,9}{1,3} = 16,07 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо перетин $F_c = 70 \text{ мм}^2$, провід АС-70. Вибраний перетин перевіряємо за технічними умовами:

Здійснимо попередній вибір за номінальними даними головних Q1 та Q2 вимикачів, які встановлені на ГПП та Q3 і Q4. Вибираємо вимикач електричний газовий колонковий ВГТ-110, з номінальною напругою $U_{\text{нв}} = 126 \text{ кВ}$, номінальний струм $I_{\text{нв}} = 2000 \text{ А}$, номінальний струм відключення $I_{\text{вимк.н}} = 40 \text{ кА}$.

Під час визначення капітальних витрат використовуємо укрупнені показники вартості електрообладнання з урахуванням коефіцієнта подорожчання на 2026 рік [11].

Усі обчислення було здійснено аналогічно до першого варіанту. Результати обчислень представлено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Сумарні капіталовкладення

№п/п	Найменування витрат	Вартість, тис.грн	Кількість, шт	Сума, тис.грн
1	Вартість комірки вимикача 110 кВ	6300	4	25200
2	Вартість комірки трансформатора 4000/110	7300	2	14600
3	Вартість ПЛ 110 кВ	1100 / 1 км.	10 км.	11000
РАЗОМ				50800

Для переведення цін, використовуємо індекс перерахунку рівний 10,29, тоді $K = 50800 \cdot 10,29 = 522732 \text{ тис.грн}$.

З урахуванням територіального коефіцієнта подорожчання регіону західної України рівного 1,4, отримаємо $K = 522732 \cdot 1,4 = 731824,8 \text{ тис.грн}$.

Амортизаційні відрахування будуть становити:

$$B_{a\Sigma} = 0,05 \cdot 11000 + 0,05 \cdot 14600 + 0,066 \cdot 25200 = 2943,2 \text{ тис. грн.}$$

Обчислюємо витрати на ремонт та експлуатацію:

$$B_{\text{т}\Sigma} = 0,008 \cdot 11000 + 0,059 \cdot 14600 + 0,059 \cdot 25200 = 2436,2 \text{ тис. грн.}$$

Обчислюємо втрати енергії у лініях:

$$\Delta W_{\text{л}} = \frac{0,420 \cdot 10}{2} \cdot \frac{8,8929^2}{110^2} \cdot 10^3 \cdot 6691,5 = 91842,61 \text{ кВт / год.}$$

Втрати у трансформаторах $\Delta W_{\text{т}}$ визначимо за номінальними даними трансформатора:

$$\Delta W_t = 2 \cdot 10 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot \left(\frac{8892,9}{6300} \right)^2 \cdot 6691,5 = 468526,9 \text{ кВт год/рік.}$$

Обчислюємо вартість річних втрат електроенергії у лініях та трансформаторах:

$$B_{e\Sigma} = 2,58 \cdot (91842,61 + 468526,9) = 1445,75 \text{ тис. грн/рік.}$$

Сумарні щорічні витрати становитимуть [7]:

$$B_{\Sigma} = 2943,2 + 2436,2 + 1445,75 = 6825,15 \text{ тис. грн/рік.}$$

Обчислюємо приведені витрати:

$$Z = 0,15 \cdot 731824,8 + 6825,15 = 116598,87 \text{ тис. грн.}$$

Результати обчислень першого та другого варіанту зведемо у таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати техніко-економічного порівняння варіантів

Найменування показника	Варіант	
	I	II
Капітальні витрати, тис.грн	358709,4	731824,8
Щорічні відрахування на амортизацію, ремонт та обслуговування, тис. грн	2404,8	5379,4
Втрати енергії ΔW , тис. кВт·год/рік	1571,3	560,37
Вартість річних втрат електроенергії, B_e , тис. грн	4053,9	1445,75
Сумарні щорічні витрати, B_{Σ} , тис.грн/рік	6458,7	6825,15
Приведені витрати, Z , тис.грн/рік	60265,11	116598,87

За результатами обчислень та проведеного аналізу, техніко-економічного порівняння кількох варіантів мережі зовнішнього електропостачання хімічного заводу мінеральних добрив, віддамо перевагу першому варіанту із номінальною напругою 35 кВ, як найменш витратного.

3 РОЗРАХУНОК АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ

3.1 Вибір трансформаторів цехових підстанцій

Основним призначенням цехових трансформаторних підстанцій є прийом електричної енергії на напрузі 35 кВ, зниження її рівня до напруги 0,4 кВ. Цехові трансформаторні підстанції можуть розміщуватися у багатоцільових цехах – внутрішньоцехові, можуть бути вбудовані у контур будівлі, але при цьому мати можливість викочування трансформатора назовні, можуть бути прибудовані до будівлі, можуть бути розташовані окремо на території підприємства.

Беручи до уваги географічне розташування цехів, значення навантажень, категорію споживачів електричної енергії та для уніфікації або розмірів трансформаторів об'єднаємо навантаження кількох цехів для встановлення однієї трансформаторної підстанції.

Орієнтовний вибір числа та потужності цехових трансформаторів зробимо за питомою густиною навантаження [12]:

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}, \quad (3.1)$$

де S_p – розрахункове навантаження цеху; F – площа цеху.

При $\sigma_n = 0,2$ кВА/м² доцільно застосовувати трансформатори до 1600 кВА. При $\sigma_n = 0,2 - 0,5$ кВА/м² застосовують трансформатори потужністю 1600 кВА. При $\sigma_n > 0,5$ застосовують трансформатори потужністю 1600 – 2500 кВА.

Мінімальна кількість цехових трансформаторів однакової потужності для живлення технологічно пов'язаних навантажень, обчислюється так:

$$N_{\min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \quad (3.2)$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора; ΔN – добавка до найближчого цілого числа; P_p – розрахункове активне навантаження на шинах ТП.

Оптимальна кількість трансформаторів:

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m, \quad (3.3)$$

де m – додатково встановлені трансформатори.

Представимо обчислення для сірчаноокислотного відділення цех №1 та пічного відділення № 1 цех № 2:

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F} = \frac{722,8 + 520,9}{1764 + 1134} = 0,43.$$

Виходячи з розмірів цеху і зважаючи на те, що джерело живлення рекомендується якомога ближче наближати до споживача (навантаження). Приймаємо трансформатори 400 кВА. Мінімальна кількість цехових трансформаторів [16]:

$$N_{\text{min}} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N = \frac{983,3}{0,7 \cdot 400} + 0,49 = 4.$$

Оптимальна кількість трансформаторів буде:

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m = 4 + 0 = 4$$

Обчислення для інших цехів здійснюємо аналогічно, а результати заносимо до таблиці 3.1.

Визначимо номінальні потужності цехових трансформаторів за розрахунковою потужністю виходячи з раціонального завантаження в нормальному режимі та післяаварійному режимах за виразом:

Таблиця 3.1 – Обчислення густини навантажень та оптимальної кількості трансформаторів

№	Найменування цеху	F, м ²	S _p , кВА	σ _n , кВА/м ²	N _{min} , шт	N _{опт} , шт	Тип трансф.
1	Сірчаноокислотне відділення, пічне відділення № 1	2898	1243,7	0,43	4	4	400 кВА
2	Кислотне відділення, склад апатиту, операційне відділення	5850	753,7	0,13	4	4	250 кВА
3	Склад готової продукції, ковальський цех	4041	669,8	0,17	3	3	250 кВА
4	Цех фторсолей, цех СМС	10074	1564,0	0,16	4	4	400 кВА
5	Пічне відділення № 2, котельня	4617	991,2	0,21	4	4	250 кВА
6	Цех тукоsumішей, компресорна 0,38 кВ	2250	714,7	0,32	3	3	250 кВА
7	Ремонтно-механічний, заводоуправління	2250	782,2	0,35	2	2	400 кВА
8	Цех суперфосфату	1350	938,0	0,69	3	4	250 кВА

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_p}{N_{\text{опт}} \cdot K_3}, \quad (3.4)$$

Коефіцієнт завантаження для нормального та аварійного режиму визначимо за виразом:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{ном.т}}}. \quad (5.5)$$

Одночасно із визначенням потужності та кількості трансформаторів цехових ТП визначимо величину реактивної потужності, яку економічно доцільно передавати через трансформатори у мережу до 1000 В за формулою:

$$Q_{\text{мах.т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2}. \quad (3.6)$$

Сумарна потужність конденсаторних батарей на напругу до 1000 В становить:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{мах.т}}, \quad (3.7)$$

Додаткова потужність $Q_{\text{нк2}}$ для цієї групи трансформаторів обчислюється за формулою:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (3.8)$$

Сумарна потужність НБК цеху обчислюється як [16]:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} \cdot Q_{\text{нк2}}. \quad (3.9)$$

Здійснимо обчислення для цехів № 1 та № 2.

Обчислимо номінальну потужність трансформаторів:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_p}{N_{\text{опт}} \cdot K_3} = \frac{1243,6}{4 \cdot 0,7} = 444,2 \text{ кВА}.$$

Приймаємо для встановлення дві двотрансформаторні підстанції (ТП1, ТП2) із трансформатором ТСЗЛ-400/10 номінальною потужністю 400 кВА.

Перевіримо цей вибір за коефіцієнтом завантаження у нормальному та аварійному режимах (один із трансформаторів вимкнено):

- нормальний режим:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{1243,6}{4 \cdot 400} = 0,78;$$

- аварійний режим

$$K_{\text{за}} = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{1243,6}{2 \cdot 400} = 1,55.$$

Вибрані трансформатори не задовольняють умові нормального режиму $K_3 = 0,65 - 0,7$ та аварійного режиму $K_3 \leq 1,4$. Приймаємо додатково до встановлення однострансформаторну підстанцію із аналогічним трансформатором.

Для інших цехів розрахунків здійснюємо аналогічно. Результати зведемо до таблиці 3.2.

Обчислюємо найбільшу реактивну потужність:

$$Q_{\text{max.т}} = \sqrt{(5 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 983,3^2} = 996,6 \text{ кВАр}$$

Сумарна потужність конденсаторних батарей становить:

$$Q_{\text{нк1}} = 761,4 - 996,6 = -235,2 \text{ кВАр}.$$

Оскільки $Q_{\text{нк1}} < 0$ приймаємо $Q_{\text{нк1}} = 0$.

Додаткова потужність $Q_{\text{нк2}}$ батарей конденсаторів для цієї групи трансформаторів становить:

$$Q_{\text{нк2}} = 442,9 - 0 - 0,65 \cdot 5 \cdot 400 = -245,2 \text{ кВАр}.$$

Оскільки $Q_{\text{нк2}} < 0$ приймаємо $Q_{\text{нк2}} = 0$

Сумарну потужність батарей конденсаторів цеху визначимо як [12]:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}} = 0 + 0 = 0.$$

Оскільки потужність конденсаторних батарей не велика, то будемо розглядати установку високовольтних батарей конденсаторів на шини ГПП класу напруги 10 кВ. Для інших ТП обчислення робимо аналогічно.

Таблиця 3.2 – Розрахункові дані цехових трансформаторних підстанцій

Найменування цеху	$S_{\text{ном.т}}$, кВА	S_t , кВА	$N_{\text{опт}}$, шт	$N_{\text{прій}}$, шт	K_3	$K_{3н}$	$K_{\text{за}}$	$Q_{\text{max.т}}$, кВАр	$Q_{\text{нк1}}$, кВАр	$Q_{\text{нк2}}$, кВАр	$Q_{\text{нк}}$, кВАр
Сірчанокислотне відділення, пічне відділення №1	444,2	400	4	5	0,7	0,62	1,24	996,5	-235,1	-538,5	0
Кислотне відділення, склад апатиту, операційне відділення	269,2	250	4	5	0,7	0,60	1,21	672,1	-173,1	-313,3	0
Склад готової продукції, ковальський цех	248,1	250	3	3	0,9	0,89	–	474,2	-14,1	-27,3	0

Цех фторсолей, цех СМС	558,6	400	4	6	0,7	0,65	1,30	1364	-575,6	-3171,6	0
Пічне відділення №2, котельня	317,7	250	4	5	0,7	0,71	1,42	595,1	14,8	-217,3	14,9
Цех тукоsumішей, компресорна 0,38 кВ	340,4	250	3	4	0,7	0,71	1,43	512,4	19,4	-137,4	19,5
Ремонтно-механічний, завод управління	434,4	400	2	3	0,9	0,65	–	910,0	-392,4	-262,4	0
Цех суперфосфату	335,0	400	3	4	0,7	0,59	1,17	874,8	-249,5	-414,6	0

Оскільки $Q_{\text{нк1}} < 0$ то встановлення низьковольтних батарей конденсаторів не доцільною. Розрахунок компенсації реактивної потужності за 10 кВ наведемо надалі. Технічні характеристики вибраних трансформаторів наведено у таблиці 3.3. Для всіх ТП приймаємо сухі трансформатори типу ТСЗЛ Запорізького заводу силових трансформаторів.

Таблиця 3.3 – Технічні дані трансформаторів

Потужність, кВА	Номинальна напруга, кВ		Схема та група з'єднання	Втрати, кВт		Напруга короткого замикання $U_{\text{кз}}$, %	Струм неробочого ходу $I_{\text{хх}}$, %
	ВН	НН		$P_{\text{хх}}$	$P_{\text{кз}}$		
250	10	0,4	Д/УН-11	0,75	3,7	6,0	1,0
400	10	0,4	Д/УН-11	1,15	5,7	6,0	1,0

Сумарну розрахункову потужність високовольтних батарей конденсаторів для підприємства визначимо з умови балансу реактивної потужності:

$$Q_{\text{вк}} = \sum Q_{\text{р.в}} + \sum Q_{\text{р.ц}} - \sum Q_{\text{нкф}} + \sum \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{сд.н}} - Q_{\text{ел}}, \quad (3.10)$$

де $Q_{\text{р.в}}$ – розрахункове реактивне навантаження на шинах 10 кВ; $Q_{\text{р.ц}}$ – найбільше розрахункове навантаження цехових ТП; $Q_{\text{нкф}}$ – фактична прийнята потужність батарей конденсаторів; $\Delta Q_{\text{цт}}$ – сумарні реактивні втрати у цеховому трансформаторі при його коефіцієнті завантаження із урахуванням компенсації та у трансформаторах ГПП; $Q_{\text{сд.н}}$ – потужність СД; $Q_{\text{ел}}$ – вхідна реактивна потужність, задана енергосистемою на шинах 35 кВ.

Сумарні реактивні втрати у цехових трансформаторах обчислимо так:

$$\sum \Delta Q_{\text{цт}} = \sum n \cdot \Delta Q_{\text{цт}}, \quad (3.11)$$

де n – кількість однотипних цехових трансформаторів із однаковим коефіцієнтом завантаження.

Для обчислення генерованої реактивної потужності синхронними двигунами будемо вважати, що у компресорній встановлено два синхронні двигуни СДН-14-59-6 із такими номінальними даними: 1000 об/хв; $P_{\text{ном}} = 1250$ кВт; $Q_{\text{ном}} = 645$ кВАр; коефіцієнти $D_1 = 6,77$ кВт; $D_2 = 6,98$ кВт.

Обчислюємо сумарну реактивну потужність:

$$Q_{\text{сд}} = K_{\text{сд}} \cdot Q_{\text{ном.сд}} \cdot n = 0,7 \cdot 645 \cdot 2 = 903 \text{ кВАр.} \quad (3.12)$$

Обчислюємо реактивну потужність синхронного двигуна за формулою:

$$Q_{\text{сде}} = \alpha_{\text{м}} \cdot \sqrt{P_{\text{ном.сд}}^2 + Q_{\text{ном.сд}}^2} = 0,55 \cdot \sqrt{1250^2 + 645^2} = 773,6 \text{ кВАр.} \quad (3.13)$$

де $\alpha_{\text{м}}$ – коефіцієнт допустимого навантаження СД.

Сумарна потужність усіх двигунів становить [14]:

$$\sum Q_{\text{сдер}} = \sum Q_{\text{сде}} = Q_{\text{сде}} \cdot n = 2 \cdot 773,6 = 1547,2 \text{ кВАр.} \quad (3.14)$$

Усі батареї високовольтних конденсаторів встановлюємо на шинах напруги 10 кВ ГПП. Вибираємо потужність компенсуючих пристроїв з умови, що потужність установок приєднаних до різних секцій шин були однаковими. Вибираємо високовольтну установку УКРМ-10,5-1800-450.

3.2 Обчислення струмів коротких замикань

Обчислення струмів коротких замикань здійснимо в обсязі, який необхідний для вибору електричних апаратів.

Для обчислення струмів коротких замикань намітимо характерні точки K_1 – K_5 , укладемо схему заміщення та розрахуємо її параметри у відносних одиницях за базисних умов. Розрахункова схема заміщення представлена рисунку 3.1.

Приймаємо: $S_{\text{б}} = 1000$ МВА, $U_{\text{б}} = U_{\text{ср}}$, де $S_{\text{б}}$ – базисна потужність; $U_{\text{б}}$ – базисна напруга; $U_{\text{ср}}$ – середня напруга того ступеня, на якому обчислюються струми КЗ.

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України та через конфіденційність інформації

a) б)

Рисунок 3.1 – Розрахункова схема (а) та схема заміщення (б) мережі

Визначимо базові струми для ступенів трансформації [15]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}, \quad (3.15)$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,7} = 54,98 \text{ кА}, \quad I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4 \text{ кА}.$$

Визначимо опори елементів у базисних одиницях. За паспортними даними трансформатора T_1 знайдемо напругу короткого замикання для кожної обмотки та обчислимо реактивні опори обмоток:

$$U_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \% ; \quad (3.16)$$

$$U_{KC} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 = 0 \% ; \quad (3.17)$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}) = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 7,25 \% , \quad (3.18)$$

де U_{KB-C} , U_{KC-H} , U_{KB-H} – напруга короткого замикання між відповідними обмотками.

Реактивні опори схеми заміщення обмоток трансформатора T_1 :

$$x_2 = \frac{U_{KB} \cdot S_{\bar{6}}}{100 \cdot S_H} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 2,69 \text{ в.о.}; \quad (3.19)$$

$$x_4 = \frac{U_{KC} \cdot S_{\bar{6}}}{100 \cdot S_H} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 0 \text{ в.о.}, \quad x_6 = \frac{U_{KH} \cdot S_{\bar{6}}}{100 \cdot S_H} = \frac{7,25 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 1,81 \text{ в.о.}$$

Реактивний опір схеми заміщення обмоток трансформатора T_2 :

$$x_{10} = \frac{U_K \cdot S_{\bar{6}}}{100 \cdot S_H} = \frac{7,25 \cdot 1000}{100 \cdot 4} = 18,75 \text{ в.о.} \quad (3.20)$$

Опір повітряної лінії [11]:

$$x_8 = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{CH}^2} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{37^2} = 2,96 \text{ в.о.}, \quad r_8 = 0,428 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{37^2} = 3,12 \text{ в.о.}, \quad (3.21)$$

де L – довжина лінії; x_0 – питомий індуктивний опір.

Опір кабельних ліній:

$$x_{12} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{CH}^2} = 0,08 \cdot 0,071 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,051 \text{ в.о.}, \quad x_{16} = 0,08 \cdot 0,205 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,148 \text{ в.о.},$$

$$x_{18} = x_{cd}'' = x_d'' \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном.сд}} = 0,2 \cdot \frac{1000}{1,250} = 160 \text{ в.о.} \quad (3.22)$$

$$r_{12} = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{CH}^2} = 0,62 \cdot 0,071 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,4 \text{ в.о.}, \quad r_{16} = 0,62 \cdot 0,205 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,15 \text{ в.о.} \quad (3.23)$$

де x_d'' – надперехідний опір синхронного електродвигуна; $S_{ном.сд}$ – номінальна потужність синхронного електродвигуна.

Визначимо еквівалентний опір до точки К1:

$$\sum X_1 = x_1 + x_2 + x_4 + x_8 = 0, +2,69 + 0 + 2,96 = 5,65 \text{ в.о.} \quad (3.24)$$

Оскільки умова $\sum r_1 \leq \frac{\sum X_1}{3}$ не виконується ($\sum r_1 = r_8 = 3,12 \leq 5,65 / 3$)

для точки К1 при обчисленні будемо враховувати повний опір.

Обчислимо еквівалентний опір до точки К1 та окремо визначимо еквівалентний опір від системи та від синхронного електродвигуна [14]:

$$\sum X_2 = \frac{\sum X_{2c} \cdot \sum X_{2cd}}{\sum X_{2c} + \sum X_{2cd}} = \frac{24,4 \cdot 161,15}{24,4 + 161,15} = 21,19 \text{ в.о.}, K_{p1} = \frac{\sum X_2}{\sum X_{2c}} = \frac{21,19}{24,4} = 0,868 \text{ в.о.} \quad (3.25)$$

$$K_{p2} = \frac{\sum X_2}{\sum X_{2cd}} = \frac{21,19}{161,15} = 0,13 \text{ в.о.}, \sum X_3 = \sum X_2 + x_{12} = 21,19 + 0,051 = 21,24 \text{ в.о.} \quad (3.26)$$

$$\sum X_{3c} = \frac{\sum X_3}{K_{p1}} = \frac{21,24}{0,868} = 24,47 \text{ в.о.}, \sum X_{3cd} = \frac{\sum X_3}{K_{p2}} = \frac{21,24}{0,13} = 163,38 \text{ в.о.} \quad (3.27)$$

Обчислимо струми короткого замикання у намічених точках за виразом:

$$I_{k1} = \frac{E}{\sqrt{\sum X_1^2 + \sum r_1^2}} \cdot I_{61} = \frac{1}{\sqrt{5,65^2 + 3,12^2}} \cdot 15,6 = 2,42 \text{ кА.}$$

$$I_{k2c} = \frac{E}{\sum X_{2c}} \cdot I_{62} = \frac{1}{24,4} \cdot 54,98 = 2,25 \text{ кА}, I_{k2cd} = \frac{E}{\sum X_{2cd}} \cdot I_{62} = \frac{1,1}{161,15} \cdot 54,98 = 0,375 \text{ кА},$$

$$I_{k2} = I_{k2c} + I_{k2cd} = 2,25 + 0,375 = 2,63 \text{ кА}, I_{k3c} = \frac{E}{\sum X_{3c}} \cdot I_{62} = \frac{1}{24,43} \cdot 54,98 = 2,251 \text{ кА},$$

$$I_{k3cd} = \frac{E}{\sum X_{3cd}} \cdot I_{62} = \frac{1,1}{163,15} \cdot 54,98 = 0,371 \text{ кА}, I_{k3} = I_{k3c} + I_{k3cd} = 2,251 + 0,371 = 2,62 \text{ кА.}$$

При обчисленні струму короткого замикання в точці К4 враховуємо всі опори короткозамкнутого контура як індуктивні, так і активні. Крім того, необхідно враховувати активні опори всіх перехідних контактів у контурі. Прийmemo рекомендовані при обчисленні струмів КЗ у мережах, які живляться трансформаторами потужністю до 1600 кВА, ці опори рівними 0,015 Ом.

Обчислення струмів КЗ на напрузі до 1000 В здійснюємо в іменованих одиницях. Опір елементів системи електропостачання вищої напруги приведемо до нижчої напруги за формулою:

$$x_H = \sum X_3 \cdot \left(\frac{U_{H.H}}{U_{H.B}} \right)^2 = 2,334 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,0034 \text{ Ом.} \quad (3.28)$$

Активний та індуктивний опіри трансформаторів, приведені до напруги ступеня КЗ, обчислимо за формулами [15]:

$$r_{цт} = \frac{\Delta P_K}{S_{H.T}} \cdot \frac{U_H^2}{S_{H.T}} = \frac{5,7}{400} \cdot \frac{0,4^2}{400} \cdot 10^6 = 5,7 \text{ мОм;} \quad (3.29)$$

$$x_{цт} = \sqrt{\left(\frac{u_K \%}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{H.T}} \right)} \cdot \frac{U_H^2}{S_{H.T}} \cdot 10^6 = \sqrt{\left(\frac{6}{100} \right)^2 - \left(\frac{5,7}{400} \right)} \cdot \frac{0,4^2}{400} \cdot 10^6 = 23,13 \text{ мОм.} \quad (3.30)$$

Обчислюємо сумарний реактивний опір до точки К4:

$$\sum X_4 = x_H + x_{цт} = 3,4 + 23,13 = 26,53 \text{ мОм.} \quad (3.31)$$

Сумарний активний опір, окрім опору цехового трансформатора, має враховувати перехідні опори контактів. Для цього беремо до уваги додатковий опір на шинах підстанції, який складає 15 мОм:

$$\sum r_5 = r_{цт} + r_d = 5,7 + 15 = 20,7 \text{ мОм.} \quad (3.32)$$

Обчислюємо струм короткого замикання у точці К4:

$$I_{K4} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\sum X_4^2 + \sum r_4^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{26,53^2 + 20,7^2}} = 6,86 \text{ кА.} \quad (3.33)$$

Обчислимо ударний струм. Для цього потрібно обчислити сумарний активний опір схеми точки КЗ. Постійну часу для трансформатора приймаємо – 40.

Обчислимо значення активних опорів для трансформаторів Т1 та Т4:

$$r_2 = \frac{x_2}{40} = \frac{2,69}{40} = 0,067 \text{ Ом, } r_4 = \frac{x_4}{40} = \frac{0}{40} = 0 \text{ Ом, } r_{10} = \frac{x_{10}}{40} = \frac{18,75}{40} = 0,47 \text{ Ом.} \quad (3.34)$$

Постійну згасання аперіодичної складової обчислимо за виразом:

$$T_{ai} = \frac{\sum X_l}{\omega \cdot \sum r_l} = \frac{5,65}{314 \cdot (0,067 + 3,12)} = 0,0056; K_{уд1} = 1,18. \quad (3.35)$$

Обчислюємо ударний струм у точці К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot K_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 2,42 \cdot 1,18 = 4,04 \text{ кА.}$$

Обчислюємо ударний струм у точці К2:

$$T_{a2} = \frac{\sum X_2}{\omega \cdot \sum r_2} = \frac{21,19}{314 \cdot 2,138} = 0,0315; K_{уд2} = 1,73.$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot I_{к2} \cdot K_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 2,63 \cdot 1,73 = 6,43 \text{ кА}.$$

Обчислюємо ударний струм у точці КЗ.

$$T_{a3} = \frac{\sum X_3}{\omega \cdot \sum r_3} = \frac{21,21}{314 \cdot (2,138 + 0,2)} = 0,0289; K_{уд3} = 1,7.$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot I_{к3} \cdot K_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 2,62 \cdot 1,7 = 6,3 \text{ кА}.$$

Визначаємо ударний струм (ка) у точці КЗ₄. Знаходимо ударний коефіцієнт по кривій [11] залежно від відношення $x\Sigma/r\Sigma$:

$$T_{a4} = \frac{\sum X_4}{\omega \cdot \sum r_4} = \frac{26,53}{314 \cdot 20,7} = 0,004; K_{уд4} = 1,08$$

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot I_{к4} \cdot K_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 6,86 \cdot 1,08 = 10,48 \quad (6.36)$$

Для класу напруги 35 кВ попередньо було вибрано елегазовий вимикач ВГТ-35-50/3150У1, з повним часом відключення $t_{пв} = 0,06$ с. Для класу напруги 10 кВ вибрано вакуумний вимикач типу ВВ-TEL-10 з повним часом відмикання $t_{пв} = 0,025$ с. Для класу напруги 0,4 кВ прийнято автоматичний вимикач ВА-53-41 з електроприводом та повним часом відмикання $t_{пв} = 0,04$ с.

Теплові імпульси струмів короткого замикання будуть становити:

$$B_{к1} = I_{по}^2 \cdot (t_{пв} + t_{рз}) = 2,42^2 \cdot (0,06 + 0,1) = 0,937 \text{ кА}^2\text{с}, B_{к2} = 2,63^2 \cdot (0,025 + 0,1) = 0,865 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{к3} = 2,62^2 \cdot (0,025 + 0,1) = 0,858 \text{ кА}^2\text{с}, B_{к4} = 6,86^2 \cdot (0,04 + 0,1) = 23,53 \text{ кА}^2\text{с},$$

де $t_{рз}$ – час дії релейних захистів ($t_{рз} = 0,01$ с).

Таблиця 3.4 – Результати обчислень струмів коротких замикань

Точка КЗ	$I_{к}$, кА	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	$B_{к}$, кА ² с
К1	2,4	2,4	4,1	0,93
К2	2,6	2,6	6,4	0,86
К3	2,6	2,6	6,3	0,85
К4	6,8	6,8	10,4	23,5

Результати обчислення струмів короткого замикання представлено у таблиці 3.4.

3.3 Вибір основного обладнання

Вибір високовольтних вимикачів. Для сторони 35 кВ ми вибрали вакуумний вимикач ВГТ-35/3150. У таблиці 3.5 представлено результати перевірки вибору цього вимикача.

Таблиця 3.5 – Вибір вимикача ВГТ-35/3150

Умови вибору	Розрахункові дані	Довідникові дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{кз} \leq I_{в\text{л}\text{д}\text{м}}$	2400 А	50000 А
$i_{уд} \leq I_{\text{max.ДОП}}$	4040 А	20000 А
$I_p \leq I_{ном}$	145,4 А	630 А
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	0,93 кА ² с	7500 кА ² с

Аналізуючи таблицю бачимо, що вибраний вимикач задовольняє усі поставлені умови.

Тепер представимо вибір вимикачів на стороні НН ГПП. На стороні НН ГПП вимикачі ідуть комплектом з комірками розподільчих пристроїв. Ми вибираємо комірки комплектних розподільчих пристроїв серії КРУ-СЕЩ-63 із вакуумними вимикачами ВВ-TEL10/1000. Результати перевірки за умовами вибору представлено у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Вибір вимикачів 10 кВ [2]

Умови вибору	Розрахункові дані	Довідникові дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{кз} \leq I_{в\text{л}\text{д}\text{м}}$	3660 А	12500 А
$i_{уд} \leq I_{\text{max.ДОП}}$	15543 А	52000 А
$I_p \leq I_{ном}$	509 А	1000 А
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	14,92 кА ² с	1200 кА ² с

Вибір роз'єднувачів. Для забезпечення безпечної роботи персоналу, роз'єднувачі створюють видимий розрив електричного контура, без навантаження.

Для вищої напруги ГПП вибираємо РГП-35/1000, а для низької сторони роз'єднувачі вже вбудовані в КРУ-СЕЩ-63. Результати перевірки умов вибору роз'єднувачів відображено у таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Паспортні параметри вибраних роз'єднувачів

Тип	$U_{НОМ}$, кВ	$U_{ДОП}$, кВ	$I_{НОМ}$, А	Стійкість при наскрізних струмах			
				Головні ножі		Заземлювальні ножі	
				Гранич. наскрізн. струм, кА	Струм терміч. стійкості	Гранич. наскрізн. струм, кА	Струм терміч. стійкості
РВ-10	10	400	43	16	–	16	–
РГП- 35/1000	35	1000	100	40	100	40	100

Вибір трансформаторів струму та напруги. Вимірювальні трансформатори напруги призначені для зниження високої напруги до стандартного значення 100 або $100/\sqrt{3}$, а також для відділення контурів вимірювання та релейного захисту від контурів високої напруги.

Для встановлення приймаємо трансформатори напруги ЗНОМ-35 (на стороні 35 кВ) та НАЛІ-10 (вбудовані в КРП на стороні 10 кВ).

Вибір трансформаторів напруги перевіряється за такими параметрами:

- 1) за напругою – $U_{НОМ} \geq U_{УСТ.НОМ}$; 35 кВ = 35 кВ, 10 кВ = 10 кВ;
- 2) врахування конструкції та схеми з'єднання обмоток;
- 3) врахування класу точності $S_{НОМ} \geq S_{2\Sigma}$.

Трансформатори мають клас точності 0,5, для приєднання лічильників 225 ВА. У таблиці 3.8 наведено параметри вторинного навантаження трансформатора.

Таблиця 3.8 – Параметри вторинного навантаження трансформаторів напруги

Пристрій	Тип	$S_{обм}$, ВА	$n_{обм}$	P , Вт	Q , ВАр
Вольтметр	Е350	3	3	9	–
Ватметр	Д335	1,5	2	1,5	–
Варметр	Д335	1,5	2	3	–
Л-ник активної енергії	ЦЕ6822	5	1	1,9	4,6
Л-ник реактивної енергії	ЦЕ6811	5	1	1,9	4,6
Загалом				32,8	9,2

Обчислимо повну потужність пристроїв [13]:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad S_2 = \sqrt{32,8^2 + 9,2^2} = 34,04 \text{ ВА.} \quad (3.36)$$

Бачимо, $S_2 = 34 < 225$ ВА, трансформатор буде працювати у вибраному класі точності.

Вибір трансформаторів власних потреб. У кваліфікаційній роботі підстанція виконана без застосування синхронних компенсаторів. Трансформатори ТМН-4000/35 не мають електродвигунів для обдуву, тому до споживачів власних потреб належать: обігрів приводів вимикачів та роз'єднувачів, шаф КРП, оперативні контури та освітлення підстанції. Потужність споживачів власних потреб невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220, яка отримує живлення від понижувальних трансформаторів.

Результати визначення навантаження ТВП представлено у таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Визначення навантаження власних потреб

Споживач	Потужність, кВт	Кількість, шт	Сумарна потужність, кВт
Підігрів вимикачів ВГБ 35 кВ	0,8	2	1,6
Освітлення ВРП 35 кВ	10	1	10
Освітлення та вентиляція ЗРП 10 кВ	20	1	20
Загалом			31,6

Враховуючи коефіцієнту попиту 0,7 приймаємо два трансформатори ТСЗ-25/10.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

4.1 Вибір трансформаторів струму

Здійснюємо вибір трансформатора струму для підключення диференціального захисту зі сторони вищої напруги ТА1. Захист будемо будувати на основі схеми з'єднання трансформаторів струму на стороні вищої напруги – трикутник. Номінальний струм трансформатора на стороні ВН [17]:

$$I_H^B = \frac{S_H}{\sqrt{3} \times U_H^B}, \quad I_H^B = \frac{4000}{\sqrt{3} \times 35} = 65,98 \text{ А}, \quad (4.1)$$

Обчислимо розрахунковий первинний струм трансформаторів струму на стороні вищої напруги трансформатора:

$$I_{ТА1}^{розр} = I_H^B \times k_{cx}, \quad I_{ТА1}^{розр} = 65,98 \times \sqrt{3} = 114,28 \text{ А}, \quad (4.2)$$

де k_{cx} – коефіцієнт схеми.

Стандартне значення первинного струму трансформаторів струму на стороні ВН становить 200 А, а коефіцієнт трансформації $K_1 = 200 / 5$.

Діюче значення вторинного струму у контурі релейного захисту:

$$i_2^{\delta ТА1} = I_H^B \times \frac{k_{cx}}{K_1}, \quad i_2^{\delta ТА1} = 65,98 \times \frac{\sqrt{3}}{30} = 3,8 \text{ А}. \quad (4.3)$$

Вибираємо трансформатор струму для підключення диференціального захисту зі сторони нижчої напруги ТА2. Схема з'єднання трансформаторів струму на стороні вищої напруги – неповна зірка. Номінальний струм силового трансформатора на стороні нижчої напруги становить:

$$I_H^H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \times U_H^H}, \quad I_H^H = \frac{4000}{\sqrt{3} \times 11} = 209,94 \text{ А}. \quad (4.4)$$

Обчислимо розрахунковий первинний струм трансформаторів струму на стороні нижчої напруги:

$$i_{1розр}^{ТА2} = I_H^B \times k_{cx}, \quad i_{1розр}^{ТА2} = 1 \times 209,94 = 209,94 \text{ А}, \quad (4.5)$$

Стандартне значення первинного струму трансформаторів струму на стороні нижчої напруги становить 300 А, коефіцієнт трансформації $K_I = 300 / 5$. Діюче значення вторинного струму у контурі релейного захисту:

$$i_2^{\delta TA2} = I_H \times \frac{k_{cx}}{K_I}, \quad i_2^{\delta TA2} = 209,94 \times \frac{1}{60} = 3,49 \text{ А.} \quad (4.6)$$

Оскільки $i_{1розр}^{TA2} > i_2^{\delta TA2}$, то сторона ВН буде основною.

Вибираємо трансформатор струму ТВЛ-СЕЩ-35-300/5, номінальний струм якого становить $I_{НОМ} = 200$ А, а коефіцієнт трансформації $n_{TA1} = 200 / 5$.

4.2 Розрахунок диференціального захисту трансформатора

Для захисту трансформатора від КЗ між фазами, на землю та від замикань витків однієї фази широкого поширення набув поздовжній диференціальний захист. Принцип дії захисту ґрунтується на порівнянні величини та напрямку струмів до та після елемента, який захищається.

Схема релейного захисту трансформатора ГПП представлена на рисунку 4.1. Релейний захист будуємо на основі мікропроцесорного реле *Schneider Electric* серії *Sepam – T87*, загальний вигляд якого представлено на рисунку 4.2 [18].

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України та через конфіденційність інформації

Рисунок 3.1 – Схема релейного захисту трансформаторів ГПП



Рисунок 3.2 – Загальний вигляд мікропроцесорного реле *Serat – T87*

Визначаємо придатність встановлених трансформаторів струму. За умовою вирівнювання вторинних струмів за величиною.

$$0,1 \times I_H^{BH} < I_{\text{НОМ.ТС}} < 2,5 \times I_H^{HH}, \quad 0,1 \times 65,98 = 6,59 < 150 < 2,5 \times 65,98 = 164,95 \text{ А}, \quad (4.7)$$

для трансформаторів струму зі сторони 35 кВ умову витримано;

$$0,1 \times 209,94 = 20,9 < 300 < 2,5 \times 209,94 = 524,85 \text{ А},$$

для трансформаторів струму зі сторони 10 кВ умову витримано.

За умовою відналадування від кидка намагнічування струму. Для перевірки придатності трансформаторів струму за умовою відбудови від кидка струму намагнічування потрібно обчислити амплітудну величину кидка струму намагнічування. Оскільки у паспортних даних трансформатора не представлено величину кидка струму намагнічування та опір трансформатора при повному насиченні, то обчислюємо опір трансформатора при повному насиченні приблизно за формулою [19]:

$$X^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \times \frac{u_{\text{к, \%}}}{100} = 0,094 + 0,74 \times \frac{7,5}{100} = 0,149 \text{ в.о.}, \quad (4.8)$$

Обчислюємо відносний індуктивний опір для прямої послідовності контура увімкнення, попередньо привівши опір лінії електропередачі до базисних умов:

$$X_6 = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{37^2}{4} = 342,25 \text{ в.о.} \quad (4.9)$$

Обчислюємо опір лінії (нехтуючи активним опором):

$$X_{\text{л}} = x_0 \times L = 0,41 \times 10 = 4,1 \text{ в.о.}, \text{ або } X_{\text{л}}^* = \frac{X_{\text{л}}}{X_6} = \frac{4,1}{342,25} = 0,012 \text{ в.о.} \quad (4.10)$$

Обчислюємо опір контуру увімкнення:

$$X^* = X_{\text{л}}^* + K_1 \cdot X^{(1)*} = 0,012 + 1,1 \cdot 0,149 = 0,176 \text{ в.о.} \quad (4.11)$$

Обчислюємо опір контуру в іменованих одиницях:

$$X = 0,176 \cdot 342,25 = 60,23 \text{ Ом.}$$

Обчислюємо амплітудне значення кидка струму намагнічування [20]:

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{\text{л}} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{л}}^* + K_1 \cdot X^{(1)*}) \cdot X_6} = \frac{\sqrt{2} \cdot 37 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 60,23} = 0,697 \text{ кА.} \quad (4.12)$$

де $U_{\text{л}}$ – лінійна напруга зі сторони увімкнення трансформатора; A – відносне зміщення осі синусоїди поточкозчеплення відносно точки перегину характеристики намагнічування ($A = 0,39$).

Обчислюємо кратність струму відносно амплітудного значення номінального струму трансформатора струму:

$$K_{\text{ТС}} = \frac{697}{\sqrt{2} \cdot 150} = 3,28 < 6,7. \quad (4.13)$$

Відтак, за умовою відналаштування від кидка струму намагнічування гранична кратність трансформатора струму зі сторони 35 кВ має бути $K_{10} \geq 7$.

Обчислюємо граничну кратність трансформатора струму при заданому навантаженні зі сторони 35 кВ:

$$R_{\text{нав}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}}, \quad R_{\text{нав}} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

де $R_{\text{к}}$ – опір контрольного кабеля ($R_{\text{к}} = 0,58 \text{ Ом}$); $R_{\text{пер}}$ – перехідний опір з'єднаних контактів у струмових контурах ($R_{\text{пер}} = 0,05 \text{ Ом}$); $R_{\text{вх.терм}}$ – вхідний опір терміналу ($R_{\text{вх.терм}} = 0,01 \text{ Ом}$).

За кривими граничної кратності для трансформаторів струму типу ТРГ-35 для $R_{нав}=0,64$ Ом.

$$K_{10} = 12 > 7.$$

Відтак, вимога відналаштування від кидка струму намагнічування виконується. Трансформатор струму та його вторинне навантаження не обмежують вимогу відналаштування від кидка струму намагнічування, тому уточнення коефіцієнта А не потрібне.

За умовою відналаштування від перехідних режимів, кратність для вибраного трансформатора струму має бути:

$$K' = K_{10} \times \frac{I_{ном.ТC}}{I_{ВН}} > 7, \quad K' = 7 \times \frac{65,98}{150} = 3,07 < 12. \quad (4.15)$$

Перевірка можливості застосування гальмування, яке самоадаптується. Умовою використання цього гальмування є вимога, щоб амплітудне значення кидка струму намагнічування було менше восьмиразового номіналу трансформатора струму [21]:

$$I_{ампл} < 8 \cdot I_{ном.ТC}, \quad \frac{I_{ампл}}{I_{ном.ТC}} = \frac{697}{65,98} = 10,56. \quad (4.16)$$

Відтак, застосовується традиційне гальмування.

Обчислюємо мінімальний струм спрацювання враховуючи, що $K_{пер}=1,0$:

$$I_{C3} > 1,1 \cdot \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \left(\frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} \right) + 0,02 \right) \cdot I_{КЗ}, \quad I_{C3} = 1,1 \cdot \left(1,1 \cdot 0,1 + \left(\frac{0,1}{1 - 0,1} \right) + 0,02 \right) = 0,262. \quad (4.17)$$

де $\varepsilon=0,1$ – повна похибка трансформатора струму. Приймаємо $I_{C3} = 26 \%$.

Обчислюємо крутість першої похилої ділянки гальмівної характеристики за формулою:

$$\frac{I_d}{I_t} > 1,1 \cdot \left(K_{пер} \cdot 0,1 + \left(\frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} \right) + 0,02 \right) = 1,1 \cdot \left(2 \cdot 0,1 + \left(\frac{0,1}{1 - 0,1} \right) + 0,02 \right) = 0,36. \quad (4.18)$$

Приймаємо до встановлення $I_d / I_t = 36 \%$.

Обчислюємо крутість другої похилої ділянки гальмівної характеристики за формулою:

$$\frac{I_d}{I_{t2}} = 60 - 70 \%. \quad (4.19)$$

Приймаємо до встановлення 65 %.

Обчислюємо струм спрацювання диференціальної відсічки. Обчислюємо відналаштування від кидка струму намагнічування:

$$I_{dmax} > K_{ВД} \cdot K_{ТТ} = 1,4 \cdot 3,28 = 4,6 \text{ А}, \quad (4.20)$$

де $K_{ТТ}$ – амплітудне первинне значення кидка струму намагнічування силового трансформатора зі сторони первинної обмотки; $K_{ВД}$ – коефіцієнт відналаштування, $K_{ВД} = 1,4$.

Максимальне значення зовнішнього КЗ буде при трифазному пошкодженні на стороні 10 кВ у режимі мінімального опору силового трансформатора. Найменший опір трансформатора буде при від'ємному положенні анцапф РПН :

$$35 - 0,1 \cdot 35 = 31,5 \text{ кВ}.$$

$$Z_{тр} = \left(\frac{u_{к\%}}{100\%} \right) \cdot \frac{\Delta U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad Z_{тр} = \left(\frac{7,5}{100\%} \right) \cdot \frac{31,5^2}{4} = 18,6 \text{ Ом}. \quad (4.21)$$

Результативний опір до місця короткого замикання становитиме:

$$Z_{\Sigma} = Z_{Л} + Z_{ТР}, \quad Z_{тр} = 4,1 \cdot 18,6 = 22,7 \text{ Ом}. \quad (4.22)$$

Обчислюємо струм короткого замикання становить:

$$I_K^{(3)} = \frac{35000/\sqrt{3}}{22,7} = 890,1 \text{ А, що відповідає } K = \frac{890,18}{65,98} = 13,49 I_H.$$

Струм спрацювання диференціальної відсічки [20]:

$$I_{dmax} = K_{від} \cdot K_{нб} \cdot K = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 13,49 I_H = 11,33 I_H, \quad (4.23)$$

де $K_{від} = 1,2$ – коефіцієнт відбудови; $K_{нб} = 0,7$ – коефіцієнт рівний відношенню амплітуди першої гармоніки струму небалансу до амплітуди періодичної складовою зовнішнього струму короткого замикання. Приймаємо до встановлення $I_{dmax} = 12 I_H$.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Основним завданням цього розділу є аналіз умов праці робітників, зокрема попередження виникнення небезпек і прийняття найбільш ефективних заходів для їх ліквідації та детермінування ступеня небезпечності. Будемо аналізувати умови праці робітника згідно нормативних документів, які зобов'язують до створення на робочому місці умов праці, за яких вплив небезпечних та шкідливих чинників на працюючих має бути або усунений зовсім, або знаходиться у допустимих межах.

5.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення аварійних ситуацій

Розробка заходів по запобіганню аварійних і травмонебезпечних ситуацій можлива лише при завчасному виявленні тих небезпек, із яких починаються процеси їх формування. Оскільки небезпечні умови не завжди завчасно можна виявити, а для вивчення небезпечних дій іноді потрібно багато часу, щоб зібрати статистичний матеріал, то і методи виявлення цих небезпек мають бути відповідно диференційовані. Розглянемо роботу електромонтера та старшого верстатника, які працюють безпосередньо біля електричних машин та персонального комп'ютера для управління технологічним процесом [22].

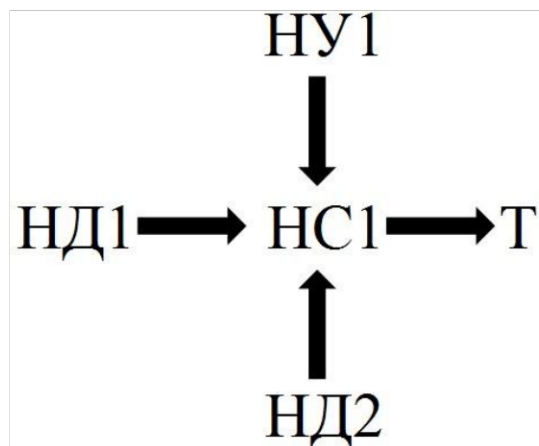


Рисунок 5.1 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при встановленні паспортних даних обладнання: НУ1 – небезпечна умова (не вимкнено живлення обладнання); НД1 – небезпечна дія (нехтування правилами ТБ); НД2 – небезпечна дія (Користування невідповідним інструментом); НС1 – небезпечна ситуація (ураження струмом); Т – травма.

На рисунку 5.1 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при проведенні процедури встановлення паспортних даних обладнання. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основним заходом запобігання небезпечної ситуації є проведення додаткових інструктажів із техніки безпеки.

На рисунку 5.2 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при виконанні робіт диспетчером за комп'ютером. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основними заходами запобігання небезпечної ситуації є організація постійного контролю за дотриманням правил роботи за комп'ютером [23].

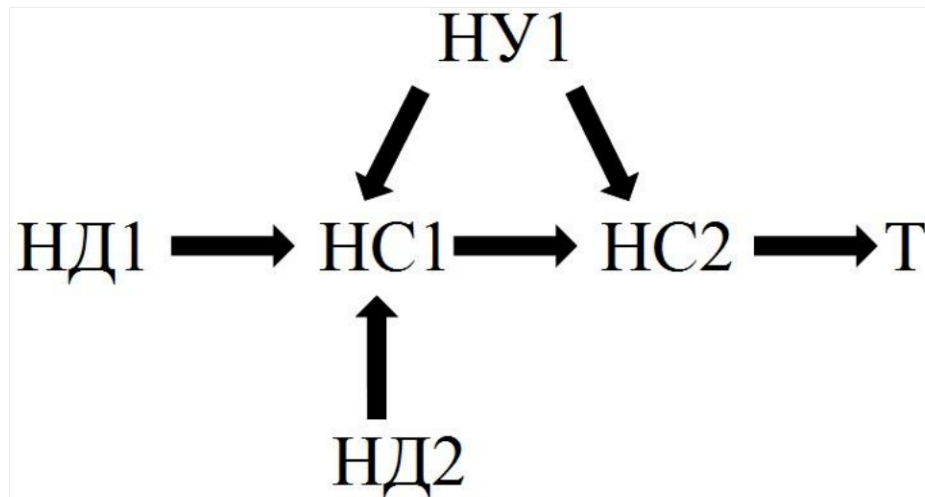


Рисунок 5.2 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при проведенні робіт диспетчером за комп'ютером: НУ1 – небезпечна умова (неправильне розміщення тіла диспетчера за комп'ютером); НД1 – небезпечна дія (використання стільців без опори для підтримування спини); НД2 – небезпечна дія (використовування стільців невідповідної висоти); НС1 – небезпечна ситуація (захворювання хребта); НС2 – небезпечна ситуація (погіршення зору); Т – травма.

5.2 Розрахунок блискавкозахисту ГПП від прямих ударів блискавки

Від прямих ударів блискавки електроустановки захищають стрижневими та тросовими відводами блискавки. Будинки із добре заземленим металевим дахом не вимагають захисту відводами блискавки. У ВРУ дозволяється установка блискавковідводів безпосередньо на металевих конструкціях, при-

єднаних до заземлюючого контуру підстанції. Кожен блискавковідвід захищає навколо себе певний простір, ймовірність удару блискавки в який практично дорівнює нулю.

Залежно від типу, кількості та взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати найрізноманітніші геометричні форми.

Розрахунок блискавкозахист полягає у визначенні необхідної висоти та місць встановлення блискавковідводів. Необхідно, щоб усі конструктивні елементи РП та електроапарати потрапляли у зону захисту блискавковідводів. Найчастіше захист РП забезпечується правильним розміщенням блискавковідводів по кутах найбільшого прямокутника.

Стрижневі блискавковідводи виконують у вигляді вертикальних металевих стрижнів, що піднімаються над об'єктами РУ, які захищаються, на необхідній висоті.

Згідно з головною схемою викреслюємо план та розріз осередку розподільного пристрою із зазначенням основних розмірів порталів і місць встановлення блискавковідводів.

Виявляємо об'єкт, який вимагає захисту від ударів блискавки, що має найбільшу висоту на ВРУ – $h_x = 8,4$ м.

Попередньо намічаємо встановлення блискавковідводів на крайніх порталах ВРУ у вказаних точках на рисунку 5.3.

Визначимо діагональ утвореного прямокутника L:

$$L = \sqrt{a_1^2 + a_2^2} = \sqrt{11,76^2 + 16,5^2} = 20,26 \text{ м}, \quad (5.1)$$

де a_1 і a_2 – відстані згідно з планом зони захисту чотирьох блискавковідводів рівні 11,76 і 16,5 м відповідно, рисунок 5.3.

За довідковими даними [16] визначаємо граничну висоту блискавковідводу h_r , що забезпечує відсутність провалу в зоні захисту двох стрижневих блискавковідводів на відстані між ними L, для ймовірності захисту $P_3 = 0,995$:

$$h_r = \frac{L}{2,25} = \frac{20,26}{2,25} = 9 \text{ м}. \quad (5.2)$$

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України та через конфіденційність інформації

Рисунок 5.3 – План перерізів зон захисту

Приймаємо висоту блискавковідводу, яка становить 16 м, оскільки це висота стандартного порталу з блискавковідводом виробленого промисловістю. Знаючи висоту блискавковідводу визначаємо за довідковими даними параметри конуса захисту одиночного стрижневого блискавковідведення h_0 і r_0 :

$$h_0 = 0,72 \cdot h = 0,72 \cdot 16 = 11,52 \text{ м}; \quad (5.3)$$

$$r_0 = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 16 = 11,2 \text{ м}. \quad (5.4)$$

Визначимо радіус зони захисту одиночного блискавковідводу r_x на висоті h_x (рівний $h_x = 8,4$ м) за виразом:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11,2 \cdot (11,52 - 8,4)}{11,52} = 3,03 \text{ м.} \quad (5.5)$$

Для захисту будівлі ЗРУ поєднаного з ВПУ встановимо додатково два окремі блискавковідводи суміщених із щоглами освітлення заввишки 11,5 м і відповідно до виразів (5.3–5.5), отримаємо [2]:

$$h_0 = 0,72 \cdot h = 0,72 \cdot 11,5 = 8,28 \text{ м;}$$

$$r_0 = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 11,5 = 8,05 \text{ м;}$$

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{8,05 \cdot (8,28 - 4,7)}{8,28} = 3,48 \text{ м.}$$

Проведемо побудову перерізів зон захисту на висоті 8,4 м та додатково для висоти 4,7 м, з побудови видно, що висота обрана правильно і все обладнання ГППІ знаходиться в зоні захисту.

5.3 Охорона довкілля

Лінії електропередач надвисокої напруги є джерелами потужних електричних полів, які існують навколо фазних проводів лінії. Ці електромагнітні поля чинять значний негативний вплив на екосистеми, що знаходяться поблизу трас ліній електропередач.

Розрізняють наступні види впливу:

- безпосередній вплив, який проявляється при перебуванні людини в електричному полі. Ефект впливу підсилюється зі збільшенням напруженості поля і часу експозиції;
- вплив електричних зарядів (імпульсного струму), що виникають внаслідок дотику людини до ізольованих від землі конструкцій або при дотику людини, яка ізольована від землі, до рослин і різного роду заземлених конструкцій;
- вплив струму витоку.

Відзначимо, що наведені результати досліджень стосуються не тільки електромагнітних полів ліній електропередачі надвисокої напруги, але й будь-яких полів у всьому діапазоні частот.

Негативний вплив на екосистеми електромагнітних полів промислової частоти не такий істотний, хоча його обов'язково слід враховувати при спорудженні електропередач надвисокої напруги.

Вплив електричного поля на організм людини визначається насамперед струмами, які протікають через тіло людини. Дослідження показали, що струми густиною менш ніж $0,1 \text{ мкА/см}^2$ зовсім не впливають на здоров'я і нервову систему людини, оскільки вони набагато менші від імпульсних біострумів синапсів. Такому струму відповідає напруженість електричного поля на висоті 1,8 м від рівня землі (що відповідає зросту звичайної людини), яка дорівнює 15 кВ/м , яку й прийнято як припустиму під повітряними лініями надвисокої напруги [24].

Максимальна напруженість електричного поля під повітряною лінією спостерігається в середині прольоту. Навпаки, біля опор напруженість електричного поля буде найменшою, оскільки тут проводи лінії знаходяться на найбільшій відстані від землі. Крім цього, тут спостерігається сприятливий ефект від екрануючого впливу металевих конструкцій опор. Тому дороги, пішохідні доріжки, лінії зв'язку і електропередачі нижчих класів номінальної напруги рекомендовано облаштовувати в безпосередній близькості від опор ліній електропередачі надвисокої напруги.

Безпосередньо під лінією спостерігається взаємна компенсація електричних полів, індукованих проводами сусідніх фаз, які перебувають під напругою, зсунутою за фазою на ± 120 ел. град. Саме тому найбільша напруженість електричного поля виникає під крайньою фазою електропередачі надвисокої напруги у разі горизонтального розміщення проводів у просторі й швидко зменшується з віддаленням від електропередачі (обернено пропорційно 2–3 степені відстані від осі лінії).

Для забезпечення вказаного припустимого значення напруженості електричного поля під проводами повітряної лінії надвисокої напруги належить дотримувати габаритну відстань для ліній напругою 330 кВ – 12 м, 500 кВ – 16,5 м, 750 кВ – 22 м.

Вплив електричного поля на організм людини визначається не лише інтенсивністю (напруженістю) поля, але й часом експозиції. Припустимий час перебування (у хвилинах) людини в електричному полі виражається відомою екологам експонентною залежністю від напруженості електричного поля [24].

Вплив електромагнітних полів (ЕМП) на живі організми є важливим екологічним та біологічним аспектом розвитку електроенергетики. У цьому розділі було розглянуто основні механізми взаємодії електромагнітного випромінювання з біологічними структурами, зокрема з клітинами людини, тварин та рослин. Дослідження свідчать про те, що довготривалий вплив ЕМП може спричиняти як термічні, так і нетермічні ефекти, впливаючи на фізіологічні процеси та стан здоров'я живих організмів.

Було проаналізовано основні джерела електромагнітного випромінювання у сфері електроенергетики, зокрема високовольтні лінії електропередач (ЛЕП) та електричні підстанції. Визначено рівні ЕМП, що виникають у їхньому оточенні, та можливі ризики для екосистем і людини. Особливу увагу приділено питанням санітарно-захисних зон та нормативних обмежень впливу ЕМП, які регламентують безпечний рівень випромінювання та способи його зниження.

З огляду на актуальність проблеми, було розглянуто методи мінімізації негативного впливу електромагнітних полів, зокрема екранування, оптимізацію конструкцій електроенергетичних об'єктів та використання новітніх технологій для зменшення інтенсивності випромінювання. Таким чином, впровадження відповідних технічних рішень і дотримання нормативних вимог дозволяє суттєво знизити потенційні ризики для довкілля та здоров'я людини.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розглянуто питання розробки системи електропостачання хімічного заводу з виробництва мінеральних добрив. Було проведено аналіз електричних навантажень підприємства, вибір оптимальної напруги мережі, розрахунок аварійних режимів та вибір необхідного обладнання. Отримані результати узагальнимо так:

1. У результаті аналізу технологічного процесу комбінату, визначено основні цехи та їх енергоспоживання, що дало змогу розрахувати електричні навантаження та встановити категорію надійності електропостачання для кожного виробничого підрозділу.

2. Здійснене техніко-економічне обґрунтування вибору напруги зовнішнього електропостачання показало доцільність використання мережі з номінальною напругою 35 кВ, що забезпечує мінімальні витрати на будівництво та експлуатацію.

3. Аналіз аварійних режимів дав змогу визначити граничні умови роботи системи електропостачання та обґрунтувати необхідність застосування резервного живлення для споживачів I та II категорії надійності.

4. Вибір трансформаторів та електротехнічного обладнання здійснено з урахуванням розрахованих навантажень, що забезпечує ефективну роботу системи електропостачання та мінімізує втрати електроенергії.

5. Отримані результати можуть бути використані при проектуванні нових або модернізації існуючих систем електропостачання промислових підприємств, що сприятиме підвищенню їх енергоефективності та надійності.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Орлович А. Ю., Плешков П. Г., Козловський О. А. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання: навч. посіб. Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. 272 с.
2. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
3. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
4. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
5. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України, 2017.
6. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
7. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
8. Бандурка О. М., Ковальов Є. В., Садиков М. А., Маковоз О. С. Економіка підприємства. Харків: ХНУВС. 2017. 192 с.
9. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
10. Бабаєв М. М., Блиндюк В. С., Супрун О. Д. Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019. 291 с.
11. Казанський С. В., Матєєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.
12. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: В-во Нац. у-ту «Львів. політех.», 2001. 596 с.

13. Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П. Г. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. Кіровоград: КНТУ, 2015. 287 с.

14. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.

15. Лушкін В. А., Абраменко І. Г., Барбашов І. В., Черкашина В. В., Шутенко О. В. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навчальний посібник. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2013. 193 с.

16. Денисюк С. П., Радиш І. П., Кабацій В. М., Дерев'янка Д. Г. Основи електротехніки та електропостачання. Київ: Кондор, 2012. 216 с.

17. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: В-во НУ«ЛП», 2013. 533 с.

18. Козярський Д. П., Майструк Е. В., Козярський І. П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.

19. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах. Київ: Вища шк., 2006. 367 с.

20. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.

21. Махлін П. В., Костенко С. Ю., Кузьменко О. П. Інтелектуальні пристрої релейного захисту та автоматики: навч. посібник. Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2020. 256 с.

22. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці. Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.

23. Бондаренко В. О., Ганус О. І., Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці: навчальний посібник. Харків: Вид-во «Підручник НТУ «ХПІ», 2014. 286 с.

24. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.