

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____ Петро ПЛЄШКОВ

“ ____ ” _____ 2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ

ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**«Розробка системи електропостачання групи
цехів заводу хімічної промисловості»**

Виконав здобувач вищої освіти

IV курсу, групи ЕЕ-23мб,

ОПП «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

спеціальності 141 «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

_____ Іван КУШНІРОВ

« ____ » _____ 2026 р.

Керівник роботи

доцент, канд.техн.наук

_____ Наталія ГАРАСЬОВА

« ____ » _____ 2026 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

_____Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Кушнірова Івана Валентиновича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання групи цехів заводу хімічної промисловості

Development of a power supply system for a group of workshops of a chemical industry plant

2. Керівник роботи Гарасьова Наталія Юріївна, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання роботи до захисту 03.06.2026 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи розрахунок електричних навантажень; побудова графіків та картограми електричних навантажень; вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; розрахунок режимів реактивної потужності; вибір трансформаторів; розрахунок струмів коротких замикань, вибір обладнання та силових мереж; розрахунок спеціального розділу кваліфікаційної роботи

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>доцент Н.Ю. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Коротка характеристика підприємства</i>	<i>13.04-15.04</i>	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>16.04-23.04</i>	
3	<i>Побудова графіків електричних навантажень</i>	<i>24.04-26.04</i>	
4	<i>Побудова картограми електричних навантажень</i>	<i>27.04-01.05</i>	
5	<i>Вибір напруги і електричних схем</i>	<i>02.05-5.05</i>	
6	<i>Режими реактивної потужності</i>	<i>6.05-9.05</i>	
7	<i>Вибір трансформаторів</i>	<i>10.05-13.05</i>	
8	<i>Розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>14.05-17.05</i>	
9	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>18.05-28.05</i>	
10	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>29.05-30.05</i>	
11	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>01.06-03.06</i>	

Дата видачі завдання

«__13__» _квітня_2026 р.

Підпис керівника

Наталія ГАРАСЬОВА

Завдання прийнято до виконання

«__13__» _квітня_2026 р.

Підпис здобувача

Іван КУШНІРОВ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 85 с. основної частини; 14 рис.; 18 табл.; 20 джерел, 2 додатки

Кушніров І.В. Розробка системи електропостачання групи цехів заводу хімічної промисловості. – Рукопис.

Бакалаврська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2026 рік.

Об'єкт дослідження: система електропостачання та режими роботи електрообладнання групи цехів заводу хімічної промисловості.

Предмет дослідження: методи розрахунку електричних навантажень, струмів короткого замикання, вибір оптимальних схем живлення, обладнання та енергоощадних режимів роботи високовольтних електроприводів.

Мета роботи: розробка надійної, безпечної, економічної та енергоефективної системи електропостачання групи цехів хімічного підприємства з модернізацією режимів роботи компресорних станцій.

Кваліфікаційна робота присвячена комплексному проектуванню та оптимізації системи електропостачання промислового об'єкта.

У першому розділі виконано детальний розрахунок силових та освітлювальних електричних навантажень групи цехів у мережах напругою до 1000 В та 10 кВ. На основі отриманих даних побудовано добові та річні графіки електричних навантажень. Для визначення оптимального місця розташування головної знижувальної підстанції (ГЗП) побудовано картограму та знайдено центр електричних навантажень підприємства.

У третьому розділі проведено техніко-економічне обґрунтування та здійснено вибір найбільш доцільної схеми зовнішнього та внутрішнього електропостачання. Четвертий розділ присвячено питанням компенсації реактивної потужності: складено баланс та вибрано необхідні компенсувальні пристрої у високовольтній та низьковольтній мережах з визначенням місць їх встановлення.

У п'ятому розділі обґрунтовано вибір кількості, потужності та територіального розміщення трансформаторів для ГЗП та внутрішньозаводських підстанцій, а також розглянуто питання їх комплектації. Шостий розділ містить аналіз та обчислення параметрів струмів короткого замикання, що дозволило виконати перевірку та вибір високовольтних струмопроводів і комутаційного обладнання.

Особливу увагу в роботі приділено енергоощадним технологіям. У цьому розділі проаналізовано енергоефективність існуючого стану компресорної станції. Запропоновано систему автоматичного регулювання струму збудження синхронних двигунів для керування реактивною потужністю. Досліджено та вдосконалено режими безударного плавного пуску високовольтих синхронних двигунів. Наведено розгорнуте економічне обґрунтування доцільності впровадження запропонованої модернізації електроприводів.

Ключові слова: система електропостачання, електричні навантаження, синхронний двигун, пристрій плавного пуску, енергоощадні режими.

ABSTRACT

Qualification work: 85 p. main part; Fig. 14; 18 tables; 20 sources, 2 applications

Kushnirov I.V. Development of a power supply system for a group of workshops of a chemical industry plant. – Manuscript.

Bachelor's thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics". - Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2026.

Object of research: the power supply system and operating modes of electrical equipment for a group of workshops at a chemical industry plant.

Subject of research: methods for calculating electrical loads and short-circuit currents, selection of optimal power supply schemes, equipment, and energy-saving operating modes for high-voltage electric drives.

Purpose of the work: development of a reliable, safe, economical, and energy-efficient power supply system for a group of workshops at a chemical enterprise, including the modernization of compressor station operating modes.

The qualification work is devoted to the comprehensive design and optimization of the power supply system for an industrial facility.

The first chapter provides a detailed calculation of power and lighting electrical loads for a group of workshops in networks with a voltage of up to 1000 V and 10 kV. Based on the obtained data, daily and annual electrical load graphs are plotted. To

determine the optimal location of the main step-down substation (MSS), a load cartogram is developed, and the center of the enterprise's electrical loads is identified.

In the third chapter, a technical and economic feasibility study is conducted to select the most appropriate scheme for external and internal power supply. The fourth chapter is devoted to the issues of reactive power compensation: a power balance is drawn up, and the necessary compensating devices for both high-voltage and low-voltage networks are selected, along with the determination of their installation locations.

The fifth chapter justifies the choice of the number, capacity, and territorial placement of transformers for the MSS and intra-plant substations, and also addresses their configuration. The sixth chapter contains an analysis and calculation of short-circuit current parameters, which allowed for the appropriate verification and selection of high-voltage conductors and switching equipment.

Special attention in this work is paid to energy-saving technologies. The seventh chapter analyzes the energy efficiency of the current state of the compressor station. A system for the automatic regulation of the excitation current of synchronous motors to control reactive power is proposed. The modes of shockless soft start for high-voltage synchronous motors are investigated and improved. A comprehensive economic justification for the feasibility of implementing the proposed electric drive modernization is provided.

Keywords: power supply system, electrical loads, synchronous motor, soft starter, energy-saving modes.

З М І С Т

	ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	9
	ВСТУП. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУВАННЯ.....	10
1.	ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРО-ПОСТАЧАННЯ ГРУПИ ЦЕХІВ ЗХП.....	13
1.1	Силові навантаження групи цехів в електричних мережах до 1000 В.....	13
1.2	Освітлювальні навантаження групи цехів ЗХП.....	15
1.3	Силові електричні навантаження групи цехів у мережах напругою 10 кВ.....	16
1.4	Побудова графіків електричних навантажень групи цехів.....	19
2.	ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ГРУПИ ЦЕХІВ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП.....	24
3.	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ВИБІР СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГРУПИ ЦЕХІВ.....	26
4.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГРУПИ ЦЕХІВ ЗХП.....	33
4.1	Баланс реактивної потужності групи цехів ЗХП та вибір пристроїв компенсації у високовольтній та низьковольтній мережах.....	33
4.2	Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсувальних пристроїв на підприємстві.....	36
5.	ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ ПІДПРИЄМСТВА ХІМІЧНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ.....	38
5.1	Вибір чисельності, потужності та територіального розміщення трансформаторів ГЗП та внутрішньозаводських підстанцій.....	38

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат				
Розробив		Кушніров І.В.			Розробка системи електропостачання групи цехів заводу хімічної промисловості	Літ.	Арк.	Аркуші
Перевірів		Гарасьова Н.					7	93
Н. контр.						ЦНТУ, гр.ЕЕ-23мб		
Затвердив		Плещков П.						

5.2 Розміщення та комплектація внутрішньозаводських підстанцій хімічного підприємства.....	41
6. ОБЧИСЛЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ ЗАВОДУ.....	43
6.1 Аналіз та обчислення параметрів короткого замикання в електромережі ЗХП.....	45
6.2 Обґрунтування вибору струмопроводів для високовольної мережі об'єкта.....	49
6.3 Обґрунтування вибору високовольного комутаційного обладнання.....	51
7. ЕНЕРГООЩАДНІ РЕЖИМИ РОБОТИ ВИСОКОВОЛЬТНИХ СИНХРОННИХ ЕЛЕКТРОПРИВОДІВ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ.....	55
7.1 Аналіз енергоефективності існуючого стану компресорної станції.....	55
7.2 Система збудження СД та автоматичне регулювання реактивної потужності.....	58
7.3. Дослідження та вдосконалення режимів пуску високовольтних синхронних двигунів.....	70
7.4 Економічне обґрунтування модернізації режимів роботи високовольтних синхронних електроприводів.....	78
ВИСНОВКИ.....	82
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	84
ДОДАТКИ.....	86
Додаток А. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В.....	87
Додаток Б. Вибір високовольного обладнання.....	92

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ГЦ ЗХП – група цехів заводу хімічної промисловості

ГЗП – головна знижувальна підстанція

ТП – трансформаторна підстанція

ЦЕН – центр електричних навантажень

СЕП – система електропостачання

ГЕН – графік електричних навантажень

ТЕП - техніко-економічні показники

КЛ – кабельна лінія

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

КУ – конденсаторна установка

КРП – компенсація реактивної потужності

БСК – батареї статичних конденсаторів

РП –розподільчий пристрій

КЗ – коротке замикання

СД – синхронний двигун

ККД – коефіцієнт корисної дії

САР - система автоматичного регулювання

ВТЕ – збудник тиристорний з природним повітряним охолодженням

АСУ – автоматизована система управління

ППП - пристрій плавного пуску

1 ВСТУП. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУВАННЯ

На сьогоднішній день основними споживачами електричної енергії є промисловість, транспорт, сільське господарство та комунальне господарство, причому на промислові об'єкти припадає понад 70% загального електроспоживання. Велику групу електроприймачів на таких підприємствах складають загальнопромислові механізми: підйомно-транспортні машини, насоси, компресори та вентилятори. Для забезпечення безперебійної подачі електроенергії необхідної якості створюються складні системи електропостачання, які включають мережі різних класів напруги, трансформаторні та розподільчі підстанції. При їх проектуванні враховується низка факторів: споживана потужність, категорія надійності, графіки навантажень, компонування генерального плану, вимоги енергосистеми та умови навколишнього середовища.

Об'єктом дослідження у даній кваліфікаційній роботі є система електропостачання групи цехів заводу хімічної промисловості (ГЦ ЗХП), а саме ПрАТ «АЗОТ» (м. Черкаси). Це підприємство є одним із лідерів хімічної галузі України та важливим активом холдингу OSTCHEM, що входить до Топ-10 світових виробників азотних добрив. Виробничі потужності заводу при повному завантаженні здатні давати близько 3 млн тонн продукції на рік, а поточний щорічний випуск складає 1,62 млн тонн мінеральних добрив (приблизно третина загальнонаціонального виробництва).

Номенклатура продукції підприємства включає: карбамід, аміачну селітру, рідкий та водний технічний аміак, кристалічний сульфат амонію, іонообмінні смоли, технічний та медичний кисень. ПрАТ «АЗОТ» постійно модернізується: зокрема, у 2021 році було оновлено цехи синтезу аміаку, збільшено потужності з випуску карбамідно-аміачної суміші (КАС), а також підприємство залишається єдиним в Україні виробником капролактаму.

Базовим цехом підприємства є цех синтезу аміаку. В ньому здійснюється конверсія природного газу та синтез аміаку при високих температурах і тиску. Технологічний процес цеху синтезу аміаку включає наступні етапи: підготовка

						Арк.
						10

сировини (десульфуризація); отримання синтез-газу (риформінг); очищення синтез-газу; компресія (стискання від 150 до 300 атмосфер); безпосередньо синтез аміаку; конденсація та рециркуляція. Цех є основним споживачем електроенергії за рахунок потужних компресорів.

Цех компресії повітря та газів забезпечує стисненим повітрям та технологічними газами (азотом) інші виробництва. Саме тут зосереджено основне високовольтне навантаження - синхронні двигуни компресорів. Цех виробництва карбаміду здійснює синтез карбаміду з рідкого аміаку та вуглекислого газу з подальшою грануляцією. Цех слабкої азотної кислоти виробляє азотну кислоту шляхом контактного окиснення аміаку. Кислота є сировиною для отримання аміачної селітри. Цех виробництва аміачної селітри здійснює нейтралізацію азотної кислоти газоподібним аміаком з подальшим випарюванням розчину та грануляцією селітри у грануляційних баштах. Цех виробництва КАС виготовляє рідкі азотні добрива - розчин суміші карбаміду та аміачної селітри. Процес супроводжується роботою великої кількості насосного обладнання. У цеху розділення повітря встановлено кріогенні установки, що виробляють технологічний азот для потреб заводу, а також рідкий технічний та медичний кисень. Насосна станція оборотного водопостачання забезпечує циркуляцію охолоджувальної води для теплообмінних апаратів усіх хімічних цехів.

Електропостачання всього комплексу здійснюється від чотирьох головних знижувальних підстанцій (ГЗП) з вищою напругою 110 кВ. У роботі проектується система електропостачання для групи цехів, що живляться від ГЗП-02. Живлення ГЗП може здійснюватися дволанцюговою лінією 110 кВ (довжина 5,1 км) або дволанцюговою лінією 35 кВ (довжина 9,2 км).

Електричні навантаження низьковольтних електроприймачів до 1000 В наведені у таблиці 1.

						Арк.
						11

Таблиця 1- Електричні навантаження по підрозділам ГЦ ЗХП

№	Найменування підрозділів	Площа цеха, м ²	Кількість ЕП	Потужність одного ЕП, кВт	Сумарна потужність ЕП, кВт
1	Цех синтезу аміаку	5060	26	2,5-180	1912,5
2	Цех компресії повітря та газів	1562	219	2,5-110	3286,2
3	Цех виробництва карбаміду	5148	92	0,75-96	1322,8
4	Цех слабкої азотної кислоти	2695	183	0,45-110	1951,4
5	Цех виробництва аміачної селітри	7080	317	2,5-35	4256,3
6	Цех виробництва КАС	6215	99	5,0-60,0	2218
7	Ремонтно-механічний цех (РМЦ)	820	154	0,18-40	904,17
8	Центральна хімічна лабораторія (ЦХЛ)	856	51	1,0-20,0	598,6
9	Кислотний цех	1850	54	1,2-160	2015,8
10	Корпус 101	1258	41	0,45-160	1792,5
11	Цех розділення повітря	1956	29	7,5-90,0	1712,6
12	Насосна станція оборотного циклу	1960	181	11,3-110	2756,2
13	Корпус 102	2460	191	0,5-90	3224,1
14	Склад готової продукції	1080	25	1,5-5,5	167

Підприємство працює у безперервному тризмінному режимі. Особливістю навантаження є наявність потужних високовольтних механізмів: 6 синхронних двигунів по 630 кВт, 3 синхронні двигуни по 1000 кВт, а також високовольтні асинхронні двигуни (4 по 750 кВт).

1 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГРУПИ ЦЕХІВ ЗХП

1.1 Силіві навантаження групи цехів в електричних мережах до 1000 В

Розрахунок силових електричних навантажень низьковольтних електроприймачів виконується за загальноприйнятою методикою з використанням коефіцієнта розрахункової активної потужності [1].

Як приклад, розглянемо детальний розрахунок навантажень для цеху виробництва карбаміду. Загальна кількість електроспоживачів у даному підрозділі становить $n_{\text{ел}} = 96$.

$$P_{\text{н.мін}} = 0,75 \text{ кВт}; \quad P_{\text{н.мак}} = 96 \text{ кВт}; \quad P_{\text{н}\Sigma} = 1322,8 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{зм}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{змі}} = 780,452 \text{ кВт}; \quad Q_{\text{зм}\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{змі}} = 987,652 \text{ квар};$$

$$m = \frac{P_{\text{н.мак}}}{P_{\text{н.мін}}} = \frac{96}{0,75} = 128 \geq 3; \quad K_{\text{е}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{зм}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{н}}} = \frac{780,452}{1322,8} = 0,59 ;$$

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{зм.сум.}}}{P_{\text{зм.сум.}}} = \frac{987,652}{780,452} = 1,27; \quad \cos \varphi = 0,62 ;$$

$$n_{\text{еф}} = \frac{2P_{\text{н}\Sigma}}{P_{\text{н.мак}}} = \frac{2 \cdot 1322,8}{96} = 27,55; \text{ приймаємо } n_{\text{еф}} = 28; \quad K_{\text{р}} = 1,0;$$

$$P_{\text{р}} = K_{\text{р}} \cdot P_{\text{зм}\Sigma} = 1,0 \cdot 780,452 = 780,452 \text{ кВт}; \quad Q_{\text{р}} = Q_{\text{зм}\Sigma} = 987,652 \text{ квар};$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2} = \sqrt{780,452^2 + 987,652^2} = 1258,79 \text{ кВА}.$$

Аналогічним чином та за тим самим алгоритмом виконуються розрахунки силових навантажень для всіх інших споживачів та технологічних підрозділів розглянутої групи цехів. Загальні результати розрахунків зведені до підсумкової таблиці 1.1.

						Арк.
						13

Таблиця 1.1-Електричні навантаження в мережі нижче 1 кВ групи цехів ЗХП

№	Найменування	n	Потужність ЕП, кВт		m	K _B	cos φ / tg φ	Середнє навантаження		N _{ef}	K _M	Розрахункове навантаження,		
			одного	всього				P _{CM}	Q _{CM}			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	Цех виробництва карбаміду	92	0,75-96	1322,8	>3	0,59	0,62/1,27	780,452	987,652	28	1	780,452	987,6517	1258,79
2	Цех слабкої азотної кислоти	183	0,45-110	1951,4	>3	0,62	0,79/0,78	1209,87	938,96	35	1	1209,868	938,96	1531,48
3	Корпус 101	41	0,45-160	1792,5	>3	0,77	0,75/0,88	1380,23	1217,24	15	1,01	1394,027	1217,244	1850,67
4	Склад готової продукції	25	1,5-5,5	167	>3	0,6	0,6/1,33	100,2	133,6	17	1	100,2	133,6	167
5	Цех синтезу аміаку	26	2,5-180	1912,5	>3	0,64	0,64/1,20	1224	1469,52	21	1	1224	1469,517	1912,5
6	Ремонтно-механічний цех	154	0,18-40	904,17	>3	0,42	0,84/0,65	379,751	245,295	45	1	379,751	245,295	452,085
7	Цех виробництва КАС	99	5,0-60,0	2218	>3	0,54	0,82/0,69	1197,72	836,014	72	1	1222,57	772,56	1446,21
8	Центральна хімічна лабораторія (ЦХЛ)	51	1,0-20,0	598,6	>3	0,42	0,53/1,6	251,412	402,258	60	1	251,412	402,258	474,362
9	Цех компресії повітря та газів	219	2,5-110	3286,2	>3	0,36	0,62/1,27	1183,03	1497,11	60	1	1183,032	1497,111	1908,12
10	Корпус 102	191	0,5-90	3224,1	>3	0,44	0,75/0,88	1418,6	1251,09	72	1	1418,604	1251,091	1891,47
11	Цех виробництва аміачної селітри	317	2,5-35	4256,3	>3	0,31	0,62/1,27	1319,45	1669,75	280	1	1319,453	1669,75	2128,15
12	Насосна станція оборотного циклу	181	11,3-110	2756,2	>3	0,42	0,7/1,02	1157,6	1180,99	50	1	1157,604	1180,992	1653,72
13	Кислотний цех	54	1,2-160	2015,8	>3	0,59	0,72/0,96	1189,32	1146,33	25	1	1189,322	1146,331	1651,84
14	Цех розділення повітря	29	7,5-90,0	1712,6	>3	0,76	0,85/0,62	1301,58	806,644	38	1	1301,576	806,644	1531,27
	Всього по 0,4 кВ	1662	0,18-180	28118,17	>3	0,491	0,74/0,89	13806,03	13080,97	351	1	13806,03	13080,97	19018,9
	Освітлювальне											833,840	274,7421	
	Загалом по 0,4 кВ ГЦ ЗХП											14639,87	13355,71	19816,7

1.2 Освітлювальні навантаження групи цехів ЗХП

Для визначення розрахункових електричних навантажень робочого освітлення підрозділів підприємства застосовано метод питомої потужності [1, 2]. Враховуючи специфіку хімічного виробництва, як джерела світла передбачено встановлення сучасних енергоефективних світлодіодних (LED) світильників, для яких коефіцієнт потужності приймається $\cos\varphi = 0,95$ (відповідно $\operatorname{tg}\varphi = 0,3287$). Продемонструємо алгоритм розрахунку на прикладі цеху виробництва карбаміду.

$$F_{\text{гц,3\Pi}}=5148 \text{ М}^2; \quad K_{\text{с}}=0,95; \quad p_{\text{о}}=18 \text{ ВТ/М}^2;$$

$$P_{2u,3\Pi.} = p_0 \cdot F_{2u,3\Pi.} \cdot 10^{-3} = 18 \cdot 5148 \cdot 10^{-3} = 92,66 \text{ кВТ.}$$

Розрахункове активне навантаження:

$$P_{p.occ.zu.3XII} = k_1 \cdot k_c \cdot P_{p.o.zu.3XII} = 1,12 \cdot 0,95 \cdot 92,66 = 98,59 \text{ кВТ.}$$

Розрахункове реактивне навантаження:

$$Q_{p.o.zu.3XII} = P_{p.o.zu.3XII} \cdot tg\varphi = 98,59 \cdot 0,33 = 32,41 \text{ кВар.}$$

Розрахункове повне навантаження:

$$S_{p.o.zu.3XII} = \sqrt{P_{p.o.zu.3XII}^2 + Q_{p.o.zu.3XII}^2} = \sqrt{98,59^2 + 32,41^2} = 103,78 \text{ кВА.}$$

Розрахунки освітлювальних навантажень для інших технологічних і допоміжних підрозділів підприємства виконуються за аналогічною методикою. Усі отримані результати зведено до відповідної розрахункової таблиці (Таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 – Розрахунок освітлювальних навантажень підрозділів ГЦ ЗХП.

п/п	Назва підрозділу	$F_{\text{прим.}},$ м ²	$P_0,$ Вт/м ² x10 ⁻³	$P_{\text{в.}},$ кВт	K_1	K_c	$\frac{\cos \varphi}{tq\varphi}$	$P_{\text{р.осв.}},$ кВт	$Q_{\text{р.осв.}},$ квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цех виробництва карбаміду	5148	18	92,66	1,12	0,95	0,95/0,33	98,59	32,41
2	Цех слабкої азотної кислоти	2695	20	53,90	1,12	0,95	0,95/0,33	57,35	18,85
3	Корпус 101	1258	18	22,64	1,12	0,9	0,95/0,33	22,83	7,50

4	Склад готової продукції	1080	6	6,48	1,12	0,6	0,9/0,48	4,35	2,09
5	Цех синтезу аміаку	5060	18	91,08	1,12	0,95	0,95/0,33	96,91	31,85
6	Ремонтно-механічний цех	820	18	14,76	1,12	0,8	0,95/0,33	13,22	4,35
7	Цех виробництва КАС	6215	20	124,30	1,12	0,9	0,95/0,33	125,29	41,18
8	Центральна хімічна лабораторія (ЦХЛ)	856	20	17,12	1,12	0,8	0,95/0,33	15,34	5,04
9	Цех компресії повітря та газів	1562	18	28,12	1,12	0,9	0,95/0,33	28,34	9,32
10	Корпус 102	2460	18	44,28	1,12	0,9	0,95/0,33	44,63	14,67
11	Цех виробництва аміачної селітри	7080	18	127,44	1,12	0,9	0,95/0,33	128,46	42,22
12	Насосна станція оборотного циклу	1960	16	31,36	1,12	0,8	0,95/0,33	28,10	9,24
13	Кислотний цех	1850	18	33,30	1,12	0,9	0,95/0,33	33,57	11,03
14	Цех розділення повітря	1956	16	31,30	1,12	0,9	0,95/0,33	31,55	10,37
	Освітлення території	940200	0,1	94,02	1,12	1	0,95/0,33	105,30	34,61
	Всього			667,68				833,84	274,74

1.3 Силові електричні навантаження групи цехів у мережах напругою 10 кВ

Для проектування внутрішньої системи розподілу електроенергії та вибору комутаційно-захисної апаратури в мережі 10 кВ попередньо визначається необхідна загальна кількість силових трансформаторів цехових комплектних трансформаторних підстанцій. Орієнтовна кількість трансформаторів розраховується на основі сумарного низьковольтного навантаження підприємства за формулою:

$$N_0 = P_{\text{д.н.3XII}} / (K_3 \cdot S_{\text{H}}) = 14775,25 / (0,7 \cdot 1000) = 21,108 \text{ шт},$$

де $P_{p.n.3\text{ХП}}$ – сумарне розрахункове активне навантаження групи цехів на напрузі 0,4 кВ; K_3 – попередньо прийнятий коефіцієнт завантаження силових трансформаторів у нормальному режимі роботи; $S_n=1000$ кВА – номінальна

потужність одного трансформатора (детальний розрахунок та остаточне обґрунтування потужності виконується у п'ятому розділі роботи).

Отримане розрахункове значення округлюється у більший бік до найближчого парного числа з метою забезпечення симетричного розподілу навантаження між двотрансформаторними підстанціями. Таким чином, до встановлення приймається 22 силові трансформатори, що дозволяє сформувати 11 комплектних двотрансформаторних підстанцій. Таке інженерне рішення повністю задовольняє вимоги надійності електропостачання споживачів хімічного виробництва.

Далі, для визначення параметрів мережі вище 1000 В, наведено приклад розрахунку електричних навантажень на напрузі 10 кВ для другої цехової трансформаторної підстанції.

$$n_{\text{ел.тп2}}=183; P_{\text{н.мін.тп2}}=0,45 \text{ кВт}; P_{\text{н.мак.тп2}}=110 \text{ кВт}; P_{\text{н}\Sigma\text{тп2}}=1951,4 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma\text{М}} = \sum_{i=1}^n P_{\Sigma\text{М}i} = 1209,87 \text{ кВт}; \quad Q_{\Sigma\text{М}} = \sum_{i=1}^n Q_{\Sigma\text{М}i} = 938,96 \text{ квар};$$

$$K_B = \frac{P_{\Sigma\text{М}}}{P_{\text{н}\Sigma}} = \frac{1209,87}{1951,4} = 0,62;$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_{\Sigma\text{М.сум.}}}{P_{\Sigma\text{М.сум.}}} = \frac{938,96}{1209,87} = 0,776; \quad \cos \varphi = 0,79;$$

$$m = \frac{P_{\text{н.мак.мн1}}}{P_{\text{н.мін.мн1}}} = \frac{110}{0,45} = 244; \text{ тобто } m > 3.$$

$$n_{\text{эф}} = \frac{2P_{\text{н}\Sigma}}{P_{\text{н.мак}}} = \frac{2 \cdot 1951,4}{110} = 35,48 \approx 35; \quad K_p=1,0;$$

$$P_{\text{р.тп2}} = K_{\text{р.тп2}} \cdot P_{\Sigma\text{М.тп2}} = 1,0 \cdot 1209,87 = 1209,87 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р.тп2}} = Q_{\Sigma\text{М.тп2}} = 938,96 \text{ квар};$$

$$S_{\text{р.мн2}} = \sqrt{P_{\text{р.мн2}}^2 + Q_{\text{р.мн2}}^2} = \sqrt{1209,87^2 + 938,96^2} = 1531,48 \text{ кВА}$$

$$P_{\text{р.о.тп2}} = 57,35 \text{ кВт}; \quad Q_{\text{р.о.тп2}} = 18,85 \text{ квар}.$$

Враховуємо освітнє навантаження ТП-2:

$$P_{\Sigma\text{ тп2}} = P_{\text{р.тп2}} + P_{\text{о.тп2}} = 1209,87 + 57,35 = 1267,22 \text{ кВт};$$

					Арк.
					17

$$Q_{\Sigma \text{ТП2}} = Q_{\text{р.ТП2}} + Q_{\text{о.ТП2}} = 938,96 + 18,85 = 957,81 \text{ квар.}$$

Сумарна реактивна потужність з врахуванням вибраних у розділі 4 компенсуючих пристроїв 0,4 кВ:

$$Q_{\Sigma \text{ТП2 з КП}} = Q_{\Sigma \text{ТП2}} - Q_{\text{КП}} = 957,81 - 300 = 657,81 \text{ квар;}$$

$$S_{\Sigma \text{mn2}} = \sqrt{P_{\Sigma \text{mn2}}^2 + Q_{\Sigma \text{mn2}}^2} = \sqrt{1267,22^2 + 657,81^2} = 1427,78 \text{ кВА.}$$

Коефіцієнт завантаження силових трансформаторів:

$$K_{3.\text{mn2}} = \frac{S_{\Sigma \text{mn2}}}{n \cdot S_{\text{н.т.}}} = \frac{1427,78}{2 \cdot 1000} = 0,714.$$

Для трансформаторів 2-ї ТП визначаємо втрати потужності (тип трансформаторів ТМГ, вибір наведено у розділі 5):

$$\Delta P_{\text{mn1}} = n_m \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot k_3^2) = 2 \cdot (0,77 + 10,5 \cdot 0,714^2) = 10,24 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q = n \left(\frac{I_X}{100} S_H + \frac{U_K}{100} S_H \cdot K_3^2 \right)$$

$$\Delta Q_{\text{mn2}} = 2 \cdot \left(\frac{1,2}{100} \cdot 1000 + \frac{6,0}{100} \cdot 1000 \cdot 0,714^2 \right) = 85,16.$$

Сумарне навантаження на шинах 10 кВ ТП-2 групи цехів:

$$P_{\text{р.тп2}} = P_{\Sigma \text{тп2}} + \Delta P_{\text{тп2}} = 1267,22 + 12,24 = 1279,46 \text{ кВт;}$$

$$Q_{\text{р. тп2}} = Q_{\Sigma \text{ тп2}} + \Delta Q_{\text{тп2}} = 657,81 + 85,16 = 742,97 \text{ квар;}$$

$$S_{\Sigma.\text{mn2}} = \sqrt{P_{\Sigma \text{mn2}}^2 + Q_{\Sigma \text{mn2}}^2} = \sqrt{1279,46^2 + 742,97^2} = 1479,53 \text{ кВА.}$$

Сумарне навантаження групи цехів на напрузі 10 кВ розраховується за аналогічною методикою. При цьому додатково враховується високовольтне навантаження синхронних і асинхронних двигунів, а також потужність високовольтних компенсуючих пристроїв:

$$P_{\text{р.10 ЗХП}} = P_{\Sigma \text{зхп}} + P_{\Sigma \text{сд,ад}} = 14775,28 + 7146 = 21921,28 \text{ кВт;}$$

$$Q_{p.10 \text{ ЗХП}} = Q_{\Sigma \text{ЗХП}} + Q_{\Sigma \text{сд,ад}} + Q_{\text{кп.10}} = 4296,72 + 1575 - 1583,53 - 1000 =$$

$$= 3288,19 \text{ квар};$$

$$S_{p.10 \text{ ЗХП}} = \sqrt{P_{p.10 \text{ ЗХП}}^2 + Q_{p.10 \text{ ЗХП}}^2} = \sqrt{21921,28^2 + 3288,19^2} = 22166,53 \text{ кВА}.$$

Додатково використовуємо коефіцієнт одночасності $k_0 = 0,95$ [1]:

$$P_{p.10 \text{ ЗХП.ко}} = k_0 \cdot P_{p.10 \text{ ЗХП}} = 0,95 \cdot 21921,28 = 20825,22 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.10 \text{ ЗХП.ко}} = k_0 \cdot Q_{p.10 \text{ ЗХП}} = 0,95 \cdot 3288,19 = 3123,781 \text{ квар};$$

$$S_{p.10 \text{ ЗХП.ко}} = \sqrt{P_{p.10 \text{ ЗХП.ко}}^2 + Q_{p.10 \text{ ЗХП.ко}}^2} = \sqrt{20825,22^2 + 3123,781^2} =$$

$$= 21058,20 \text{ кВА}.$$

Зведені результати загальних розрахунків наведено у Дадатку А (таблиця А1).

1.4 Побудова графіків електричних навантажень групи цехів

Побудова добових графіків електричних навантажень виконується згідно з регламентованою методикою, наведеною у [1, п. 3.3]. Під час розрахунків та моделювання режимів електроспоживання враховується динаміка зміни активної та реактивної потужностей залежно від сезону (зимовий або літній період), а також характеру доби (робочий чи вихідний день).

Вихідні розрахункові дані, необхідні для побудови графіків навантажень розглянутої групи цехів хімічного підприємства, зведено до таблиць 1.3–1.4. Візуалізація добових режимів електроспоживання представлена у вигляді відповідних графіків на рисунках 1.1–1.3.

Таблиця 1.3 - Споживання активної потужності групою цехів хімічного підприємства за зимовий та літній періоди

t, год	Qз, %	Qз, квар	Qл, %	Qл, квар	Qз, %	Qз, квар	Qл, %	Qл, квар
	Робочий день				Вихідний день			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	75	15618,915	63,75	13276,08	45	9371,35	38,25	7965,65
2	75	15618,915	63,75	13276,08	45	9371,35	38,25	7965,65
3	75	15618,915	63,75	13276,08	45	9371,35	38,25	7965,65
4	75	15618,915	63,75	13276,08	45	9371,35	38,25	7965,65

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	83	17284,932	70,55	14692,198	45	9371,35	38,25	7965,65
6	83	17284,93	70,55	14692,19	45	9371,35	38,25	7965,65
7	83	17284,93	70,55	14692,19	45	9371,35	38,25	7965,65
8	83	17284,93	70,55	14692,19	45	9371,35	38,25	7965,65
9	83	17284,93	70,55	14692,19	35	7288,83	29,75	6195,50
10	100	20825,22	85	17701,44	35	7288,83	29,75	6195,50
11	100	20825,22	85	17701,44	35	7288,83	29,75	6195,50
12	75	15618,92	63,75	13276,08	35	7288,83	29,75	6195,50
13	94	19575,71	79,9	16639,35	35	7288,83	29,75	6195,50
14	95	19783,96	80,75	16816,37	35	7288,83	29,75	6195,50
15	94	19575,71	79,9	16639,35	35	7288,83	29,75	6195,50
16	94	19575,71	79,9	16639,35	35	7288,83	29,75	6195,50
17	94	19575,71	79,9	16639,35	35	7288,83	29,75	6195,50
18	94	19575,71	79,9	16639,35	35	7288,83	29,75	6195,50
19	94	19575,71	79,9	16639,35	45	9371,35	38,25	7965,65
20	75	15618,92	63,75	13276,08	45	9371,35	38,25	7965,65
21	75	15618,92	63,75	13276,08	45	9371,35	38,25	7965,65
22	75	15618,92	63,75	13276,08	45	9371,35	38,25	7965,65
23	75	15618,92	63,75	13276,08	45	9371,35	38,25	7965,65
24	75	15618,92	63,75	13276,08	45	9371,35	38,25	7965,65
		421502,5		358277,1		204087,2		173474,1

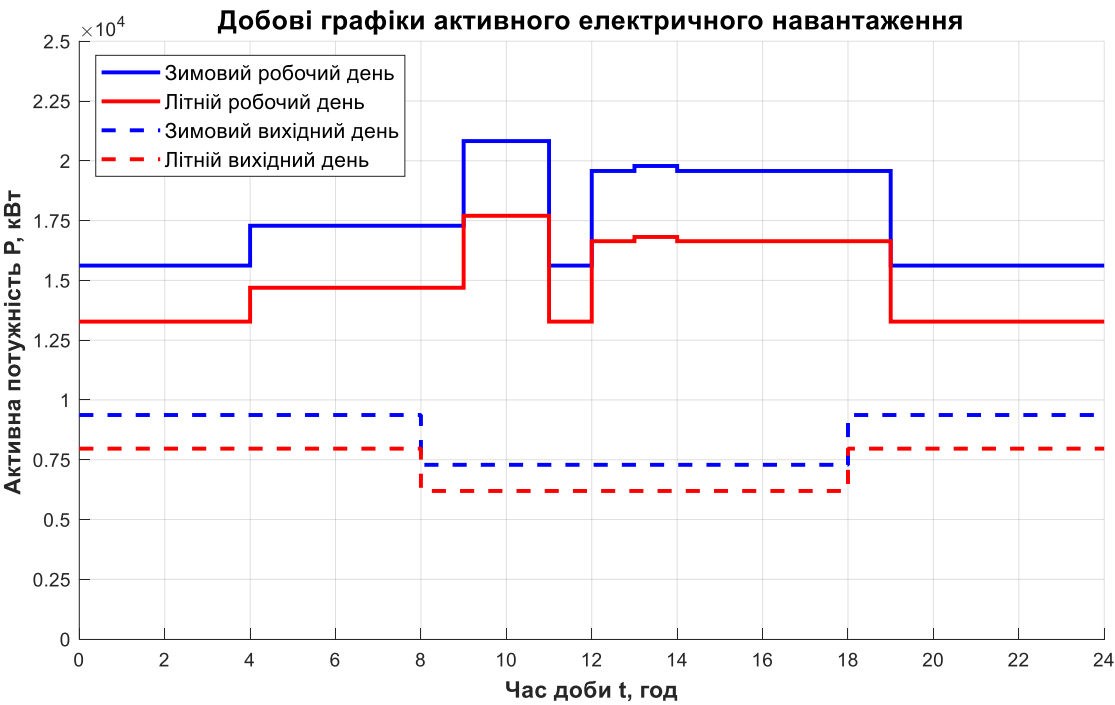


Рис. 1.1 - Добові графіки активного навантаження групи цехів

Таблиця 1.4 - Споживання реактивної потужності групою цехів після виконання компенсації за зимовий та літній періоди

t, год	Qз, %	Qз, квар	Qл, %	Qл, квар	Qз, %	Qз, квар	Qл, %	Qл, квар
Робочий день				Вихідний день				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	86	2686,451	73,1	2283,483	67	2092,933	56,95	1778,993
2	86	2686,451	73,1	2283,483	67	2092,933	56,95	1778,993
3	86	2686,451	73,1	2283,483	67	2092,933	56,95	1778,993
4	86	2686,451	73,1	2283,483	67	2092,933	56,95	1778,993
5	90	2811,402	76,5	2389,692	67	2092,933	56,95	1778,993
6	90	2811,402	76,5	2389,692	67	2092,933	56,95	1778,993
7	90	2811,402	76,5	2389,692	67	2092,933	56,95	1778,993
8	90	2811,402	76,5	2389,692	67	2092,933	56,95	1778,993
9	90	2811,402	76,5	2389,692	59	1843,03	50,15	1566,576
10	100	3123,78	85	2655,213	59	1843,03	50,15	1566,576
11	100	3123,78	85	2655,213	59	1843,03	50,15	1566,576
12	85	2655,213	72,25	2256,931	59	1843,03	50,15	1566,576
13	96	2998,829	81,6	2549,004	59	1843,03	50,15	1566,576
14	96	2998,829	81,6	2549,004	59	1843,03	50,15	1566,576
15	96	2998,829	81,6	2549,004	59	1843,03	50,15	1566,576
16	96	2998,829	81,6	2549,004	59	1843,03	50,15	1566,576
17	96	2998,829	81,6	2549,004	59	1843,03	50,15	1566,576
18	96	2998,829	81,6	2549,004	59	1843,03	50,15	1566,576
19	86	2686,451	73,1	2283,483	67	2092,933	56,95	1778,993
20	86	2686,451	73,1	2283,483	67	2092,933	56,95	1778,993
21	86	2686,451	73,1	2283,483	67	2092,933	56,95	1778,993
22	86	2686,451	73,1	2283,483	67	2092,933	56,95	1778,993
23	86	2686,451	73,1	2283,483	67	2092,933	56,95	1778,993
24	86	2686,451	73,1	2283,483	67	2092,933	56,95	1778,993
		67817,26		57644,67		47731,36		40571,65

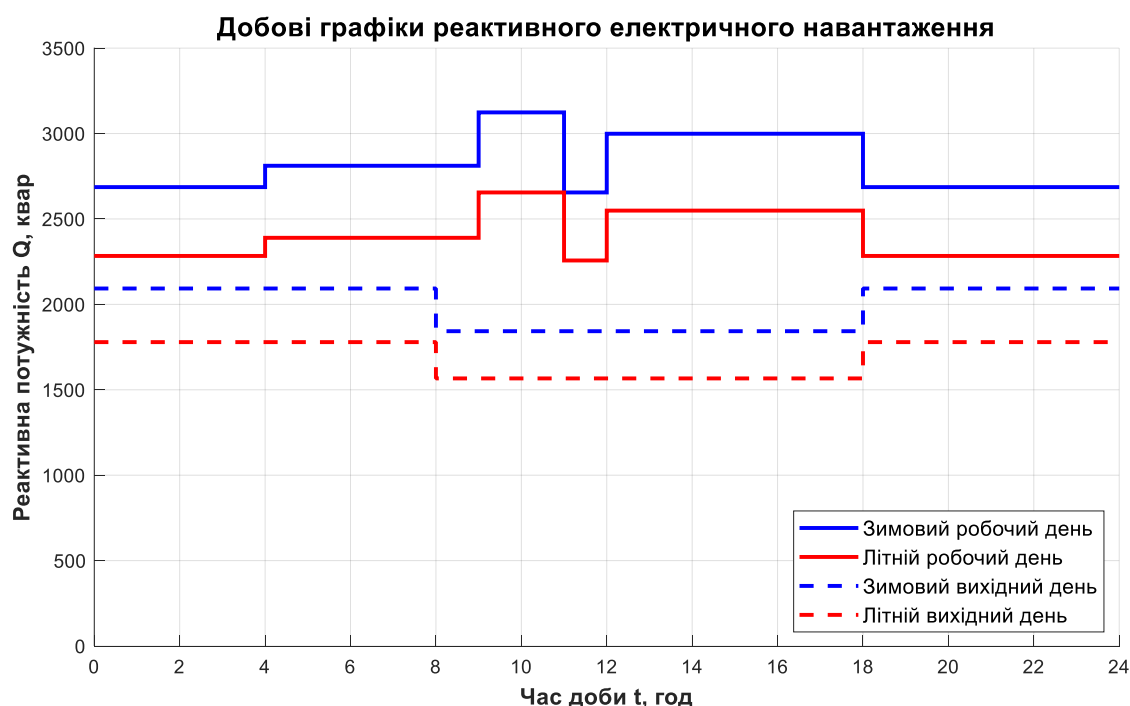


Рис. 1.2 - Добові графіки реактивного навантаження після виконання компенсації

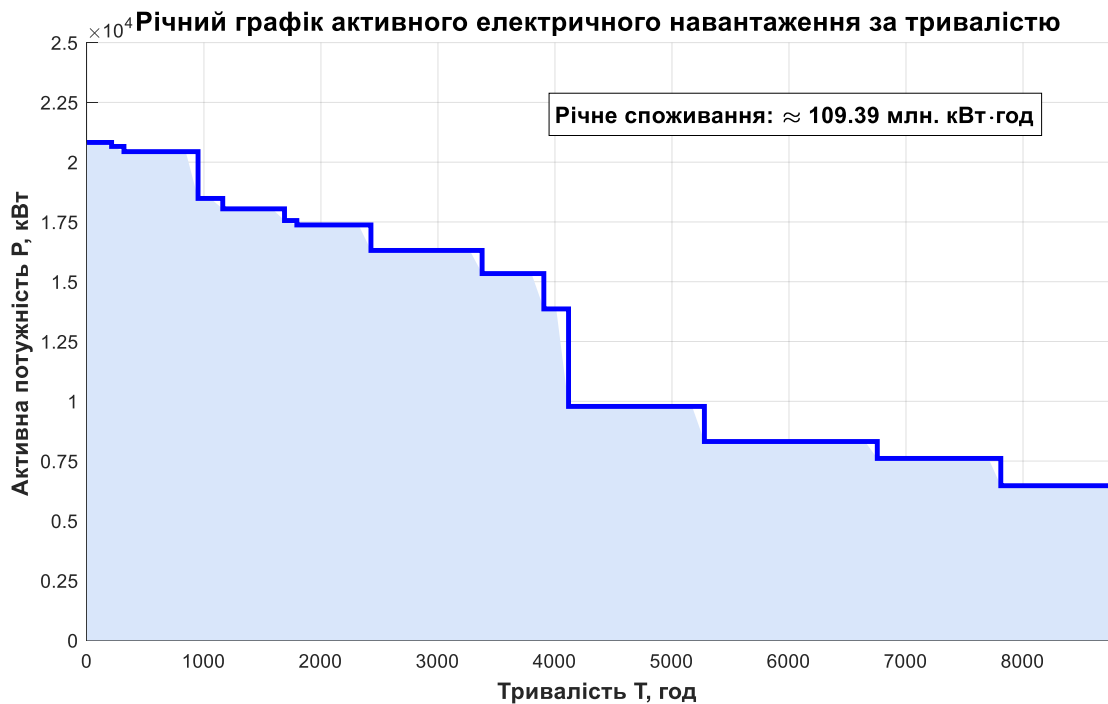


Рис. 1.3 - Річний графік активного електричного навантаження групи цехів за тривалістю

Споживання активної та реактивної енергії групи цехів. Річне споживання активної електроенергії визначається як сума добутків добового споживання на кількість відповідних днів у році:

$$W_{p,зхп} = \sum (P_i \cdot t_i) = 421502,5 \cdot 147 + 358277,1 \cdot 105 + 204087,2 \cdot 65 + 173474,1 \cdot 48 = 121172387,8 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Річне споживання реактивної електроенергії (з урахуванням компенсації) розраховується аналогічно:

$$V_{p,зхп} = \sum (Q_i \cdot t_i) = 67817,3 \cdot 147 + 57644,7 \cdot 105 + 47731,4 \cdot 65 + 40571,7 \cdot 48 = 21071819,2 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Визначаємо час використання максимуму енергосистеми та найбільших втрат:

						Арк.
						22

$$T_{\max .\text{зхп}} = \frac{\sqrt{W_{\text{р.зхп}}^2 + V_{\text{р.зхп}}^2}}{S_{\text{р.зхп}}} = \frac{\sqrt{(121172387,8^2 + 21071819,2^2)}}{21058,2} = 5840,52 \text{ год.}$$

$$\tau_{\text{зхп}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м.зхп}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5840,52}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 4391,72 \text{ год.}$$

У першому розділі кваліфікаційної роботи виконано комплексний аналіз та розрахунок електричних навантажень для проектованої системи електропостачання групи цехів хімічного підприємства. За допомогою методу розрахункового коефіцієнта визначено силові навантаження споживачів у мережах напругою до 1000 В та 10 кВ. Виконано розрахунок освітлювальних навантажень методом питомої потужності.

Розраховано базові техніко-економічні показники режиму електроспоживання: річне споживання активної електроенергії склало 121,17 млн кВт·год, реактивної - 21,07 млн квар·год. Час використання максимуму навантаження становить 5840,5 год, а час найбільших втрат - 4391,7 год.

Отримані розрахункові параметри є вихідними даними для подальшого вибору конфігурації мережі, силових трансформаторів та розрахунку струмів короткого замикання.

2 ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ГРУПИ ЦЕХІВ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП

Розраховуємо картограму електричних навантажень групи цехів хімічної промисловості на основі розрахункових даних про активну потужність. Картограма дозволяє наочно візуалізувати розподіл електричних навантажень на генеральному плані території заводу. При її побудові для кожного цеху визначається радіус кола, площа якого пропорційна його розрахунковому навантаженню, а також сектор, що відповідає частці освітлювального навантаження.

Виконаємо розрахунок для цеху виробництва карбаміду:

$$R_1 = \sqrt{\frac{P_{p1} + P_{o1}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{780,45 + 98,59}{\pi \cdot 20}} = 3,74 \text{ см},$$

де $m = 20 \text{ кВт/см}^2$ - прийнятий масштаб потужності.

$$\alpha = \frac{360 \cdot P_{o1}}{P_{p1} + P_{o1}} = \frac{360 \cdot 20,3}{621,2} = 11,77^\circ.$$

Аналогічні розрахунки для інших технологічних цехів та підрозділів заносимо до зведеної таблиці 2.1.

Картограма дозволяє визначити умовну точку - центр електричних навантажень (ЦЕН), до якого технічно та економічно найдоцільніше наближувати головну знижувальну підстанцію.

Визначаємо координати центру електричних навантажень підприємства:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = 8768118,1 / 21526,41 = 407,32 \text{ м};$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = 6087187,4 / 21526,41 = 282,78 \text{ м},$$

Згідно з виконаними розрахунками, отримано наступні координати центру електричних навантажень: $x_0 = 407,32 \text{ м}$, $y_0 = 282,78 \text{ м}$. Повні дані для побудови картограми електричних навантажень наведено у таблиці 2.1.

						Арк.
						24

Таблиця 2.1 – Картограма електричних навантажень групи цехів заводу хімічної промисловості

п/п	Назва підрозділу	$P_{p.i.}$, кВт	$P_{ocb.i.}$, кВт	P_{Σ} ,кВт	$X_{i.M}$	$Y_{i.M}$	R_{mm}	α ,град	$P_i \times X_i$, кВт·м	$P_i \times Y_i$, кВт·м
1	Цех виробництва карбаміду	780,45	98,59	879,05	700	480	40,38	3,74	615332,5	421942,3
2	Цех слабкої азотної кислоти	1209,87	57,35	1267,22	58	570	16,29	4,49	73498,6	722314,0
3	Корпус 101	1394,03	22,83	1416,85	220	580	5,80	4,75	311707,5	821774,4
4	Склад готової продукції	100,20	4,35	104,55	550	500	14,99	1,29	57505,0	52277,3
5	Цех синтезу аміаку	1224,00	96,91	1320,91	380	210	26,41	4,59	501945,5	277390,9
6	Ремонтно-механічний цех	379,75	13,22	392,98	48	130	12,12	2,50	18862,9	51086,9
7	Цех виробництва КАС	1222,57	125,29	1347,86	300	410	33,46	4,63	404359,3	552624,4
8	Центральна хімічна лабораторія (ЦХЛ)	251,41	15,34	266,75	270	220	20,70	2,06	72022,9	58685,3
9	Цех компресії повітря та газів	1183,03	28,34	1211,37	420	65	8,42	4,39	508776,6	78739,2
10	Корпус 102	1418,60	44,63	1463,24	290	124	10,98	4,83	424339,1	181441,5
11	Цех виробництва аміачної селітри	1319,45	128,46	1447,91	690	290	31,94	4,80	999059,6	419894,6
12	Насосна станція оборотного циклу	1157,60	28,10	1185,70	60	410	8,53	4,35	71142,2	486138,0
13	Кислотний цех	1189,32	33,57	1222,89	810	110	9,88	4,41	990539,6	134517,7
14	Цех розділення повітря	1301,58	31,55	1333,12	790	250	8,52	4,61	1053166,7	333280,6
15	СД 3х1000 кВт;10,5 кВ	1920	0,00	1920,00	480	220	0,00	5,53	921600,0	422400,0
16	СД 4х630 кВт;10,5 кВ	1764	0,00	1764,00	490	65	0,00	5,30	864360,0	114660,0
17	СД 2х630 кВт;10,5 кВ	882	0,00	882,00	850	110	0,00	3,75	749700,0	97020,0
18	АД 4х750 кВт;10,5 кВ	2100	0,00	2100,00	62	410	0,00	5,78	130200,0	861000,0
	Всього			21526,41					8768118,1	6087187,4

З ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ВИБІР СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГРУПИ ЦЕХІВ

Метою цього розділу є розробка, аналіз та вибір найбільш надійного, технічно доцільного та економічно ефективного варіанта схеми зовнішнього та внутрішнього електропостачання групи цехів хімічного підприємства. Порівняльний аналіз альтернативних інженерних рішень виконується шляхом зіставлення їхніх основних техніко-економічних показників (ТЕП). Оптимальним приймається варіант, який забезпечує мінімум приведених витрат протягом усього життєвого циклу системи при строгому дотриманні вимог щодо надійності електропостачання та нормативної якості електричної енергії.

Відповідно до вихідних даних та технічних умов, потенційними джерелами живлення об'єкта є магістральні лінії електропередачі напругою 110 кВ та 35 кВ. До подальших інженерних та фінансових розрахунків прийнято дві схеми зовнішнього електропостачання:

- *Варіант I.* Електропостачання групи цехів хімічного підприємства здійснюється від джерела напругою 110 кВ за допомогою проєктованої дволанцюгової лінії довжиною 5,1 км. За цієї схеми на території заводу передбачається спорудження головної знижувальної підстанції (ГЗП) із трансформацією напруги 110/10 кВ.
- *Варіант II.* Електропостачання споживачів реалізується від електричних мереж напругою 35 кВ через дволанцюгову лінію довжиною 9,2 км. Цей варіант передбачає будівництво на майданчику підприємства ГЗП напругою 35/10 кВ.

Обидва варіанти є технічно реалізованими і приймаються до детального техніко-економічного порівняння. Принципові схеми зовнішнього електропостачання підприємства наведені на рис. 3.1, а (для Варіанта I) та рис. 3.1, б (для Варіанта II).

Вибираємо основні елементи схем зовнішнього електропостачання та визначаємо в них втрати електроенергії і вартість цих втрат.

						Арк.
						26

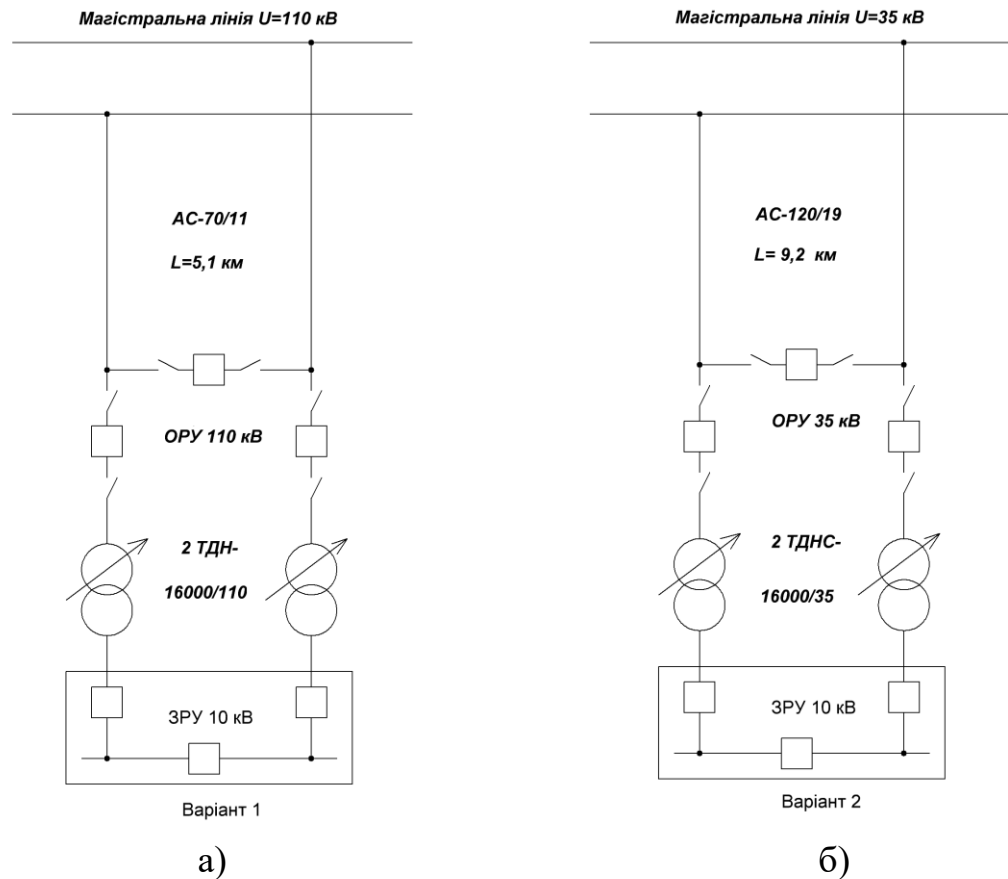


Рис. 3.1 - Можливі схеми зовнішнього електропостачання підприємства

Для I варіанту (живлення від магістралі 110 кВ) розраховуємо струм повітряної дволанцюгової ЛЕП 110 кВ та вибираємо необхідний переріз проводу.

Розрахунковий струм нормального режиму одного ланцюга:

$$I_{p.110} = \frac{S_{p.зн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{21058,2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 55,26 \text{ А.}$$

Згідно з ПУЕ, за умовами обмеження втрат на коронування, для ліній напругою 110 кВ мінімально допустимим є переріз 70 мм². Тому вибираємо дволанцюгову ЛЕП 110 кВ з проводами перерізом 70 мм² марки АС-70/11, з параметрами: $I_{трив.} = 265 \text{ А}$, $\Delta P_{1\text{км}} = 153 \text{ кВт/км}$.

В аварійному режимі: $I_{ав} = 55,26 \cdot 2 = 110,52 \text{ А} \leq I_{трив.} = 265 \text{ А}$

Завантаження лінії 110 кВ у нормальному режимі:

$$k_{з.110} = \frac{I_{p.110}}{I_{трив.}} = \frac{55,26}{265} = 0,208.$$

Для II варіанту (живлення від магістралі 35 кВ) розраховуємо струм повітряної дволанцюгової ЛЕП 35 кВ.

					Арк.
					27

Розрахунковий струм нормального режиму одного ланцюга:

$$I_{p.35} = \frac{S_{p.зн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{21058,2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 173,69 \text{ А.}$$

Щоб забезпечити надійне живлення підприємства в післяаварійному режимі (при відключенні одного з ланцюгів струм складе: $I_{ав} = 173,69 \cdot 2 = 347,38 \text{ А} \leq I_{трив.} = 390 \text{ А}$), вибираємо дволанцюгову ЛЕП 35 кВ з проводами перерізом 120 мм² марки АС-120, з параметрами: $I_{трив.} = 390 \text{ А}$, $\Delta P_{1\text{км}} = 140 \text{ кВт/км}$.

Завантаження лінії 35 кВ у нормальному режимі:

$$k_{з.35} = \frac{I_{p.35}}{I_{трив.}} = \frac{173,69}{390} = 0,445.$$

Для розрахованої повної потужності підприємства приймаємо до встановлення на ГЗП два трансформатори номінальною потужністю $S_n = 16 \text{ МВА}$.

Перевіряємо коефіцієнт завантаження у нормальному режимі (він буде однаковим для обох варіантів):

$$k_з = \frac{S_{p.зн}}{2 \cdot S_{н.тр}} = \frac{21058,2}{2 \cdot 16000} = 0,658.$$

Перевіряємо надійність живлення споживачів при аварійному виході з ладу одного з трансформаторів (допустиме перевантаження 140%):

$$S_{ав.} = 1,4 \cdot S_{н.тр} = 1,4 \cdot 16000 = 22400 \text{ кВА.}$$

Надійність живлення підприємства забезпечується в повному обсязі без необхідності відключення споживачів III категорії.

Обчислюємо річні втрати електроенергії в елементах системи електропостачання:

$$\Delta E_{лен} = \Delta P_{лен} \cdot \tau_m = \Delta P_{1\text{км}} \cdot l_{\Sigma} \cdot k_з^2 \cdot \tau_m;$$

$$\Delta E_{тр} = 2 \cdot (\Delta P_x \cdot t_{вкл} + \Delta P_k \cdot \tau \cdot K_з^2).$$

ВАРІАНТ I (ГЗП 110/10 кВ). ЛЕП 110 кВ та параметри обраного трансформатора: тип ТДН-16000/110; втрати короткого замикання $\Delta P_{кз} = 85 \text{ кВт}$; втрати неробочого ходу $\Delta P_{хх} = 19 \text{ кВт}$.

$$\Delta E_{лен.110} = 153 \cdot 2 \cdot 5,1 \cdot 0,208^2 \cdot 4391,72 = 173209,4 \text{ кВт·год};$$

					Арк.
					28

$$\Delta E_{mp.110} = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 85 \cdot 4391,72 \cdot 0,658^2) = 656127,6 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$\Delta E_{Ivar.} = 173209,4 + 656127,6 = 829337,0 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

ВАРІАНТ II (ГЗП 35/10 кВ). ЛЕП 35 кВ та трансформатор: тип ТДНС-16000/35;
втрати короткого замикання $\Delta P_{кз} = 85 \text{ кВт}$; втрати неробочого ходу $\Delta P_{хх} = 16 \text{ кВт}$.

$$\Delta E_{лен.35} = 140 \cdot 2 \cdot 9,2 \cdot 0,445^2 \cdot 4391,72 = 1783959,7 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$\Delta E_{mp.35} = 2 \cdot (16 \cdot 8760 + 85 \cdot 4391,72 \cdot 0,658^2) = 603567,6 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$\Delta E_{Ivar.} = 1783959,7 + 603567,6 = 2387527,3 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

Вартість річних втрат електроенергії за варіантами:

$$C_{1var.втр.} = \Delta E_{1var.} \cdot C_0 = 829337,0 \cdot 8,7 \cdot 10^{-3} = 7215,23 \text{ тис.грн.}$$

$$C_{2var.втр.} = \Delta E_{2var.} \cdot C_0 = 2387527,3 \cdot 8,7 \cdot 10^{-3} = 20771,49 \text{ тис.грн.}$$

Виконуємо розрахунок збитків від перерви в електропостачанні підприємства. Для початку визначимо середньорічне активне навантаження підприємства, яке буде однаковим для обох варіантів:

$$P_{сер.р.} = \frac{P_p \cdot T_{max}}{8760} = \frac{20825,22 \cdot 5840,52}{8760} = 13884,7 \text{ кВт}.$$

Варіант I. Розрахункова схема вміщує лінію 110 кВ, вимикач та трансформатор.

Параметр потоку відказів та середній час відновлення для одного ланцюга:

$$\lambda_a = \lambda_{a1} + \lambda_{a2} + \lambda_{a3} = 0,045 + 0,03 + 0,02 = 0,095 \text{ 1/рік};$$

$$T_B = \frac{\sum \lambda_{ai} \cdot T_{ei}}{\lambda_a} = \frac{0,045 \cdot 0,4 \cdot 10^{-3} + 0,03 \cdot 2,8 \cdot 10^{-3} + 0,02 \cdot 60 \cdot 10^{-3}}{0,095} = 13,71 \cdot 10^{-3} \text{ р.}$$

Коефіцієнти планового та аварійного простою одного ланцюга:

$$K_{п} = 1,2 \cdot K_{пм} = 1,2 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 12 \cdot 10^{-3} \text{ в.о.}$$

$$K_a = \lambda_a \cdot T_B = 0,095 \cdot 13,71 \cdot 10^{-3} = 1,30 \cdot 10^{-3} \text{ в.о.}$$

					Арк.
					29

Коефіцієнт аварійного простою, коли один ланцюг відключений для планового ремонту, і в цей час інший пошкоджується:

$$K_{\text{ап}} = 0,5 \cdot \lambda \cdot K_{\text{п}}^2 = 0,5 \cdot 0,095 \cdot (12 \cdot 10^{-3})^2 = 6,84 \cdot 10^{-6} \text{ в.о.}$$

Коефіцієнт аварійного простою двох ланцюгів:

$$K_{\text{а}}^{(2)} = K_{\text{а}}^2 + 2 \cdot K_{\text{ап}} = (1,30 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 6,84 \cdot 10^{-6} = 15,37 \cdot 10^{-6} \text{ в.о.}$$

Середньорічний час аварійного простою:

$$T_{\text{а}} = K_{\text{а}}^{(2)} \cdot 8760 = 15,37 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 0,135 \text{ год.}$$

Розрахунок збитку:

$$Z_{\text{б1}} = Z_{\text{о}} \cdot P_{\text{сер.р}} \cdot T_{\text{а}} = 15,9 \cdot 13884,7 \cdot 0,135 = 29803 \text{ грн} = 29,804 \text{ тис.грн.}$$

Для II-го варіанту живлення повітряною лінією 35 кВ розрахунок повторюється аналогічно та значення збитку складає: $Z_2 = 98677,95 \text{ грн} = 98,678 \text{ тис.грн.}$

Розраховуємо капітальні вкладення у варіанти схем електропостачання. Сучасні ціни на обладнання та будівництво ліній прийнято укрупнено за актуальними кошторисами. Результати представлено у вигляді таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Капітальні вкладення в схеми

Варіант	Елемент схеми	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одного, тис. грн.	Вартість всього, тис. грн.
I	ЛЕП-110 кВ 2хАС-70/11	км	5,1	1500,0	7650,0
	ВРУ-110 кВ з вимикачами	шт.	1	24000,0	24000,0
	Трансформатори ТДН-16000/110	шт.	2	26000,0	52000,0
	Всього по варіанту I				83650,0
II	ЛЕП-35 кВ 2хАС-120/19	км	9,2	1100,0	10120,0
	ВРУ-35 кВ з вимикачами	шт.	1	8000,0	8000,0
	Трансформатори ТМН-16000/35	шт.	2	12000,0	24000,0
	Всього по варіанту II				42120,0

Розрахунок поточних експлуатаційних витрат проводиться укрупнено по двох складових частинах: амортизаційні відрахування ($H_{\text{а}}$) та експлуатаційні витрати на обслуговування ($H_{\text{е}}$). Результати розрахунків поточних витрат подаються в таблиці 3.2.

					Арк.
					30

Таблиця 3.2 - Розрахунок поточних витрат

Варіант	Найменування елементів схеми	K_j , тис.грн	$H_{a,j}$, %	$H_{e,j}$, %	$H_{a.e,j}$, %	ΣC_j , тис.грн
I	ПЛ-110 кВ	7650,0	5	5	10	765,0
	ВРУ-110 кВ	24000,0	15	5	20	4800,0
	Трансформатори	52000,0	15	5	20	10400,0
	Всього по варіанту I	83650,0				15965,0
II	ПЛ-35 кВ	10120,0	5	5	10	1012,0
	ВРУ-35 кВ	8000,0	15	5	20	1600,0
	Трансформатори	24000,0	15	5	20	4800,0
	Всього по варіанту II	42120,0				7412,0

Зведені витрати розраховуються за формулою з урахуванням нормативного коефіцієнта ефективності капіталовкладень $E_n = 0,12$ та збитків від недовідпуску електроенергії:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + C_i + C_{\text{втр.і}} + Z_{\text{б.і}};$$

$$Z_1 = 0,12 \cdot 83650,0 + 15965,0 + 7215,23 + 29,80 = 33248,03 \text{ тис.грн.};$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 42120,0 + 7412,0 + 20771,49 + 98,68 = 33336,57 \text{ тис.грн.}$$

Порівняння техніко-економічних показників схем зовнішнього електропостачання підприємства наведено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3- Порівняння показників схем зовнішнього електропостачання

Показник	I варіант	II варіант
Капіталовкладення, тис.грн	83650,0	42120,0
Поточні витрати, тис.грн	15965,0	7412,0
Вартість втрат електричної енергії, тис.грн	7215,23	20771,49
Збитки, тис.грн	29,80	98,68
Зведені витрати, тис.грн	33248,03	33336,57

Порівняння приведених витрат показує, що Варіант I (живлення на напрузі 110 кВ) є економічно вигіднішим за Варіант II (35 кВ) з мінімальною різницею у 88,54 тис. грн на рік. Незважаючи на те, що капітальні вкладення в обладнання 110 кВ майже вдвічі перевищують вартість обладнання 35 кВ, ці витрати повністю

компенсуються за рахунок значного зменшення втрат електроенергії в лініях, а також вищої надійності живлення. До подальшого проектування приймаємо Варіант І з побудовою ГЗП 110/10 кВ.

Обґрунтування вибору конфігурації розподільної мережі та рівнів напруги.
Базовим номіналом для локальних мереж передачі енергії на території підприємства обрано показник напруги 10 кВ, який вважається найбільш раціональним рішенням для новітніх індустріальних об'єктів. Зіставляючи цей варіант із класом 6 кВ, можна стверджувати про суттєве зменшення енергетичних втрат, зростання пропускної здатності системи та можливість застосування провідників меншого перерізу. Такі переваги безпосередньо покращують фінансову рентабельність проектованої інфраструктури. До того ж, рівень 10 кВ характеризується значно вищою універсальністю застосування і чудово адаптується до сучасної номенклатури комутаційних апаратів.

Щодо внутрішньоцехової розводки, то постачання енергії до освітлювальної апаратури та силових агрегатів здійснюється на базі загальноприйнятого в Україні стандарту 380/220 В. Цей клас гарантує цілком стабільне та безпечне функціонування більшості струмоприймачів. Використання ж показника 660 В розглядається винятково для специфічних ситуацій, що обов'язково потребує проведення індивідуальних інженерно-економічних розрахунків.

Побудова загальнозаводської системи 10 кВ базується на прокладанні кабельних трас за радіальним принципом, який відрізняється максимальною легкістю монтажу та подальшої експлуатації. Подібна топологія суттєво підвищує загальний рівень безперебійності живлення. У разі виникнення аварії або обриву на конкретному фідері, знеструмлюється виключно один підключений вузол, тоді як решта виробничих потужностей продовжують працювати у штатному режимі. На додачу до цього, радіальна структура сприяє швидкому виявленню місць пошкоджень та дає змогу безперешкодно розширювати мережу в майбутньому. Енергопостачання потужних електродвигунів (асинхронного і синхронного типів) реалізується двома шляхами: прямим підключенням до секцій головної підстанції (ГЗП), а також через розподільні пункти РП-1 та РП-2. Такий підхід гарантує підтримку належної якості напруги і мінімізує ризики раптової зупинки особливо важливого технологічного устаткування.

						Арк.
						32
.						

4 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГРУПИ ЦЕХІВ ЗХП

4.1 Баланс реактивної потужності групи цехів ЗХП та вибір пристроїв компенсації у високовольтній та низьковольтній мережах

Розраховуємо економічно доцільну реактивну потужність, що може бути передана від енергосистеми [1]:

$$Q_c = P_{p.10.зхп} \cdot \operatorname{tg} \varphi_c = 20825,22 \cdot 0,15 = 3123,78 \text{ квар}$$

У компресорній на напрузі 10 кВ встановлено 4 синхронні двигуни (СД) потужністю по 630 кВт марки *СДК2-17-26-12 КУХЛ4* з параметрами: $P_n = 630$ кВт; $U_n = 10$ кВ; $\cos \varphi = 93,8\%$. Ці двигуни можуть бути використані для генерації та компенсації реактивної потужності в мережі заводу.

Визначаємо мінімально необхідну кількість цехових трансформаторів для живлення низьковольтного навантаження групи цехів:

$$N_{m.\min} = \frac{P_{p.0,4}}{k_z \cdot S_m} = \frac{14775,28}{0,7 \cdot 1000} = 21,11 \text{ шт.}$$

З метою забезпечення надійності за I та II категоріями електропостачання, округлюємо розрахункове значення до найближчого парного числа. Приймаємо до встановлення 22 трансформатори (тобто 11 двотрансформаторних КТП).

Визначаємо максимальну реактивну потужність, яка може бути передана з мережі 10 кВ у мережу 0,4 кВ через вибрані цехові трансформатори з урахуванням їхнього нормативного завантаження:

$$Q_{m1} = \sqrt{(n \cdot S_{m1} \cdot K_z)^2 - P_{p.n1}^2} = \sqrt{(22 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 14775,28^2} = 4341,79 \text{ квар.}$$

Потужність компенсувальних пристроїв, які необхідно встановити в мережі 0,4 кВ, визначаємо з умови балансу реактивної потужності:

$$Q_{н.} = Q_{p.н.зхп} - Q_{п1} = 14296,72 - 4341,79 = 9954,74 \text{ квар.}$$

						Арк.
						33

Приймаємо до встановлення сумарну потужність низьковольтних конденсаторних установок $Q_{кн} = 10000$ квар (9х400 квар; 13х300 квар; 11х200 квар; 6х50 квар).

Уточнюємо значення реактивної потужності, яка буде передаватися через цехові трансформатори після впровадження компенсації:

$$Q_{п} = Q_{н} - Q_{кн} = 14296,72 - 10000 = 4296,72 \text{ квар.}$$

Потужність компенсувальних пристроїв, які необхідно додатково забезпечити в мережі 10 кВ:

$$Q_{кв} = Q_{р.10} - Q_{кн} - Q_{с} = 15707,314 - 10000 - 3123,78 = 2583,53 \text{ квар.}$$

Використовуємо реактивну потужність, що генерується наявними синхронними двигунами (СД) компресорної станції. Максимальна реактивна потужність, яку можуть згенерувати чотири СД у режимі перезбудження, визначається за формулою:

$$Q_{\max} = \frac{\alpha \cdot P_{\text{ном}} \cdot \tan \varphi_{\text{ном}}}{\eta} \cdot 4 = \frac{1.27 \cdot 630 \cdot 0.484}{0.938} \cdot 4 = 1651,38 \text{ квар.}$$

Потужність додаткових компенсувальних пристроїв, які необхідно встановити в мережі 10 кВ:

$$Q'_{кв} = Q_{кв} - Q_{\max} = 2583,53 - 1651,38 = 932,15 \text{ квар.}$$

Для компенсації цієї потреби приймаємо до встановлення дві високовольтні конденсаторні установки потужністю по 500 квар: $2 \times 500 = 1000$ квар. Тип установок - УКРМ-10,5-500.

Тоді фактична реактивна потужність, яку потрібно додатково генерувати синхронними двигунами, складе:

$$Q_{сд} = Q_{кв} - Q''_{кв} = 2583,53 - 1000 = 1583,59 \text{ квар.}$$

						Арк.
						34
.						

Втрати активної потужності (від передачі та генерації реактивної потужності) для основних елементів схеми: цехових трансформаторів, БСК, СД:

- ΔP для трансформаторів (спочатку визначаємо еквівалентний опір для 22 трансформаторів):

$$R_{ек} = (\Delta P_{кз} \cdot U_{н}^2) / (N_{тр} \cdot S_{н тр}^2) = (10,6 \cdot 10^2) / (22 \cdot 1000^2) = 48,18 \cdot 10^{-6} \text{ кОм};$$

$$\Delta P_{тп} = Q_{п}^2 \cdot R_{ек} / U_{н}^2 = 4296,72^2 \cdot 48,18 \cdot 10^{-6} / 10^2 = 8,89 \text{ кВт};$$

- ΔP для високовольтних та низьковольтних БСК:

$$\Delta P_{в.бск.} = \Delta P_{тит} \cdot Q'_{в.бск.} = 3,0 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 = 3,0 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{н.бск.} = \Delta P_{тит} \cdot Q'_{н.бск.} = 4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 10000 = 45,0 \text{ кВт};$$

- ΔP для синхронних двигунів:

$$\Delta P_{сд} = Q_{сд} \cdot \left(\frac{D_1}{Q_{ном}} + \frac{2 \cdot D_2 \cdot Q_{сд}}{Q_{ном}^2 \cdot n} \right) + Q_{сд} \cdot \frac{D_2}{Q_{ном}^2 \cdot n} =$$

$$= 1583,59 \cdot \left(\frac{2,47}{304,92} + \frac{2 \cdot 4,46 \cdot 1583,59}{304,92^2 \cdot 4} \right) + 1583,59 \cdot \frac{4,46}{304,92^2 \cdot 4} = 38,92 \text{ кВт}$$

Капітальна вартість елементів схеми для розрахованого варіанта:

- комплектних трансформаторних підстанцій:

$$K_{кпп} = \Sigma(n_{кппi} \cdot k_{кппi}) = 11 \cdot 2500 = 27500 \text{ тис. грн.}$$

- високовольтних та низьковольтних БСК:

$$K_{в.бск} = \Sigma(n_{в.бскi} \cdot k_{в.бскi}) = 2 \cdot 1461,53 = 2923,06 \text{ тис. грн};$$

$$K_{н.бск} = \Sigma(n_{н.бскi} \cdot k_{н.бскi}) = 9 \cdot 209,46 + 13 \cdot 154,75 + 11 \cdot 116,39 +$$

$$+ 6 \cdot 36,73 = 5397,56 \text{ тис. грн};$$

Приведені витрати для першого варіанту:

						Арк.
						35

$$Z_{\text{ком}} = E_{\text{норм}} \cdot (K_{\text{кТП}} + K_{\text{кВ}} + K_{\text{кН}}) + (\Delta P_{\text{кН}} + \Delta P_{\text{кВ}} + \Delta P_{\text{ТП}} + \Delta P_{\text{сд}}) \cdot C_0 \cdot \tau.$$

$$Z_I = 0,12 \cdot (27500 + 2923,06 + 5397,56) + (45,0 + 3,0 + 8,89 + 38,92) \cdot 8,7 \cdot 10^{-3} \cdot 4391,72 = 6472,13 \text{ тис. грн.}$$

Подібні обчислення виконуються для другого (23 трансформатори) та третього (24 трансформатори) варіантів компенсації. Приведені втрати за цими варіантами склали: $Z_{II} = 7589,35$ тис.грн та $Z_{III} = 9781,26$ тис.грн. Таким чином, приймаємо для КРП групи цехів перший (базовий) варіант.

4.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсувальних пристроїв на підприємстві

Передавана реактивну потужність та значення потужності БСК у мережі 0,4 кВ для ТП групи цехів ЗХП:

$$Q_n = \sqrt{(n \cdot S_{\text{тп}} \cdot k_z)^2 - P_{p,0,4}^2};$$

$$Q_{\text{бск}} = Q_n - Q_{\text{п}};$$

- на прикладі ТП1:

$$Q_{n, \text{тп1}} = \sqrt{(2 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 1284,07^2} = 557,81 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{бск.тп1}} = 1353,76 - 557,81 = 795,95 \text{ квар.}$$

Встановлюємо: 2 х УКРМ (АКУ) - 0,4-200-20 [9]. Повторюємо розрахунки за цією методикою для інших ТП та зводимо результати до таблиці 4.1.

Відповідно до проведених розрахунків, приймаються на напрузі 10 кВ до встановлення 2 високовольтні КУ типу УКРМ-10,5-500 УЗ [9].

У цьому розділі розраховано баланс реактивної потужності для групи цехів хімічного підприємства та обрано оптимальні компенсувальні пристрої. Після впровадження запропонованих заходів з компенсації перевірено виконання нормативної вимоги енергосистеми щодо допустимого перетікання реактивної енергії:

						Арк.
						36

Таблиця 4.1 – Вибір та розміщення компенсувальних пристроїв 0,4 кВ

№ ТП	$P_{p.тпi}$, кВт	$Q_{p.тпi}$, квар	$Q_{п.тпi}$, квар	$Q_{бск.тпi}$, квар	Кіл-ть	Тип моделі	$\Sigma Q_{бск}$, квар
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1284,07	1353,76	557,81	795,951	3	2хУКРМ 0,4-300/7-25; 1хУКРМ 0,4-50/10-4	650
2	1279,46	1042,97	568,32	474,65	3	1хУКРМ 0,4-200/6-20; 2хУКРМ 0,4-50/10-4	300
3	1429,20	1310,49	0,00	1310,49	4	2хУКРМ 0,4-300/7-25; 2хУКРМ 0,4-200/6-20	1000
4	1327,58	1723,93	444,43	1279,50	4	2хУКРМ 0,4-400/10-40; 2хУКРМ 0,4-200/6-20	1200
5	1360,07	898,70	331,97	566,73	2	1хУКРМ 0,4-300/7-25; 1хУКРМ 0,4-50/10-4	350
6	1465,12	1685,10	0,00	1685,10	5	5хУКРМ 0,4-300/7-25	1500
7	1460,48	1798,98	0,00	1798,98	5	4хУКРМ 0,4-400/10-40; 1хУКРМ 0,4-50/10-4	1650
8	1332,93	1585,26	428,14	1157,12	4	2хУКРМ 0,4-300/7-25; 2хУКРМ 0,4-200/6-20	1000
9	1476,04	1354,12	0,00	1354,12	4	2хУКРМ 0,4-400/10-40; 2хУКРМ 0,4-200/6-20	1200
10	1235,29	1243,44	658,83	584,61	2	2хУКРМ 0,4-200/6-20	400
11	1450,88	938,01	0,00	938,01	3	1хУКРМ 0,4-400/10-40; 1хУКРМ 0,4-300/7-25; 1хУКРМ 0,4-50/10-4	750

$$tg\varphi_{\text{зн}} = \frac{Q_{p.\text{зн}}}{P_{p.\text{зн}}} = \frac{3123,781}{20825,22} = 0,1499 \leq tg\varphi_c = 0,15 .$$

Для дотримання нормативного коефіцієнта потужності, забезпечення необхідного рівня компенсації на підприємстві передбачено встановлення низьковольтних ($Q_{н.бск}=10000$ квар) та високовольтних ($Q_{в.бск}=1000$ квар) батарей статичних конденсаторів та використання синхронних двигунів, які працюють у режимі перезбудження ($Q_{сд}=1583,59$ квар).

Такий комплексний підхід дозволяє повністю збалансувати реактивну потужність на всіх рівнях напруги, розвантажити силові трансформатори та зменшити втрати активної електроенергії в системі електропостачання заводу.

5 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ ПІДПРИЄМСТВА ХІМІЧНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ

5.1 Вибір чисельності, потужності та територіального розміщення трансформаторів ГЗП та внутрішньозаводських підстанцій

Фундаментальною основою будь-якої промислової електромережі виступають головні знижувальні та локальні цехові підстанції. Від оптимальності вибору їхніх локацій безпосередньо залежать показники безперебійності живлення, загальна рентабельність та рівень раціонального споживання енергоресурсів на об'єкті.

Процес розробки проекту вимагає ретельного прорахунку характеристик силових трансформаторів, оскільки останні зобов'язані функціонувати стабільно під час планових або непередбачуваних пікових струмів. Чинні технічні регламенти вимагають, щоб у позаштатних (аварійних) ситуаціях агрегати могли витримувати перевищення номіналу на сорок відсотків (максимум п'ять діб поспіль). Обов'язковою умовою подібного режиму експлуатації виступає показник попереднього завантаження трансформатора на рівні не вище 0,93, тоді як час щоденної форсованої роботи обмежується шістьма годинами.

Визначення розрахункової потужності силових трансформаторів ГЗП:

$$S_{\text{т.розр.}} = S_{\text{max}} / ((n-1) \cdot 1,4) = 21058,20 / ((2-1) \cdot 1,4) = 15041,57 \text{ кВА}.$$

До встановлення обираємо трансформатор марки ТДН-16000/110/10, Його базові паспортні параметри приймаємо відповідно до джерела [10].

Оцінка коефіцієнта завантаженості за стандартних умов експлуатації::

$$k_z = \frac{S_{p.zxn}}{2 \cdot S_{н.тр}} = \frac{21058,2}{2 \cdot 16000} = 0,658.$$

Аварійний режим функціонування моделюється для ситуації відмови одного перетворювача. За таких обставин дозволяється знеструмлення виключно струмоприймачів III категорії надійності. Натомість об'єкти I та II груп мають

						Арк.
						38

безперервно отримувати живлення. Як показує перевірка, примусово обмежувати електропостачання найменш пріоритетних споживачів не доведеться:

$$S_{ав} = 1,4 \cdot S_{н} = 1,4 \cdot 16000 = 22\,400 \text{ кВА} > S_{р.зхп} = 21058,2 \text{ кВА}.$$

Важливим етапом проектування виступає підбір цехових понижувальних підстанцій, адже на них покладено функцію прямого постачання струму до ключових агрегатів та освітлювальних мереж підприємства. Пошук найкращого варіанту обладнання базується на комплексному аналізі низки факторів: технологічні, електротехнічні та експлуатаційні.

Внутрішньозаводські мережеві об'єкти зобов'язані гарантувати наявність резервної потужності для стабільного функціонування під час позаштатних ситуацій. Крім того, вони мають витримувати тимчасові стрибки напруги, якщо подібні режими продиктовані специфікою виробничого циклу. Водночас, серед головних критеріїв залишаються мінімальні габарити установок, зручний доступ для огляду персоналом та абсолютна безпека праці безпосередньо в цехових приміщеннях.

Виконаємо розрахунок потужності цехової ТП на прикладі ТП1. Вибір номінальної потужності здійснюємо з урахуванням систематичного та аварійного перевантаження [1]:

$$S_{ном} \geq \frac{S_p}{n \cdot K_1} = \frac{1464,285}{2 \cdot 1,09} = 671,7 \text{ кВА}.$$

$$S_{ном} \geq \frac{K_{I,II} \cdot S_p}{(n-1) \cdot K_2} = \frac{0,9 \cdot 1464,285}{(2-1) \cdot 1,4} = 941,33 \text{ кВА}.$$

Приймаємо трансформатор ТМГ-1000/10/0,4, його зовнішній вигляд та технічні характеристики представлено на рис. 5.2 [10].

Рівень фактичного використання потужності трансформаторів на першій підстанції становить:

						Арк.
						39



Технічні характеристики:

$$- S_{\text{ном}} = 1000 \text{ кВА};$$

$$- U_{\text{вн}} = 10 \text{ кВ};$$

$$- U_{\text{нн}} = 0,4 \text{ кВ};$$

$$\text{-втрати НХ } \Delta P_{\text{xx}} = 770 \text{ Вт};$$

$$\text{-втрати КЗ } \Delta P_{\text{кз}} = 10500 \text{ Вт};$$

$$\text{-напруга КЗ } U_{\text{к}} \% = 6,0 \%;$$

$$\text{-струм НХ } I_{\text{xx}} = 1,2 \; \%.$$

Рис. 5.2 – Зовнішній вигляд і паспортні дані трансформатора серії ТМГ-1000/10/0,4 ЕКО

- за умов функціонування в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{мп}}} = \frac{1464,285}{2 \cdot 1000} = 0,732;$$

- під час виникнення аварійних ситуацій:

$$K_3 = \frac{K_{I,II} \cdot S_p}{S_{\text{ном}}} = \frac{0,9 \cdot 1464,285}{1000} = 1,32 < 1,4.$$

Обчислення робочих параметрів для решти ТП проводилися за ідентичною методикою. Зведені результати цих розрахунків систематизовані нижче (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 - Вибір внутрішньозаводських підстанцій

№ ТП	S_p , кВА	Сист. перев.	Авар. перев.	$K_{3,н}$	$K_{3,ав.}$	Тип	% відк. спожив. 3 кат.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1464,285	671,69	941,326	0,732	1,32	2хТМГ-1000/10/0,4	4,59
2	1479,533	678,68	951,128	0,739	1,33	2хТМГ-1000/10/0,4	5,68

3	1462,534	670,89	940,2	0,731	1,32	2хТМГ-1000/10/0,4	4,47
4	1427,23	654,69	917,505	0,714	1,28	2хТМГ-1000/10/0,4	1,95
5	1466,582	672,74	942,803	0,733	1,32	2хТМГ-1000/10/0,4	4,76
6	1476,766	677,42	949,35	0,738	1,33	2хТМГ-1000/10/0,4	5,48
7	1468,058	673,42	943,752	0,734	1,32	2хТМГ-1000/10/0,4	4,86
8	1455,756	667,78	935,843	0,728	1,31	2хТМГ-1000/10/0,4	3,98
9	1484,066	680,76	954,043	0,742	1,34	2хТМГ-1000/10/0,4	6,00
10	1495,77	686,13	961,567	0,748	1,35	2хТМГ-1000/10/0,4	6,84
11	1463,012	671,11	940,508	0,732	1,32	2хТМГ-1000/10/0,4	4,50

5.2 Розміщення та комплектація внутрішньозаводських підстанцій хімічного підприємства

Найбільш раціональним рішенням для об'єкта є встановлення масляних агрегатів серії ТМГ (базові параметри: 10/0,4 кВ, номінал від 1000 кВА). Завдяки повній ізоляції охолоджувальної рідини від навколишнього середовища, повністю нівелюється ризик її окислення. Це суттєво подовжує експлуатаційний ресурс обладнання та дозволяє відмовитися від регулярного аналізу чи відновлення діелектрика, відчутно знижуючи витрати на обслуговування.

Додатково ці пристрої комплектуються високовольтним регулятором, який дозволяє ступінчасто коригувати напругу в межах $\pm 2 \times 2,5\%$. Таке налаштування виконується виключно після знеструмлення мережі, що гарантує максимальну безпеку та простоту адаптації до коливань навантажень.

Застосування комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) істотно пришвидшує пусконаладжувальні роботи, оскільки блоки прибувають на завод вже зібраними. Їхні невеликі габарити дають змогу наблизити джерело живлення до струмоприймачів, скорочуючи довжину кабельних трас та енерговтрати. Зважаючи на агресивні умови хімічної промисловості, локальні вузли зобов'язані мати потужний антикорозійний, пиловологозахисний бар'єр, а також високу стійкість до температурних перепадів. Тому оптимальним варіантом виступають

закриті КТП у залізобетонних або металевих оболонках, які відрізняються наявністю сучасних систем автоматики та надійним резервуванням.

Відповідно до джерела [12], проектуємо застосування блочних комплектних підстанцій (КТПБ), монтуючи їх як вбудовані або суміжні об'єкти. Останній варіант зовнішнього розміщення вимагає обов'язкового облаштування вогнетривких перегородок, ефективної системи вентиляції та вільного доступу персоналу до розподільних пристроїв. Також необхідною є наявність громозахисту, заземлюючих контурів і надійних засобів протидії проникненню сторонніх осіб.

Максимальне наближення живильних центрів безпосередньо до агрегатів-споживачів гарантує суттєве скорочення довжини кабельних трас, зниження енерговтрат та загальну стабілізацію параметрів мережі. Конкретні місця встановлення цих вузлів систематизовано в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 - Локалізація внутрішньозаводських ТП

№ ТП	Місце встановлення	№ ТП	Місце встановлення
1	Насосна станція оборотного циклу (прибудована)	7	Цех виробництва аміачної селітри (вбудована)
2	Цех слабкої азотної кислоти (прибудована)	8	Корпус 102 (вбудована)
3	Корпус 101 (вбудована)	9	Цех компресії повітря та газів (прибудована)
4	Цех синтезу аміаку (прибудована)	10	Кислотний цех (вбудована)
5	Цех синтезу аміаку (вбудована)	11	Цех розділення повітря (вбудована)
6	Цех виробництва карбонату (вбудована)		

Отже, коректне визначення характеристик силових трансформаторів виступає ключовим інженерним етапом. Він базується на глибокому аналізі струмових навантажень, потребах у резервуванні потужностей, здатності апаратів витримувати пікові режими та специфіці функціонування конкретного заводу.

6 ОБЧИСЛЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ ЗАВОДУ

Для визначення параметрів аварійних режимів в електромережі промислового об'єкта, насамперед розробляється базова розрахункова однолінійна схема. На ній фіксуються генеруючі вузли, здатні підживлювати місце пошкодження, та відповідні сполучні ланки, через які протікає струм до точки КЗ. До цих складових відносяться силові трансформатори, струмообмежувальні реактори, а також повітряні та кабельні лінії.

Окрім того, обов'язковому аналізу підлягають потужні електродвигуни (як синхронні, так і асинхронні), оскільки під час перехідних процесів вони здатні генерувати додаткове струмове підживлення. Однолінійна схема живлення виробничих підрозділів підприємства представлена на рисунку 6.1.

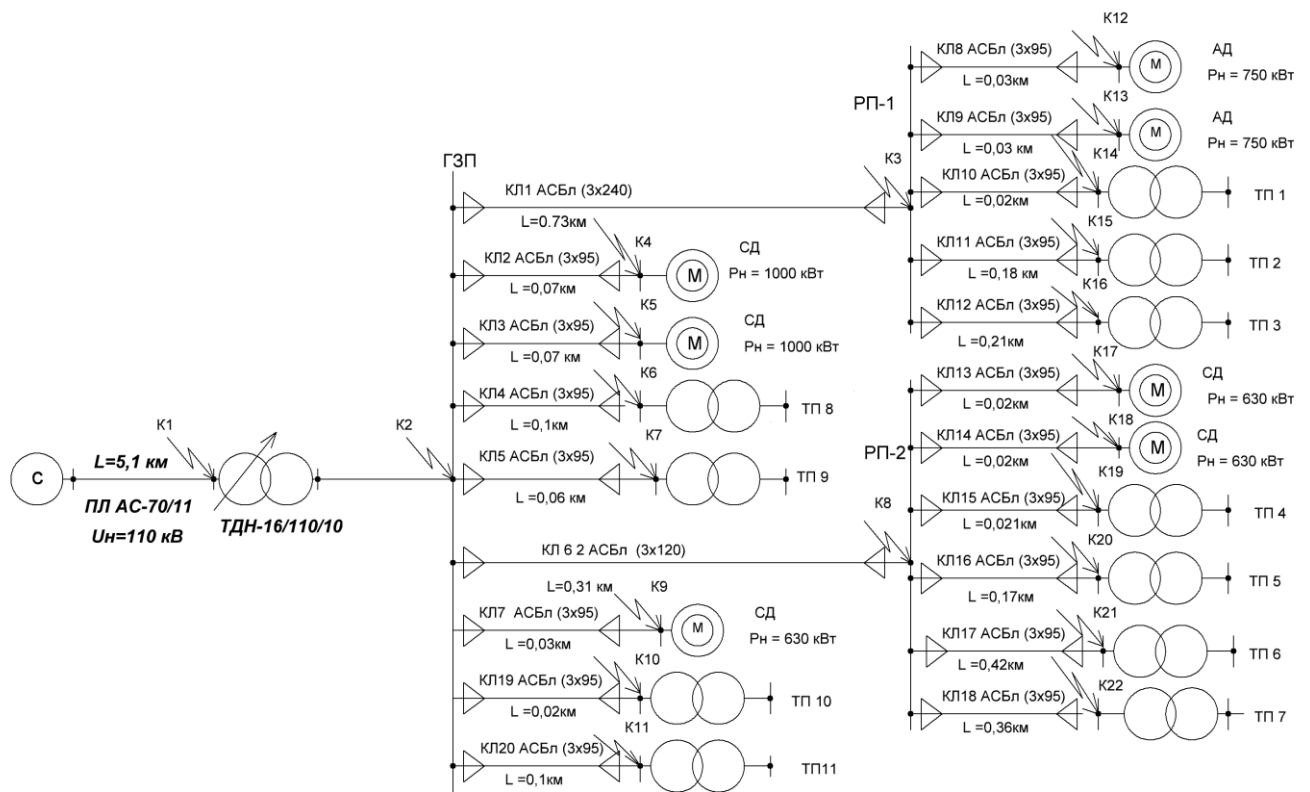


Рис.6.1 - Однолінійна схема живлення виробничих підрозділів підприємства

Базуючись на схемі електропостачання, розробляється еквівалентна схема заміщення. У ній кожна складова мережі відображається через відповідний

активний чи реактивний опір, який приведено до розрахункових (базисних) величин (рис. 6.2).

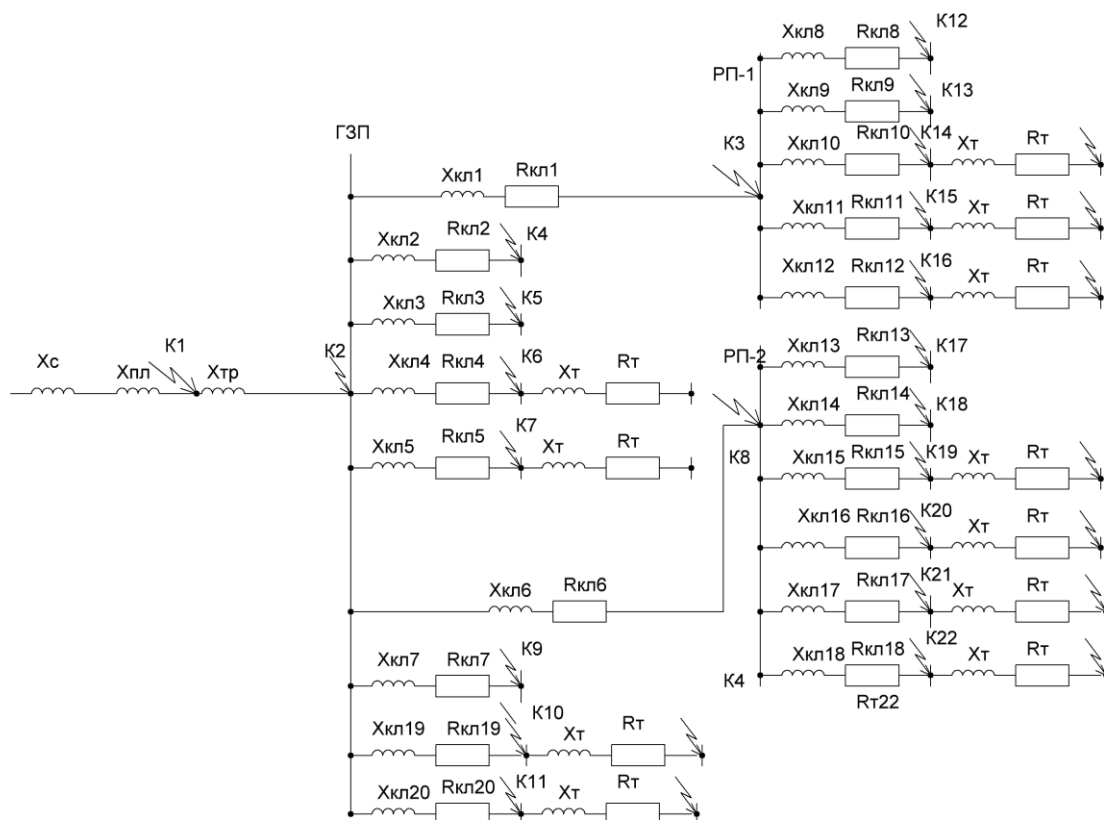


Рис. 6.2 - Еквівалентна схема заміщення для обчислення струмів КЗ

З метою коректного підбору та подальшої перевірки комутаційних пристроїв і струмопроводів, аналіз аварійних режимів вимагає знаходження трьох ключових параметрів, згідно з літературою [1, 3]:

- початкове діюче значення надперехідного струму (I'') - відображає величину періодичної компоненти у перший період після виникнення пошкодження. Цей показник характеризує первинне навантаження на елементи інфраструктури на початку аварії;
- ударний струм (i_y) - найбільша миттєва амплітуда, що формується сумою періодичної та вільної (аперіодичної) складових. Зазначена величина є вирішальною під час перевірки апаратів на електродинамічну (механічну) стійкість;
- усталене значення струму КЗ (I_∞) - діюча величина, що встановлюється після повного згасання аперіодичної компоненти. Вона дозволяє оцінити термічну

стійкість ліній електропередачі та обладнання під час тривалого протікання струму.

Обчислення цих характеристик виступає обов'язковою вимогою для проектування надійної та безпечної системи електропостачання підприємства.

6.1 Аналіз та обчислення параметрів короткого замикання в електромережі ЗХП

Аналітичне визначення характеристик КЗ здійснюється у системі відносних одиниць. За опорну (базисну) потужність системи приймаємо величину $S_6 = 150$ МВА. Спираючись на це значення, виконаємо розрахунок відповідних базисних струмів, а також визначимо еквівалентні опори зовнішньої енергосистеми, ліній електропередачі та головного трансформаторного обладнання:

- базисні струми для заданих ступенів напруги:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,753 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,148 \text{ кА};$$

- параметри опорів повітряної лінії (при $l = 5,1$ км):

$$x_{\text{лп}} = x_0 \cdot \ell_1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,44 \cdot 5,1 \cdot \frac{150}{115^2} = 0,0255;$$

$$r_{\text{лп}} = r_0 \cdot \ell_1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,422 \cdot 5,1 \cdot \frac{150}{115^2} = 0,0244;$$

- еквівалентний опір живильної енергосистеми:

$$x_c = \frac{S_6}{S_{\text{кв}}} = \frac{150}{150} = 1;$$

- реактивний опір силового трансформатора ГЗП (для ТДН-16000):

$$x_m = \frac{U_{\text{к}} \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{150}{150} = 0,984.$$

Підсумкова величина еквівалентного опору для місця короткого замикання K_1 становить:

$$x_{к1} = x_c + x_{nl} = 1 + 0,0255 = 1,0255;$$

$$r_{к1} = r_{nl} = 0,0244;$$

$$z_{к1} = \sqrt{x_{к1}^2 + r_{к1}^2} = \sqrt{1,0255^2 + 0,0244^2} = 1,0258.$$

Обчислення сумарного опору для наступного вузла (K_2):

$$x_{к2} = x_{к1} + x_m = 1,0255 + 0,984 = 2,0095;$$

$$z_{к2} = \sqrt{x_{к2}^2 + r_{к2}^2} = \sqrt{2,0095^2 + 0,0244^2} = 2,010.$$

Обчислення параметрів кабельних ліній виконується за ідентичним алгоритмом, а отримані результати систематизовано у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 - Розрахунок опорів кабельних ліній підприємства

№ КЛ	Позначення	$l, \text{км}$	$R_o, \text{Ом/км}$	$X_o, \text{Ом/км}$	$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	R^*6	X^*6
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КЛ-1	ГЗП-РП1	0,73	0,132	0,075	0,0964	0,0548	0,0867	0,0493
КЛ-2	ГЗП-СД1	0,07	0,46	0,086	0,0322	0,0060	0,0290	0,0054
КЛ-3	ГЗП-СД2	0,07	0,46	0,086	0,0322	0,0060	0,0290	0,0054
КЛ-4	ГЗП-ТП8	0,1	0,46	0,086	0,0460	0,0086	0,0414	0,0077
КЛ-5	ГЗП-ТП9	0,06	0,46	0,086	0,0276	0,0052	0,0248	0,0046
КЛ-6	ГЗП-РП2	0,31	0,132	0,075	0,0409	0,0233	0,0368	0,0209
КЛ-7	ГЗП-СД3	0,66	0,17	0,077	0,1122	0,0508	0,1010	0,0457
КЛ-8	РП1-АД3	0,03	0,64	0,09	0,0192	0,0027	0,0173	0,0024
КЛ-9	РП1-АД4	0,03	0,64	0,09	0,0192	0,0027	0,0173	0,0024
КЛ-10	РП1-ТП1	0,02	0,64	0,09	0,0128	0,0018	0,0115	0,0016
КЛ-11	РП1-ТП2	0,18	0,64	0,09	0,1152	0,0162	0,1037	0,0146
КЛ-12	РП1-ТП3	0,21	0,64	0,09	0,1344	0,0189	0,1210	0,0170
КЛ-13	РП2-СД5	0,02	0,64	0,09	0,0128	0,0018	0,0115	0,0016
КЛ-14	РП2-СД6	0,02	0,64	0,09	0,0128	0,0018	0,0115	0,0016
КЛ-15	РП2-ТП4	0,021	0,64	0,09	0,0134	0,0019	0,0121	0,0017
КЛ-16	РП2-ТП5	0,17	0,64	0,09	0,1088	0,0153	0,0979	0,0138
КЛ-17	РП2-ТП6	0,42	0,64	0,09	0,2688	0,0378	0,2419	0,0340

КЛ-18	РП2-ТП7	0,36	0,64	0,09	0,2304	0,0324	0,2074	0,0292
КЛ-19	ГЗП-СД7	0,02	0,64	0,09	0,0128	0,0018	0,0115	0,0016
КЛ-20	ГЗП-ТП10	0,02	0,64	0,09	0,0128	0,0018	0,0115	0,0016
Л-21	ГЗП-ТП11	0,1	0,64	0,09	0,0640	0,0090	0,0576	0,0081

Знаходимо початкові (надперехідні) струми КЗ для вузлів K_1 і K_2 , нехтуючи генеруванням енергії від СМ та АМ високої напруги:

$$I''_{K1} = \frac{I_{\bar{6}1}}{z_{K1}} = \frac{0,753}{1,0258} = 0,734 \text{ кА.}$$

$$I''_{K2} = \frac{I_{\bar{6}2}}{z_{K2}} = \frac{8,248}{2,010} = 4,103 \text{ кА.}$$

Розраховуємо ударні струми в зазначених точках, також за умови відсутності підживлювального ефекту з боку потужних електродвигунів:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot I''_{K1} \cdot \left(1 + \ell^{\frac{-0,01}{T_{a1}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 0,734 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,668 \text{ кА}$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot I''_{K2} \cdot \left(1 + \ell^{\frac{-0,01}{T_{a2}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 4,103 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}} \right) = 7,938 \text{ кА}$$

Обчислимо значення періодичної компоненти струму короткого замикання, яка буде додатково генеруватися високовольтними СД:

- для групи синхронних машин із номінальною потужністю $P_H = 1000$ кВт:

$$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ} / \cos \varphi_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \eta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9 \cdot 0,96} = 63,6 \text{ А;}$$

$$I''_{CD} = n \cdot \frac{E_*}{x_{*d}} \cdot I_{НОМ} = 3 \cdot \frac{1,1}{0,2} \cdot 0,0636 = 1,0494 \text{ кА;}$$

$$i_{y,CD} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{CD} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,0494 = 2,67 \text{ кА.}$$

- для групи синхронних двигунів із заявленою потужністю $P_H = 630$ кВт:

						Арк.
						47

$$I_{ном} = \frac{P_{ном} / \cos \varphi_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9 \cdot 0,9} = 42,0 \text{ А};$$

$$I_{CD}'' = n \cdot \frac{E_*''}{x_{*d}} \cdot I_{ном} = 6 \cdot \frac{1,1}{0,2} \cdot 0,042 = 1,386 \text{ кА};$$

$$i_{y,CD} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{CD}'' = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,386 = 3,528 \text{ кА}.$$

Визначаємо підживлення від групи асинхронних електроприводів потужністю $P_n = 750$ кВт:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном} / \cos \varphi_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta} = \frac{750}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 57,3 \text{ А};$$

$$I_{CD}'' = n \cdot \frac{E_*''}{x_{*d}} \cdot I_{ном} = 4 \cdot \frac{1,1}{0,2} \cdot 0,0573 = 1,261 \text{ кА};$$

$$i_{y,CD} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{CD}'' = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,261 = 3,209 \text{ кА}.$$

Підсумкові значення струмів аварійного режиму, що враховують додаткову генерацію від усіх наявних двигунів:

$$I_{\Sigma,к2}'' = I_{к2}'' + I_{CD1000}'' + I_{CD630}'' + I_{AD750}'' = 4,103 + 1,0494 + 1,386 + 1,261 = 7,7994 \text{ кА};$$

$$i_{\Sigma,у,к2} = i_{у,к2} + i_{у,CD1000} + i_{у,CD630} + i_{у,AD750} = 7,938 + 2,67 + 3,528 + 3,209 = 17,345 \text{ кА};$$

Обчислення параметрів короткого замикання для решти вузлів мережі проводилося за ідентичним алгоритмом. Зведені результати представлено у таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Обчислення параметрів короткого замикання

№ ТКЗ	$x_{к.і}$	$r_{к.і}$	$z_{к.і}$	I'' , кА	$i_{уд}$, кА	I'' , кА	$i_{уд}$, кА
				без ВД		з урахуванням ВД	
1	2	3	4	5	6	7	8
К1	1,0255	0,0244	1,0258	0,7341	1,6610		
К2	2,0095	0,0244	2,0096	4,1042	7,9390	7,7996	17,3460
К3	2,0588	0,1111	2,0618	4,0004	7,7383	7,6958	17,1453
К4	2,0149	0,0534	2,0156	4,0920	7,9155	7,7874	17,3225

K5	2,0149	0,0534	2,0156	4,0920	7,9155	7,7874	17,3225
K6	2,0172	0,0658	2,0183	4,0866	7,9049	7,7820	17,3119
K7	2,0141	0,0492	2,0147	4,0938	7,9189	7,7892	17,3259
K8	2,0304	0,0612	2,0313	4,0604	7,8542	7,7558	17,2612
K9	2,0552	0,1254	2,0591	4,0057	7,7485	7,7011	17,1555
K10	2,0119	0,0417	2,0124	4,0987	7,9283	7,7941	17,3353
K11	2,0119	0,0417	2,0124	4,0987	7,9283	7,7941	17,3353
K12	2,0111	0,0359	2,0114	4,1005	7,9319	7,7959	17,3389
K13	2,0241	0,1281	2,0281	4,0668	7,8667	7,7622	17,2737
K14	2,0265	0,1454	2,0317	4,0596	7,8528	7,7550	17,2598
K15	2,0111	0,0359	2,0114	4,1005	7,9319	7,7959	17,3389
K16	2,0111	0,0359	2,0114	4,1005	7,9319	7,7959	17,3389
K17	2,0112	0,0365	2,0115	4,1004	7,9316	7,7958	17,3386
K18	2,0233	0,1223	2,0270	4,0691	7,8712	7,7645	17,2782
K19	2,0435	0,2663	2,0608	4,0023	7,7419	7,6977	17,1489
K20	2,0387	0,2318	2,0518	4,0199	7,7759	7,7153	17,1829
K21	2,0111	0,0359	2,0114	4,1005	7,9319	7,7959	17,3389
K22	2,0111	0,0359	2,0114	4,1005	7,9319	7,7959	17,3389

6.2 Обґрунтування вибору струмопроводів для високовольтної мережі об'єкта

Проведемо розрахунок параметрів кабельної магістралі, яка сполучає головну підстанцію (ГЗП) із розподільним пунктом РП-1:

$$I_{P.PП-1} = \frac{S_{P.PП-1}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{6361,21}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 183,63 \text{ А.}$$

За результатами обчислень пропонується прокласти дві паралельні лінії марки АСБл-10 із площею перерізу жил (3x185) мм². Паспортна пропускна здатність такого проводу в землі становить $I_{тр.доп.} = 310 \text{ А}$.

Далі здійснюється перевірки обраного провідника на відповідність вимогам робочого та післяаварійного (при відключенні однієї лінії) функціонування:

$$I_p = 183,63 \text{ А} \leq K_{п} \cdot I_{доп} = 0,9 \cdot 310 = 279,0 \text{ А};$$

$$I_{p.ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 183,63 = 367,26 \text{ А} \leq K_{ав} \cdot K'_{п} \cdot I_{тр.доп} = 1,25 \cdot 1 \cdot 310 = 387,5 \text{ А.}$$

Отже, запропонований струмопровід гарантує надійну передачу електроенергії.

$$k_3 = \frac{I_p}{I_{тр.дон.}} = \frac{183,63}{310} = 0,592.$$

Визначаємо найменший допустимий переріз жил, виходячи з критерію стійкості до теплової дії струмів короткого замикання:

$$B_K = I'^2 \cdot (t_B + t_{р.з. \max}) = 7.7994^2 \cdot (0,025 + 1) = 62.3514 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{62.3514 \cdot 10^6}}{94} = 84.003 \text{ мм}^2$$

Оскільки розрахований термічний мінімум (84.003 мм²) є меншим за обрану нами робочу площу (185 мм²), остаточно затверджуємо до монтажу кабель АСБл-10 (3 х 185 мм²). Алгоритм підбору провідників для решти КЛ є ідентичним. Усі підсумкові результати систематизовано в табл. 6.3.

Таблиця 6.3 - Вибір струмопроводів 10 кВ

КЛ (від-до)	S _p , кВА	n	I _{p.норм} , А	I _{p.ав} , А	F _{ту} , мм ²	K _{пр}	K' _{пр}
ГПП-РП1	6917,94	2	190,20	380,40	95	0,9	1
ГПП-СД1	1484,39	1	81,62	81,62	95	0,8	1
ГПП-СД2	1484,39	1	81,62	81,62	95	0,8	1
ГПП-ТП8	1517,32	2	41,72	83,43	95	0,9	1
ГПП-ТП9	1520,38	2	41,80	83,60	95	0,9	1
ГПП-РП2	7594,55	2	208,80	417,60	95	0,9	1
ГПП-СД3	800	1	43,99	43,99	95	0,9	1
ГПП-ТП10	1532,58	2	42,14	84,27	95	0,9	1
ГПП-ТП11	1475,53	2	40,57	81,14	95	0,9	1
РП1-АД1	900	1	49,49	49,49	95	0,8	1
РП1-АД2	900	1	49,49	49,49	95	0,8	1
РП1-ТП1	1468,13	2	40,36	80,73	95	0,9	1
РП1-ТП2	1458,1	2	40,09	80,18	95	0,8	1
РП1-ТП3	1440,09	2	39,59	79,19	95	0,9	1
РП2-ТП4	1557,09	2	42,81	85,62	95	0,8	1
РП2-ТП5	1375,01	2	37,80	75,61	95	0,85	1
РП2-ТП6	1433,78	2	39,42	78,84	95	0,85	1
РП2-ТП7	1503,32	2	41,33	82,66	95	0,85	1
РП2-СД3	800	1	43,99	43,99	95	0,9	1
РП2-СД4	800	1	43,99	43,99	95	0,9	1

КЛ (від-до)	K_{ap}	$I_{доп}, A$	$K_{пр} \cdot I_{доп}, A$	$K_{пр} \cdot K_{ap} \cdot I_{доп}, A$	Марка та переріз КЛ
ГПП-РП1	1,25	310	279	348,75	АСБл-10 (3х185)
ГПП-СД1	1,15	203	162,4	186,76	АСБл-10 (3х95)
ГПП-СД2	1,15	203	162,4	186,76	АСБл-10 (3х95)
ГПП-ТП8	1,25	203	182,7	228,375	АСБл-10 (3х95)
ГПП-ТП9	1,25	203	182,7	228,375	АСБл-10 (3х95)
ГПП-РП2	1,15	232	208,8	240,12	АСБл-10 (3х120)
ГПП-СД3	1,25	203	182,7	228,375	АСБл-10 (3х95)
ГПП-ТП10	1,25	203	182,7	228,375	АСБл-10 (3х95)
ГПП-ТП11	1,25	203	182,7	228,375	АСБл-10 (3х95)
РП1-АД1	1,15	203	162,4	186,76	АСБл-10 (3х95)
РП1-АД2	1,15	203	162,4	186,76	АСБл-10 (3х95)
РП1-ТП1	1,15	203	182,7	210,105	АСБл-10 (3х95)
РП1-ТП2	1,15	203	162,4	186,76	АСБл-10 (3х95)
РП1-ТП3	1,25	203	182,7	228,375	АСБл-10 (3х95)
РП2-ТП4	1,15	203	162,4	186,76	АСБл-10 (3х95)
РП2-ТП5	1,15	203	172,55	198,4325	АСБл-10 (3х95)
РП2-ТП6	1,15	203	172,55	198,4325	АСБл-10 (3х95)
РП2-ТП7	1,15	203	172,55	198,4325	АСБл-10 (3х95)
РП2-СД3	1,25	203	182,7	228,375	АСБл-10 (3х95)
РП2-СД4	1,25	203	182,7	228,375	АСБл-10 (3х95)

6.3 Обґрунтування вибору високовольтного комутаційного обладнання

Вибір та перевірка вимикачів. Для встановлення на розподільному пристрої напругою 110 кВ головної знижувальної підстанції обираємо сучасний елегазовий вимикач серії LTV 123 D1/B. Цей апарат розроблений та виготовляється міжнародним електротехнічним концерном АВВ. Вимикачі серії LTV є колонковими елегазовими апаратами, що використовують пружинний привод.

Максимальний робочий струм з урахуванням допустимого післяаварійного перевантаження трансформатора ТДН-16000 на 40%:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,6 \text{ A}$$

Результати зіставлення розрахункових параметрів мережі підприємства із паспортними даними обраного вимикача зведені у таблицю Б.1 Додатку Б.

Для комутації кіл на напрузі 10 кВ пропонується застосувати сучасні вакуумні вимикачі серії RV-12. Ці вимикачі відзначаються високою надійністю дугогасної камери, тривалим комутаційним ресурсом та відсутністю потреби в постійному технічному обслуговуванні порівняно зі старими зразками.

Щоб визначити максимальний робочий струм для ввідної комірки закритого розподільного пристрою, врахуємо можливе перевантаження головного трансформатора ТДН-16000 на 40%:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,25 \text{ А}$$

Вибір обраних вимикачів для ввідних та секційних приєднань відображено у таблиці Б.2 Додатку Б.

Для комутації та захисту фідерних приєднань (відхідних ліній) доцільно також застосувати вакуумні вимикачі серії RV-12, проте з меншим базовим номіналом - 630 А. Щоб знайти максимальне струмове навантаження на такий вимикач, врахуємо найважчий післяаварійний режим роботи цехового трансформатора з перевантаженням на 40%:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,83 \text{ А}$$

Результати зіставлення розрахункових величин із паспортними даними обладнання представлено у таблиці Б.3 Додатку Б.

Вибір роз'єднувачів. З метою забезпечення видимого розриву електричного кола під час ремонтних робіт, встановлюються стандартні двоколонкові роз'єднувачі марки РНДЗ-110/630. Результати перевірки характеристик цього обладнання відображено в таблиці Б.4 додатку Б.

Вибір трансформатора власних потреб. Для забезпечення електроенергією допоміжних систем закритого розподільного пристрою (ЗРУ-10 кВ) передбачається монтаж трансформаторів власних потреб (ВП). Визначення їхньої номінальної потужності базується на підсумовуванні навантажень усіх

						Арк.
						52

підключених струмоприймачів, беручи до уваги комплексний фактор одночасної роботи та фактичного використання обладнання.

Щоб знайти необхідні параметри, спершу визначаємо сумарне споживання обладнання ВП. Оскільки більшість споживачів (нагрівачі, освітлення) мають суто активний характер навантаження, реактивною складовою можна знехтувати. Дані щодо підключених пристроїв зведено до таблиці Б.5 додатку Б.

Розрахункова величина повної потужності обчислюється за виразом:

$$S_{p.зн} = k_n \cdot \sqrt{P_{зн}^2 + Q_{зн}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{67,5^2} = 53,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Базова умова для прийняття остаточного рішення щодо вибору апарата виглядає так:

$$S_{тр} \geq S_{розр} / 1,4 = 53,8 / 1,4 = 38,42 \text{ кВА}.$$

Тоді потужність трансформатора:

$$S_{тр.вл.} = 40 \text{ кВА} \geq S_{р.вл.потр.} / 2 = 53,8 / 2 = 26,9 \text{ кВА}.$$

Вибір обмежувачів перенапруги. Для надійного захисту ізоляції високовольтного електрообладнання головної знижувальної підстанції від атмосферних (грозових) та внутрішніх комутаційних перенапруг передбачається встановлення захисних апаратів.

Зважаючи на сучасні вимоги до проектування систем електропостачання, застосовуються обмежувачі перенапруги нелінійні (ОПН). Вони характеризуються високою надійністю, відсутністю іскрових проміжків, меншими габаритами та стабільністю захисних характеристик протягом усього терміну експлуатації. Виходячи з цього, приймаємо до встановлення на стороні вищої напруги 110 кВ: обмежувачі перенапруги типу ОПН-110.

Для захисту ізоляції нейтралі силових трансформаторів 110 кВ: обмежувачі перенапруги типу ОПН-110Н. На стороні нижчої напруги 10 кВ: полімерні обмежувачі перенапруги типу ОПНп-10/12/1 УХЛ1.

Вибір запобіжників. Високовольтні запобіжники застосовуються в комірках комплектних розподільних пристроїв напругою 10 кВ для швидкого

струмообмеження та захисту допоміжного обладнання від струмів перевантаження і короткого замикання.

Для захисту трансформаторів власних потреб підстанції приймаємо до встановлення струмообмежувальні запобіжники серії ПКТ. Завдяки своїй конструкції вони забезпечують швидке відключення пошкодженої ділянки, запобігаючи руйнуванню трансформатора при коротких замиканнях.

Для захисту вимірювальних трансформаторів напруги передбачено встановлення спеціалізованих запобіжників серії ПКТН. Вони відрізняються малим номінальним струмом плавкої вставки, що ідеально підходить для захисту кіл напруги. Тип обраного запобіжника ПКТН-101-10-16-31,5 УЗ.

						Арк.
						54
.						

7 ЕНЕРГООЩАДНІ РЕЖИМИ РОБОТИ ВИСОКОВОЛЬТНИХ СИНХРОННИХ ЕЛЕКТРОПРИВОДІВ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

7.1 Аналіз енергоефективності існуючого стану компресорної станції

Компресорна станція є критично важливим об'єктом у загальній структурі енергозабезпечення підприємств хімічної промисловості, зокрема заводу із виробництва мінеральних добрив (аміачної селітри, карбаміду, фосфатних добрив).

У технологічному процесі таких підприємств стиснене повітря та газу виконують роль не лише енергоносія, а й безпосереднього учасника хімічних реакцій. Наприклад, у виробництві азотних добрив потужні компресори забезпечують подачу повітря під високим тиском у колони синтезу для отримання аміаку або використовуються для транспортування сировини та готової продукції (пневмотранспорт). Стабільність та параметри стисненого повітря безпосередньо впливають на вихід кінцевого продукту та безпеку всього виробничого циклу.

При проектуванні системи електропостачання компресорної станції вихідною величиною є статичне навантаження на валу механізму. Значення цього навантаження визначається силами, що діють на робочий орган компресора, і залежить від його конструктивних особливостей.

Потужність приводного двигуна, необхідна для забезпечення заданого технологічного процесу, розраховується за формулою:

$$P = \frac{Q(A_{iz.} + A_{ad.})}{2 \cdot \eta_k \cdot \eta_n} \cdot 10^{-3} \cdot k = \frac{0,51 \cdot (410000 + 427100)}{2 \cdot 0,7 \cdot 0,6} \cdot 10^{-3} \cdot 1,15 = 598,714 \text{ кВт}, \quad (7.1)$$

де Q - величина подачі компресора, $\text{м}^3/\text{с}$; $A_{iz.}$; $A_{ad.}$ - питомі роботи ізотермічного та адіабатичного стискання ($\text{Дж}/\text{м}^3$); η_k ; η_n - ККД компресора та передачі k_3 - коефіцієнт запасу.

Розрахунок моменту на валу синхронного двигуна виконується за наступною формулою:

$$M = 9500 \cdot P / n = 9500 \cdot 630 / 500 = 11970 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

						Арк.
						55

Технічні параметри СД наведено в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 - Технічні параметри СД компресорної установки

Найменування параметра	Позначення	Значення	Найменування параметра	Позначення	Значення
Тип двигуна	СД	СДК2-17-26-12 КУХЛ4	Відношення пускового струму до номінального	$I_n / I_{но}$	4,4
Номінальна потужність	P_n	630 кВт	Відношення пускового моменту до номінального	$M_n / M_{ном}$	0,6
Номінальна напруга	U_n	10 кВ	Відношення вхідного моменту до номінального	$M_{S=0,05} / M_{ном}$	1,0
Частота обертання	n	500 об/хв	Відношення максимального моменту до номінального	$M_{max} / M_{ном}$	1,87
Струм статора	I_a	43,1 А	Момент інерції ротора	J_p	$0,51 \cdot 10^3$ кг · м ²
Коефіцієнт корисної дії	КПД	93,8%	Тип тиристорного збуджувача	ВТЕ-320	-

На досліджуваній компресорній станції встановлено чотири компресори з високовольтними синхронними двигунами номінальною потужністю $P_n = 630$ кВт кожен. Така встановлена потужність дозволяє повністю покрити максимальні потреби технологічних секцій підприємства.

Обладнання підприємства, що споживає стиснене повітря, складається з 4-х секцій з різними графіками навантаження:

- дві секції працюють у дві зміни (16 годин на добу);
- дві інші секції працюють лише в одну зміну (8 годин на добу).

Аналіз поточної експлуатації виявив суттєві недоліки в енергетичному балансі станції. У першу зміну задіяні всі 4 технологічні секції (100% навантаження), працюють 4 компресори по 630 кВт, у другу зміну працюють лише 2 секції (50% корисного навантаження), проте інші дві секції, хоча й не функціонують, залишаються приєднаними до мережі стисненого повітря.

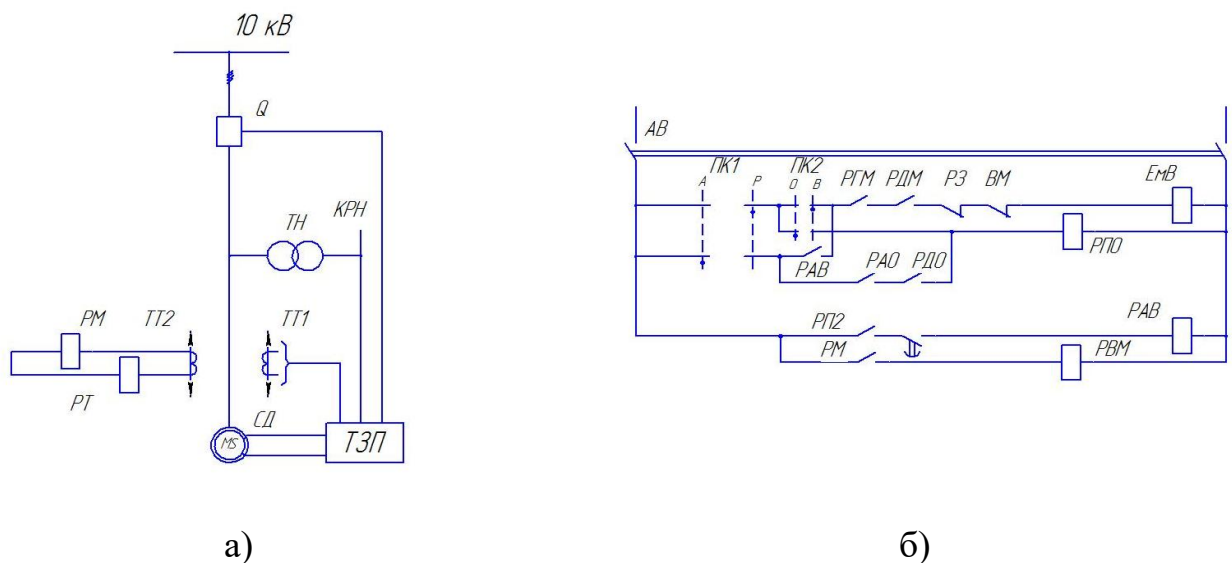
Головним джерелом енерговтрат є витоки стисненого повітря в непрацюючому обладнанні, які складають до 40% від його номінального навантаження. Через те, що у другу зміну непрацюючі магістралі не від'єднанні, загальне навантаження на станцію становить близько 70% замість потенційних 50%. Внаслідок цього у другу зміну змушені працювати 3 компресори замість двох. Це призводить до значного збільшення річного споживання електроенергії.

					Арк.
					56

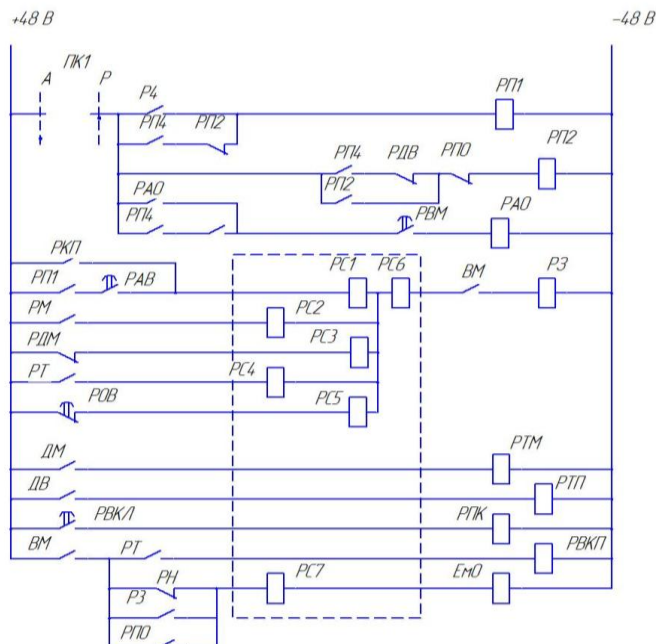
Таким чином, основними резервами підвищення енергоефективності є усунення втрат на витоки шляхом автоматизації пневмомережі та оптимізація режимів роботи високовольтних двигунів 630 кВт під фактичне навантаження. Це дозволить зупиняти зайві потужності, суттєво знижуючи річне енергоспоживання підприємства.

7.2 Система збудження СД та автоматичне регулювання реактивної потужності

Принцип роботи схеми управління СД компресора. Спрощена структурна схема (рис. 7.1 а–в) демонструє алгоритм управління приводом поршневого компресора. Головне завдання автоматики - забезпечити своєчасне вмикання та вимикання агрегату, спираючись на заданий добовий графік споживання та фактичний тиск у повітряній магістралі.



Система підтримує два режими функціонування: ручний та автоматичний. Для переходу в автоматичний режим перемикач *ПК1* переводиться в положення «А». У цьому стані запуск двигуна ініціюється дистанційно від годинникового механізму на диспетчерському пункті.



в)

Позначення	Найменування
СД	Синхронний двигун
ЕМВ	Електромагніт вмикачий
ЕМО	Електромагніт відмикачий
ТВП	Тириторний збуджуючий пристрій
ПУ1- ПУ2	Плеремикач керування
ВМ	Масляний вмикач
РП1	Реле контролю положення задвижок
РТМ	Реле тиску масла
РЗ	Реле захисту
РКП	Реле контролю пуску
РАВ	Реле автоматичного вмикання
РМ	Реле максимального струму
РТ	Датчик температури масла
РОВ	Реле часу, що сигналізує про відсутність охолоджувальної води
РН	Реле напруги
РС1 – РС7	Сигнальні реле, що вказують причину відключення двигуна
Q	Вмикач
РАВ	Реле автоматичного вмикання
ДВ	Датчик тиску повітря
РПО	Реле проміжного відключення
РТП	Реле тиску повітря
РВКП	Реле часу контролю пуску

г)

Рис.7.1 - Спрощена принципова схема керування СД поршневого компресора- (а-в); основні елементи схеми керування- г)

Сигнал на старт подається замиканням контакту *P4* (годинникового механізму), який подає живлення на котушку проміжного реле *РП4*. Спрацювавши, реле *РП4* замикає свої контакти, підключаючи до схеми наступне проміжне реле *РП2* та реле автоматичного відключення.

Щоб система продовжила працювати після зникнення керуючого імпульсу від годинника, контакт *P4* автоматично шунтується паралельно з'єднаними контактами реле *РП4* та *РП2*.

Схема постійно моніторить стан пневмомережі. Якщо тиск падає нижче норми, спрацьовує датчик тиску повітря ДП. Своїм розімкненим контактом датчик знеструмлює реле тиску повітря *РТП*. Відключення *РТП* призводить до двох дій: воно розриває ланцюг живлення котушки відключення *РПО* (запобігаючи зупинці) і одночасно замикає ланцюг реле *РП4*. Завдяки цьому реле

автоматичного вмикання (PAB) подає напругу на вмикаючий електромагніт EmB , і високовольтний вимикач підключає синхронний двигун до електромережі.

Автоматична зупинка компресора. Коли за розкладом годинниковий механізм знову замикає контакт $P4$, система готується до зупинки: отримує живлення реле PAO , яке замикає свій контакт у ланцюзі відключення PPO . Проте негайного відключення не відбувається. Реле PPO надає команду на вимкнення високовольтного вимикача виключно тоді, коли компресор накачає достатній тиск у магістралі (тобто коли тиск досягне уставки, за якої знову відновить живлення реле PPI).

Регулювання струму збудження. Оптимізація режимів збудження синхронних двигунів (CD) є ключовим інструментом для підвищення ефективності всієї компресорної станції. Розглянемо детально переваги цього процесу, розділивши їх на три рівні впливу: на сам електродвигун, на живильну мережу та на технологічне обладнання тобто компресор.

Переваги для синхронного двигуна. Впровадження автоматичного регулювання збудження дозволяє покращити експлуатаційні та конструктивні характеристики привода, а саме досягти підвищення статичної та динамічної стійкості, оптимізації енергетичних показників, збільшення перевантажувальної здатності, зменшення масогабаритних показників.

Система дозволяє двигуну зберігати синхронізм навіть при значних збуреннях у мережі. Це критично важливо під час короткочасних "просадок" напруги, викликаних пуском інших потужних агрегатів, або при раптовому накиданні механічного навантаження на валу.

Регулювання дозволяє підтримувати режим $\cos\phi = 1$, за якого двигун споживає з мережі лише активну енергію. Важливо враховувати, що для мінімізації внутрішніх втрат у самому двигуні найбільш вигідним є режим з невеликим відставанням струму.

Завдяки функції форсування збудження здатність CD витримувати механічні перевантаження зростає у 4–4,5 рази. Це дозволяє використовувати двигуни з меншою встановленою потужністю, оскільки їхній вибір часто диктується піковими моментами, а не умовами тривалого нагріву.

						Арк.
						59

Автоматизація збудження дає змогу проєктувати двигуни з меншим повітряним зазором. У нерегульованих машинах зазор змушені збільшувати для забезпечення запасу стійкості, що робить двигун більшим та дорожчим.

Переваги для живильної мережі підприємства. Синхронний двигун великої потужності (630 кВт) працює як активний регулятор параметрів якості електроенергії в мережі заводу. Він забезпечує адаптивну компенсацію реактивної потужності. Двигун здатний генерувати реактивну енергію, обсяг якої змінюється залежно від поточних потреб інших споживачів у мережі. Це знижує завантаження трансформаторів та кабельних ліній реактивними струмами.

Шляхом зміни струму збудження СД виконується стабілізація рівня напруги, тобто можливо підтримувати напругу на шинах 10 кВ, компенсуючи її падіння, викликане роботою енергоємного обладнання хімічного цеху.

Система збудження сприяє демпфіруванню мікроколивань частоти в локальній мережі, що позитивно впливає на роботу чутливої електроніки та засобів автоматизації.

Переваги для компресорної установки. Вплив системи збудження поширюється і на механічну частину, покращуючи динаміку роботи компресорів.

Регулювання електромагнітного моменту двигуна дозволяє згладжувати коливання, що виникають через нерівномірний момент опору, характерний для поршневих компресорів.

При роботі кількох однотипних агрегатів система дозволяє синхронізувати положення їхніх кривошипно-шатунних механізмів. Це забезпечує рівномірний розподіл фаз стискання повітря.

Завдяки фазуванню агрегатів суттєво зменшуються механічні вібрації, що передаються на фундаментну систему. Це дозволяє зменшити масу маховиків та габарити опорних конструкцій, а також знижує амплітуду пульсацій струму, що споживається з мережі.

Живильна мережа, синхронний привід та компресор становлять єдину електромеханічну систему. Будь-які зміни в алгоритмі автоматичного регулювання збудження безпосередньо впливають на всі показники - від

електричних параметрів мережі до механічної надійності та довговічності компресорної станції.

Оптимальний вибір алгоритму управління намагнічуванням ротора залежить від специфіки механічного навантаження та поточних характеристик електромережі. Залежно від базового параметра, існують різні принципи побудови систем автоматики. Нижче наведено детальний розбір основних законів керування струмом збудження синхронних машин.

Керування за внутрішнім кутом (між ЕРС статора та напругою мережі). Цей підхід вважається найдієвішим для забезпечення максимальної динамічної стійкості. Він добре гасить коливання валу під час раптових стрибків або падінь опору механізму. Машина зберігає відмінну здатність протистояти перевантаженням, її коефіцієнт корисної дії зростає порівняно з нерегульованим режимом, а генерація реактивної енергії стає стабільною. Відповідні налаштування дозволяють досягти режиму мінімальних втрат. Основна складність полягає у необхідності використання дорогих високоточних датчиків просторового положення ротора.

Управління за активною складовою статорного струму. За здатністю пригнічувати механічні коливання при ударних навантаженнях цей алгоритм займає друге місце після кутового регулювання. Він гарантує швидку стабілізацію перехідних процесів та загальну надійність системи. Головна технічна перевага методу - використання значно простіших вимірювальних пристроїв, що робить схему дешевшою та витривалішою в експлуатації.

Регулювання пропорційно повному струму статора. Це найбільш елементарне схемотехнічне рішення. За умови коректного вибору параметрів контролера, досягається підтримка високого $\cos\phi$, покращується стійкість та зростає здатність долати пікові механічні опори. Проте алгоритм має суттєві мінуси: автоматика реагує порівняно повільно, а математичний зв'язок між навантаженням механізму та потрібним струмом ротора є нелінійним і складним.

Коригування за рівнем власної реактивної потужності. Оптимальний вибір для масивних агрегатів, які долають різкозмінні моменти опору. Коли механічне навантаження зростає, автоматика збільшує струм збудження. Це дозволяє

						Арк.
						61

машині генерувати максимум випереджального струму в межах допустимого теплового нагріву, що одночасно згладжує стрибки напруги живлення. Метод поєднує високу економічну доцільність із надійною динамічною стабільністю.

Алгоритм стабілізації коефіцієнта потужності машини $\cos\varphi$. Характеризується надзвичайно інтенсивним нарощуванням магнітного потоку при збільшенні навантаження на валу (особливо, якщо цільовий $\cos\varphi$ встановлено на рівні 0,80-0,85). Це гарантує максимальне використання крутного моменту. Однак такий закон створює сильний вплив на мережу, провокуючи помітні перепади напруги. Тому його доцільно впроваджувати на дуже потужних машинах із плавним ходом, або на дрібних двигунах із динамічним навантаженням. Налаштування цільового параметра на одиницю мінімізує енергетичні втрати приводу.

Керування з орієнтацією на напругу електромережі. Використовується тоді, коли потужний електропривод із плавним графіком роботи підключено до «слабкої» мережі зі значним дефіцитом компенсації. Хоча машини з високим відношенням короткого замикання здатні природним шляхом генерувати реактив, автоматика дозволяє ідеально стабілізувати параметри мережі живлення. Процес вирівнювання відбувається абсолютно незалежно від того, яку механічну роботу виконує агрегат.

Відстеження $\cos\varphi$ всього вузла навантаження. Цей вузькоспеціалізований підхід застосовують вкрай рідко. Його використання виправдане виключно для синхронних машин великої потужності, які обертають механізми зі спокійним робочим циклом і мають величезний резерв неперервної потужності.

Порівняльна таблиця (табл.7.2) дозволяє чітко структурувати критерії вибору оптимального алгоритму для конкретних умов експлуатації синхронного привода.

						Арк.
						62

Таблиця 7.2 - Порівняльний аналіз законів автоматичного регулювання збудження синхронних двигунів

Керуючий параметр (закон регулювання)	Основні технічні переваги	Недоліки та обмеження	Рекомендована сфера застосування
1. Внутрішній кут) (між E_{PC} статора і напругою мережі)	Найвища динамічна стійкість; ідеальне демпфірування хитань; максимальний ККД; стабілізація реактивної потужності.	Висока складність та вартість реалізації; необхідність встановлення прецизійних датчиків положення ротора.	Еталонний метод для критично важливих механізмів, де потрібна максимальна надійність при ударних навантаженнях.
2. Активна складова струму статора	Швидке гасіння коливань валу; висока динамічна стійкість; простіша апаратна реалізація.	Дещо нижча точність відпрацювання ідеального режиму порівняно з кутовим регулюванням.	Системи з ударним або різкозмінним навантаженням, де потрібен баланс між надійністю та простотою датчиків.
3. Повний струм статора	Найпростіша схемотехнічна реалізація; підвищення переважувальної здатності; підтримка високого $\cos\phi$	Знижена швидкодія автоматики; складна нелінійна залежність між навантаженням та струмом ротора.	Прості невідповідальні механізми, де не вимагається миттєва реакція на збурення.
4. Реактивна потужність двигуна (Q)	Максимальна генерація випереджального струму в межах теплового резерву; згладжування коливань напруги; висока економічність.	Потребує постійного контролю теплового стану обмоток через роботу на граничних режимах намагнічування.	Потужні агрегати (компресори, дробарки) з різкозмінним моментом опору.
5. Коефіцієнт потужності двигуна ($\cos\phi$)	Максимальне використання крутного моменту двигуна; мінімізація внутрішніх втрат	Інтенсивне нарощування потоку веде до значного впливу на живильну мережу, провокуючи перепади напруги.	Для двигунів великої потужності зі спокійним навантаженням, або для малих двигунів з динамічним навантаженням.
6. Напруга живильної мережі (U)	Ідеальна стабілізація параметрів мережі живлення; вирівнювання напруги незалежно від механічної роботи, яку виконує агрегат.	Ефективність залежить від відношення короткого замикання (ВКЗ) самої машини та її поточного навантаження.	Потужні приводи з плавним графіком роботи, що підключені до "слабких" мереж із дефіцитом реактивної потужності.
7. $\cos\phi$ вузла навантаження	Глобальна оптимізація споживання реактивної енергії для всієї групи цехових споживачів.	Складність інтеграції з іншими системами; ризик перегріву двигуна при спробі компенсувати "чужі" реактивні струми.	Виключно для синхронних машин великої потужності із великим резервом потужності та стабільним робочим циклом.

Ключовою умовою забезпечення високих динамічних показників САР збудження синхронних двигунів є мінімізація інерційності системи. Саме тому перехід від застарілих електромашинних збудників до сучасних напівпровідникових (вентильних) перетворювачів постійного струму дозволив кардинально підвищити швидкість реакції приводу і вивести якість регулювання на принципово новий рівень.

Для миттєвого реагування на збурення, ефективного демпфірування механічних хитань ротора та максимізації динамічної стійкості, класичні алгоритми доповнюються швидкодіючими коригувальними сигналами. Завдяки цьому автоматика миттєво відпрацьовує:

- швидкість зміни (похідну) активної складової струму статора;
- квадрат активної складової або повного струму статора;
- інтенсивність приросту внутрішнього кута навантаження.

Додатковим і найважливішим інструментом різкого підвищення швидкодії є форсування напруги, що подається на обмотку збудження. Це дозволяє практично безінерційно змінювати магнітний потік машини під час перехідних процесів.

На практиці забезпечення стабільно високої якості перехідних процесів вимагає відмови від «чистих» законів регулювання. Динамічна реакція системи має миттєво підлаштовуватися під мінливий стан мережі. Наприклад, для електроприводів із плавним характером навантаження динамічно найвигіднішим є такий комбінований алгоритм:

- за номінальної напруги мережі відбувається миттєва стабілізація реактивної потужності, що генерується в мережу;
- при «просадках» напруги - пріоритетне перемикання на швидке підтримання рівня напруги мережі;
- при перенапругах - повернення до регулювання за реактивною потужністю із жорстким блокуванням мінімального струму збудження (щоб уникнути втрати динамічної стійкості та випадання із синхронізму).

У будь-яких режимах: САР має безінерційно обмежувати струми статора та збудження на максимально допустимих рівнях для захисту обладнання.

Для приводів, що працюють в умовах різкозмінного навантаження, вимоги до динаміки є найжорсткішими. У таких випадках базове регулювання за реактивною потужністю обов'язково форсується сигналами за активною складовою струму статора (або її похідною). Саме така синергія керуючих впливів гарантує миттєве демпфірування ударних механічних моментів і забезпечує бездоганну динамічну стійкість у поєднанні з високою енергетичною ефективністю.

Для створення ефективних систем автоматичного регулювання (САР) збудження синхронних двигунів найдоцільніше використовувати метод підпорядкованого регулювання координат. Цей підхід дозволяє оптимізувати систему методом послідовної корекції та забезпечує плавний перехід між різними законами керування.

Суть методу полягає в декомпозиції складного об'єкта керування на ряд послідовно з'єднаних ланок. Для кожної з цих фізичних ланок створюється власний замкнений контур зі своїм регулятором, який налаштовується на технічно оптимальний перехідний процес.

Головна особливість такої побудови - ієрархічність або каскадність. Конттури вкладаються один в один таким чином, що вихідний керівний сигнал зовнішнього регулятора виступає в ролі завдання (уставки) для внутрішнього, підпорядкованого йому регулятора.

Побудова САР за таким принципом надає розробнику низку суттєвих інженерних переваг до яких відносяться: гнучка декомпозиція, автономність налагодження, просте обмеження координат, висока якість динаміки, уніфікація елементної бази.

Систему можна розбити на будь-яку необхідну кількість контурів, яка точно відповідає кількості фізичних величин, що потребують контролю та керування. Кожен контур регулювання налаштовується абсолютно незалежно від інших (зазвичай налаштування починають із найшвидшого внутрішнього контуру і рухаються до зовнішніх). Щоб захистити систему від перевантажень (наприклад, обмежити максимальний струм), достатньо просто апаратно чи програмно обмежити рівень задавального сигналу на вході відповідного підпорядкованого регулятора.

Метод дозволяє формувати ідеальні статичні та динамічні характеристики завдяки гнучкому введенню в закон керування інтегральних і диференціальних складових (як першого, так і вищих порядків). Архітектура дозволяє синтезувати всю систему на базі уніфікованих, однотипних регуляторів, навіть якщо вони керують різними за фізичною природою величинами.

						Арк.
						65
.						

Для синтезу системи автоматичного регулювання збудження синхронного електропривода компресора найдоцільніше застосувати систему підпорядкованого регулювання координат. Головна перевага цієї системи полягає у її чіткій ієрархічній структурі, яка базується на чотирьох послідовно вкладених контурах регулювання:

- контур регулювання напруги мережі (головний, зовнішній контур);
- контур регулювання реактивного струму статора двигуна;
- контур регулювання завдання (уставки) струму збудження;
- контур регулювання струму збудження (найшвидший, внутрішній контур).

Розглянемо принцип взаємодії вказаних контурів. Кожен із чотирьох контурів оснащений власним регулятором. На вхід кожного регулятора подається сигнал завдання (бажане значення) та сигнал зворотного зв'язку (фактичне значення), після чого система відпрацьовує наявну неузгодженість.

Фундаментальний принцип підпорядкованого регулювання полягає в тому, що безумовний пріоритет має зовнішній контур напруги. Всі інші (внутрішні) контури є підпорядкованими: вони "обслуговують" його роботу. При цьому вихідний сигнал кожного попереднього (більш зовнішнього) контуру автоматично стає вхідним сигналом завдання для наступного. Така вкладеність гарантує технічно оптимальний, плавний характер перехідних процесів для кожної змінної на своєму рівні.

Режим роботи всієї САР визначається станом зовнішнього контуру напруги.

У штатному режимі, якщо напруга мережі відхиляється від норми в межах робочих допусків, регулятор напруги функціонує в активній (лінійній) зоні. Він обчислює необхідну компенсацію і видає сигнал завдання для контуру реактивного струму. Цей ланцюжок відпрацьовується аж до внутрішнього контуру, струм збудження змінюється, і напруга мережі стабілізується.

У режимі глибокої просадки, коли в мережі відбувається значне падіння напруги, зовнішній регулятор миттєво входить у режим насичення (обмеження вхідного сигналу). Вихідне завдання фіксується на максимальному рівні, змушуючи СД генерувати гранично можливий реактивний струм, обмежений лише умовами допустимого теплового нагрівання обмоток.

Третій рівень системи - контур завдання струму збудження. Він відіграє критично важливу роль для приводів поршневих компресорів. Його головна функція полягає в ефективному демпфіруванні (гасінні) коливань системи, викликаних специфікою навантаження.

При роботі поршневого компресора без редуктора виникають систематичні пульсації моменту опору (одне різке коливання за кожен оберт валу). За статистикою, припустимі пульсації статорного струму на рівні 66% супроводжуються колосальними коливаннями електромагнітного моменту (близько 80%). Це призводить до небезпечного розгойдування внутрішнього кута навантаження θ в межах від $16,5^\circ$ до $38,5^\circ$ (розмах коливань становить 22° при середньому значенні $\theta = 27,5^\circ$). Найвищий демпфувальний ефект для таких періодично мінливих навантажень досягається тоді, коли алгоритм регулювання напруги збудження (у контурі 3) максимально наближений до закону підтримки сталої реактивної потужності, яку двигун віддає в мережу.

Структура системи підпорядкованого регулювання збудження, представлена у вигляді таблиці 7.3. Вона наочно демонструє ієрархію контурів та їхні технічні завдання.

Таблиця 7.3 - Ієрархія та призначення контурів у системі підпорядкованого регулювання збудження

Рівень ієрархії	Назва контуру регулювання	Основне призначення та функції в системі
1. Зовнішній	Контур регулювання напруги мережі	Є головним у системі. Стабілізує напругу живильної мережі. В активному режимі обчислює та формує задавальний сигнал для внутрішніх контурів. При значних просадках напруги видає максимальне завдання для генерації гранично допустимої реактивної потужності.
2. Підпорядкований	Контур регулювання реактивного струму	Відпрацьовує сигнал завдання від зовнішнього контуру. Забезпечує технічно оптимальний, плавний характер зміни реактивного струму статора під час перехідних процесів.
3. Підпорядкований	Контур регулювання завдання струму збудження	Відповідає за ефективне демпфірування (гасіння) електромеханічних коливань. Спеціально налаштовується для компенсації систематичних пульсацій моменту опору, що виникають при роботі поршневого компресора, запобігаючи розгойдуванню ротора.
4. Внутрішній	Контур регулювання струму збудження	Найшвидший контур системи. Здійснює безпосереднє відпрацювання фінального завдання, керуючи силовим перетворювачем (збудником) для миттєвого встановлення необхідного струму в обмотці ротора.

Для практичної реалізації системи автоматичного регулювання в даній роботі обрано тиристорний збуджувач серії ВТЕ-320 (виробництва Запорізького заводу «Перетворювач», рис.7.2) [14].



Рис.7.2 - Зовнішній вигляд тиристорного збуджувача серії ВТЕ-320

Його силову частину побудовано на базі трифазної мостової схеми, яка забезпечує високоефективне перетворення вхідної змінної напруги (від узгоджувального трансформатора) у регульовану напругу постійного струму. Вибір саме цього перетворювача обумовлений його надійністю, високими техніко-економічними показниками та широким спектром можливостей для керування синхронним електроприводом.

Впровадження даного перетворювача дозволяє комплексно вирішити завдання керування двигуном, виконуючи такі ключові функції:

- Безперебійне живлення: забезпечення обмотки ротора синхронного двигуна стабільним постійним струмом необхідної величини.
- Автоматизація пускових режимів: точне керування та автоматичне регулювання струму збудження під час прямого пуску потужних двигунів від високовольтних мереж (6 або 10 кВ).
- Підвищення стійкості: гарантування стабільної синхронної роботи електропривода навіть за умов виникнення аварійних збурень у живильній мережі.

- Енергоефективність: автоматичне регулювання коефіцієнта потужності для компенсації реактивної потужності та зниження загальних втрат в енергосистемі підприємства.

Універсальність серії ВТЕ підтверджується її параметрами, які дозволяють підібрати перетворювач під конкретні вимоги навантаження [14].

Тиристорні збуджувачі ВТЕ - це сучасні високонадійні пристрої, побудовані на базі електронних компонентів та комутаційної апаратури від провідних світових виробників. Завдяки мікропроцесорній системі управління вони забезпечують гнучку, легко перепрограмовану структуру автоматичного регулювання та адаптуються під будь-який конкретний об'єкт.

Комплексні характеристики збуджувачів ВТЕ можна розділити на три основні групи:

1. *Характеристики режимів керування та регулювання.* Збуджувач підтримує два повноцінні режими роботи, які гарантують точне керування синхронним двигуном: автоматичний режим (основний) та ручний режим (резервний/налагоджувальний).

Автоматичний режим здійснює інтелектуальне регулювання струму збудження за вибраним параметром:

- за коефіцієнтом потужності ($\cos\phi$) самого двигуна або всього вузла навантаження;
- за реактивним струмом статора двигуна або вузла навантаження;
- за рівнем напруги статора.

Ручний режим забезпечує жорстку стабілізацію заданого струму збудження. Дозволяє регулювати напругу збудження в широкому діапазоні (від 0,1 до 2,0 $U_{ном}$) із можливістю налаштування нижнього порогу обмеження напруги (до 0,5 $U_{ном}$) та верхнього порогу струму (до 1,75 $U_{ном}$).

2. *Динамічні та пускові характеристики.* Апаратне та програмне забезпечення ВТЕ гарантує безпечний пуск та стійкість двигуна під навантаженням:

- розумний пуск: забезпечується автоматична подача збудження залежно від ковзання ротора (у діапазоні 1–5%). При прямому або реакторному пуску мікропроцесор самостійно обирає оптимальну півхвилю струму ротора для плавного втягування в синхронізм;

- форсування збудження: при номінальній напрузі мережі пристрій здатний форсувати напругу (з кратністю не менше $2,0 U_{\text{ном}}$) та струм збудження (до $1,75 I_{\text{ном}}$) для збереження динамічної стійкості двигуна при просадках напруги чи ударних навантаженнях.

- безпечне гасіння поля: при нормальних або аварійних зупинках двигуна магнітне поле ротора ефективно гаситься завдяки миттєвому переведенню тиристорного перетворювача в інверторний режим.

3. *Діагностичні та захисні характеристики.* Збуджувачі ВТЕ оснащені розгалуженою системою захисту та сучасними комунікаційними можливостями:

- промислові інтерфейси: для інтеграції у верхній рівень АСУ ТП та підключення засобів діагностики передбачено двопровідні цифрові порти (CAN, Profibus, RS-485).

- система самодіагностики: перед кожним включенням пристрій проводить автоматичне тестове випробування для перевірки власної справності.

- реєстрація аварій: вбудована пам'ять фіксує «аварійний слід» (осцилограму подій), що дозволяє точно встановити причину зупинки обладнання.

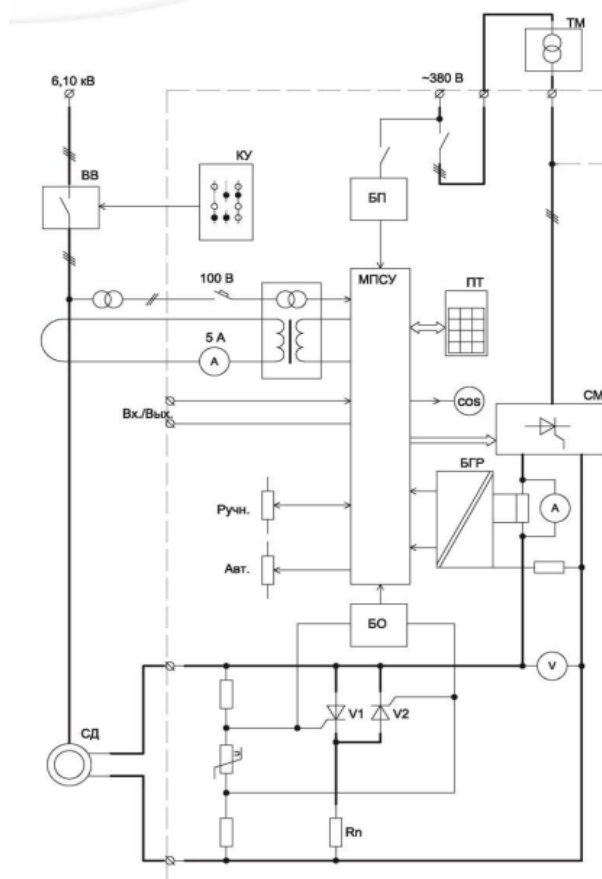
- комплексний захист: система обмежує струм ротора при перевантаженнях (із залежною від часу характеристикою), захищає від внутрішніх та зовнішніх коротких замикань у колі постійного струму. Двигун також надійно захищений від втрати збудження, затягнутого пуску та небезпечного асинхронного ходу (із часом спрацювання до 30 секунд).

Стандартно система комплектується самим тиристорним збуджувачем, пакетом експлуатаційної документації та, за окремою вимогою замовника, силовим узгоджувальним трансформатором.

Структурну схему тиристорного збуджувача ВТЕ наведено на рис.7.3.

7.3 Дослідження та вдосконалення режимів пуску високовольтних синхронних двигунів

Традиційно синхронні двигуни могли запускатися прямим підключенням до мережі (на повну напругу) або за допомогою методів зниження пускової напруги (через струмообмежувальні реактори чи автотрансформатори).



ВВ – високовольний вимикач
 СД – синхронний двигун
 КУ – ключ керування ВВ
 Ручн, Авт. – керування (ручне, автоматичне)
 V1, V2 – тиристори
 БП – блок живлення
 МПСУ – мікропроцесорна система управління
 БО – блок випробування (тестування)
 ТМ – силовий трансформатор
 ПТ – пультовий термінал
 СМ – силовий міст
 А – амперметр
 V – вольтметр

Рис. 7.3 - Структурна схема тиристорного збуджувача ВТЕ

Запуск синхронної машини відбувається в асинхронному режимі. При подачі напруги на статор виникає обертове магнітне поле, яке перетинає нерухомий ротор. У пусковій обмотці (клітці) та обмотці збудження наводяться електрорушійні сили із частотою ковзання f_1 .

Для запобігання пробією ізоляції обмотки збудження під дією високої наведеної напруги, її категорично заборонено залишати розімкненою на час пуску. Її обов'язково замикають на якір збуджувача або на спеціальний розрядний (гасильний) резистор, активний опір якого зазвичай у кілька разів перевищує власний опір обмотки.

Струм, що протікає в пусковій обмотці, формує магнітне поле, яке обертається відносно самого ротора з кутовою швидкістю ω_1 . Оскільки ротор прискорюється, це поле залишається нерухомим відносно основного синхронного поля статора (яке обертається зі швидкістю ω_1). Сумарний магнітний потік ротора в цьому режимі формується спільною дією полів пускової обмотки та замкненої обмотки збудження. Причому, чим потужніша пускова клітка, тим більшу частку

потоків вона створює, відповідно знижуючи наведені ЕРС та струми в контурі збудження.

В сучасній промисловій практиці прямий пуск високовольтних двигунів великої потужності (зокрема, приводів компресорів на 630 кВт) має ряд суттєвих недоліків. Такий метод супроводжується значними кидками струму (які можуть перевищувати номінальний у 5–7 разів) та великими електродинамічними ударами. Це призводить до прискореного зносу ізоляції статора, руйнівних механічних навантажень на кінематичну схему компресора та неприпустимих просадок напруги в загальній мережі підприємства.

Рішення щодо відмови від прямого пуску та вибору конкретної пускової апаратури регламентується жорсткими вимогами до стану живильної мережі щодо обмеження просадок напруги та захисту силових трансформаторів.

Зниження напруги на шинах 10 кВ джерела живлення в момент пуску не повинно порушувати роботу інших підключених споживачів. Допустима межа просадки становить 10–15% при змішаному (силовому та освітлювальному) навантаженні. Якщо лінія живить виключно силове обладнання, допускається просадка до 20–25% (при цьому 25% дозволяється лише за умови рідких пусків - не частіше одного разу за зміну).

Пускові струми не повинні викликати перевантажень трансформатора понад задані норми, які залежать від частоти та тривалості пусків. Перевірка на перевантажувальну здатність є обов'язковою, якщо тривалість розгону перевищує 15 секунд:

- *за умовами динамічної стійкості:* для трансформаторів потужністю до 25 МВА допускається до трьох пусків на добу при 4-кратному струмовому перевантаженні (для потужностей 40–100 МВА - лише при 2-кратному).
- *за умовами термічної стійкості:* пускова потужність та кількість пусків жорстко обмежуються максимальною температурою нагріву обмоток трансформатора, яка не повинна перевищувати 160 °С.

Тому застосування методів обмеження пускових струмів є технологічною необхідністю.

Розглянемо техніко-економічне обґрунтування доцільності застосування пристроїв плавного пуску (ППП). Традиційний прямий пуск електродвигунів великої потужності супроводжується критичними пусковими струмами та інтенсивним механічним зносом обладнання через різкий розгін ротора. Щоб уникнути цих руйнівних наслідків, експлуатаційний персонал змушений мінімізувати кількість зупинок і повторних пусків агрегатів. Як наслідок, компресори тривалий час працюють без корисного навантаження, що призводить до колосальних марних витрат електроенергії та води для систем охолодження. Тому застосування PPP посприяє усуненню проблеми нераціонального холостого ходу.

Гнучкість експлуатації та енергозбереження. Застосування PPP вирішує цю проблему шляхом поступового (плавного) розгону електродвигуна до номінальної частоти обертання, повністю нівелюючи ударні навантаження. Це дає змогу безпечно відключати та включати компресори рівно тоді, коли цього вимагає технологічний процес (навіть під час коротких годинних перерв). Така гнучкість керування забезпечує суттєве зниження фінансових витрат підприємства на електроенергію.

Використання пристроїв плавного пуску є технічно доцільним та економічно виправданим інженерним рішенням для синхронних і асинхронних електродвигунів потужністю від 400 до 12500 кВт, які працюють у складі компресорних, насосних та вентиляторних установок.

У кваліфікаційній роботі розглядається та обґрунтовується доцільність впровадження пристроїв плавного пуску для високовольтних двигунів компресорної станції (на прикладі обладнання виробництва ТОВ НВП «Rcomplex» рис.7.4) [15]).

Пристрій плавного пуску конструктивно реалізований за принципом тиристорного регулятора напруги (рис.7.5). Його базова функція - забезпечення безпечного, повністю безударного розгону високовольтних як синхронних, так і асинхронних двигунів (зокрема для механізмів із вентиляторним характером навантаження).



Рис.7.4 - Зовнішній вигляд ППП

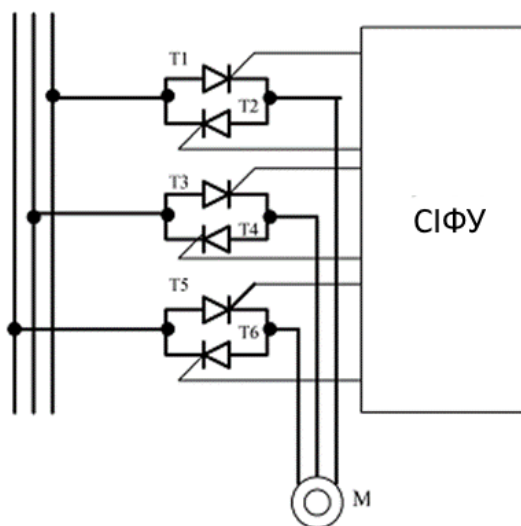
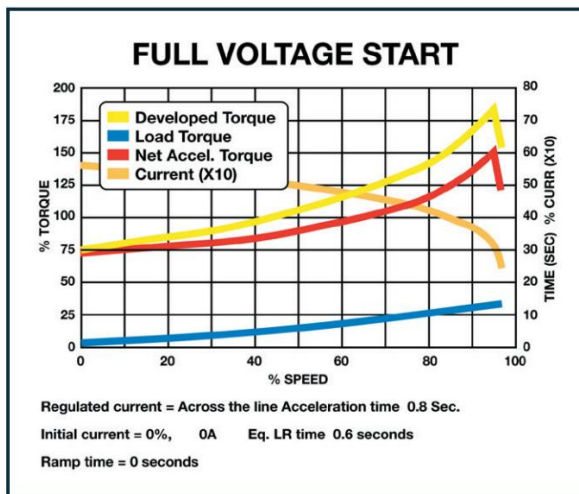


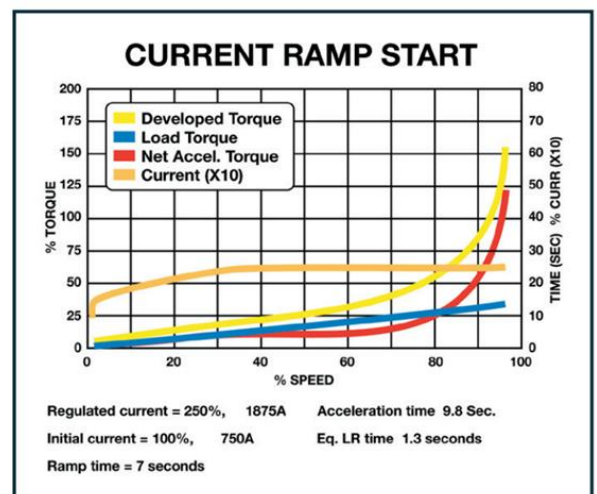
Рис. 7.5 - Схема ППП

Ключову роль у роботі пристрою відіграє система імпульсно-фазового управління (СІФУ). Протягом заданого часу розгону вона динамічно змінює кути відкриття (відмикання) силових тиристорів. Завдяки цьому напруга, що подається на обмотки статора, наростає не стрибкоподібно, а лінійно і плавно - від нуля до номінального значення.

Такий алгоритм гарантує м'яке збільшення пускового струму з чітким дотриманням заданої межі струмообмеження (рис 7.6). Як наслідок, у двигуні повністю виключається виникнення ударних електромагнітних моментів, що запобігає руйнівним навантаженням на кінематику електродвигуна та самого компресора.



а)



б)

Рис.7.6 - Зміна параметрів двигуна при пуску: а) - на повну напругу мережі;
б) - від пристрою ПП

Використання тиристорного пристрою плавного пуску покращує режими експлуатації потужних електроприводів. Основні переваги можна розділити на три групи:

1. Електрична стабільність та захист мережі:

- радикальне зниження величини пускових струмів (у 4–7 разів порівняно з прямим пуском);
- повне усунення неприпустимих просядок напруги в загальній живильній мережі під час запуску масивних агрегатів;
- електромагнітна сумісність: пристрій виключає передачу шкідливих вищих гармонік назад у мережу.

2. Підвищення ресурсу та зняття обмежень:

- для двигунів великої потужності (понад 1 МВт) допустима кількість пусків до капітального ремонту зростає з лімітованих 50 разів до практично необмеженої кількості;
- знімаються жорсткі вимоги щодо пауз між запусками: двигун можна включати з будь-якими часовими інтервалами без ризику термічного пошкодження обмоток;
- обладнання відрізняється високою надійністю і не потребує складного спеціалізованого сервісного обслуговування чи регулярних витрат на ремонт.

3. Технологічна гнучкість та економія ресурсів:

- універсальність застосування: ППП сумісні із синхронними та асинхронними машинами будь-якої встановленої потужності;
- ідеальна адаптація до систем автоматизації: пристрої дозволяють легко реалізувати автоматичне вмикання та відключення компресорів за графіком навантаження;
- оптимізація суміжних систем: експлуатація ППП призводить до помітного скорочення споживання охолоджуючої води та знижує небажане обводнення пневматичної системи підприємства.

Сучасний тиристорний пристрій плавного пуску забезпечує комплексне керування електродвигуном протягом усього робочого циклу. До його базових функцій належать: безударний плавний розгін, керована зупинка та реверсування напрямку обертання двигуна; автоматичне переведення живлення на шунтувальний апарат (режим «байпас») після виходу на номінальні оберти для зменшення теплових втрат у тиристорах; автоматичне зворотне перемикання з «байпасу» на ППП при необхідності виконання керованого (регульованого) гальмування; можливість реалізації каскадного пуску групи з кількох електродвигунів від одного пускового пристрою.

Гнучкість експлуатації ППП забезпечується підтримкою трьох незалежних рівнів керування: місцевого, дистанційного та автоматизованого. Місцеве оперативне керування за допомогою кнопок і команд здійснюється безпосередньо з пультового терміналу на лицьовій панелі пускача. Дистанційне (апаратне) керування реалізується подачею команд за допомогою сухих контактів із віддаленого цехового щита управління приводом. Автоматизоване (мережеве) керування передбачає інтеграцію у верхній рівень керування та прийом команд безпосередньо від АСУ ТП цеху чи підприємства через цифрові промислові інтерфейси.

Застосування системи безударного (плавного) пуску дозволяє оптимізувати режим роботи мережі та знизити капітальні витрати на обладнання. Головна перевага такого рішення полягає у можливості здійснювати почерговий запуск

групи електродвигунів від одного спільного пристрою плавного пуску в межах єдиного розподільного пристрою напругою 10 кВ.

На рис. 7.7 наведено варіант реалізації такої системи на базі єдиного ППП, яка призначена для послідовного пуску чотирьох високовольтних електродвигунів компресорної станції, підключених до двох різних секцій шин.

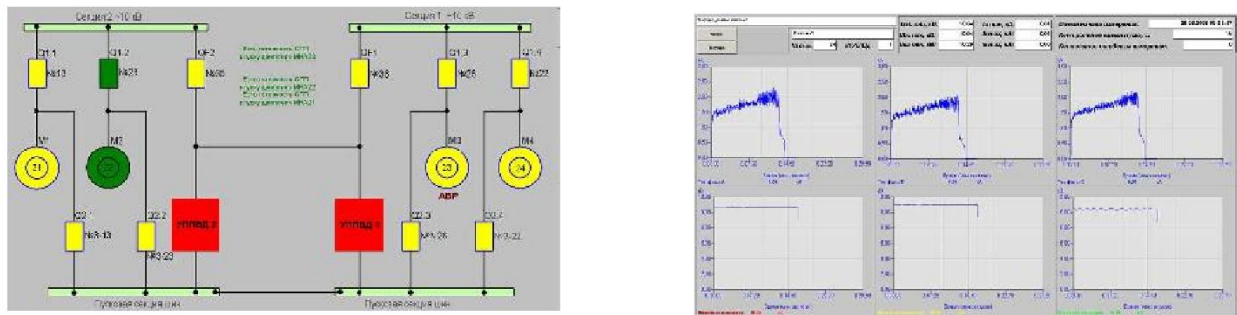


Рис. 7.7 - Мнемосхема пристрою плавного пуску на екрані диспетчерського термінала та осцилограми пускових струмів і напруг

Архітектура мікропроцесорної системи управління (МПСУ). Усі завдання з керування тиристорами, захисту, сигналізації та автоматичного регулювання виконуються програмно-апаратним комплексом на базі мікропроцесорних плат.

Плати системи управління згруповані за модульним принципом в окремому ізольованому відсіку силової шафи (або винесені в окрему шафу керування, залежно від потужності агрегату). Це значно спрощує сервісне обслуговування та заміну плат.

Керуючі імпульси генеруються на головній платі управління, після чого підсилюються і розподіляються. Для забезпечення абсолютної гальванічної розв'язки та захисту від електромагнітних завад, передача запускаючих імпульсів (тривалістю 6,6 мс) на формувачі безпосередньо біля тиристорів здійснюється оптоволоконними лініями зв'язку. Ті ж оптоволоконні лінії використовуються для миттєвого апаратного контролю параметричного пробую тиристорів. Вимірювання робочих струмів перетворювача виконується через вбудовані фазні трансформатори струму. Система передбачає можливість віддаленої «інтернет-підтримки». Це дозволяє виробнику оперативно коригувати програмне

забезпечення та надсилати замовнику готові виконувані файли для швидкого перепрограмування контролера на місці.

Уніфікована МПСУ має відкриту архітектуру, що дозволяє легко інтегрувати пристрій у будь-які існуючі технологічні лінії.

Для гарантування безпечної та безперебійної експлуатації високовольтного електропривода, мікропроцесорна система управління ППП оснащена розгалуженою багаторівневою системою захисту. Вона постійно моніторить стан мережі, двигуна та внутрішніх вузлів перетворювача, автоматично реагуючи на нештатні ситуації. Виконується захист електродвигуна та живильної мережі: струмові захисти та захист від перенапруг; тепловий захист; контроль режимів роботи (блокування роботи при затягнутому пуску, неповнофазному живленні, обриві силового ланцюга або втраті механічного навантаження на валу компресора (режим «холостого» обертання); автоматичне повторне включення (АПВ).

Для розширення можливостей диспетчеризації, комплектно з пристроями плавного пуску може постачатися АРМ - потужний комп'ютеризований людино-машинний інтерфейс (HMI/SCADA). Його головне завдання — централізоване управління та глибокий моніторинг усього комплексу компресорного обладнання.

7.4 Економічне обґрунтування модернізації режимів роботи високовольтних синхронних електроприводів

Регулювання струму збудження. Суттєвої економії електроенергії під час експлуатації компресорної установки можна досягти шляхом автоматичного регулювання струму збудження синхронних двигунів залежно від зміни їхнього технологічного навантаження. Для забезпечення оптимального режиму роботи мережі, у періоди добового максимуму навантаження енергосистеми синхронні двигуни повинні працювати в режимі перезбудження (генеруючи реактивну потужність у мережу). Натомість у нічний час, коли спостерігається загальний спад активного та реактивного навантаження підприємства, доцільно переводити двигуни в режим недозбудження або роботи з $\cos\varphi=1$. При заданому

навантаженні на валу оптимальний коефіцієнт потужності СД розраховується за формулою:

$$\cos \varphi_{opt} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\alpha_{opt}^2 \cdot \tan^2 \varphi_H}{\beta^2}}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{0,262^2 \cdot 0,484^2}{1^2}}} = 0,992 ,$$

де α_{opt} - оптимальний коефіцієнт використання компенсувальної здатності двигуна:

$$\alpha_{opt} = \frac{K_{def} \cdot Z_k \cdot Q_{H.cd} - D_1 \cdot m}{(2 \cdot D_2 \cdot m)} = \frac{1 \cdot 0,005 \cdot 304,92 - 2,47 \cdot 0,317}{(2 \cdot 4,46 \cdot 0,317)} = 0,262 ,$$

де: K_{def} - коефіцієнт дефіцитності РП в енергосистемі; Z_k - диференційний коефіцієнт, що враховує питомі витрати на батареї конденсаторів 10 кВ;

$$Q_{H.cd} = \frac{P_H \cdot \tan \varphi_H}{\beta} = \frac{630 \cdot 0,484}{1} = 304,92 \text{ квар.}$$

Для інших значень коефіцієнта завантаження β розрахунок оптимального коефіцієнта використання компенсувальної здатності α_{opt} та $\cos \varphi_{opt}$ виконується за аналогічною методикою. Результати розрахунків для всього діапазону завантажень синхронного двигуна зведено у таблицю 7.4.

Таблиця 7.4 - Розрахунок оптимального коефіцієнта потужності $\cos \varphi_{opt}$ залежно від завантаження СД

Параметр	$\beta=0,4$	$\beta=0,5$	$\beta=0,6$	$\beta=0,7$	$\beta=0,8$	$\beta=0,9$	$\beta=1,0$
α_{opt}	1,07	0,80	0,62	0,49	0,40	0,32	0,26
$\cos \varphi_{opt}$	0,61	0,79	0,89	0,95	0,97	0,98	0,99

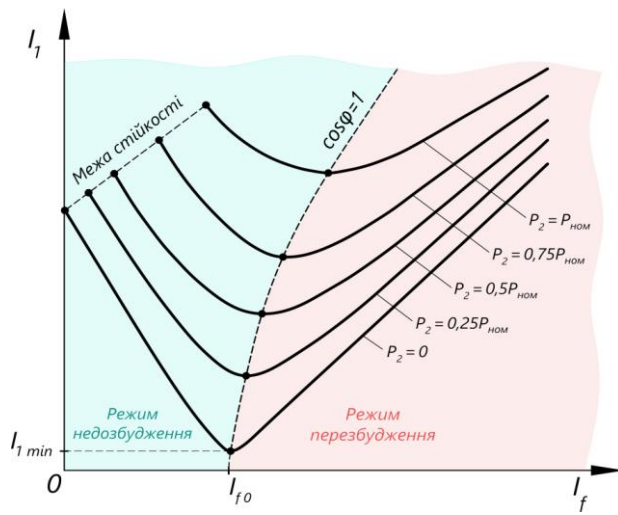


Рис.7.8 - U-подібні характеристики СД

Безпосереднє регулювання струму збудження синхронних двигунів здійснюється відповідно до їхніх U-подібних характеристик (рис.7.8), які відображають залежність струму статора від струму збудження при різних постійних значеннях активної потужності на валу.

Визначимо економію електричної енергії, яка досягається завдяки зниженню завантаження компресора в нічний час та відповідній автоматичній зміні його струму збудження. Для цього на сітці U-подібних характеристик знаходимо робочі точки, що відповідають потужності, яка споживається з мережі без регулювання збудження та з урахуванням такого регулювання.

Зниження втрат активної потужності в одному двигуні становить:

$$\Delta P = P_{ct} - P_{рег} = (0,72 - 0,7) \cdot 630 = 12,6 \text{ кВт}.$$

Враховуючи час роботи компресорної установки та діючий тариф на електричну енергію для промислових споживачів, річна економія коштів від впровадження системи регулювання для одного двигуна складе:

$$C_{рег} = C_0 \cdot \Delta P \cdot \tau = 8,7 \cdot 12,6 \cdot 4391,72 = 481420,3 \text{ грн}.$$

Плавний пуск високовольтних двигунів. Розглянемо економію електроенергії, отриману за рахунок модернізації системи керування компресорною станцією - встановлення автоматичного обладнання для регулювання тиску, відсікання непрацюючих магістралей та впровадження системи плавного пуску.

На компресорній станції встановлено 4 компресори з двигунами номінальною потужністю 630 кВт. Технологічне обладнання підприємства, що

						Арк.
						80

споживає стиснене повітря, розділене на 4 секції. Дві з них працюють у дві зміни (16 годин на добу), а дві інші лише в одну зміну (8 годин). Витоки стисненого повітря через непрацююче, але не відключене від загальної магістралі обладнання, становлять 40% від його номінального навантаження.

Якщо всі технологічні секції обладнати автоматичними електромагнітними вентилями для повного від'єднання від мережі стисненого повітря в неробочий час, витоки будуть повністю усунені. Пристрій плавного пуску при цьому забезпечить надійний каскадний пуск та зупинку агрегатів без пускових перевантажень мережі 10 кВ.

Економія електроенергії, що досягається за рахунок відключення двох компресорів потужністю 630 кВт на 8 годин щодоби:

$$E_{ек} = 2 \cdot 0,2 \cdot 630 \cdot 8 \cdot 220 = 443520 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

У фінансовому еквіваленті річна економія коштів складе:

$$C_{нпн} = 221760 \cdot 8,7 = 1929312 \text{ грн} = 1929,312 \text{ тис. грн}.$$

Орієнтовна капітальна вартість двох промислових електромагнітних вентилів із приводами становить 80 тис. грн, а сучасної системи високовольтного плавного пуску - 5500 тис. грн. Сумарні капітальні інвестиції у модернізацію дорівнюють $K = 5580$ тис. грн.

Визначаємо термін окупності впровадженого обладнання:

$$T_{ок} = \frac{K}{C_{нпн}} = \frac{5580}{1929,312} = 1,45 \text{ року}.$$

Термін окупності модернізації становить приблизно півтора роки. Це доводить високу економічну доцільність впровадження автоматичних вентилів та високовольтних пристроїв плавного пуску на компресорних станціях хімічних підприємств.

						Арк.
						81

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі вирішено актуальну інженерну задачу - розроблено надійну, безпечну та економічно ефективну систему електропостачання групи цехів заводу хімічної промисловості з впровадженням сучасних енергоощадних технологій.

Визначено електричні навантаження та оптимальне розташування ГЗП. Загальне розрахункове активне навантаження підприємства склало $P_p = 20825,22$ кВт, повне навантаження - $S_p = 21058,2$ кВА. На основі побудованої картограми знайдено координати центру електричних навантажень $x_0 = 407,32$ м; $y_0 = 282,78$ м, що дозволило оптимально розмістити головну знижувальну підстанцію для мінімізації втрат та витрат на кабельні мережі.

Обґрунтовано вибір схеми зовнішнього електропостачання. Шляхом техніко-економічного порівняння доведено, що живлення підприємства від мережі 110 кВ є економічно вигіднішим за варіант 35 кВ. Незважаючи на більші капітальні вкладення, цей варіант забезпечує мінімум приведених витрат завдяки значному зменшенню втрат електроенергії. Для ГЗП обрано два силові трансформатори типу ТДН-16000/110.

Оптимізовано внутрішньозаводську розподільну мережу. Для надійного живлення цехових споживачів прийнято радіальну схему напругою 10 кВ та обрано 11 двотрансформаторних комплектних підстанцій (КТП 2х1000 кВА). Таке рішення гарантує безперебійність технологічних процесів хімічного підприємства.

Сформовано комплексний баланс реактивної потужності. Для забезпечення нормативного коефіцієнта потужності передбачено встановлення 25 низьковольтних конденсаторних установок загальною потужністю 10000 квар (у мережі 0,4 кВ) та двох високовольтних установок потужністю 1000 квар (на 10 кВ). Також ефективно задіяна реактивна потужність обсягом 1583,53 квар, що генерується чотирма високовольтними синхронними двигунами компресорної станції в режимі перезбудження.

						Арк.
						82

Вибрано сучасне комутаційне та захисне обладнання. За результатами розрахунку струмів короткого замикання для ВРУ-110 кВ обрано надійні елегазові вимикачі LTB 123 D1/V виробництва компанії АВВ , а для ЗРУ-10 кВ - вакуумні вимикачі RV-12. Передача енергії на напрузі 10 кВ здійснюється кабельними лініями марки АСБл-10, які успішно перевірені на термічну стійкість. Захист ізоляції від перенапруг реалізовано за допомогою сучасних нелінійних обмежувачів ОПН-110, ОПН-110Н та ОПНп-10/12/1 УХЛ1.

Доведено економічну ефективність модернізації електроприводів. Проект передбачає впровадження пристроїв плавного пуску для високовольтних двигунів компресорної станції, систем автоматичного регулювання їхнього збудження та встановлення електромагнітних вентилів для відключення непрацюючих магістралей. Такі заходи дозволяють досягти річної економії електроенергії понад 443 тис кВт·год, що у фінансовому еквіваленті складає близько 1,9 млн грн на рік. Термін окупності капітальних інвестицій становить 1,45 року.

Таким чином, розроблена система електропостачання повністю задовольняє сучасні нормативні вимоги щодо надійності, безперебійності та безпеки живлення споживачів хімічного підприємства, а закладені в ній гнучкі інженерні рішення та засоби автоматизації створюють надійне підґрунтя для подальшого масштабування виробничих потужностей і перспективного переходу до інтелектуальних мереж управління.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П. Г., Зінзура В.В., Гарасьова Н. Ю., Котиш А.І., Величко Т.В., Плешков С.П.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т.- Кропивницький : ПП «Ексклюзив-Систем», 2021.-209 с.
2. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В. Навчальний посібник. Видавець Лисенко В.Ф., м.Кропивницький, 2020р. – 272 с.
3. Енергоефективні системи освітлення для промислових та комунально-побутових споживачів / [Плешков П. Г., Орлович А. Ю., Серебренніков С. В., Бегун А. П., Різуненко А. О., Гарасьова Н. Ю., Зінзура В. В.] ;– Харків: ТОВ «Цифра Принт», 2018.– 242с.
4. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ, 2015. 83с.
5. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – Київ : 2017 . -617 с.
6. Кваліфікаційна робота бакалавра: метод. рекомєнд. до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роботи для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков та ін.]; Міністерство освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2023. – 80 с.
7. Трансформатори ТМГ-1000/10/0,4. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://slavgorenergo.com.ua/ua/p1030221314-tmg-1000-kva.html>
8. Кабельні лінії [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ukrprovod.com.ua/uk/provid-kabel/kabel-asbl>
9. Комплектні конденсаторні установки АКУ, КРМ, УКРМ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://electrocontrol.com.ua/ua/elektroshhitovoe-oborudovanie/kondensatornye-ustanovki-aku-04>

10. Трансформатор ТДН 16000/110/10 [Електронний ресурс]. – Режим доступу:
<https://energyservice.com.ua/p/1600542611-transformator-tdn-16000-110-10/>
- 11.Вакуумні вимикачі RV-12 [Електронний ресурс]. – Режим доступу:
<https://www.rva.rv.ua/product/rv-12/>
12. Лічильники МТХ [Електронний ресурс]. – Режим доступу:
<https://matrixamm.ua/>
13. Трансформатори струму та напруги. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://slavgorenergo.com.ua/ua/g114156745-tplu>
14. Збудник синхронних двигунів ВТЕ-320/48Т-УХЛ4. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zprua.com/produkcija-2/page/2/>
15. Пристрої плавного пуску високовольтні. . [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://pcomplex.ua/products_pt/pristro%d1%97-plavnogo-pusku-visokovoltn%d1%96/
16. Закладний О.М., Праховник А.В., Соловей О.І. Енергозбереження засобами промислового електропривода: Навчальний посібник.-К:Кондор, . - 408 с.2005
17. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. / [О.І. Соловей, В.П. Розен, П.Г. Плешков, С.В. Серебренніков, В.Ф. Ткаченко, К.Г. Петрова]; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Черкаси: видавець Чабаненко Ю., 2015. – 316 с.
18. Возняк О. М., Штуць А. А., Колісник М.А. Сучасні системи електроприводів Теорія та практика. Частина 1. /Навчальний посібник. – Вінниця: ТВОРИ, 2021. – 280 с.
19. Видмиш А. А., Ярошенко Л. В. Основи електропривода. Теорія та практика. Ч. 1 : навч. посіб. – Вінниця : ВНАУ, 2020. – 387 с.
20. MEDIUM VOLTAGE SOLID STATE SOFT-STARTER. [Електронний ресурс]. – Режим доступу:
<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hbd/hdc/WEG-ssw7000c-medium-voltage-soft-starter-us.ssw7000c.5-21-2015-brochure-english.pdf>

ДОДАТКИ

Додаток А. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В

Таблиця А.1 - Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В

[illegible]

[illegible]

Продовження таблиці А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
З урахуванням КУ												1315,93	442,12	1388,21
Втрати в тр-рах												11,66	81,81	
Всього на шинах 10кВ ТП 4												1327,58	523,93	1427,23
ТП 5														
Цех виробництва КАС														
силове	99	5,0-60,0	2218	>3	0,54	0,82	0,698	1197,72	836,01	72	1	1222,57	772,56	1446,21
освітлювальне												125,29	41,18	
Ітого по ЦКАС												1347,86	813,74	1574,46
КУ													-350	
З урахуванням КУ												1347,86	463,74	1425,41
Втрати в тр-рах												12,21	84,95	
Всього на шинах 10кВ ТП 5												1360,07	548,70	1466,58
ТП 6														
Насосна станція ОВ														
силове	181	11,3-110	2756,2	>3	0,42	0,7	1,020	1157,60	1180,99	50	1	1157,60	1180,99	1653,72
освітлювальне												28,10	9,24	
Ітого по НСОВ												1074,25	991,62	1461,96
Хімічна лабораторія														
силове	51	1,0-20,0	598,6	>3	0,42	0,53	1,600	251,41	402,26	60	1	251,41	402,26	474,36
освітлювальне												15,34	5,04	
Ітого по ХЛ												340,57	414,58	536,53
Всього на шинах 0,4кВ														
силове	232	1,0-110	3354,8	>3	0,42	0,66	1,121	1409,016	1583,25	61	1	1409,02	1583,25	2119,44
освітлювальне												43,44	14,28	
Всього												1452,45	1597,53	2159,10
КУ													-1500	
З урахуванням КУ												1452,45	97,53	1455,72
Втрати в тр-рах												12,67	87,57	
Всього на шинах 10кВ ТП 6												1465,12	185,10	1476,77
ТП 7														
Цех виробництва АС														
силове	317	2,5-35	4256,3	>3	0,31	0,62	1,265	1319,45	1669,75	280	1	1319,45	1669,75	2128,15
освітлювальне												128,46	42,22	
Всього по ЦВАС												1447,91	1711,97	2242,17

Змін.

Арк.

№ докум.

Підпис

Дата

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Продовження таблиці А.1.														
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
					КУ										-1650				
					З урахуванням КУ								1447,91	61,97	1449,24				
					Втрати в тр-рах								12,57	87,01					
					Всього на шинах 10кВ ТП 7								1460,48	148,98	1468,06				
					Всього по РП-2														
					силове	892	1,0-110	13282,3	>3	0,39	0,66	1,138	5209,421	5719,73	220	1	5209,42	5719,73	7736,49
					освітлювальне												329,89	109,09	
					Разом												5539,31	5828,82	8041,09
					Втрати в трансф-рах												49,10	341,35	
					Всього												5588,40	6170,17	8324,74
					КП 0,4 кВ													-4700	
					З урахуванням КП												5588,40	1470,17	
					Високовольтні СД	4	630	2520	1	0,7	1	0	1764	0	4	1	1764	0	1764
					Всього на шин.10кВ РП-2												7352,40	1470,17	7497,95
					ТП 8														
					Цех синтезу аміаку														
					силове	26	2,5-180	1912,5	>3	0,64	0,64	1,201	1224,00	1469,52	21	1	1224,00	1469,52	1912,50
					освітлювальне												96,91	31,85	
					Ітого по ЦСА												1320,91	1501,37	1999,73
					КУ													-1000	
					З урахуванням КУ												1320,91	501,37	1412,86
					Втрати в тр-рах												12,02	83,89	
					Всього на шинах 10кВ ТП 8												1332,93	585,26	1455,76
					ТП 9														
					Корпус 102														
					силове	191	0,5-90	3224,1	>3	0,44	0,75	0,882	1418,60	1251,09	72	1	1418,60	1251,09	1891,47
					освітлювальне												44,63	14,67	
					Всього по корпусу 102												1463,24	1265,76	1934,74
					КУ													-1200	
					З урахуванням КУ												1463,24	65,76	1464,72
					Втрати в тр-рах												12,80	88,36	
					Всього на 10кВ ТП 9												1476,04	154,12	1484,07
					ТП 10														
					Кислотний цех														
	90	Арк.																	

Продовження таблиці А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
силове	54	1,2-160	2015,8	>3	0,59	0,72	0,964	1189,32	1146,33	25	1	1189,32	1146,33	1651,84
освітлювальне												33,57	11,03	
Всього по КЦ												1222,89	1157,36	1683,73
КУ													-400	
З урахуванням КУ												1222,89	757,36	1438,42
Втрати в тр-рах												12,40	86,07	
Всього на 10кВ ТП 10												1235,29	843,44	1495,77
ТП 11														
Цех розділення повітря														
силове	29	7,5-90,0	1712,6	>3	0,76	0,85	0,620	1301,58	806,64	38	1	1301,58	806,64	1531,27
освітлювальне												31,55	10,37	
освітлення території												105,30	34,61	
Всього по ТП 11												1438,42	851,63	1671,63
КУ													-750	
З урахуванням КУ												1438,42	101,63	1442,01
Втрати в тр-рах												12,46	86,38	
Всього на 10кВ ТП 11												1450,88	188,01	1463,01
Всього по заводу														
Силове низьк.навантаж.	1662	0,18-180	28118,17	>3	0,49	0,74	0,895	13806,03	13080,97	312	1	13806,03	13080,97	19018,89
освітлювальне												833,84	274,74	
Всього												14639,87	13355,71	19816,68
Втрати в трансформ.												135,42	941,01	
Всього												14775,28	14296,72	
КП 0,4кВ													-10000	
З урахуванням КУ												14775,28	4296,72	
Високов.навант. СД	3	1000	3000	1	0,8	1	0,000	2400	0	3	1	2400	0	2400,00
Високов.навант. СД	6	630	3780	1	0,7	0,9	0,484	2646	0	6	1	2646	-1583,53	3083,65
Високов.навант. АД	4	750	3000	1	0,7	0,8	0,75	2100	1575	4	1	2100	1575	2625,00
КП 10 кВ													-1000	
Всього по ГПП												21921,28	3288,19	22166,53

Змін.

Арк.

№ докум.

Підпис

Дата

91

Арк.

Додаток Б. Вибір високовольного обладнання

Таблиця Б.1 - Перевірка умов вибору елегазового вимикача напругою 110 кВ

Параметри мережі	Розрахункові критерії	Паспортні параметри вимикача LTB 123 D1
110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	123 кВ
117,6 А	$I_{max} \leq I_{ном}$	3150 А
0,734 кА	$I_{пт} \leq I_{відк.ном}$	40,0 кА
1,668 кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$	102,0 кА
0,59 кА ² ·с	$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	4800,0 кА ² ·с

Таблиця Б.2- Перевірка умов вибору ввідного вимикача ЗРУ 10 кВ

Параметри мережі підприємства	Розрахункові критерії	Паспортні параметри вимикача RV-12
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	12 кВ
1293,25 А	$I_{max} \leq I_{ном}$	1600 А
7,799 кА	$I_{пт} \leq I_{відк.ном}$	20,0 кА
17,345 кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$	51,0 кА
62,35 кА ² ·с	$B_{к} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	1200,0 кА ² ·с

Таблиця Б.3 - Перевірка умов вибору лінійних вимикачів 10 кВ

Параметри мережі підприємства	Розрахункові критерії	Паспортні параметри вимикача RV-12
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	12 кВ
80,83 А	$I_{max} \leq I_{ном}$	630 А
7,799 кА	$I_{пт} \leq I_{відк.ном}$	20,0 кА
17,345 кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$	51,0 кА
62,35 кА ² ·с	$B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	1200,0 кА ² ·с

Таблиця Б.4 - Перевірка параметрів лінійного роз'єднувача напругою 110 кВ

Параметри мережі підприємства	Розрахункові критерії	Паспортні дані апарата РНДЗ-110/630
110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ
117,6 А	$I_{max} \leq I_{ном}$	630 А
1,668 кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$	100 кА
0,59 кА ² ·с	$B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	4800,0 кА ² ·с

Таблиця Б.5 - Перелік струмоприймачів власних потреб ГЗП

№ п/п	Назва обладнання	Встановлена потужність, кВт
1	Вентилятори системи охолодження головних силових агрегатів	$4 \times 1,5 = 6,0$
2	Елементи підігріву електричних вимикачів 110 кВ	$3 \times 1,75 = 5,25$
3	Терморегуляція всередині комірок КРП 10 кВ	$36 \times 1 = 36,0$
4	Мережа освітлення та вентиляція приміщень	18,0
5	Енергозабезпечення ланцюгів оперативних кіл	2,0
Разом		$P_{\text{вст}} = 67,25$