

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут (факультет) \_\_\_\_\_ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого \_\_\_\_\_  
Кафедра \_\_\_\_\_ Електропостачання та енергоменеджменту \_\_\_\_\_

«До захисту в ЕК»  
Директор інституту  
\_\_\_\_\_ Сергій БЛАЖЕНКО \_\_\_\_\_  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»  
Завідувач кафедри  
\_\_\_\_\_ Сергій БАЛЮТА \_\_\_\_\_  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«\_\_» \_\_\_\_\_ грудня 2025 р.

«\_\_» \_\_\_\_\_ грудня 2025 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності \_\_\_\_\_ 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» \_\_\_\_\_

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми \_\_\_\_\_ «Електротехнічні системи електроспоживання» \_\_\_\_\_

на тему: «\_\_Розробка системи електропостачання автомобільного заводу та диспетчеризація і телеуправління в системах електропостачання» \_\_\_\_\_

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕЛ-2-6М

\_\_\_\_\_ Кулініч Інна Михайлівна \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник \_\_\_\_\_ Копилова Людмила Олександрівна \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Консультанти \_\_\_\_\_  
(ім'я та прізвище)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_ Андрій ГРИЩЕНКО \_\_\_\_\_  
(ім'я та прізвище)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2025 р.

# НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»  
(назва)

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач

кафедри ЕПЕМ

/Сергій БАЛЮТА/

“17” вересня 2025 року

## ЗАВДАННЯ

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Кулініч Інні Михайлівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання автомобільного заводу та диспетчеризація і телеуправління в системах електропостачання .

керівник роботи Копилова Людмила Олександрівна, ст.викладач, к.т.н.

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ 17 вересня 2025 року № 712-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 10 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи \_\_\_\_\_

Генеральний план підприємства, кількість та призначення цехів електрична потужність, що споживається окремими цехами, план деревообробного цеху та назва обладнання, встановленого в ньому, перелік потужностей споживачів для технічних розрахунків .

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розрахунок ГПП підприємства , розрахунок потужності трансформаторів, побудова картограми навантажень, вибір електрообладнання, вибір вимірювальних трансформаторів, вибір перерізу і марки кабельно-провідникової продукції, розрахунок релейного захисту трансформатора, розрахунок електрообладнання і освітлення цеху, розгляд спецпитання.

5. Перелік графічного матеріалу :

1. Генплан заводу з картограмою навантажень;
2. Однолінійна схема електропостачання підприємства;
3. План розміщення обладнання деревообробного цеху ;
4. Схема електропостачання приймачів електроенергії цеху;
5. Схема релейного захисту і автоматики;

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 17 вересня 2025 р. \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
	Отримання завдання на магістерську роботу	17.09.2025 р.	
	Вступ	17.10..2025 р.	
	Розрахунок навантаження підстанції	23.10.2025 р.	
	Вибір потужності трансформаторів ГПП	30.10.2025 р.	
	Техніко-економічні розрахунки.	5. 11.2025 р.	
	Побудова картограми навантажень.	12.11.2025 р.	
	Розрахунок струмів короткого замикання.	15.11.2025 р.	
	Вибір перерізу кабельно-провідникової продукції.	17.11.2025 р.	
	Вибір комутаційних апаратів.	20.11.2025 р.	
	Вибір захисного обладнання	23.11.2025 р.	
	Вибір вимірювальних трансформаторів.	25.11.2025 р.	
	Розрахунок освітлення цеху.	27.11.2025 р.	
	Розрахунок релейного захисту трансформатора.	30.11.2025 р.	
	Формування матеріалу спецпитання.	05.12.2025 р.	
	Оформлення пояснювальної записки	07.12.2025 р.	
	Оформлення графічної частини роботи	10.12.2025 р.	
	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	15.12.2025 р.	

**Здобувач**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Кулініч І. М.**

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

**Керівник роботи**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Копилова Л.О.**

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## Анотація

Кулініч Інна Михайлівна . Магістерська робота на тему :  
« Розробка системи електропостачання автомобільного заводу та диспетчеризація і телеуправління в системах електропостачання ».

Національний Університет Харчових Технологій, Київ -2022  
141. «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Додана пояснювальна записка складається із вступу, 14 розділів та списку використаної літератури. Обсяг проекту становить 147 сторінок .

До опису надано графічну частину, яка складається із п'яти креслень : схема електропостачання підприємства, картограми навантажень, схема освітлювальної мережі цеху, схема релейного захисту трансформатора, структурної схеми диспетчеризації енергосистеми.

У проекті розглянуто характеристику підприємства і надано опис технологічного процесу. Виконано розрахунки електричних навантажень і побудовано картограму навантажень. Розраховано трансформатори головної понижувальної підстанції, а також розраховані кількість і потужність цехових трансформаторів. Виконано розрахунок робочих струмів і обрано відповідні кабелі. Для системи електропостачання заводу виконано розрахунок струмів короткого замикання. Обрано електричні апарати захисту і управління. Розраховано кількість і тип обладнання для компенсації реактивної потужності.

**Ключові слова :** цех виробництва інсуліну, освітлення, струми короткого замикання, апарати захисту, компенсація реактивної потужності.

## Abstract

Kulinich Inna Mykhailivna . Master's thesis on the topic:

" Development of a power supply system for an automobile plant and  
dispatching and remote control in power supply systems "

National University of Food Technologies, Kiev -2022

141. "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

The added explanatory note consists of an introduction, 14 sections and a list of used literature. The project is 147 pages .

The description includes a graphic part consisting of five drawings: a power supply diagram of the enterprise, a load map, a diagram of the workshop lighting network, a transformer relay protection diagram, and a structural diagram of the power system dispatching.

The project examines the characteristics of the enterprise and provides a description of the technological process. Calculations of electrical loads were performed and load cartogram was built. Transformers of the main substation are calculated, as well as the calculated number and power of the department transformers. The calculation of operating currents was performed and the corresponding cables were selected. For the power supply system of the plant, the calculation of short-circuit currents was performed. Electrical protection and control devices are selected. The number and type of equipment for reactive power compensation was calculated.

The section labor protection considers possible emergencies and safety and protection of service personnel.

**Keywords :** insulin production plant, lighting, short-circuit currents, protection devices, reactive power compensation.

## ЗМІСТ

Вступ .....	8
1. Характеристика об'єкта та вихідні дані .....	10
2. Розрахунок електричних навантажень .....	12
2.1. Визначення розрахункового навантаження .....	12
3. Побудова картограми електричних навантажень .....	16
4. Вибір напруги живлення заводу і лінії електропередачі .....	21
5. Вибір силових трансформаторів на підстанції .....	29
5.1 Розрахунок навантаження підстанції .....	29
5.2. Визначення розрахункової потужності ГПП .....	32
5.3. Вибір потужності та кількості трансформаторів на ГПП .....	33
5.4. Техніко-економічне порівняння варіантів .....	34
6. Розрахунок струмів короткого замикання .....	38
7. Вибір електрообладнання .....	43
7.1 Вибір перерізу провідників у розподільчих пристроях .....	43
7.2 Вибір основних комутаційних апаратів .....	54
7.3 Вибір захисного обладнання .....	58
7.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму .....	59
7.5 Вибір трансформатора власних потреб .....	69
8. Коротка характеристика виробництва та споживачів ( деревообробний цех підприємства ) .....	75
8.1. Розрахунок електричних навантажень цехових електроприймачів .....	77
8.2 Розрахунок освітлювальних навантажень .....	82
8.3. Побудова графіків електричних навантажень цеху .....	83

8.4. Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання цеху. ....	87
8.5. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в низьковольтних мережах. ....	88
9. Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування цехових трансформаторних підстанцій (ТП). ....	90
9.1. Вибір потужності трансформаторів ТП. ....	90
9.2 Техніко-економічний розрахунок. ....	93
10. Розрахунок силової мережі цеху .....	98
10.1. Вибір апаратури розподільчої мережі.....	98
10.2. Розрахунок освітлювальної мережі цеху.....	103
11. Релейний захист і автоматика.....	109
11.1. Захист головної понижувальної підстації .....	110
11.2. Розрахунок диференційного струмового захисту.....	110
11.3. Максимальний струмовий захист .....	116
11.4. Розрахунок сигналізації перенавантаження трансформатора. ..	118
11.5 Газовий захист трансформатора.....	119
11.6. Релейний захист секційного вимикача 6 кВ.....	120
11.7. Релейний захист відходящих ліній .....	121
11.8. Автоматика .....	122
12. Диспетчеризація та телекерування в системах електропостачання (спецпитання) . ....	129
Перелік використаної літератури. ....	147

## Вступ

Серед багаточисельних галузей народного господарства енергетика поряд з машинобудівництвом займає провідну роль.

Рівень розвитку енергетики в найбільш загальному вигляді відображує досягнутий техніко - економічний потенціал будь якої країни. Енергетика забезпечує електроенергією і теплом промислові підприємства, сільське господарство, транспорт.

Електрофікація займає провідну роль в розвитку всіх галузей народного господарства, вона є стержнем будівництва економіки.

Системою електропостачання називають комплекс пристроїв для виробництва, передачі і розподілу електричної енергії. Системи електропостачання промислових підприємств забезпечує електроенергією промислових споживачів. Основними споживачами є електроприводи різних машин і механізмів, електричного освітлення, електричні нагрівники.

Робота промислових електроприводів і інших споживачів, як при проектуванні, так і під час експлуатації повинна знаходитись у відповідності як з окремими споживачами так і з комплексом електроприводів, котрі забезпечують роботу складних механізмів.

Вплив системи електропостачання на виробничий процес дуже великий. Достатньо сказати, що виробничий процес багато в чому визначає показники системи промислового електропостачання і електроприводів, котрі забезпечують нормальний режим роботи всього промислового підприємства.

Щоб забезпечити більш високу надійність і підвищити якість електропостачання зараз створюються потужні об'єднані енергосистеми.

Зі збільшенням потужності об'єднання з'являються можливості спорудження великих електростанцій з потужними, більш економічними агрегатами.

При збільшенні числа зв'язків навантажень з різними станціями в енергооб'єднанні підвищується надійність електропостачання споживачів, збільшується можливість більш повного раціонального використання всього обладнання яке є на підприємстві.

При створенні великих енергооб'єднань необхідно враховувати питання охорони навколишнього середовища. Великий вплив на розвиток енергосистеми має все підвищуючи вимоги до обмеження негативного впливу енергосистеми на навколишнє середовище. Підвищення екологічних вимог до електростанцій ускладнює їх розміщення і як наслідок призводить до збільшення відстаней до електростанцій від центрів споживання. Підвищення екологічних вимог енергетичних об'єктів проявляється перед усім в необхідності зменшення земельних площ, які вони займають, а також забруднюючих викидів в атмосферу. Для цього застосовуються нові технологічні рішення: широке розповсюдження багатоланцюгових ЛЕП, впровадження обладнання з елегазовою ізоляцією, розширення застосування кабелів ВН.

Створення ефективних і економічних, малогабаритних і екологічно чистих енергетичних об'єктів – завданням сьогоденної енергетики.

## 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ТА ВИХІДНІ ДАНІ

Автомобільний завод знаходиться в Київській області. За інженерно-геологічними даними територія заводу характеризується наступними показниками :

- рельєф місцевості – спокійний ;
- ґрунт – лісовидні суглинки шаром – 3,8 м, покриті записоченими лісовидними суглинками з гумусом шаром – 0,9 м, ґрунтово-рослинним і асфальто-щебеним прошарком – 0,1-0,3 м ;
- ґрунтові води – не спостерігаються ;
- глибина промерзання ґрунтів – 80 см;
- тип ґрунтів – 1;
- район по ожеледі – 2;
- район по вітру – 2;
- товщина стінки ожеледі, мм – 1 ;
- швидкість вітру при ожеледі, м/с – 1 ;
- середньорічна температура, °С + 3,6;
- максимальна температура, °С + 30;

Територія заводу знаходиться біля електрифікованої дільниці залізниці і біля трансформаторної підстанції 110/35/6 кВ

На території заводу знаходиться РП 35/10 кВ потужністю 2 x 4000 кВА, живлення якої здійснюється від I і II секцій шин 35 кВ трансформаторної підстанції 110/35/6кВ ПС. Для забезпечення якості електроенергії трансформатори підстанції 35/10 кВ оснащені пристроєм регулювання напруги під навантаженням, це дозволяє при малій довжині кабельних ліній, відхиленню напруги на шинах 10 кВ підстанцій 10/0,4 кВ, знаходитись в допустимих межах.

Апаратура автоматичного регулювання напруги розмішена в релейній шафі РШ-ХІХБ . Повітряна лінія 35 кВ виконана сталє-алюмінієвим проводом АС-120, довжина лінії – 0,19 км .

На вводі 35 кВ встановлений блок Ровенського заводу високовольтної апаратури з вакуумними вимикачами ВБЗП –35 –20/1000 У1 з пружинним приводом, управління якими здійснюється за допомогою індивідуальних перемикачів, встановлених в релейних шафах, роз'єднувачами РДЗ1 -35/1000 УХЛ 1, обмежувачами перенапруги МВК–41, трансформаторами струму ТФЗМ-35А-У1. Для контролю напруги на шинах 35 кВ встановлені блоки трансформаторів напруги НОМ-35-66 У1. Автоматичне відключення вимикачів в аварійних режимах здійснюється при спрацюванні відповідного захисту :

АВР секційного вимикача 10 кВ

- двохкратне АПВ вимикачів підходящих ліній;
- однократне АПВ ввідного вимикача 10 кВ.

Також на території заводу знаходяться дві закриті двотрансформаторні підстанції 10/0,4 кВ ( ЗТП – 3 потужністю 2 х 1000 кВА, та ЗТП – 4 потужністю 2 х 630 кВА ). Живлення даних підстанцій здійснюється від різних шин 10 кВ ПС кабельними лініями по радіальній схемі окремою лінією до кожного трансформатора. Кабельні лінії 10 кВ виконані кабелем ААБВУ 3х120.

На стороні 10 кВ використані РУ 10 кВ типу КРПЗ – 10, виробництва Ровенського заводу високовольтної апаратури, які комплектуються шафами 10 кВ типу КУ –10Ц. Оперативний змінний струм, напругою 220В. Захист ліній 10 кВ – струмова відсічка і максимальний струмовий захист на реле РС80М, та захист від замикань на землю. Секційний вимикач 10 кВ – максимальний струмовий захист шин без витримки часу на реле РАС80М-6 з дією на відключення секційного вимикача. Груповий пристрій релейного захисту і автоматики КРУ-10 кВ – реле струму, яке блокує дію захисту шин 10кВ при коротких замиканнях на лініях 10кВ, що відходять.

## 2. Розрахунок електричних навантажень

### 2.1. Визначення розрахункового навантаження

Розрахунок робимо по формулах для кожного цеху:

Активне навантаження:

$$P_P = K_M * P_{см}$$

де  $P_{см}$  – середня потужність за максимально навантаженою зміну

$K_M$  – коефіцієнт максимуму навантаження, вибираємо по таблиці в залежності від  $K_B$  та  $n_e$ .

Спочатку визначимо групову максимальну потужність, як суму номінальних потужностей електроприймачів даного цеху.

Середні активне і реактивне навантаження для групи електроприймачів за найбільш навантаженою зміну визначаємо за формулами:

$$P_{см} = K * P_{уст}$$

$$Q_{см} = P_{см} * tg \varphi,$$

де  $tg \varphi$  - величина, відповідно середньозваженому  $\cos \varphi$ , характерна для електроприймачів даного типу і режиму роботи.

Коефіцієнт максимуму активної потужності  $K_M$  визначається по довідковим таблицям в залежності від ефективного числа електроприймачів  $n_e$  та в залежності від величини групового коефіцієнта використання  $K_B$ .

Якщо кількість електроприймачів у групі чотири і більше, допускається ефективно число електроприймачів вважати рівним фактичному, при відношенні :

$$m = \frac{P_{ном.макс}}{P_{ном.мін}} \leq 3$$

де  $P_{ном.макс}$ ,  $P_{ном.мін}$  - номінальні активні потужності відповідно найбільшого та найменшого електроприймачів у групі.

При  $m > 3$  ефективно число електроприймачів :

$$n_e = \frac{2 \sum P_{ном}}{P_{ном.макс}}$$

Для виробничого цеху шасі і головного конвеєра :

$$P_P = K_M * P_{см} = 1,14 * 1650 = 1881 \text{ кВт}$$

$$P_{см} = K_v * P_{уст} = 0,75 * 2200 = 1650 \text{ кВт}$$

$$Q_{см} = P_{см} * tg \varphi = 1650 * 0,88 = 1452 \text{ квар}$$

Згідно з табл. 8.5ст.253 [1] приймаємо :

$$-K_v = 0,75$$

$$-\cos \varphi = 0,75 ; \quad tg \varphi = 0,88$$

$$m = \frac{P_{ном.макс}}{P_{ном.мін}} = 60/10 = 6$$

$$n_e = \frac{2 \sum P_{ном}}{P_{ном.макс}} = 2 * 400/100 = 8$$

Аналогічно знаходимо параметри інших цехів підприємства. Дані заносимо в таблицю 2.

табл.2.1

№	Назва приміщення	$P_{ном}$ , кВт	$I_{ном}$ , А	Кв	$tg\phi$	$\cos \phi$	$P_{см,кВт}$	$Q_{см,квар}$	Км	$P_p$ , кВт	$Q_p,квар$	$S_p$ , кВА
<i>Електроприймачі низької напруги 0,4 кВ</i>												
1	Цех шасі і головний конвкйєр	2200	1271	0,75	0,88	0,75	1650	1452	1,14	1881	1452	2376
2	Моторний цех	130	75	0,50	1,15	0,65	84,5	98,8	1,30	109,85	98,8	147,7
3	Пресово-компресор-ний цех №1	417	241	0,70	0,62	0,85	354,4	219,7	1,18	418,2	219,7	472,4
4	Інструментальний цех	1300	751	0,65	1,02	0,70	845	861,9	1,23	1014	861,9	1330
5	Ремонтно-мех. цех	120	69	0,50	0,88	0,75	60,00	52,8	1,40	84	52,8	99,2
6	Конструк. експер. цех	130	75	0,70	1,17	0,65	91	106,4	1,21	109,2	106,4	152,5
7	Експедиція і склад	90	52	0,60	1,02	0,70	63	64,2	1,33	83,8	64,2	105,56
8	Деревообробний цех	200	115	0,80	0,62	0,85	160	99,2	1,18	188,8	99,2	213,27
9	Модельний цех	270	156	0,75	0,62	0,85	202,5	125,5	1,18	239	125,5	269,9
10	Ливарний цех с/чавуну	1500	867	0,50	0,88	0,70	750	660	1,37	1027,5	660	1221,2
11	Ливаргний цех ковк.ч.	1320	763	0,30	1,02	0,70	396	404	1,65	633,6	404	751,4
12	Ковальський цех	620	358	0,60	1,17	0,65	372	435	1,37	509,6	435	670
13	Арматурно агрегатний цех	820	30	0,7	0,75	0,80	574	430	1,21	694,5	430	816,8
14	Склад масел та хімії	68	34	20	0,75	0,80	51	38,25	1,23	61,2	38,25	72,16
15	Гараж	120	69	0,75	0,48	0,90	90,0	43,2	1,29	116	43,2	123,8
16	Заводоуправління	150	86	0,50	0,88	0,75	75,00	66	1,57	117,7	66	134,3
17	Прохідна	100	58	0,60	0,75	0,80	60,00	45	1,41	84,6	45	95,8
18	Лабораторія	200	115	0,7	0,75	0,8	140	105	1,26	176,4	105	205
19	Скрап розділювальна	680	393	0,8	0,62	0,85	544	337,3	1,12	609,3	337,3	696,4



### 3. Побудова картограми електричних навантажень підприємства і визначення їх центру.

Для вибору місця розташування ТП підприємства при проектуванні будуємо картограму електричних навантажень. Картограма є розміщенням на генплані підприємства кола, площа яких відповідає у вибраному масштабі розрахунковим навантаженням цехів. Побудуємо картограму активних навантажень цехів. При цьому вважаємо, що навантаження рівномірно розподілене за площею цеху. Тоді центр кола збігається з центром тяжіння фігури, що змальовує цех на генплані.

Радіуси кіл визначаємо по формулі:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi * m}}, \text{ мм};$$

где  $P_{pi}$  - розрахункове активне навантаження і-го цеху, кВт;

$m$  - масштаб перерізу круга,  $\frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}$ ;

$$m = 0.1$$

Освітлювальне навантаження покажемо у вигляді сектора у середині кола, кут якого знаходиться з вираження:

$$\alpha_i = \frac{P_{poi}}{P_p} * 360^\circ$$

Цифрові значення навантажень приводимо у вигляді дроби з кругом: у чисельнику вказуємо силове навантаження, а в знаменнику – освітлювальну.

## Визначення розрахункового навантаження установок електроосвітлення

Розрахункове навантаження установок електроосвітлення  $P_{po}$

визначається :

$$P_{po} = P_{nit} * F$$

де  $F$  - освітлювана площа цеху, території заводу, визначається за генпланом підприємства;

$P_{nit}$  - питоме навантаження освітлення на 1 м<sup>2</sup> освітлюваної поверхні.

Застосовуємо до установки для всіх цехів світильники з люмінесцентними лампами .

Для виробничого цеху №1:

$$P_{nit} = 0.015, \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$$

Результати розрахунків наведені в табл. 3.1.

Генплан, з нанесеною картограмою навантажень представлений в графічній частині дипломного проєкту.

Таблиця 3.1

Назва цеху	Поз на ГП	Pp, кВт	F, м <sup>2</sup>	Росв, кВт	x	y
1	2	3	4	5	6	7
Цех шасі і головний конвейер Цех шасі і головний конвейер ( 6 Кв)	1	2200 1440	50000	750	400	150
Моторний цех	2	130	3750	56,25	750	120
Пресово-компресор-ний цех №1 Пресово-компресор-ний цех №1 (6 кВ)	3	1960 1600	3750	56,25	750	180
Інструментальний цех	4	1300	4000	60	250	220
Ремонтно-мех. цех	5	120	1250	18,75	780	70
Конструк.експер.цех	6	130	750	11,25	680	75
Експедиція і склад	7	90	3750	56,25	490	425
Деревообробний цех	8	200	7500	112,5	570	350
Модельний цех	9	270	2500	37,5	75	290
Ливарний цех с/чавуну Ливарний цех с/чавуну	10	1500 1400	6875	103,12	30	325
Ливарний цех ковк.ч. Ливарний цех (6 Кв)	11	1320 1500	875	13,125	250	350
Ковальський цех	12	620	1800 1350	9,37	275	225
Арматурно-агрегатний цех	13	820	750	11,25	190	30
Склад масел та хімії	14	68	725	11,0	440	260
Гпраж	15	120	1125	16,87	530	50
Заводоуправління	16	150	625	9,37	425	30
Прохідна	17	32	600	9,0	310	50
Лабораторія	18	200	1500	22,5	175	100
Скrapорозділювальна	19	680	2500	37,5	430	110
Цех паливної апаратури	20	23,03	450	6,75	160	360
Склад лісоматеріалів	21	80	240	3,6	190	370
Компресорна (6 кВ )	22	3000	420	6,3	190	440
Склад	23	130	525	7,87	530	250

Для визначення радіусу кола електричного навантаження цеху використаємо вище наведену формулу :

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{(\pi * m)}}, \text{ мм};$$

В якості прикладу приведемо розрахунок електричної потужності цеху № 1. Повна потужність визначається як сума силового навантаження і потужності освітлення :

$$P_1 = 3640 + 750 = 4390 \text{ кВт}$$

Тоді радіус кола електричного навантаження буде дорівнювати :

$$r_1 = \sqrt{\frac{4390}{3,14 * 0,1}} = 118,24, \text{ мм};$$

Для цього цеху наведемо приклад розрахунку кута сектору освітлювального навантаження

$$\alpha_i = \frac{P_{poi}}{P_p} * 360^0; \quad \alpha_1 = \frac{750}{4390} * 360^0 = 61,5^0$$

Таким чином розраховуються показники електричних навантажень усіх інших цехів і об'єктів підприємства .

Результати розрахунків наведено у таблиці 3.2

Координати центру електричних навантажень підприємства:

$$X_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi}^{\Sigma} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}^{\Sigma}} \quad X_o = \frac{10282620}{21073} = 487,95 \text{ м};$$

$$Y_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi}^{\Sigma} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}^{\Sigma}} \quad Y_o = \frac{9492860}{21073} = 200,5 \text{ м. м.}$$

Таблиця 3.2

Назва цеху	Поз на ГП	Рр, кВт	Росв, кВт	$r_i$	$a_i$
1	2	3	4	5	6
Цех шасі і головний конвейер Цех шасі і головний конвейер ( 6 Кв)	1	2200 1440	750	118,24	61,5
Моторний цех	2	130	56,25	24,35	108,7
Пресово-компресорний цех №1 Пресово-компресорний цех №1 (6 кВ)	3	1960 1600	56,25	107,17	5,6
Інструментальний цех	4	1300	60	65,8	15,9
Ремонтно-мех. цех	5	120	18,75	21	48,6
Конструк.експер.цех	6	130	11,25	20,4	28,7
Експедиція і склад	7	90	56,25	21,6	138,2
Деревообробний цех	8	200	112,5	31,5	129,6
Модельний цех	9	270	37,5	31,3	44,0
Ливарний цех с/чавуну Ливарний цех с/чавуну	10	1500 1400	103,12	97,8	12,36
Ливаргний цех ковк.ч. Ливарний цех (6 Кв)	11	1320 1500	13,125	95	1,7
Ковальський цех	12	620	9,37	44,8	5,36
Арматурно-агрегатний цех	13	820	11,25	51,5	4,9
Склад масел та хімії	14	68	11,0	15,9	50,1
Гпраж	15	120	16,87	20,9	44,4
Заводоуправління	16	150	9,37	22,5	21,2
Прохідна	17	32	9,0	11,4	79
Лабораторія	18	200	22,5	26,6	36,4
Скрапорозділювальна	19	680	37,5	47,8	18,8
Цех паливної апаратури	20	23,03	6,75	9,73	81,6
Склад лісоматеріалів	21	80	3,6	16,3	15,5
Компресорна (6 кВ )	22	3000	6,3	98,7	0,75

#### 4. Вибір напруги живлення заводу і лінії електропередачі

Порівняємо два варіанти напруг і схем електропостачання заводу:

I варіант - електропостачання заводу від РПС на напругу 110 кВ.

II варіант - електропостачання заводу від РПС на напругу 220 кВ.

Напруга 10 кВ не розглядається, тому що проєктоване підприємство відноситься до підприємств середньої потужності.

Схеми порівнюваних варіантів представлені на рис 4.1.

Як економічний критерій приймаємо дискontовані витрати  $Z$ :

$$Z_d = K + V/e_d,$$

де:  $e_d$  - 0,17 - норма дискontу;

$K$  - капітальні вкладення, тис. грн.;

$V$  - щорічні витрати, тис. грн.

Мінімальне значення дискontованих витрат відповідає оптимальному рішенню.

За укрупненими показниками вартості [11], визначаємо капітальні вкладення в елементи ЕПС і результати заносимо до табл. 4.1.

Щорічні витрати  $Z$ , що зв'язані з експлуатацією електроустановки, визначаємо за формулою

$$Z = e_a \cdot K + e_{п.е.} \cdot K + V_{\Delta A},$$

де  $e_a$ ,  $e_{п.е.}$  - коефіцієнти відрахувань, відповідно на амортизацію і поточну

експлуатацію;  $V_{\Delta A}$  - вартість витрат електроенергії, тис. грн./рік.

Згідно завдання рекомендовано трансформатор на 40000 кВАр з первинною напругою 110 кВ і вторинною -35, 20, 10 і 6 кВ.

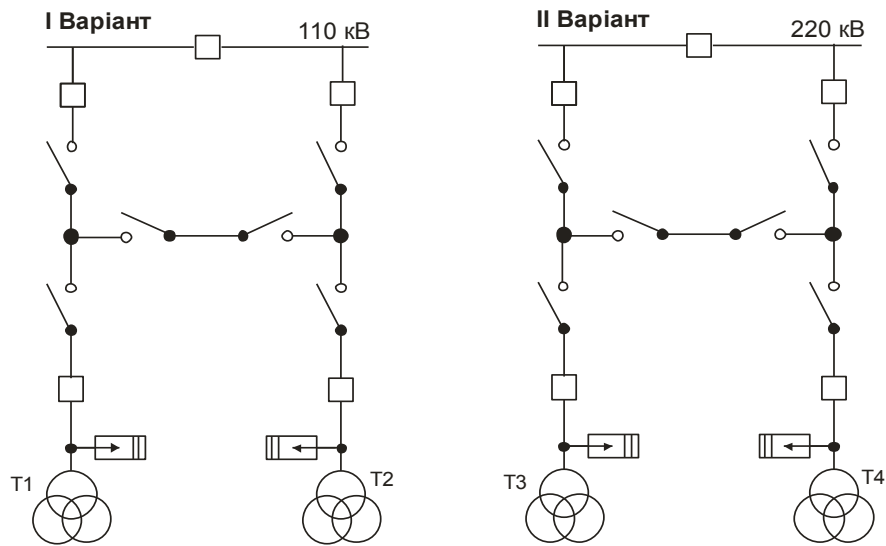


Рис. 4.1

**Капітальні вкладення в елементи ЕПС**

Таблиця 4.1

Найменування устаткування	Одиниця вим-ння	Ціна за одиницю	I варіант		II варіант	
			Кількість одиниць	Вартість тис. грн	Кількість одиниць	Вартість тис. грн
Трансформатор ТРДН-40000-110/10	шт.	457,8	2	915,6	-	-
Елегазовий вимикач ВЕКТ-110Б-20/1000	шт.	150,8	2	301,6	-	-
Роз'єднувач РНДЗ-110	шт.	30,4	6	182,4	-	-
Комірка відходящої ЛЕП ВРПр-110 РПС з вимикач.	шт.	228,9	2	457,8	-	-
Розрядник РВС-110	шт.	26,6	2	53,2	-	-
Двоколова ПЛ-110 кВ на з/б опорах, АС-120		111,2	8	889,6	-	-
Будівельна частина ГПП	шт.	275,6	-	257,6	-	-
Трансформатор ТРДЦН-25000-220/10	шт.	921	-	-	2	1842
Елегазовий вимикач ВЕКТ-220Б-20/1000	шт.	181	-	-	2	362
Роз'єднувач РНДЗ-220	шт.	34,8	-	-	6	208,8

Продовження табл. 4.1

Комірка підходящої ЛЕП ВРПр-220 РПС з вимикач.	шт.	463,2	-	-	2	926,4
Розрядник РВС- 220	шт.	32,4	-	-	2	64,8
Двоколова ПЛ-220 кВ на з/б опорах, АС-120		166,8	-	-	8	1334,4
Будівельна частина ГПП	шт.	368,8	-	-	-	368,8
<b>РАЗОМ</b>				30,57,8	-	5107,2

Витрати на амортизацію і поточну експлуатацію.

Таблиця 4.2

Найменування устаткування	Вартість устаткуван. (тис.грн.)	Відрахування			Сума витрат на поточну експлуатацію та амортизац. тис.грн./рік
		На амортизацію %	На поточну експлуатацію	Разом	
I варіант					
Устаткування підстанції	1892,6	6,3	1,0	7,3	138,2
ПЛ-110 кВ	889,6	2,8	0,4	3,2	28,5
Будівельна частина	275,6	4,7	-	4,7	13
<b>РАЗОМ</b>					179,7
II варіант					
Устаткування підстанції	3404	6,3	1,0	7,3	248,5
ПЛ-220 кВ	1334,4	2,8	0,4	3,2	42,7
Будівельна частина	368,8	4,7	-	4,7	17,3
<b>РАЗОМ</b>					308,5

Вартість втрат електроенергії  $V_{\Delta A}$  визначається за формулою :

$$V_{\Delta A} = c_0 \cdot \Delta A_p + c'_0 \cdot \Delta' A_p,$$

де  $c_0$  - закупівельна ціна 1кВт-год електроенергії, яка приймається  
рівною вартості 1кВт-год навантажувальних втрат;

$c'_0 = 4,8c_0$  - вартість 1кВт-год втрат електроенергії холостого ходу;

$\Delta A_p, \Delta' A_p$  - втрати електроенергії за рік навантажувальні і холостого  
ходу відповідно, кВт год;

Величини  $\Delta A_p, \Delta' A_p$  розраховуються за формулами:

$$\Delta A_p = \Delta P_m \cdot \tau_m; \quad \Delta A'_p = \Delta P_{xx} \cdot T_p,$$

де :  $\Delta P_m$ ,  $\Delta P_{xx}$  - втрати потужностей в режимах максимального навантаження та холостого ходу відповідно, кВт;

$\tau_m$  - час максимальних втрат за рік, год;

$T_p$  - робочий час за рік, год.

Величину  $\tau_m$  розраховуємо за формулою

$$\tau_m = 8760 \cdot (0,124 + T_{m-a} / 10000)^2,$$

де :  $T_{m-a} = 3300$  - річний час максимальних навантажень.

Маємо:

$$\tau_m = 8760 \cdot (0,124 + 3300 / 10000)^2 = 1805 \text{ год.}$$

Вважаючи, що траса від РПС до підприємства проходить по відкритій місцевості, до виконання приймаємо живлення підприємства повітряною лінією (ПЛ) 110 кВ чи 220 кВ, що в даному випадку економічно доцільніше живлення кабельними лініями.

Приймаємо двоколові повітряні лінії на залізобетонних опорах; на ГПП споруджуємо відкритий розподільчий пристрій (ВРПр).

Розрахункове значення струму однієї лінії  $I_p$  знаходимо за формулою

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n},$$

де :  $S_p$  - розрахункова повна потужність об'єкта з урахуванням втрат потужності в трансформаторах ГПП, що розраховуємо згідно формул:

$$\Delta P_{т.гпп} = 2\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \kappa_3^2;$$

$$\Delta Q_{т.гпп} = 2 \cdot \Delta Q_{xx} + \kappa_3^2 \cdot \Delta Q_{кз} = 2 \frac{i_{xx}(\%)}{100} \cdot S_n + 2 \cdot \kappa_3^2 \frac{U_{кз}(\%)}{100} \cdot S_n.$$

У цих формулах:

$\Delta P_{кз}$  - втрати активної потужності короткого замикання, кВт;

$\kappa_3$  - коефіцієнт завантаження трансформатора, що дорівнює  $S_p / S_{ном.т.}$

**I варіант:** ТРДН-25000-110/10 ( $\Delta P_{xx} = 34$  кВт;  $\Delta P_{кз} = 170$  кВт;  $u_k = 10,5\%$ ,  $i_{xx} = 0,55\%$ ).

$$\kappa_3 = 43798/2 \cdot 40000 = 0,547$$

$$\Delta P_{T.ГПП1} = 2 \cdot 34 + 2 \cdot 0,547^2 \cdot 170 = 169,7 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{T.ГПП1} = 2 \cdot 0,55/100 \cdot 40000 + 2 \cdot 0,547^2 \cdot 10,5/100 \cdot 40000 = 2953 \text{ квар;}$$

$$P_{p.1} = 43798 + 169,7 = 43968 \text{ кВт;}$$

$$Q_{p.1} = 0 + 2953 = 2953 \text{ квар ;}$$

$$S_{M.1} = \sqrt{43968^2 + 2953^2} = 44067 \text{ кВА ;}$$

$$I_{M1} = \frac{44067}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 115,6 \text{ А .}$$

**II варіант:** ТРДН-25000-220/10 ( $\Delta P_{xx}=50$  кВт;  $\Delta P_{кз} = 170$  кВт;  $u_k = 11,5\%$ ,  $i_{xx} = 0,6\%$ ).

$$\kappa_3 = 0,547$$

$$\Delta P_{T.ГПП2} = 2 \cdot 50 + 2 \cdot 0,547^2 \cdot 170 = 201,7 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{T.ГПП2} = 2 \cdot 0,6/100 \cdot 40000 + 2 \cdot 0,547^2 \cdot 11,5/100 \cdot 40000 = 3000 \text{ квар;}$$

$$P_{p.2} = 43798 + 201,7 = 44000 \text{ кВт;}$$

$$Q_{p.2} = 0 + 3233 = 3233 \text{ квар ;}$$

$$S_{M.2} = \sqrt{44000^2 + 3233^2} = 44118,6 \text{ кВА ;}$$

$$I_{M1} = \frac{44118,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 44,12 \text{ А .}$$

Переріз лінії зі сталевобалюмінієвим проводом згідно [2,3] здійснюємо по допустимому нагріву в нормальному і післяаварійному режимах, а також за умовами корони.

Згідно [1, 2] мінімально допустимий переріз проводів повітряної лінії напругою 110 кВ за умовами корони складає  $70 \text{ мм}^2$ .

Вибір перерізів по допустимому нагріву в нормальному і післяаварійному режимах робимо, виходячи з умов:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} ;$$

$$I_{p.a} \leq I_{\text{доп.а}} = \kappa_{n.a} \cdot I_d ,$$

де :  $k_{п.а.} = 1,35$  - коефіцієнт допустимого перевантаження проводу марки АС;

$I_{р.а.} = 2I_p$  - струм у післяаварійному режимі.

**I варіант:** вибираємо за умовами корони провід АС-70/11 з  $I_d = 265$  А.

Перевіряємо умови:

$$115,6 < 265 \text{ А}; 115,6 \cdot 2 = 231,2 < 1,35 \cdot 265 = 356,75 \text{ А}$$

Приймаємо провід АС-70/11.

**II варіант:** за умовами корони приймаємо провід АС-240 з  $I_d = 610$  А, переріз якого задовольняє умовам.

Втрати активної потужності для повітряних ліній:

$$\Delta P_{н.мак} = 3r_0 \cdot l \cdot I_p^2 \cdot 10^{-3},$$

де  $r_0 = 0,42$  Ом/км;  $r_0 = 0,13$  Ом/км - активний опір 1 км лінії 110 кВ і 220 кВ відповідно;

$l = 19$  км - довжина лінії (згідно завдання);

$I_p$  - розрахунковий струм у нормальному режимі, А;

Для ПЛ-110 кВ:

$$\Delta P_{н.мак} = 2 \cdot 3 \cdot 0,42 \cdot 19 \cdot 115,6^2 \cdot 10^{-3} = 269,4 \text{ кВт.}$$

Для ПЛ-220 кВ:

$$\Delta P_{н.мак} = 2 \cdot 3 \cdot 0,13 \cdot 19 \cdot 64,65^2 \cdot 10^{-3} = 12,15 \text{ кВт.}$$

Результати розрахунків втрат електроенергії і її вартості наведено в таблиці 4.3.

Результати розрахунків втрат електроенергії та її вартості . Таблиця 4.3

Найменування обладнання	Втрати активної потужності		Вартість втрат електроенергії, тис.грн/рік
	Навантажувальні, кВт	Холостого ходу, кВт	
<b>I варіант</b>			
Трансформатори	101,7	68	56,85
ПЛ- 110 кВ	269,4	-	90,25
РАЗОМ	371,1	68	147,10
<b>II варіант</b>			
Трансформатори	101,7	100	67,57
ПЛ- 220 кВ	12,15	-	4,07
РАЗОМ	113,85	100	71,64

Остаточні результати розрахунків зводимо в табл. 4.4.

Аналізуючи отримані результати, видно, що вартість втрат електроенергії в першому варіанті більше на 195 %. Однак, у першому варіанті значно менші капітальні вкладення (на 40,1 %), чим у другому.

Відповідно значно менші щорічні відрахування від капітальних вкладень на амортизацію і поточну експлуатацію.

У підсумку дисконтовані витрати по першому варіанту на 32,47 % менше, ніж по другому.

Виходячи з отриманих значень дисконтованих витрат по двох порівнюваних варіантах, робимо висновок, що більш економічно вигідним є I варіант.

Показники	Розмірність	Варіант	
		I	II
Капітальні вкладення, К	тис. грн.	3057,8	5107,2
Щорічні витрати на амортизацію і поточну експлуатацію, Ва + Вп.е.	тис. грн./рік	179,7	308,5
Вартість річних втрат електроенергії, В <sub>ДА</sub>	тис. грн./ рік	147,1	71,64
Річні поточні витрати, В	тис. грн./ рік	326,8	380,14
Дисконтовані затрати, З <sub>д</sub>	тис. грн./ рік	4980,15	7343,32

Тому приймаємо до виконання схему електропостачання заводу з напругою ліній електроживлення 110 кВ і проводом АС-70/11.

### ***Вибір місця розташування і конструктивного виконання ГПП***

Виходячи з координат центру ЕН ( $X_0 = 487,95$  м.;  $Y_0 = 200,5$  м.) особливостей генплану підприємства і троянди вітрів, розташовуємо ГПП у північно-західній частині генплану.

ВРПр 110 кВ виконано за схемою 110 - 4Н типового проекту 407-03-456.87 ЕСП із двома роз'єднувачами в перемичці 110 кВ .

На стороні 10 кВ ГПП передбачений закритий розподільчий пристрій (ЗРПр) 10 кВ із 4-ма секціями збірних шин і АВР на секційних вимикачах. ЗРПр комплектуються шафами ВКЭ-10 "Високовольтного союзу".

Запаралелення вторинних обмоток трансформаторів ГПП недоцільно у наслідок великих струмів к.з..

Для живлення власних потреб передбачена установка двох трансформаторів 10/0,4 кВ потужністю 100 кВА кожний.

Для зовнішнього освітлення ГПП передбачена установка 2-х прожекторних щогл. Освітлення ЗРПр і ВРПр виконано світильниками типу ЛДОР-2х40-3/У4 і НСП 21х200 відповідно.

## 5. ВИБІР СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЇ

### 5.1. РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ.

Розрахунок навантажень здійснюється для вибору та перевірки струмоведучих елементів (шин, кабелів, проводів), силових трансформаторів, а також для розрахунку втрат, коливань та відхилень напруг, вибору релейного захисту, сигналізації та компенсуючих пристроїв.

Для визначення розрахункових навантажень підприємства використовуємо метод коефіцієнта максимуму та коефіцієнта використання. Розрахунок навантажень ведеться за найнавантаженішу зміну, під час якої є найбільшим споживачем електричної енергії.

Розрахункові навантаження визначають за формулою:

$$P_p = K_M \cdot P_{CM} = K_B \cdot K_M \cdot P_H, \text{ кВт}$$

де:  $P_{CM}$  - середнє навантаження за найнавантаженішу зміну групи електроприймачів однакового режиму, кВт;  $P_H$  - сумарна встановлена потужність електроприймачів (ЕП) цієї групи, кВт;  $K_M$  - коефіцієнт максимуму навантаження;  $K_B$  - коефіцієнт використання.

За цією формулою визначаємо розрахункове активне навантаження групи ЕП. Групова встановлена потужність групи (ЕП) даного цеху визначається, як сума номінальних потужностей окремих ЕП, тобто:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{H_i}$$

Середня активна та реактивна потужності за найнавантаженішу зміну для групи ЕП одного режиму роботи визначається:

$$P_{CM} = K_B \cdot P_H;$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{cm},$$

де  $\operatorname{tg} \varphi$  - функція від характерного  $\cos \varphi$  для даної групи ЕП.

Коефіцієнт максимуму  $K_M$  активної потужності визначається для різних коефіцієнтів використання за довідковими таблицями в залежності від ефективного числа ЕП або за залежностями  $K_M = f(n_e)$ , при  $K_B = 0,1-0,9$ , в залежності від величини групового коефіцієнту використання та зведеного числа електроприймачів  $n_e$ .

У загальному виді ефективне число ЕП :

$$n_e = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{H_i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{H_i}^2};$$

Для спрощення розрахунків вводиться поняття коефіцієнту максимуму:

$$m = \frac{P_{H \max}}{P_{H \min}};$$

Ефективне число електроприймачів приймається рівним дійсному їх числу, якщо  $m < 3$ . При  $m > 3$  і  $K_B = 0,2$  :

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{H_i}}{P_{H \max}},$$

де:  $P_{Hmax}$  - потужність найбільшого ЕП групи, якщо  $n_e > n$ , то слід прийняти  $n_e = n$ .

При  $m > 3$  та  $n_e < 4$  - розрахункове навантаження приймається рівним:

$$P_p = \beta \cdot P_H, \text{ кВт};$$

де  $\beta$  - коефіцієнт завантаження, який дорівнює 0,9 - для електроприймачів тривалого режиму роботи електрообладнання та 0,75 - для електроприймачів повторно-короткочасного режиму роботи.

ЕП, сумарна потужність яких не перевищує 5% потужності всієї групи, не враховується в розрахунках.

$$n_e > 10; Q_p = Q_{см}, \text{ кВар};$$

$$n_e \geq 10; Q_p = 1,1Q_{см}, \text{ кВар};$$

Після визначення електричних активних та реактивних навантажень, визначаємо повну розрахункову потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Розраховуємо загальне навантаження :

$$\begin{aligned} P_p &= P_{1c} + P_{2c} + P_{3c} + P_{4c} + P_{5c} + P_{6c} + P_{7c} + P_{8c} + \dots + P_{24c} = \\ &= 2200 + 1440 + 130 + 1960 + 1600 + 1300 + 120 + 130 + 90 + 200 + 270 + 1500 + \\ &+ 1400 + 1320 + 1500 + 620 + 820 + 68 + 120 + 150 + 32 + 200 + 680 + 570 + \\ &+ 80 + 3000 + 130 = 21630 \text{ кВт} \end{aligned}$$

де  $P_p$  - робоча потужність тр-а , кВт;

$P_{1c}-P_{8c}$  - навантаження секцій, кВт.

За довідковою літературою :  $\cos \varphi = 0,95$ .

Звідси :  $\text{tg } \varphi = \text{tg}(\arccos(0,95)) = 0,33$ .

Розрахунок реактивного навантаження :

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 21630 \cdot 0.33 = 7137,9 \text{ квар.}$$

Повне розрахункове навантаження споживачів підстанції :

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, [\text{кВА}]$$

$$S_p = \sqrt{21630^2 + 7137,9^2} = 22777 \text{ кВА}$$

## 5.2. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВОЇ ПОТУЖНОСТІ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Розрахунок потужності головної понижувальної підстанції (ГПП) :

$$S_{p.гпп} = \sqrt{P_p^2 + Q_{e1}^2}, [\text{кВА}],$$

де  $P_p$  – активна потужність підстанції;

$Q_{e1}$  – економічно доведена величина реактивної потужності, що передається з енергосистеми в режимі її максимальних навантажень.

$$Q_{e1} = 0.2 \cdot Q_p, [\text{квар}]$$

$$Q_{e1} = 0,2 \cdot 7137,9 = 1427,58 \text{ квар.}$$

Вважаємо, що 85% реактивного навантаження споживачів підстанції компенсується за рахунок власних низьковольтних компенсуючих пристроїв.

Повна розрахункова потужність головної понижувальної п/ст :

$$S_{p.гпп} = \sqrt{21630^2 + 1428^2} = 21677 \text{ кВА.}$$

### 5.3 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТА КІЛЬКОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЇ

Вибір трансформаторів на ГПП з урахуванням перевантажувальної здатності:

$$S_p = \frac{S_{P/enn}}{1.4} = \frac{21677}{1.4} = 15483,6 \text{ кВА.}$$

Розглянемо два варіанти вибору трансформаторів на підстанції:

1. Прийmemo до встановлення: 2 x ТДН-16000/110-У1

$$S_{НОМ} = 16000 \text{ кВА.}$$

При цьому систематичного перенавантаження не буде, оскільки встановлена потужність трансформаторів  $S_{ВСТ} = 32000$  кВА, що більше  $S_{МАХ} = 21677$  кВА. Тобто виконується умова:

$$S_{ВСТ} \geq S_{МАХ}$$

Перевіряємо трансформатор на аварійне перевантаження. При аварійному перенавантаженні повинна виконуватися умова:

$$1.4S_{НОМ.ТР} \geq S_p ;$$

$$1.4 \cdot 16000 \text{ кВА} \geq 16586 \text{ кВА} .$$

2. Прийmemo до встановлення 2 x ТДТН-25000/110

$$S_{НОМ} = 25000 \text{ кВА}$$

Перевіряємо трансформатор на аварійне перевантаження. При аварійному перенавантаженні повинна виконуватися умова:

$$1.4 \cdot S_{ВСТ} = 1.4 \cdot 25000 = 35000 \text{ МВА} \geq S_{МАХ} = 25000 \text{ МВА}$$

При установці трансформаторів з такою потужністю система перенавантажуватися не буде, як при систематичному так і при аварійному режимі роботи.

Отже, обидва варіанти задовольняють всі вимоги. Вибір оптимального варіанту проводиться за техніко-економічним порівнянням варіантів.

Всі подальші розрахунки проводимо в табличній формі.

Потужності та кількість обладнання що знаходиться в секціях наведені далі в таблицях.

#### 5.4. ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ

Порівняльну оцінку варіантів проводимо співставляючи зведені витрати обох варіантів.

$$Z = E_H \cdot \kappa_1 + C, \text{ [тис.грн.]},$$

де  $E_H = 0.1$  - нормативний коефіцієнт окупності капіталовкладень.

$\kappa_1$  - одноразові капіталовкладення

$$\kappa_1 = n \cdot \kappa_T, \text{ [тис.грн.]},$$

$\kappa_T$  - вартість одного трансформатора.

$C$  – щорічні поточні витрати виробництва при нормальній експлуатації

$$C = \kappa_1 \cdot (\kappa_{TP} + \kappa_a) + B_o \cdot \Delta W_1, \text{ [тис.грн.]},$$

де  $\kappa_{TP}$  – коефіцієнт відрахування на поточний ремонт і обслуговування ( $\kappa_{TP} = 0.03$ );

$\kappa_a$  – коефіцієнт амортизаційних відрахування ( $\kappa_a = 0.063$ );

$B_o$  - середня собівартість 1кВт год електричної енергії

( $B_o = 4,8$  грн/кВт год).

$\Delta W_1$  - річні втрати потужності та електричної енергії в трансформаторах складають

$$\Delta W_1 = [\Delta P_X + \kappa_E \cdot \Delta Q_X + \kappa_3^2 \cdot (\Delta P_K + \kappa_E \cdot \Delta Q_K)] \cdot n \cdot T,$$

де  $\Delta P_x$  - втрати активної потужності х.х трансформатора ;  
 $\Delta P_K$  - втрати активної потужності к.з трансформатора ;  
 $\Delta Q_x$  - втрати реактивної потужності х.х трансформатора:

$$\Delta Q_x = S_{НОМ} \cdot \frac{i_0}{100}, [\text{квар}];$$

$\Delta Q_K$  - втрати реактивної потужності к.з трансформатора:

$$\Delta Q_K = S_{НОМ} \cdot \frac{u_K}{100}, [\text{квар}]$$

$\kappa_E$  – економічний еквівалент реактивної потужності , що задається енергосистемою ( $\kappa_E = 0.05$ );

$$\Delta P_x^1 = \Delta P_x + \kappa_E \cdot \Delta Q_x - \text{приведені витрати х.х ;}$$

$$\Delta P_K^1 = \Delta P_K + \kappa_E \cdot \Delta Q_K - \text{приведені витрати к.з ;}$$

$n$  – кількість трансформаторів ;

$T = 8760$  – кількість годин за рік ;

$\kappa_3$  - коефіцієнт завантаження трансформаторів в період

максимального навантаження  $\kappa_3 = \frac{S_P}{2 \cdot S_{НОМ}}$ .

### ВИЗНАЧАЄМО ЗВЕДЕНІ ВИТРАТИ ДЛЯ КОЖНОГО ВАРІАНТУ.

**ВАРІАНТ 1 :**  $2 \times \text{ТДН-16000/110-VI}$

$$S_{НОМ} = 16000 \text{ кВА} ; U_{ВН} = 115 \text{ кВ} ; U_{НН} = 6,3 \text{ кВ} ; P_x = 18 \text{ кВт} ;$$

$$P_K = 85 \text{ кВт} ; u_K = 10,5 \% ; i_0 = 0,7 \% ;$$

вартість на 2025 р. -  $\kappa_1 = 242400$  грн.

$$\Delta Q_x = 16000 \cdot \frac{0,7}{100} = 112 \text{ квар} ;$$

$$\Delta Q_K = 16000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1680 \text{ квар} ;$$

$$\Delta P_x = 18 + 0,05 \cdot 112 = 23,6 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta P_k = 85 + 0.05 \cdot 1680 = 169 \text{ кВт};$$

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{НОМ}} = \frac{24390}{2 \cdot 16000} = 0,76$$

При цілодобовому навантаженні  $S=24390$  кВА втрати (за рік) в обох трансформаторах становлять, кВт год:

Витрати виробництва :

$$C_1 = 484800 \cdot (0.03 + 0.063) + 4,8 \cdot 2123676 = 2123676 \text{ грн.}$$

Зведені витрати :

$$Z_1 = 0.1 \cdot 484,8 + 2123,67 = 2172,15 \text{ тис.грн.}$$

**ВАРІАНТ 2 :** 2 х ТДН – 25000/110

$S_{НОМ} = 25 \text{ МВА}$ ;  $U_{ВН} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{НН} = 6,6 \text{ кВ}$ ;  $P_x = 28,5 \text{ кВт}$ ;  $P_k = 140 \text{ кВт}$   
 $u_k = 10,5 \%$ ;  $i_x = 0.7 \%$ ; вартість на 2005 р – 365115 грн.

Втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q_x = 25000 \cdot \frac{0.7}{100} = 175 \text{ квар}$$

$$\Delta Q_k = 25000 \cdot \frac{10,5}{100} = 2625 \text{ квар};$$

Зведені втрати:

$$\Delta P_x = 25 + 0.05 \cdot 175 = 33,75 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_k = 120 + 0.05 \cdot 2625 = 251,25 \text{ кВт};$$

$$k_3 = \frac{24390}{2 \cdot 25000} = 0,59$$

Річні втрати електричної енергії в трансформаторах :

$$\Delta W_2 = 2 \cdot \left( 33,75 + 0.59^2 \cdot 251,25 \right) \cdot 8760 = 2189301 \text{ кВт год.}$$

Витрати виробництва :

$$C_2 = 730230 \cdot (0.063 + 0.03) + 4,8 \cdot 2189301 = 10576556 \text{ грн.}$$

Зведені витрати:

$$Z_2 = 0.1 \cdot 730,230 + 10576556 = 10649,556 \text{ тис.грн.}$$

Оскільки різниця між зведеними витратами по першому та другому варіанту перевищує 5 %, то приймаємо варіант з меншими зведеними витратами, - 1 варіант:

2 x ТДН-16000/110-У1

## 6. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ НА СТОРОНІ ВИСОКОЇ НАПРУГИ 110 кВ

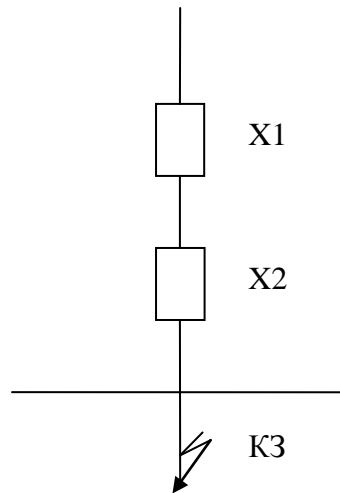


Рис.6.1. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання на ВН .

За базисні величини приймаємо :  
базовий струм :

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \text{ кА,}$$

де  $S_B$  - базова потужність ( $S_B = 100000$  кВА) ;  
 $U_B$  - базова напруга ( $U_B = 110$  кВ).

$$I_B = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 525 \text{ А .}$$

Визначаємо опори тр-ів і приведемо їх до базових умов

$$x_1 = U_k / 100 \cdot S_b / S_n = 10,5 / 100 \cdot 16000 / 100000 = 0,0168$$

Визначаємо опори ліній.

За таб. 7-38 [2] погонний індуктивний опір :  $x_0 = 0.4$  Ом/км.

Опори ліній за схемою заміщення :

$$x_2 = x_0 \cdot l = 0,4 \cdot 12 = 4,8 \text{ Ом};$$

Визначаємо опори елементів схеми заміщення у в.о., зведених до базисних умов :

$$x_{III} = x \cdot \frac{S_B}{U_{CEP}^2},$$

де  $x$  - опори;

$S_B$  - базова потужність;

$U_{НОМ}^2$  - середня напруга ;

$$x_2 = 4,8 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,04,$$

Оскільки точки А і В – однакового потенціалу, то їх можна з'єднати. Тоді схема заміщення набуде вигляду:

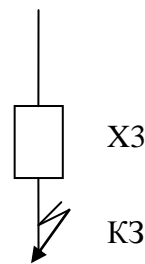


Рис. 6.2 Схема заміщення

$$x_3 = x_1 + x_2 = 0,0168 + 0,04 = 0,057$$

Розраховуємо коефіцієнт струморозподілу.

У заключному опорі протікає весь струм короткого замикання.

Отже :  $c_{зак} = 1$  .

Оскільки у послідовних опорах  $x_1$  та  $x_2$  протікає однаковий струм, тому:

Визначення першого розрахункового струму короткого замикання для розрахункової точки  $K_1$  :

$$I_{0.0} = \frac{1}{x_{зак}} = \frac{1}{0,057} = 17,54$$

Переведення струму  $I_{*0.0}$  з відносних одиниць в базисні одиниці, тобто в кА (періодична складова) :

$$I_{0.0} = I_{0.0} \cdot I_B = 17,54 \cdot 0,525 = 9,2 \text{ кА}$$

За табл. 3.2 і 3.3 [3] визначимо :

$$\text{сталу часу : } T_A = 0.045 \text{ с ;}$$

$$\text{ударний коефіцієнт : } \kappa_y = e^{\frac{-0.01}{T_A}} + 1 ; \kappa_y = 1.8 .$$

Ударний струм короткого замикання :

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{0.0}, \text{ кА.}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 9,2 = 23,41 \text{ кА.}$$

Миттєвий струм короткого замикання :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{0.0} \cdot e^{\frac{-\tau_{г.л}}{T_A}}, \text{ кА,}$$

де  $\tau_{H.O}$  - розрахунковий час початку розмикання вимикачем кола із струмом короткого замикання:

$$\tau_{H.O} = \tau_{P.З.МІР} + \tau_{B.B}, \text{ с,}$$

де  $\tau_{P.З.}$  - мінімальний час спрацювання релейного захисту ( $\tau_{P.З.} = 0.01 \text{ с}$ );

$\tau_{B.B}$  - власний час спрацювання вимикача ( $\tau_{B.B} = 0.09 \text{ с}$ ).

$$\tau_{H.O} = 0.01 + 0.09 = 0.1 \text{ с.}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 9,2 \cdot e^{\frac{-0.1}{0.045}} = 1,4 \text{ кА.}$$

Діюче значення повного струму за перший період часу  $\kappa_y$  :

$$I_\tau = I_{0.0} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2}, \text{ кА,}$$

де  $I_{0.0}$  - перший розрахунковий струм короткого замикання ;

$\kappa_y$  - ударний коефіцієнт.

$$I_{\tau} = 9,2 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 13,89 \text{ кА} .$$

Розрахунок теплового імпульсу :

$$B_K = I_{0,0}^2 \cdot (\tau_{PP} + T_A), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

де  $\tau_{PP}$  – повний час відключення вимикача з приводом

$$\tau_{PP} = \tau_{P.3.MAX} + \tau_{B.B}, \text{ с} ,$$

$\tau_{P.3.MAX}$  - максимальний час спрацювання релейного захисту

приймаємо ( $\tau_{P.3.MAX} = 0,5 \text{ с}$ );

$\tau_{B.B}$  - власний час спрацювання вимикача на розмикання

приймаємо ( $\tau_{B.B} = 0,09 \text{ с}$ ).

$T_A$  - стала часу затухання струму короткого замикання

( $T_A = 0,045 \text{ с}$ ).

$$B_K = 9,2^2 \cdot (0,59 + 0,045) = 53,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Всі інші розрахунки проводимо в табличній формі.

Таблиця.6.1.

розрахункова величина розр. точ. к.з	$I_{0.0}$	$I_{\tau}$	$i_{0.\tau}$	$i_{y\delta}$	$B_k$
	кА	кА	кА	кА	кА <sup>2</sup> с
Шини ВН ( 110 )	9,2	13,891	1,4	23,41	53,74
Шини НН(6,3)	5,3	8,5	0,72	6	30,12
Коротке замикання на секціях з урахуванням двигунів	8,4	10,8	1,2	22,3	48,45
Коротке замикання на шинах резервного живлення	8,7	9,3	1,25	20,2	45,12

### Резервне живлення

розрахункова величина розр. точ. к.з	$I_{0.0}$	$I_{\tau}$	$i_{0.\tau}$	$i_{y\delta}$	$B_k$
	кА	кА	кА	кА	кА <sup>2</sup> с
Шини ВН ( 110 )	4,2	5,45	0,63	3,12	18,25
Шини НН(6,3)	5,2	7,46	0,69	4,21	20,26
Коротке замикання на секціях з урахуванням двигунів	8,6	7,53	0,71	5,1	21,52
Коротке замикання на шинах резервного живлення	9,0	12,4	1,32	22,12	50,1

## 7. ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

## 7.1. ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВІДНИКІВ У РОЗПО ДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЯХ

### 7.1.1. Вибір кабельних ліній

На стороні 6,3 кВ застосовуємо алюмінієві трижильні кабелі в алюмінієвій оболонці, з ізоляцією із кабельного паперу, який просочено в'язким маслоканіфольним складом.

Для прикладу зробимо розрахунок для однієї кабельної лінії. Знайдемо повне навантаження лінії :

$$S_{Л1} = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2},$$

де  $P_1$  - активне навантаження лінії ;

$Q_1$  - реактивне навантаження лінії

$$Q_1 = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_1,$$

де  $\operatorname{tg} \varphi = 0.62$  з довідникової літератури ,

$$S_{Л} = 1000 \text{ кВА.}$$

Знайдемо нормальний та максимальний струм лінії :

$$I_{НОР} = I_{МАК.} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}}, \text{ А,}$$

де  $S_{Л1}$  - повне навантаження лінії ( $S_{Л1} = 1000$  кВА),

$U_{НОМ}$  - номінальна напруга лінії ( $U_{НОМ} = 6,3$  кВ).

$$I_{НОР} = I_{МАК} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ А,}$$

Розрахуємо економічно вигідний переріз кабельної лінії:

$$S_{ЕК} = \frac{I_{НОР}}{\gamma_{ЕК}}, \text{ мм}^2,$$

де  $I_{НОР}$  - нормальний струм лінії, [А],

$\gamma_{ЕК}$  - нормоване значення економічно вигідної густини струму,  $[A/мм^2]$  (табл. 2.1 [1]  $\gamma_{ЕК} = 1.2$ ).

$$S_{ЕК} = \frac{91,64}{1.2} = 76,37, \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель ААШв – 6 - 3×95 :

$$S_{СТ} = 95 \text{ мм}^2, I_{ДОП} = 205 \text{ А. (табл. 11.2 [1])}$$

Провідник задовільняє умову нагрівання його до тривалодопустивої температури при максимальному режимі, якщо виконується залежність :

$$k_{НАВ} \cdot I_{ДОП} \geq I_{МАКС}, [A],$$

де  $k_{НАВ}$  - допустимий коефіцієнт навантаження в максимальному режимі більший за одиницю

$$k_{НАВ} = 1.15 .$$

$$1.15 \cdot 225 = 258,75 \text{ А} \geq 91,64 \text{ А.}$$

Отже, кабель задовольняє умові нагрівання струмами максимального режиму.

Перевіряємо кабель на термічну стійкість.

Розглянемо два варіанти роботи трансформаторів на підстанції: паралельний та роздільний режим роботи.

Перевіримо кабельні лінії на термічну стійкість при паралельному режимі роботи трансформаторів.

Обчислюємо мінімальний переріз, що термічно стійкий до струмів короткого замикання :

$$S_{МИ} = \frac{\sqrt{B_K}}{c}, [мм^2],$$

$$\text{де } c = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$$

$$S_{\text{МН}} = \frac{\sqrt{53,74 \cdot 10^6}}{90} = 96,2 \text{ мм}^2,$$

Оскільки  $S_{\text{СТ}} = 95 \text{ мм}^2$ , умова  $S_{\text{СТ}} \geq S_{\text{МН}}$  не виконується,- відповідно кабель термічно не стійкий до струмів короткого замикання.

Оскільки умова термічної стійкості до струмів короткого замикання не виконується ( тобто вибраний кабель буде перегріватися ). Існує два варіанти обмеження струмів короткого замикання:

- встановлення струмообмежуючого реактора, що дозволить зменшити струми короткого замикання до такого значення, щоб кабель задовольняв умову термічної стійкості;
- збільшення поперечного перерізу кабелю на кабельній лінії до  $S_{\text{СТ}} = 120 \text{ мм}^2$  ( кабель типу ААШв – 6 – 3 х 120

$I_{\text{доп}} = 260 \text{ А}$ ).

Розглянемо другий варіант (режим роботи трансформаторів роздільний).

Як бачимо з результатів розрахунку при паралельній роботі трансформаторів за вимогами термічної стійкості кабельних ліній до струмів короткого замикання мінімальний переріз кабельної лінії, термічно стійкий до струмів короткого замикання складає  $96,2 \text{ мм}^2$ . Виходячи з цього стандартний переріз кабельної лінії-120  $\text{мм}^2$ , що

набагато більше за економічно вигідний переріз. Тому для зменшення перерізу кабельних ліній та відповідно капітальних витрат на них, - застосовуємо метод обмеження струмів короткого замикання – роздільний режим роботи трансформаторів, замість попередньо обраного паралельного режиму роботи.

Обчислюємо мінімальний переріз, що термічно стійкий до струмів короткого замикання:

$$S_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{30,12 \cdot 10^6}}{90} = 49,9 \text{ мм}^2$$

Як видно з розрахунків мінімальний переріз кабельної лінії, що термічно стійка до струмів короткого замикання  $49,9 \text{ мм}^2$ , значно менший ніж при паралельній роботі трансформаторів.

Отже, для встановлення на кабельній лінії приймаємо кабель типу ААШв – 6 – 3 х 50  $S_{\text{ст}} = 50 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$  (табл.11.2 [1])

Для решти ліній розрахунки подаємо у вигляді таблиці (табл. 7.2).

Таблиця 7.2.

№ Л і н і ї	P, кВт	n, шт	tg φ	S <sub>p</sub> , кВа	I <sub>РОБ</sub> , А	S <sub>ЕК</sub> , мм <sup>2</sup>	S <sub>СТ</sub> , мм <sup>2</sup>	I <sub>МАХ</sub> , А
1	16	4	0.62	64	93	112	150	180
2	11	2	0.62	22	31,9	38,3	50	60
3	44	2	0.62	88	127,9	153,5	150	180
4	20	4	0.62	80	116,3	139,6	150	180
5	12	3	0.62	36	56,7	68	75	90
6	12	3	0.62	36	56,7	68	75	90
7	19	5	0.62	95	138	165,6	150	180
8	21	2	0.62	42	61	73,2	75	90
9	13	2	0.62	26	37,8	45,3	50	60
10	10	2	0.62	20	29	34,8	50	60
11	48	2	0.62	96	139,5	167,4	150	180
12	9	2	0.62	18	26,2	31,4	50	60
13	5	2	0.62	10	14,5	17,4	25	30
14	18	1	0.62	18	26,2	31,4	50	60

### 7.1.3. Вибір збірних шин на стороні нижчої напруги

На стороні 6 кВ шинопровід використовується для підведення напруги до шаф ЗРУ.

Збірні шини вибираються за умовою:

$$I_{\text{доп.}} A \geq I_{\text{макс.}} A.$$

З попередніх розрахунків беремо:  $I_{\text{макс.}} = 769.8 \text{ А}$ ,  $I_{\text{ном.}} = 549.9 \text{ А}$ .

Приймаємо шини прямокутної форми при двох полосах на фазу .

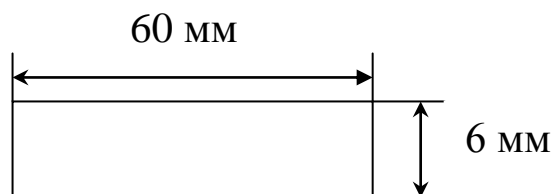


Рис.6.1.

$S = 360 \text{ мм}^2$  (  $60 \times 6$ ),  $I_{\text{доп.}} = 870 \text{ А}$  (таб. 7.3[2] ).

$$I_{\text{доп.}} = 870 \text{ А} \geq I_{\text{макс.}} = 769.8 \text{ А}.$$

Приведемо допустимий струм до оптимальної температури:

$$I_a^1 = I_{\text{доп.}} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{доп.}} - t_{\text{ф.с.}}}{t_{\text{доп.}} - t_{\text{опт.с}}}} = 870 \cdot \sqrt{\frac{70 - 15}{70 - 25}} = 961.8 \text{ А}$$

$$I_a^1 = 961.8 \text{ А} \geq I_{\text{макс.}} = 769.8 \text{ А}$$

Перевіримо шини на термічну стійкість

Умова термічної стійкості :

$$t_{\text{кр.доп.}} \geq t_{\text{к}}, [^{\circ}\text{C}],$$

де  $t_{\text{кр.доп.}}$  - короткочаснодопустима температура провідника при проходженні по ній струму короткого замикання  $t_{\text{кр.доп.}} = 200^{\circ}\text{C}$  (2.6[1]);

$t_{\text{к}}$  - кінцева температура нагріву шини при проходженні по ній струму короткого замикання.

**Розрахунок початкової температури**

$$t_{\text{Поч}} = \left( \frac{I_{\text{MAX}}}{I_{\text{ДОП}}} \right)^2 \cdot (t_{\text{ДОП}} - t_{\text{ОПТ..С}}) + t_{\text{ОПТ}}, [^{\circ}\text{C}],$$

де  $t_{\text{ДОП}}$  - допустима температура нагрівання проводів;

$t_{\text{ДОП}}$  - оптимальна температура навколишнього середовища

$I_{\text{MAX}}$  - максимальний струм, який проходить через лінію при роботі одного трансформатора ( $I_{\text{MAX}} = 769.8\text{A}$ );

$I_{\text{ДОП}}^e$  - допустимий струм проходження по лінії (шині) з урахуванням оптимальної температури ( $I_{\text{ДОП}}^e = 961.8\text{A}$ ).

$$t_{\text{Поч}} = \left( \frac{769.8}{961.8} \right)^2 \cdot (70 - 25) + 25 = 53.83, [^{\circ}\text{C}]$$

Значення термічного коефіцієнта  $A_{\text{Поч}} = 0.67 \cdot 10^4$ , що відповідає цій температурі (рис.2.4[1]).

Термічний коефіцієнт при кінцевій температурі :

$$A_{\text{КШ}} = A_{\text{Поч}} + \frac{B}{S_{\text{СТ}}^2}, [A^2 \cdot c / \text{мм}^4].$$

$$A_{\text{КШ}} = \frac{13.46 \cdot 10^6}{360^2} + 0.67 \cdot 10^4 = 0.68 \cdot 10^4 A^2 \cdot c / \text{мм}^4.$$

З розрахунку видно, що  $A_{\text{К}}$  мало чим відрізняється від коефіцієнта термічної стійкості початку режиму короткого замикання і тому температура мало чим відрізняється від початку температури.

$$t_{\text{КР.ДОП}} = 200^{\circ}\text{C} \geq t_{\text{К}} = 65^{\circ}\text{C}.$$

Перевіримо шину на електродинамічну стійкість до струмів короткого замикання

Жорсткі шини, закріплені на ізоляторах, складають динамічну коливальну систему, що зазнає впливу змінних електродинамічних зусиль - це вимушені коливання шинної

конструкції. У такій системі виникають також коливання, частота яких залежить від маси та жорсткості конструкції – власні коливання.

Шинна конструкція із збірними шинами буде стійкою до електродинамічних зусиль від струму короткого замикання, якщо максимальне розрахункове напруження в матеріалі шини  $\delta_{MAX}$ , що складається із напруження від взаємодії струмів між смугами або швелерами в межах фази  $\delta_{П.МАХ}$  та напруження від взаємодії струмів між фазами конструкції  $\delta_{Ф.МАХ}$  не перевищує допустиму величину  $\delta_{ДОП}$ , тобто :

$$\delta_{MAX} = \delta_{П.МАХ} + \delta_{Ф.МАХ} \leq \delta_{ДОП}, [\text{Мпа}]$$

Умова електродинамічної стійкості опорних ізоляторів :

$$F_{МАКС} \leq F_{ДОП}.$$

Згідно з ПУЕ допустиме механічне напруження  $\delta_{ДОП}$  приймається таким, що дорівнює 70% напруження розриву матеріалу шини  $\delta_{РОЗ}$  :

$$\delta_{ДОП} = 0.7 \cdot \delta_{РОЗ}, [\text{Мпа}]$$

де  $\delta_{РОЗ} = 60$  МПа (табл.2.8 [1]).

$$\delta_{ДОП} = 0.7 \cdot 60 = 42 \text{ МПа.}$$

Розрахунок напруження в матеріалі шин  $\delta_{П}$  від взаємодії струмів короткого замикання, що проходять по елементах шин у межах фази по двох смугах пакета шин прямокутного перерізу :

$$\delta_{П.МАХ} = \kappa_{\phi} \cdot \frac{i_{УД}^2 \cdot l_{П}^2}{24 \cdot a_{П} \cdot W_{П}} \cdot 10^{-7}, [\text{кПа}],$$

де  $\kappa_{\phi}$  - коефіцієнт форми (за рис. 2.10 [1])  $\kappa_{\phi} = 0.4$

$W_{П}$  - момент опору одного елемента збірної шини, що перпендикулярна до напрямку дії сили (табл.2.10 [1]):

$$W_{П} = 1.44 \cdot b^2 \cdot h, [\text{м}^3],$$

де  $b$  - ширина, м;

$h$  - довжина, м.

$$W_{II} = 1.44 \cdot 0.6^2 \cdot 6 = 3.11 \text{ см}^3 = 3.11 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

$i_{yd}$  - ударний струм короткого замикання ( $i_{yd} = 10.9 \text{ кА}$ );

$a_{II}$  - відстань між осями елементів фази ( $a_{II} = 150 \text{ мм}$ );

$l_{II}$  - відстань між прокладками збірних шин:

за умови з'єднання шин:

$$l_{II} = 216 \cdot \sqrt{\frac{a_{II}}{i_{yd}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{EI_{II}}{\kappa_{\phi}}}, [\text{М}],$$

за умови частоти власних коливань:

$$l_{II} = 0.133 \cdot \sqrt[4]{\frac{EI_{II}}{m_{II}}}, [\text{М}],$$

де  $E$  – модуль пружності матеріалу шини ( $E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ );

$I_H$  - момент інерції однієї смуги пакету двосмугових шин прямокутного перерізу

$$I_H = 0.72 \cdot h \cdot b^3 = 0.72 \cdot 6 \cdot 0.6^3 = 0.93 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

$m_{II}$  - маса одного елемента фази (смуги) на одиницю довжини (табл.7.2 {2}  $m_{II} = 0.964 \text{ кг/м}$ ).

За умови з'єднання двох прямокутних шин:

$$I_{II} = 216 \cdot \sqrt{\frac{0.15}{10.9 \cdot 10^3}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0.93 \cdot 10^{-8}}{0.4}} = 5.1 \text{ м};$$

за умови частоти власних коливань :

$$l_{II} = 0.133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0.93 \cdot 10^{-8}}{0.964}} = 0.7 \text{ м}.$$

Приймаємо відстань між прокладками  $l_{II} = 0.7 \text{ м}$ .

Напруження в матеріалі шини від взаємодії струмів короткого замикання :

$$\delta_{II, \text{МАК}} = \frac{0.4 \cdot 10.9^2 \cdot 10^6 \cdot 0.7^2}{24 \cdot 0.12 \cdot 3.11 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-7} = 260 \text{ кПа}.$$

Визначення максимальної відстані між ізоляторами шинної конструкції, за якої частота власних коливань 200Гц:

$$l_{\text{МАКС.}} = 0.133 \cdot 4 \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0.93 \cdot 10^{-8}}{2 \cdot 0.964}} = 0.6 \text{ м.}$$

Приймаємо відстань між ізоляторами 0.6 м.

Визначення напруження в матеріалі від взаємодії струмів короткого замикання, що протікають у фазах шинної конструкції, тобто від взаємодії фаз :

$$\delta_{\phi.\text{МАКС.}} = \kappa_{\phi} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8}}{aW} \cdot i_{\text{ВД}}^2 \cdot l^2 \xi, [\text{МПа}],$$

де  $a$  - відстань між осями шин ( $a = 0.15$  м);

$l$  - відстань між опорними ізоляторами ( $l = 1$  м);

$W$  - момент опору для шин прямокутного перерізу

$$W = 144 \cdot b^2 \cdot h, \text{ м}^3,$$

$\kappa_{\phi}$  - коефіцієнт форми  $\kappa_{\phi} = 1$ ;

$\xi$  - коефіцієнт максимальних зусиль  $\xi = 1$  (табл .2.9 [1] );

$$W = 1.44 \cdot 0.6^2 \cdot 6 = 3.11 \cdot 10^{-6}, \text{ м}^3,$$

$$\delta_{\phi.\text{МАКС}} = 0.4 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8}}{0.15 \cdot 3.11 \cdot 10^{-6}} \cdot 10.9^2 \cdot 10^6 \cdot 1^2 \cdot 1 = 17 \text{ МПа}$$

Відповідно максимальне розрахункове напруження в матеріалі шини :

$$\delta_{\text{МАКС}} = 0.26 + 17 = 17.26 \text{ МПа.}$$

Отже:

$$\delta_{\text{МАКС}} = 17.26 \text{ МПа} \leq \delta_{\text{ДОП}} = 40 \text{ МПа},$$

видно, що  $\delta_{\text{ДОП}}$  більше  $\delta_{\text{МАКС}}$ , отже, умова електродинамічної стійкості виконується .

Виберемо ізолятори для шинної конструкції,

яка розміщується в закритому розподільному пристрої 10кВ.=

Визначимо максимальне розрахункове зусилля на ізоляторах

$$F_{MAX} = \kappa_{\phi} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot i_{уд}^2 \cdot l \cdot \xi, [Н]$$
$$F_{MAX} = 0.4 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0.15} \cdot 10.9^2 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot 1 = 54.8 \text{ Н.}$$

Перевірка можливості установки опорного ізолятора ИОР –6 –4 УХЛ (табл .5.7 [2] ) з номінальною напругою 6 кВ з найбільш допустимою напругою 12 кВ, з мінімальною руйнівною силою  $F_{руйн} = 4 \text{ кН}$  та висотою ізолятора 120 мм. Допустиме зусилля за табл. 2.10 [1] при розміщені шини у горизонтальній площині згідно рис . 2.9 [1] :

$$F_{доп.} = 0.6 \cdot F_{руйн} \cdot \frac{H_{в}}{H_{в} \cdot h_{ц}} \cdot \xi, [кН],$$

де  $H_{в.}$  - висота ізолятора;

$h_{ц}$  - відстань від голови ізолятора до центра ваги поперечного перерізу шини ( рис. 2.6[1] ):

$$h_{ц} = \frac{h}{2} = \frac{60}{2} = 30 \text{ мм,}$$
$$F_{доп} = 0.6 \cdot 4 \cdot \frac{120}{120 + 30} \cdot 1 = 1.8 \text{ кН.}$$

Умова електродинамічної стійкості виконується.

$$F_{MAX} = 0.0549 \leq F_{доп} = 1.8 \text{ кН.}$$

Отже, на шинах 6 кВ встановлюємо алюмінієві шини 60 × 6 мм з двома смугами на кожну фазу з відстанню між фазами 0.15 м з

опорними ізоляторами типу ИОР–6–4УХЛ, для якого виконуються умови електродинамічної стійкості.

## 7.2. Вибір основних комутаційних апаратів

Всі види комутаційних апаратів повинні відповідати умовам навколишнього середовища по місцю установки.

Номинальні параметри вибраного обладнання (струм, напруга, потужність вимкнення) повинні відповідати обчисленим максимальним значенням в нормальному режимі і при короткому замиканні.

Визначимо струми нормального і максимального режимів.

У приєднанні до РУ двообмоткового трансформатора номінальною потужністю  $S_{НОМ}$ , встановленого на двотрансформаторній підстанції, струми нормального і максимального режимів обчислюються з урахуванням перспективи монтажу та роботи на підстанції трансформатора більшої номінальної потужності  $S'_{НОМ}$  наступної, за державним стандартом відносно  $S_{НОМ}$ , а саме

$$I_{НОМ} = (0.65...0.7) \frac{S'_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, [A]$$

$$I_{МАХ} = (1.3...1.4) \frac{S'_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, [A],$$

де (0.65...0.7) та (1.3...1.4) коефіцієнти, що враховують навантаження трансформаторів відповідно в нормальному і максимальному режимах роботи.

Для приєднання трансформатора до РП на ВН :

$$I_{НОМ} = \frac{0.7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 58,78 \text{ A};$$

$$I_{MAX} = \frac{1.4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,57 \text{ A.}$$

Для приєднання трансформатора до РП на НН та СВ:

$$I_{НОМ} = \frac{0.7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 615,84 \text{ A};$$

$$I_{MAX} = \frac{1.4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1231,68 \text{ A}$$

### Вибір комутаційного обладнання на стороні високої напруги ( 110 кВ )

Вибір високовольтного обладнання проводиться за номінальними параметрами, перевіряють на комутаційну здатність, на динамічну та термічну стійкість до струмів аварійного режиму - режиму короткого замикання.

Вибір високовольтного вимикача на вводі 110 кВ.

Таблиця 7.3

Паспортні дані вимикача ВМТ-110-20/1000УХЛ1	Умова	Розрахункові значення
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{НОМ.МЕРЕЖ.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$\geq$	$I_{МАКС} = 117,57 \text{ А}$
$I_{НР} = 20 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{НР} = 17,87 \text{ кА}$
$i_{ДИН} = 52 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{УД} = 23,41 \text{ кА}$
$I_{ДИН} = 20 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{П.О} = 10,69 \text{ кА}$
$I_r^2 \cdot \tau$ не нормується	$\geq$	$B_k = 53,74 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Отже, на лініях вводу приймаємо маломасляні вимикачі типу ВМТ -110-20/1000УХЛ1, з пружинним виконавчим механізмом.

### Вибір роз'єднувачів на ВРУ - 110 кВ в приєднанні трансформатора

Встановлюємо роз'єднувач типу РНДЗ .1 – 110 / 630 ХЛ1 з приводом типу ПРЗ.1УХЛ1.

Таблиця 7.4

Паспортні дані роз'єднувача РНДЗ.1-110 / 630	Умова	Розрахункові значення
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	=	$U_{НОМ.МЕРЕЖ.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$\geq$	$I_{МАКС} = 117,57 \text{ А}$
$i_{ДИН} = 63 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{УД} = 23,41 \text{ кА}$
$I_r^2 \tau = 625 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$\geq$	$B_k = 53,74 \text{ кА}^2 \text{ с}$

### Вибір роз'єднувача на секційній перемичці

Встановлюємо роз'єднувач типу РНД. 2 – 110 / 630 УЗ з приводом типу ПРЗ.2УХЛ1.

Таблиця 7.5

Паспортні дані роз'єднувача РНДЗ.2 – 110 / 630	Умова	Розрахункові значення
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	=	$U_{НОМ.МЕРЕЖ.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$\geq$	$I_{МАКС} = 117,57 \text{ А}$
$i_{ДИН} = 63 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{УД} = 23,41 \text{ кА}$
$I_r^2 \cdot \tau = 625 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$\geq$	$B_k = 53,74 \text{ кА}^2 \text{ с}$

## Вибір комутаційного обладнання для сторони низької напруги 6 кВ

Вибір високовольтного вимикача на вводі 6 кВ. Встановлюємо вимикач вакуумний типу ВВ TEL-6-20/1000 з пружинним виконавчим механізмом.

Таблиця 7.6

Паспортні дані вимикача ВВ TEL -6-20/1000	Умова	Розрахункові значення
$U_{НОМ} = 6,3 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{НОМ.МЕРЕЖ.} = 6 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$\geq$	$I_{МАКС} = 117,57 \text{ А}$
$I_{НР} = 20 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{НР} = 17,87 \text{ кА}$
$i_{ДИН} = 25 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{УД} = 6 \text{ кА}$
$I_{ДИН} = 20 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{П.О} = 10,69 \text{ кА}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau$ не нормується	$\geq$	$B_k = 30,12 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Вибір високовольтного секційного вимикача на стороні 6 кВ.

Аналогічно встановлюємо вимикач вакуумний типу ВВ TEL -6-20/1000 з пружинним виконавчим механізмом.

### 7.3. Вибір захисного обладнання

До захисного обладнання відносяться : розрядники та ізолятори.

Розрядники використовуються для захисту обладнання підстанції від атмосферних та комутаційних перенапруг мережі.

### Вибір розрядників .

На стороні 110 кВ приймаємо ОПН-110, який використовуються для захисту трансформаторів, електричного обладнання розподільчих пристроїв і апаратів від атмосферних та комутаційних перенапруг в мережах напругою 110 кВ.(див. табл.7)

На стороні 6 кВ - ОПН – 6. (див. табл.7.7)

Таблиця 7.7

Параметри та технічні дані	ОПН-110	ОПН-6
Номінальна напруга, кВ	110	6
Найбільша робоча напруга, кВ	115	12
Пробивна напруга на розряднику, кВ	235-240	25-30
Імпульс пробивної напруги за передрозрядний час 2-20 мкс,кВ	125	60

## **Ізолятори .**

На стороні нижчої напруги приймаємо до встановлення одноштирьові ізолятори типу ИОР - 10 - 4 УХЛ.

На стороні високої напруги приймаємо до встановлення стержньові ізолятори типу ИОС -35-500-01 УХЛ.

### **7.4 . Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги**

#### **7.4.1 . Вибір вимірювальних трансформаторів струму**

Трансформатори струму являють собою однофазні електричні пристрої і вибирають у двофазному чи трифазному виконанні для кожного приєднання усіх розподільчих пристроїв конкретної системи електропостачання. У зв'язку з цим вимірювальні трансформатори струму з'єднуються за схемою неповної або повної зірки.

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму в колі силового трансформатора на стороні 110 кВ

Для ліній вводу 110 кВ вибираємо трансформатор струму типу ТФЗМ – 110А-У1.

Паспортні дані :

$$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{НОМ1} = 300 \text{ А};$$

$$I_{НОМ.2} = 5 \text{ А};$$

$$z_{2N} = 0.8 \text{ Ом};$$

$$k_T = 0.5$$

Таблиця 7.8.

Паспортні дані трансформатора ТФЗМ – 110А	Умова	Розрахункові значення
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{НОМ.МЕРЕЖ.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ1} = 300 \text{ А}$	$\geq$	$I_{МАКС} = 117,57 \text{ А}$
$i_{ДИН} = 63 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{ВД} = 23,41 \text{ кА}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau = 1387 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$\geq$	$B_k = 53,74 \text{ кА}^2 \text{ с}$

В коло трансформатора струму на стороні високої напруги ввімкнено амперметр.

Визначаємо опір фази, в яку ввімкнено амперметр:

$$z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} = \frac{S_{\Sigma \text{ПРИЛ}}}{I_{НОМ.2}^2}, [\text{Ом}],$$

де  $S_{\Sigma \text{ПРИЛ}}$  - максимальне навантаження фази приладами;

$I_{НОМ.2}^2$  - номінальний струм вторинної обмотки.

$$z_{\Sigma \text{НОМ}} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом.}$$

Розрахунок попереднього опору з'єднання проводів

$$z_{\text{ПРИЛ}} = z_{НОМ.2} - z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} - z_k, [\text{Ом}],$$

де  $z_{\Sigma \text{ПРИЛ}}$  - максимальний струмовий опір котушок приладів

найбільш завантаженої фази;

$z_{НОМ.2}$  - номінальний опір вторинної обмотки ( $z_{НОМ.2} = 0.8 \text{ Ом}$ );

$z_k$  - опір контактів ( $z_k = 0.05 \text{ Ом}$ ).

$$z_{\text{ПРИЛ}} = 0.8 - 0.02 - 0.05 = 0.73 \text{ Ом.}$$

Розрахунок поперечного перерізу з'єднання проводів:

$$S_{\text{МІН}} = \frac{\rho \cdot l_p}{z_{\text{ІІР}}}, [\text{мм}^2],$$

де  $\rho$  - питомий опір алюмінієвого проводу ( $\rho = 0.028 \text{ Ом мм}^2$ );  
 $l_p$  - розрахункова довжина проводу ( $l_p = 75 \text{ м}$ );  
 $z_{\text{ІІР}}$  - опір проводів .

$$S_{\text{МІН}} = \frac{0.028 \cdot 75}{0.73} = 2.88 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо стандартний переріз  $4 \text{ мм}^2$ .

Перерахунок опору з'єднувальних проводів:

$$z_{\text{МІН}} = \frac{0.028 \cdot 75}{4} = 0.525 \text{ Ом}.$$

Розрахунок навантаження лінії :

$$z_p = z_{\text{ПРИЛ}} + z_{\text{ІІР}} + z_k = 0.02 + 0.525 + 0.1 = 0.645 \text{ Ом}.$$

Так як номінальне навантаження трансформатора струму більше ніж розрахункове :

$$z_{\text{НОМ}} \geq z_{\text{РОЗ}}, [\text{Ом}]$$

$$0.8 \geq 0.645 ,$$

то вибраний трансформатор струму працюватиме в класі точності.

Таблиця 7.9.

Прилад	Тип приладу	Ф."А", ВА	Ф."В", ВА	Ф."С", ВА
Амперметр	Э - 351	-	0.5	-

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму в колі силового трансформатора на стороні  $6 \text{ кВ}$

В приєднанні трансформатора на стороні низької напруги

проходити  $I_{МАКС} = 117,57 \text{ А}$

Вибираємо трансформатор ТЛК – 6.

Паспортні дані :

$$\begin{aligned}
 U_{НОМ} &= 6 \text{ кВ}; & z_{2N} &= 0.8 \text{ Ом}; \\
 I_{НОМ1} &= 1000 \text{ А}; & k_T &= 0.5. \\
 I_{НОМ.2} &= 5 \text{ А};
 \end{aligned}$$

Перевіряємо трансформатор по основним величинам

Таблиця 7.10.

Паспортні дані трансформатора ТЛК – 6 .	Умова	Розрахункові значення
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{НОМ..} = 6 \text{ кВ}$
$I_{НОМ1} = 1000 \text{ А}$	$\geq$	$I_{МАКС} = 117,57 \text{ А}$
$i_{ДИН}$ - не нормується	$\geq$	$i_{УД} = 6 \text{ кА}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau = 2976.775 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$\geq$	$B_{\kappa} = 30,12 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Таблиця 7.11.

Прилад	Тип приладу	Ф."А", ВА	Ф."В", ВА	Ф."С", ВА
Амперметр	Э - 351	-	0.5	-
Ватметр	Д – 305	0.5	-	0.5
Варметр	Д – 305	0.5	0.5	0.5
Лічильник активної та реактивної енергії	"Альфа"	3.6	3.6	3.6
Разом		4.6	4.6	4.6

Визначаємо опір найбільш завантаженої фази:

$$z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} = \frac{S_{\Sigma \text{ПРИЛ}}}{I_{\text{НОМ}2}^2} = \frac{4.6}{5^2} = 0.184 \text{ Ом.}$$

Розрахунок максимального значення опору проводів, які з'єднують трансформатор струму з приладами при роботі його в заданому класі точності :

$$z_{\text{ПРИЛ}} = z_{\text{НОМ}2} - z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} - z_k, [\text{Ом}],$$

де  $z_k$  - опір контактів  $z_k = 0.1 \text{ Ом}$ .

$$z_{\text{ПРИЛ}} = 0.8 - 0.184 - 0.1 = 0.516 \text{ Ом} .$$

Мінімально можливий переріз з'єднувальних проводів

$$S_{\text{МИН}} = \frac{\rho \cdot l_p}{z_{\text{ПРИЛ}}} = \frac{0.028 \cdot 60 \cdot \sqrt{3}}{0.516} = 5.6 \text{ мм}^2 .$$

Приймаємо стандартний переріз 6 мм<sup>2</sup>.

Перерахунок опору з'єднувальних проводів :

$$z_{\text{МИН}} = \frac{0.028 \cdot 60 \cdot \sqrt{3}}{6} = 0.29 \text{ Ом.}$$

Розрахунок навантаження лінії :

$$z_p = z_{\text{ПРИЛ}} + z_{\text{ПР}} + z_k = 0.24 + 0.29 + 0.1 = 0.63 \text{ Ом.}$$

Оскільки номінальне навантаження трансформатора струму

більше ніж розрахункове:

$$z_{\text{НОМ}} \geq z_{\text{РОЗ}}, [\text{Ом}]$$

$$0.8 \text{ Ом} \geq 0.63 \text{ Ом},$$

то вибраний трансформатор струму працюватиме в даному класі точності .

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму в приєднанні секційного вимикача на стороні низької напруги.

Вимірювальний трансформатор струму в шафі секційного вимикача стоятиме такий же як і в шафі вводу від силового трансформатора на стороні низької напруги - тобто ТЛК – 6. Тому зробимо лише вибір проводу який з'єднує трансформатор струму з вимірювальними приладами, оскільки в коло секційного вимикача вмикається лише амперметр.

Таблиця 7.12.

Прилад	Тип приладу	Ф."А", ВА	Ф."В", ВА	Ф."С", ВА
Амперметр	Э - 351	-	0.5	-

Визначаємо опір фази в яку ввімкнено амперметр:

$$z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} = \frac{S_{\Sigma \text{ПРИЛ}}}{I_{\text{НОМ}2}^2} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом.}$$

Розрахунок попереднього опору з'єднання проводів

$$z_{\text{ПРИЛ}} = z_{\text{НОМ}2} - z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} - z_k = 0.8 - 0.02 - 0.05 = 0.73 \text{ Ом.}$$

Розрахунок поперечного перерізу з'єднання проводів :

$$S_{\text{МИН}} = \frac{\rho \cdot l_p}{z_{\text{ПР}}} = \frac{0.028 \cdot 60 \cdot \sqrt{3}}{0.73} = 2.3 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо стандартний переріз 4 мм<sup>2</sup>.

Перерахунок опору з'єднувальних проводів :

$$z_{\text{МИН}} = \frac{0.028 \cdot 60 \cdot \sqrt{3}}{4} = 0.67 \text{ Ом.}$$

Розрахунок навантаження лінії :

$$z_p = z_{\text{ПРИЛ}} + z_{\text{ПР}} + z_k = 0.02 + 0.67 + 0.1 = 0.79 \text{ Ом.}$$

Так як номінальне навантаження трансформатора струму більше ніж розрахункове

$$z_{\text{НОМ}} \geq z_{\text{РОЗ}}, [\text{Ом}]$$

$$0.8 \text{ Ом} \geq 0.79 \text{ Ом},$$

то вибраний трансформатор струму працюватиме в класі точності.

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму в приєднанні відходящих кабельних ліній.

Об'єднуємо значення максимальних струмів тих кабельних ліній для яких буде встановлено трансформатори струму з однаковими номіналь-ними струмами.

Вибір вимірювальних трансформаторів струму в приєднанні кабельних ліній.

Приймаємо до встановлення вимірювальний трансформатор струму типу ТЛК - 6 /50.

Паспортні дані :

$$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{НОМ1} = 50 \text{ А};$$

$$I_{НОМ.2} = 5 \text{ А};$$

$$z_{2N} = 0.4 \text{ Ом};$$

$$k_{\tau} = 0.5 .$$

Перевіряємо трансформатор струму по основним величинам

Таблиця 7.13.

Паспортні дані трансформатора ТЛК 6 – 5 – 6	Умова	Розрахункові значення
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{НОМ..} = 6 \text{ кВ}$
$I_{НОМ1} = 50 \text{ А}$	$\geq$	$I_{МАХ3} = 29.8 \text{ А};$ $I_{МАХ10} = 31.1 \text{ А}$
$i_{ДИН} = 30 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{УД} = 6 \text{ кА}$
$I_{\tau}^2 \bullet \tau = 80 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$\geq$	$B_{\kappa} = 30,12 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Рорахуемо опір приладів, ввімкнених послідовно.

Таблиця 7.14.

Прилад	Тип приладу	Ф."А", ВА	Ф."В", ВА	Ф."С", ВА
Амперметр	Э - 351	-	0.5	-
Лічильник активної та реактивної енергії	"Альфа"	3.6	3.6	3.6
Разом		3.6	4.1	3.6

Сумарний опір приладів

$$z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} = \frac{S_{\Sigma \text{ПРИЛ}}}{I_{\text{НОМ.2}}^2} = \frac{4.1}{5^2} = 0.164 \text{ Ом.}$$

Розрахунок максимального значення опору проводів, які з'єднують трансформатор струму з приладами при роботі його в заданому класі точності :

$$z_{\text{ПРИЛ}} = z_{\text{НОМ}^2} - z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} - z_k, [\text{Ом}]$$

де  $z_k$  - опір контактів  $z_k = 0.1 \text{ Ом.}$

$$z_{\text{ПРИЛ}} = 0.4 - 0.164 - 0.1 = 0.136 \text{ Ом.}$$

Мінімально можливий переріз з'єднувальних проводів

$$S_{\text{МИН}} = \frac{\rho \cdot l_p}{z_{\text{ПР}}} = \frac{0.028 \cdot 6 \cdot \sqrt{3}}{0.136} = 2.13 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо стандартний переріз  $4 \text{ мм}^2$ .

Перерахунок опору з'єднувальних проводів

$$z_{\text{МН}} = \frac{0.028 \cdot 6 \cdot \sqrt{3}}{4} = 0.073 \text{ Ом.}$$

Розрахунок навантаження лінії :

$$z_p = z_{\text{ПРИЛ}} + z_{\text{ПР}} + z_k = 0.2 + 0.073 + 0.1 = 0.373 \text{ Ом.}$$

Оскільки номінальне навантаження трансформатора струму більше ніж розрахункове

$$\begin{aligned} z_{\text{НОМ}} &\geq z_{\text{РОЗ}}, [\text{Ом}] \\ 0.4 \text{ Ом} &\geq 0.373 \text{ Ом,} \end{aligned}$$

то вибраний трансформатор струму працюватиме в класі точності 0.5.

#### **7.4.2. Вибір вимірювального трансформатора напруги на стороні НН**

Для живлення лічильників, вольтметрів та пристроїв релейного захисту застосуємо вимірювальний трансформатор напруги типу НАМИ-6.

Вимірювальний трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення – 100 або  $\sqrt{3} \cdot 100$ , від первинних кіл високої напруги для кіл вимірювання та релейного захисту. Паспортні дані НАМИ-6:

$$U_{\text{НОМ1}} = 6\text{кВ} \quad U_{\text{НОМ2}} = 100 \text{ В} \quad S_{\text{НОМ2}} = 120 \text{ ВА}$$

Розрахунок вимірювального трансформатора напруги типу НАМИ - 6.

Трансформатори напруги встановлюємо на кожній секції збірних шин 6кВ.

Умова роботи вимірювального трансформатора напруги в класі точності 0.5 :

$$S_{НОМ2} \geq S_P, [ВА]$$

Таблиця 7.15.

Прилад	Тип приладу	Потужність однієї котушки, ВА	Кількість приладів, шт	Сумарна потужність ВА
Ватметр	Д-305	2	1	4
Лічильник активної та реактивної енергії	”Альфа”	-	6	22
Вольтметр	Э-335	2	1	2
Разом				28

Розраховуємо сумарне навантаження вторинних обмоток вимірювального трансформатора напруги.

$$S_{\Sigma 2} = S_{\text{ПП}} + S_{\text{Р.З}}, [ВА],$$

де  $S_{\text{ПП}}$  – навантаження приладів;

$S_{\text{Р.З}}$  – навантаження оперативних кіл.

$$S_{\Sigma 2} = 28 + 90 = 118 \text{ ВА}$$

Оскільки, умова:

$$S_{НОМ2} = 120 \text{ ВА} \geq S_P = 118 \text{ ВА}$$

виконується, то трансформатори напруги задовольняють умову перенавантаження і можуть бути прийняті до установки.

Визначаємо втрати напруги в з'єднувальних проводів.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot z_{\text{ПП}}}{U_{\text{N2}}} \cdot 100\% \leq 0.5\%,$$

$$\text{де } I_N = \frac{S_{\Sigma 2}}{U_N} = \frac{118}{100} = 1.18 \text{ А};$$

$$z_{\text{ПП}} = \frac{\rho \cdot l_P}{S_{\text{СТ}}} = \frac{0.028 \cdot 40}{6} = 0.186 \text{ Ом.}$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 1.18 \cdot 0.186}{100} \cdot 100\% = 0.38\% \leq 0.5\%$$

Оскільки умова:  $\Delta U \leq 0.5\%$

виконується приймаємо провід стандартним перерізом  $S_{\text{СТ}} = 6 \text{ мм}^2$

## 7. 5. Вибір трансформатора власних потреб

Трансформатор власних потреб (ТВП) призначений для живлення споживачів, які застосовуються в обслуговуванні підстанцій (електродвигуни системи охолодження, трансформатори системи управління, телемеханіки і зв'язку та ін.) всіх споживачів власних потреб занесено в табл. 7.16.

Встановлена потужність :

$$S_{\text{ВСТ}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, [\text{кВА}],$$

$$S_{\text{ВСТ}} = \sqrt{100^2 + 43.92^2} = 108 \text{ кВА}$$

ТВП повинно бути два :

$$S_{\text{РОЗ}} = K_{\text{П}} \cdot S_{\text{ВСТ}}, [\text{кВА}],$$

$$S_{роз} = 0.8 \cdot 108 = 86.4 \text{ кВА}$$

де  $\kappa_{II}$  - коефіцієнт попиту ( $\kappa_{II} = 0.8$ );

$S_{вст}$  - потужність споживачів власних потреб.

Таблиця 7.16

№	найменування	встановлена потужність			cos $\varphi$	навантаження	
		одного кВт	кільк., шт	Всього кВт		P, кВт	Q, кВар
1	Електродвигун обдуву трансформатора.	1.5	2	3	0.85	3	1.86
2	Обігрів ВБПЗ-110	1	3	3	1	3	-
3	Обігрів КРУ	1	14	14	1	14	-
5	Опалення та освітлення побутових приміщень	6	1	6	1	6	-
6	Обігрів шаф релейного управління	1	14	14	1	14	-
7	Зовнішнє освітлення	0.5	4	2	1	2	-
8	Живлення радіостанції	1	1	1	1	1	-
9	Зварювальний пристрій	25	1	25	0.36	25	40.2
10	Пристрій регулювання напруги тр-ра	1.5	2	3	0.85	3	1.86
11	Резерв	10	2	20	1	20	-
12	Освітлення ЗРП	0.1	10	1	1	1	-
13	Обігрів шаф і приводів вимикачів 110 кВ	1	2	3	1	3	-
14	Освітлення ОПУ	1	5	5	1	5	-
РАЗОМ		-	-	-	-	100	43.92

Номинальна потужністю трансформатора власних потреб вибирається із умови :

$$S_{НОМ} \geq \frac{S_{ПОЗ}}{1.4}, [\text{кВА}],$$

$$S_{НОМ} = \frac{86.4}{1.4} = 61.7 \text{ кВА.}$$

Приймаємо до встановлення два трансформатори власних потреб типу ТМ - 63/10/0.4

$$63 \text{ кВА} \geq 61.7 \text{ кВА.}$$

64

Трансформатори власних потреб встановлюємо на території підстанції в окремо стоячих шафах типу ШТВП напроти комірок вводу.

Вибираємо обладнання трансформатора власних потреб зі сторони низької напруги.

Вибираємо автоматичні вимикачі.

З боку нижчої напруги вибираємо автоматичний вимикач марки АВМ-4.

Знаходимо розрахунковий струм:

$$I_P = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 90.9 \text{ А}$$

Знаходимо номінальний та пусковий струми споживача із змінним графіком роботи ( $I_{ПУСК} \geq I_{НОМ}$ ):

$$I_{НОМ.} = \frac{S_{НОМ.МАХ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{\sqrt{3^2 + 1.85^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 5.1 \text{ А}$$

$$I_{ПУСК} = 5 \cdot I_{НОМ.МАХ} = 5 \cdot 5.1 = 25.4 \text{ А}$$

$$I_{ПСК} = I_{П} + (I_P - I_{НОМ}), \text{ А}$$

$$I_{ПСК} = 25.4 + (90.9 - 5.1) = 111.2 \text{ А}$$

Умови вибору автоматичного вимикача показані в табл.7.17.

Умови вибору автоматичного вимикача.

Таблиця 7.17

Розрахункові дані	Умови вибору	Технічні характеристики
400 В	$U_{НОМ.МЕР} \leq U_{НОМ.А}$	400 В
90.9 А	$I_{НОМ} \leq I_{НОМ.А}$	100 А
100 А	$I_{РОЗЧ} \leq I_{НОМ.А}$	100 А
139 А	$1.25 \cdot I_{ПК} \leq I_{СПР}$	1000 А

Отже, вибираємо автоматичний вимикач марки АВМ - 4

Такий же автоматичний вимикач встановлюємо на секційній панелі.

Кабельні лінії до споживачів захищаються автоматичними вимикачами, які встановлені на панелях. Вибір автоматичних вимикачів даних споживачів наводимо в табличній формі (табл.18.)

Таблиця 7.18

Найменування приєднання	$S_{НОМ}$ кВА	$I_{НОМ}$ А	Автоматичний вимикач			
			Тип	$U_N$ , В	$I_{NP}$ , А	$I_{NA}$ , А
Електродвигун обдуву	1.76	2.5	ВВ TEL	400	2.5	10
Обігрів ВБПЗ-110	3	4.3	ВВ TEL		5	10
Обігрів КРУ-6	14	20.2	ВВ TEL		25	25
Опалення та освітлення побутових приміщень	6	8.6	ВВ TEL		10	10
Обігрів релейних шаф	14	20.2	ВВ TEL		25	25
Зовнішнє освітлення	2	2.8	ВВ TEL		3.2	10
Живлення радіостанції	1	1.44	ВВ TEL		2.0	10
Двигун РПН	1.76	2.5	ВВ TEL		2.5	10
Резерв	10	14.4	ВВ TEL		16	25
Освітлення ЗРП	1	1.44	ВВ TEL		2.0	10
Обігрів шаф та приводів ВРУ-110	3	4.3	ВВ TEL		5	10
Освітлення ОПУ	5	7.2	ВВ TEL		8	10

Вибираємо струмовідні частини.

Знаходимо струми номінального та максимального режиму:

$$I_{P.HOM} = \frac{0.7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{0.7 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 63.6 \text{ А}$$

$$I_{P.MAX} = \frac{1.4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1.4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 127.3 \text{ А}$$

Знаходимо економічно вигідний перетин:

$$S_{ЕК} = \frac{I_{P.HOM}}{1.4} = \frac{63.6}{1.4} = 45.4 \text{ А}$$

Отже, приймаємо кабель АСБГ – 4 х 50  $I_{ДОП} = 165\text{А}$ ;  $S_{СТ} = 50\text{мм}^2$ .

Оскільки, умови прокладки невідомі, то вибираємо кабель марки АНРГ для всіх приєднань. Вибір кабелів подаємо у табличній формі (табл.7.19).

Таблиця 7.19

Найменування приєднання	$I_{НОМ.ПР}, А$	$I_{НОМ.КАБ}, А$	Перетин кабеля
Електродвигун обдуву	2.5	40	АНРГ-4х6
Обігрів ВБПЗ-110	5	40	АНРГ-4х6
Обігрів КРУ-6	25	40	АНРГ-4х6
Опалення та освітлення побутових приміщень	10	40	АНРГ-4х6
Обігрів релейних шаф	25	40	АНРГ-4х6
Зовнішнє освітлення	3.2	40	АНРГ-4х6
Двигун РПН	2.5	40	АНРГ-4х6
Освітлення ЗРП	2.0	40	АНРГ-4х6
Обігрів шаф та приводів ВРУ-110	5	40	АНРГ-4х6
Освітлення ОПУ	8	40	АНРГ-4х6

## **8. Коротка характеристика виробництва та споживачів ( деревообробний цех підприємства )**

Електропостачання цехових мереж\_ промислових підприємств виконують на напругу до 1 кВ (найбільш поширеним є напруга 380 В). На вибір схеми та конструктивне виконання мереж впливають такі фактори, як ступінь відповідальності приймачів електроенергії, режими їх роботи і розміщення по території виробничого об'єкта, номінальні струми і напругу.

Електрифікація забезпечує виконання завдання широкої комплексної механізації і автоматизації виробничих процесів, що дозволяє посилити темпи зростання продуктивності праці, підвищити якість продукції і полегшити умови праці. Тож у сучасній технології і устаткуванні промислових підприємств велику роль відіграє електроустаткування, тобто, сукупності електричних машин, апаратів, приладів та пристроїв, з яких виробляється перетворення електричної енергії до інших видів енергії і забезпечується автоматизація технологічних процесів.

Цех отримує ЕПН від власної ТП 10/0,4 кВ, розміщеної у прибудові. РУ розміщені у верстатному відділенні.

Споживачі електричної енергії — 2 категорії надійності.  
Кількість робочих змін — 3.

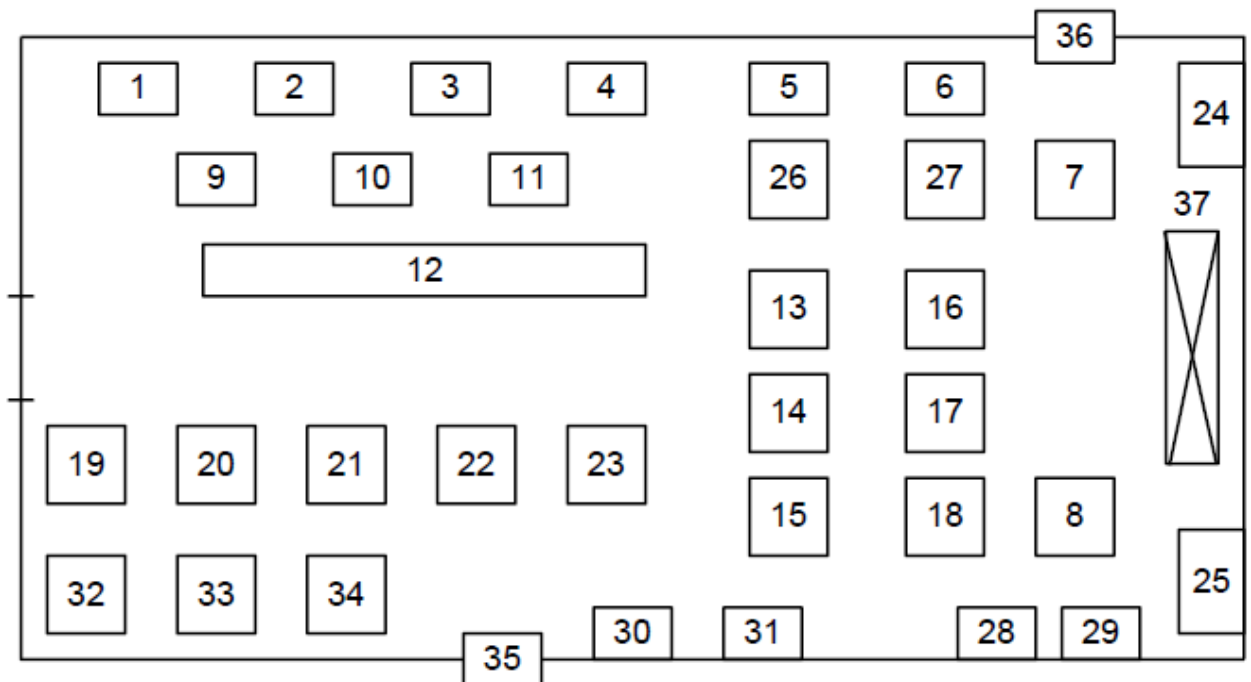
Таблиця 8.1

## Відомості про електричні навантаження

Номер на плані	Найменування електроприймача	Номінальна потужність,кВт
1- 4	Шліфувальний верстат	16
5- 6	Свердлильний верстат	11
7- 8	Сушильна шафа	44
9- 12	Фугувальний верстат	20
13- 15	Циркулярна пилка	12
16- 18	Прес	12
19- 23	Токарський верстат	19
24- 25	Полірувальний верстат	21
26- 27	Фрезерний верстат	13
28-29	Установка для варіння клею	10
30- 31	Зварювальний тр-р ПВ=40%	48
32- 34	Точильний верстат	9
35- 36	Вентилятор	5
37	Кран-балка ПВ=40%	18

деревобробного цеху

План деревообробного цеху.



## 8.1. Розрахунок електричних навантажень цехових електроприймачів

### Розрахунок силових електричних навантажень в мережах до 1000В

В табл. 8.1 введено наступні дані:

1. Найменування електроприймача;
2. Кількість;
3. Встановлена потужність одного електроприймача
4.  $\cos \varphi$
5. Кв (коефіцієнт використання)

Для електроприймачів, які працюють в повторно-короткочасному режимі (ПКР), приводять їх роботу до довготривалого режиму (наприклад кран-балка, зварювальний трансформатор).

У відповідності з режимом роботи всю групу електроприймачів ділимо на 2 підгрупи:

- електроприймачі, що працюють зі сталим графіком;
- електроприймачі, що працюють зі змінним графіком.

1. Знаходимо розрахункову потужність електроприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження:

Сумарна номінальна потужність для кран-балки:

$$P_{\Sigma KB} = n_{шт} \cdot (P_{вст} \cdot \sqrt{ПВ}) = (18 \cdot \sqrt{0.4}) = 11,38 \text{ кВт}$$

де  $P_{вст}$  – одинична номінальна потужність;

$n_{шт}$  – кількість електроприймачів;

ПВ- повторне включення електроприймача, % ( задається технологічним процесом. Стандартні значення ПВ – 15; 25; 40; 60 %.)

Використовуючі довідникові дані:

- для кран-балки:

$$K_B = 0,1$$
$$\cos \varphi = 0,5$$
$$\operatorname{tg} \varphi = 1,73$$

Визначаємо середню потужність за максимальну завантажену зміну:

$$P_{\text{смКБ}} = P_{\Sigma\text{КБ}} \cdot K_B = 11,38 \cdot 0,1 = 1,32 \text{ кВт}$$
$$Q_{\text{смКБ}} = P_{\text{смКБ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1,32 \cdot 1,73 = 2,28 \text{ квар}$$

Для інших споживачів результати розрахунків заносимо в таблицю. Сумарна номінальна потужність електроприймачів, що працюють за змінним графіком навантаження:

$$P_{\Sigma}^{\sim} = \sum P_{\text{ном}} = 650 \text{ кВт}$$

Сумарна середня активна потужність електроприймачів, що працюють за змінним графіком навантаження (20 – 25 %):

$$P_{\Sigma\text{см}}^{\sim} = \sum P_{\text{см}}^{\sim} = 143 \text{ кВт}$$

Сумарна середня реактивна потужність електроприймачів, що працюють за змінним графіком навантаження:

$$Q_{\Sigma\text{см}}^{\sim} = \sum Q_{\text{см}}^{\sim} = 247,4 \text{ кВАр}$$

Коефіцієнт використання електроприймачів зі змінним графіком навантаження:

$$K_B^{\sim} = \frac{\sum P_{\text{см}}}{\sum P_{\text{ном}}} = \frac{143}{650} = 0,22$$

$$n_e = \frac{\sum P_{\text{ном}}^2(\text{всіх})}{\sum (P_{\text{ном}}^2 * n(\text{штук}))} = \frac{650^2}{12875} = 33,81 \text{ шт}$$

Знаходимо коефіцієнт максимуму  $K_M$ . Необхідні для розрахунку дані наведені в табл. 8.1:

$$K_B^{\sim} = 0,22 \text{ кВт}$$

$$n_e = 33,81$$

Таблиця 8.1

$n_e / K_\epsilon$	0,2	0,3
18	1,50	1,34
20	1,40	1,28

$$1.5 - \frac{1.5 - 1.34}{0.1} \cdot 0.085 =$$

$$1.4 - \frac{1.4 - 1.28}{0.1} \cdot 0.085 =$$

$$1.364 - \frac{1.364 - 1.298}{5} \cdot 0.91 =$$

$$K_M = 1,352$$

Розрахункова активна потужність всіх електроприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження:

$$P_{\text{розр}} \sim = P_{\Sigma \text{см}} \sim \cdot K_M = 143 \cdot 1,352 = 193,33$$

Так як  $n_e > 10$ , то реактивна складова визначається як:

$$Q_{\text{розр}} \sim = Q_{\Sigma \text{см}} \sim = 174$$

Повна потужність:

$$S_{\text{розр}} \sim = \sqrt{P_{\text{розр}} \sim^2 + Q_{\text{розр}} \sim^2} = \sqrt{193,3^2 + 174^2} = 260,07 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{розр}} \sim = \frac{S_{\text{розр}} \sim}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{260,07}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 397,9 \text{ А}$$

2. Знаходимо розрахункову потужність електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження:

Для прикладу розрахунок проводимо для сушильної шафи:

$$P_{\Sigma \text{СШ}} = n_{\text{шт}} \cdot P_1 = 2 \cdot 44 = 88 \text{ кВт}$$

де  $P_1$  – одинична номінальна потужність;  
 $n_{\text{шт}}$  – кількість електроприймачів.

Використовуючі довідникові дані:

- для електричної печі опору:

$$K_B = 0,7$$

$$\cos \varphi = 0,95$$

$$\text{tg } \varphi = 0,329$$

Визначаємо середню потужність за максимальну завантажену зміну:

$$P_{\text{смСШ}} = P_{\Sigma \text{ЕПО}} \cdot K_B = 88 \cdot 0,7 = 61,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{смСШ}} = P_{\text{смЕПО}} \cdot \text{tg } \varphi = 61,6 \cdot 0,329 = 20,26 \text{ квар}$$

Сумарна номінальна потужність електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження:

$$P_{\Sigma}^{-} = \sum P_{\text{ном}} = 610 \text{ кВт}$$

Сумарна середня активна потужність електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження:

$$P_{\Sigma\text{см}}^{-} = \sum P_{\text{см}}^{-} = 273$$

Сумарна середня реактивна потужність електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження:

$$Q_{\Sigma\text{см}}^{-} = \sum Q_{\text{см}}^{-} = 89,81 \text{ квар}$$

Розрахункова потужність всіх електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження:

$$P_{\text{розр}}^{-} = P_{\Sigma\text{см}}^{-} = 273 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{розр}}^{-} = Q_{\Sigma\text{см}}^{-} = 89,81 \text{ квар}$$

Повна потужність:

$$S_{\text{розр}}^{-} = \sqrt{P_{\text{розр}}^{-2} + Q_{\text{розр}}^{-2}} = \sqrt{273^2 + 89,81^2} = 287,4 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{розр}}^{-} = \frac{S_{\text{розр}}^{-}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{287,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 439,7 \text{ А}$$

Знаходимо розрахункові потужності усіх електроприймачів:

$$P_{\text{розр}} = P_{\text{розр}}^{\sim} + P_{\text{розр}}^{-} = 143,25 + 273, = 416,25 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{розр}} = Q_{\text{розр}}^{\sim} + Q_{\text{розр}}^{-} = 174, +89,81 = 263,81 \text{ квар}$$

Повна потужність:

$$S_{\text{розр}} = \sqrt{P_{\text{розр}}^2 + Q_{\text{розр}}^2} = \sqrt{416,25^2 + 263,81^2} = 492,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{розр}} = \frac{S_{\text{розр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{492,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 753,9 \text{ А}$$

Визначення пікової потужності та пікового струму.

Піковий струм групи споживачів що працюють зі змінним графіком навантаження:

$$I_{\text{пik}}^{\sim} = i_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{розр}}^{\sim} - K_{\text{в}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{max}})$$

$i_{\text{пуск}}^{\text{max}}$  – пусковий струм найпотужнішого двигуна в групі;

$I_{\text{розр}}^{\sim}$  – розрахунковий струм всіх електроприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження;

$K_{\text{в}}$  – коефіцієнт використання для цього двигуна;

$I_{\text{НОМ}}^{\text{max}}$  – номінальний струм найпотужнішого двигуна.

$$i_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{max}}$$

$K_{\text{пуск}}$  – кратність пускового струму.  $K_{\text{пуск}} = 5$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{НОМ}}^{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{\text{НОМ}}} = \frac{21}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,65 \cdot 0,9} = 54,97 \text{ А}$$

$P_{\text{НОМ}}^{\text{max}}$  – потужність найпотужнішого двигуна;

$$i_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{max}} = 5 \cdot 54,97 = 274,86 \text{ А}$$

$$I_{\text{пik}}^{\sim} = i_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{розр}}^{\sim} - K_{\text{в}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{max}}) = 274,86 + (753,9 - 0,2 \cdot 54,97) = 1017,06 \text{ А}$$

## 8.2 Розрахунок освітлювальних навантажень

Виходячи з питомої потужності, визначається потужність яка витрачається на освітлення:

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{нит}} \cdot F,$$

де:  $P_{\text{осв}}^{\text{нит}}$  - питома щільність навантаження освітлення, Вт/м<sup>2</sup>;

$$P_{\text{осв}}^{\text{нит}} = 15 \text{ Вт/м}^2$$

$F$  - площа приміщення, м<sup>2</sup>

$$F = 100 \times 40 = 4000 \text{ м}^2$$

Для ламп  $\cos\varphi = 0,9$ , тоді  $\operatorname{tg}\varphi = \operatorname{tg}\varphi(\arccos 0,9) = 0,484$

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{осв}}^{\text{пвт}} \cdot F = 0,015 \cdot 4000 = 60 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 60 \cdot 0,484 = 29,04 \text{ квар}$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв}}^2 + Q_{\text{осв}}^2} = \sqrt{60^2 + 29,04^2} = 66,66 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 28,82 \text{ А}$$

Знаходимо повну потужність

Знаходимо активну потужність цеху :

$$P_{\text{цеху}} = P_p + P_{\text{осв}} = 416,25 + 60 = 476,25 \text{ кВт}$$

Так само знаходимо реактивну потужність цеху :

$$Q_{\text{цеху}} = Q_p + Q_{\text{осв}} = 263,81 + 29,04 = 292,85 \text{ квар}$$

$$S_{\text{цеху}} = S_{\text{max}} = \sqrt{P_{\text{цеху}}^2 + Q_{\text{цеху}}^2} = \sqrt{476,25^2 + 292,85^2} =$$

559,08 кВА

Розрахунковий струм

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{559,08}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 855,38 \text{ А}$$

Результати розрахунків наведені в табл. 8.2.

Таблиця 8.2

Тип навантаження	$P_p$	$Q_p$	$S_p$	$I_p$
Змінне навантаження	143,33	174,27	260,65	397,9
Постійне навантаження	273	89	27,3	439.
Освітлювальне навантаження	60,	29,04	66,6	28,82
Цехове навантаження	476,08	293.	559.	855

### 8.3. Побудова графіків електричних навантажень цеху

Таблиця 8.3

Коефіцієнт завантаження від максимального $m_i$	Години доби $\Delta\tau, \text{ГОД}$	Навантаження обмоток ВН для споживачів II категорії надійності, кВА $P_i = m_i \cdot P_p$
0,65	0...1	$0,65 \cdot 240,95 = 156,618$
0,6	1...2	144,57
0,5	3...4	120,475
0,7	5...6	168,665
0,7	7...8	168,665
0,9	9...10	216,855
1	11...12	240,95
0,9	13...14	216,855
1	15...16	240,95
0,7	17...18	168,665
0,7	19...20	168,665
0,6	21...22	144,57
0,65	23...24	156,618

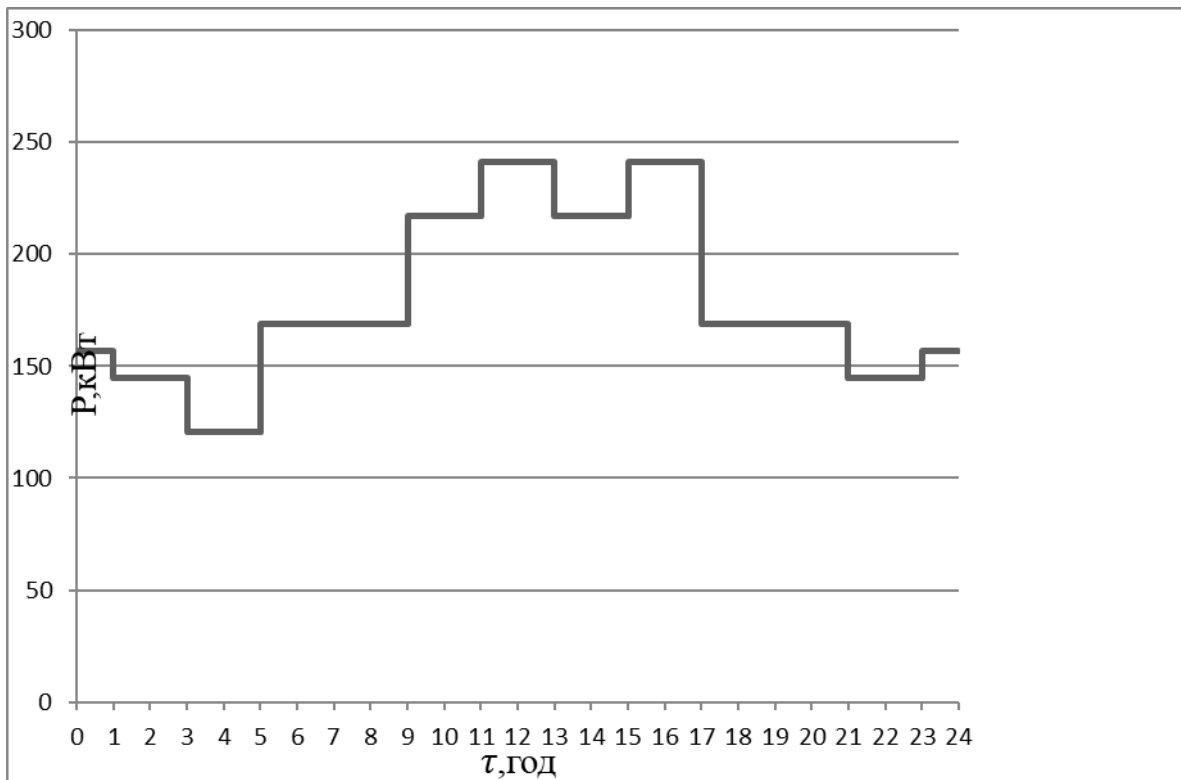


Рис. 8.1. Добовий графік навантаження

Середня потужність за добу:

$$P_c = \frac{\sum P_i}{24} = \frac{4288,912}{24} = 178,705 \text{ кВт}$$

$$W_{\text{доб}} = \sum P_i = 4288,912 = 4288,912 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Коефіцієнт використання потужності:

$$K_B = \frac{P_{\text{см}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{184,46}{581,24} = 0,317$$

Коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{P_c}{P_{\text{ном}}} = \frac{178,705}{581,24} = 0,307$$

Коефіцієнт попиту:

$$K_{\text{поп}} = \frac{P_p}{P_{\text{ном}}} = \frac{240,95}{581,24} = 0,415$$

2-га група

Коефіцієнт заповнення:

$$K_{\text{зап}} = \frac{P_c}{P_p} = \frac{178,705}{476,08} = 0,375$$

Коефіцієнт форми:

$$K_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_c} = \frac{875,47}{178,705} = 4,89$$

Коефіцієнт максимуму:

$$K_M = \frac{P_p}{P_{\text{см}}} = \frac{476,08}{184,46} = 2,580$$

Середньоквадратична потужність:

$$P_{ск} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2}{n}} = \sqrt{\frac{4288,912^2}{24}} = 875,47 \text{ кВт}$$

Побудуємо впорядкований річний графік споживання електричної енергії і визначимо  $T_{max}$  - число годин використання максимуму.

$$T_{max} = \frac{W_{річ}}{P_p} = \frac{W_{доб} \cdot T}{P_p} = \frac{4288,912 \cdot 365}{476,08} = 3288 \text{ год}$$

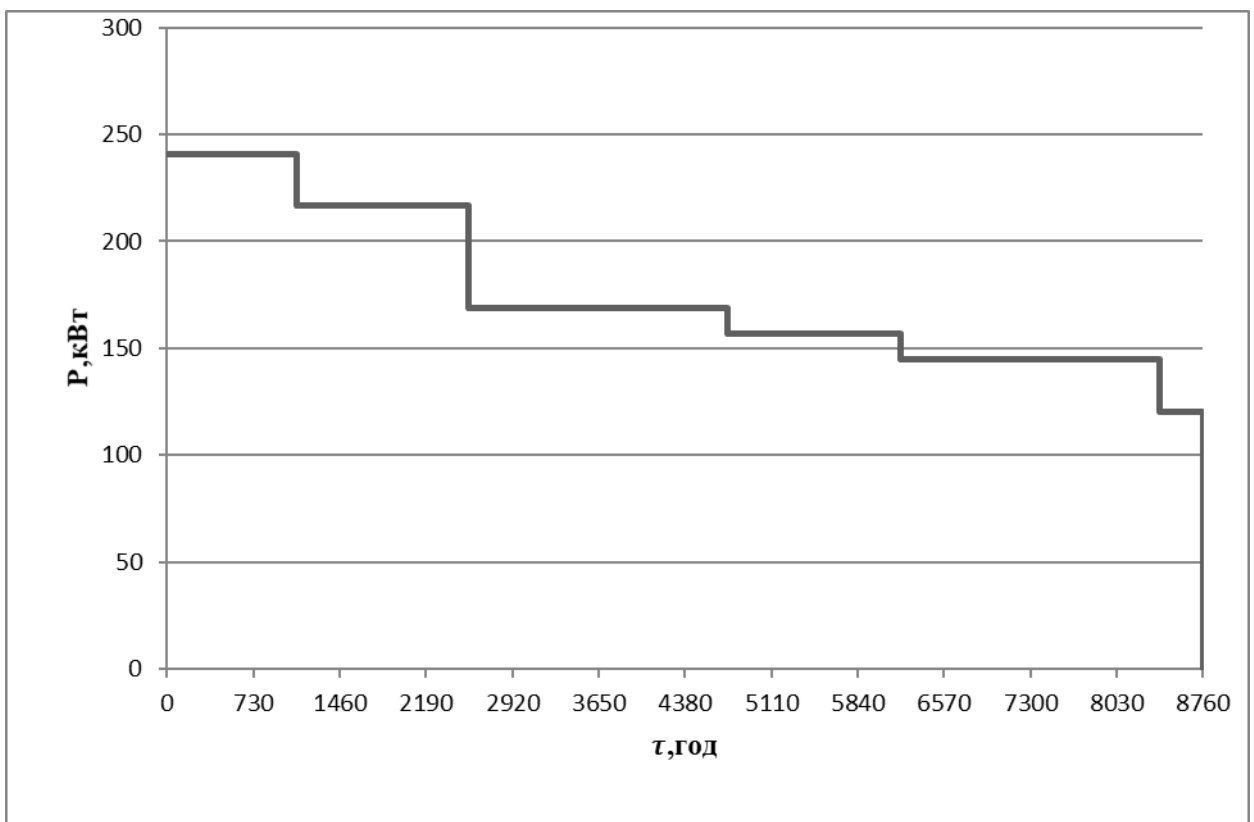


Рис .8.2. Річний графік навантаження цеху

## 8.4. Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання цеху

Для розподілу електричної енергії в містах, сільській місцевості та на промислових підприємствах використовують переважно мережі напругою 10 кВ. Тому номінальну напругу на високій стороні вибираємо 10кВ.

Електрична схема зовнішнього електропостачання

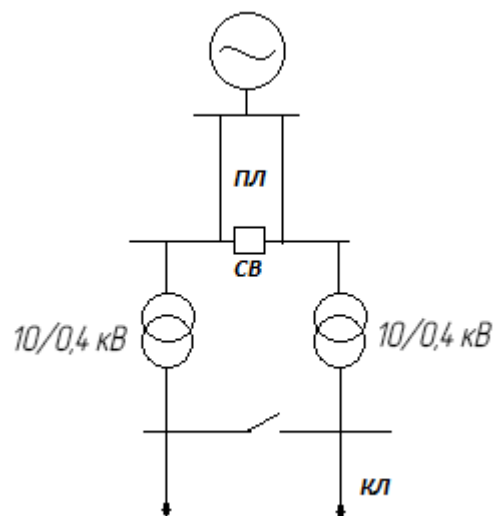


Рис 8.3. Схема зовнішнього ел. постачання

Електрична схема внутрішнього електропостачання  
Вибираємо радіальну схему живлення

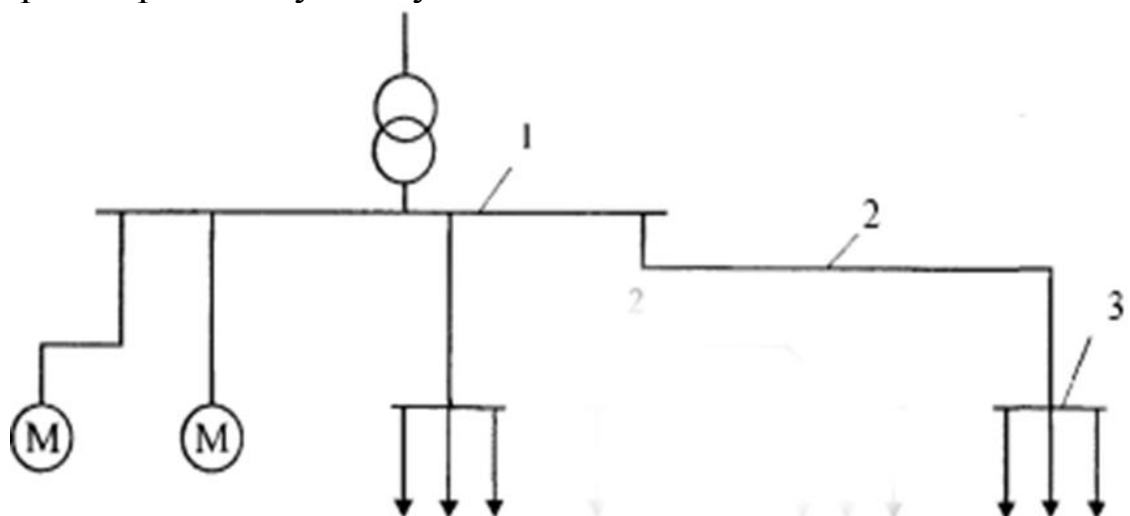


Рис. 7.4. Радіальна схема живлення  
1- шини ТП, 2- радіальна лінія, 3- силовий пункт.

## 8.5. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в низьковольтних мережах

При потужності трансформаторів цеху до 750 кВ·А рішення про необхідності компенсації реактивної потужності приймає енергосистема. Вона ж проводить і розрахунок потужності конденсаторних установок (КУ).

У загальному випадку потужність всіх компенсуючих пристроїв споживача:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{Р}} - Q_{\text{е1}} = 293, - 0 = 293,0 \text{ квар} \quad \text{де:}$$

$Q_{\text{Р}}$  – розрахункова реактивна потужність електроприймачів,

$Q_{\text{е1}}$  – реактивна потужність, яку енергосистема може передати в мережу споживача в режимі максимуму енергосистеми.

$Q_{\text{е1}} = 0$  квар - так як цех проектується і ми не можемо знати реактивну потужність, яку енергосистема може передати в мережу споживача.

Оскільки розміщення конденсаторної установки централізоване, ставимо дві конденсаторні установки на кожний трансформатор.

Обчислимо розрахункову потужність однієї установки:

$$Q_{\text{ку}} = \frac{Q_{\Sigma\text{ку}}}{2} = \frac{448.267}{2} = 224.113 \text{ квар}$$

### 8.5.1. Вибір кількості, потужності компенсуючих пристроїв

Вибираємо конденсаторну установку потужність 225 квар.

характеристики якої наведені в табл. 7.4.

Таблиця 8.4.

Тип	Кількість та потужність ступенів, квар	Довжина, м	Ширинна, м	Висота, мм	Маса, кг	Тип конденсатора	ГОСТ, Ту
УКМ-0,4-225-25УЗ	9×25	450	800	1000	76	КМПС-0,4-25-3УЗ	ТУ647 РК-00213 457.01 3-00

Розміщення конденсаторної установки централізоване. Ставимо дві компенсаторні установки УКМ 0,4-225-5-25 УЗ на шини 0,4 кВ ТП. У цьому випадку від реактивної потужності розвантажується уся високовольтна мережа й трансформатори ТП

### 8.5.2 Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності

До компенсації реактивної потужності: + додаткова потужність

$$\sum P = 589.303 \text{ кВт}$$

$$\sum Q = 448.267 \text{ квар}$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q_{\text{цеху}}}{P_{\text{цеху}}} = \frac{448.267}{589.303} = 0.761$$

тоді  $\cos\varphi = \cos(\operatorname{arctg} 0.761) = 0.796$

Після компенсації реактивної потужності:

$$Q_{\text{ку}} = 2 \cdot 225 = 450 \text{ квар}$$

$$\sum Q = 448.267 \text{ квар}$$

Так як  $450 > 448.267$  то ми отримуємо повну компенсацію. Отже  $Q = 0$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q}{P_{\text{см}}} = \frac{0}{167,946} = 0$$

$\cos\varphi = 1$

## **9. Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування цехових трансформаторних підстанцій (ТП)**

### **9.1. Вибір потужності трансформаторів ТП**

Для споживачів II категорії можливе встановлення одного або двох трансформаторів. Для забезпечення потрібного ступеня надійності електропостачання повинен бути передбачений резервний ввід по низькій стороні трансформатора від сусідньої підстанції. Потужність трансформаторів вибирається із умови забезпечення найбільш економічного режиму роботи, що відповідає навантаженню на 60-80% від номінальної потужності.

Для споживачів I категорії із двома трансформаторами

$$k_z = 0,65 \dots 0,75$$

Для споживачів II категорії з одним трансформатором

$$k_z = 0,7 \dots 0,85$$

Для споживачів III категорії з одним трансформатором

$$k_z = 0,9 \dots 0,95$$

В інших випадках треба вибирати комплектні трансформаторні підстанції – КТП.

Кінцевий вибір кількості і потужності трансформаторів виконують після техніко – економічних розрахунків (не менше двох).

Так як у нас присутні два додаткових навантаження ( $S = 250$  кВА кожен,  $\cos \varphi = 0,8$   $K_n = 0,5$ ) то ми його враховуємо при виборі трансформатора.

Сумарна активна і реактивна потужність навантаження на шинах низької напруги:

$$P_{\text{дод}} = S_{\text{дод}} \cdot \cos \varphi = 2 \cdot 250 \cdot \cos 0,8 = 348,353 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{дод}} = S_{\text{дод}} \cdot \sin \varphi = 2 \cdot 250 \cdot \sin 0,6 = 282,321 \text{ квар}$$

$$\sum P = P_{\text{цеху}} + P_{\text{дод}} = 240,95 + 348,353 = 589,303 \text{ кВт}$$

Так як, реактивна потужність компенсується повністю то  $Q_{\text{цеху}} = 0$

$$\sum Q_{\text{цеху}} = Q_{\text{цеху}} + Q_{\text{дод}} = 0 + 282,321 = 282,321 \text{ квар}$$

$$S_{\text{max}} = \sqrt{P_{\text{цеху}}^2 + Q_{\text{цеху}}^2} = \sqrt{589,303^2 + 282,321^2} = 653,176 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Вибір трансформаторів на ТП з урахуванням перевантажувальної здатності:

$$S_p = \frac{S_{\text{max}}}{1,4} = \frac{653,176}{1,4} = 466,554 \text{ кВА}$$

Розглянемо два варіанти вибору трансформаторів на підстанції:

Технічні дані проектуємих трансформаторів заносимо в таблицю 9.1

Таблиця 9.1

п\п	Тип	Напру га	Потужніс ть т-ра, кВА	Втрати, кВт		Стру м	Напру га	Вартіст ь
				х.х.	к.з.	%	к.з. %	тис. грн.
1	ТМЗ 630/10	10/0,4	2x630	1,56	8,5	2	5,5	84
2	ТМЗ 1000/1 0	10/0,4	2x1000	2,1	12,2	1,4	5,5	96

1. Прийmemo до встановлення: 2 х ТМЗ - 630/10

$$S_{НОМ} = 630 \text{ кВА}$$

При цьому систематичного перенавантаження не буде, оскільки встановлена потужність трансформаторів  $S_{вст} = 1260 \text{ кВА}$ , що більше

$S_{max} = 653,176 \text{ к} \cdot \text{ВА}$ . Тобто виконується умова:

$$S_{вст} \geq S_{max}$$

$$1260 \geq 653,176$$

Перевіряємо трансформатор на аварійне перевантаження. При аварійному перенавантаженні повинна виконуватися умова:

$$1,4S_{НОМ.Тр} \geq S_{max};$$

$$1,4 \cdot 630 = 882 \text{ кВА} \geq 653,176 \text{ к} \cdot \text{ВА}$$

Умова виконується, отже цей трансформатор нам підходить. Перевіряємо трансформатор на аварійне перевантаження. При аварійному перенавантаженні повинна виконуватися умова:

$$k_{з.павар} = \frac{S_{max}}{S_T} \leq 1,4$$

$$k_{з.павар} = \frac{S_{max}}{S_T} = \frac{653,176}{630} = 1,037 \not\leq 1,4$$

Перевантаження трансформатора становить 103%, отже цей трансформатор нам підходить.

2. Прийmemo до встановлення 2 х ТМЗ - 1000/10

$$S_{НОМ} = 1000 \text{ кВА}$$

При цьому систематичного переобтяження не буде, оскільки встановлена потужність трансформаторів  $S_{\text{вст}} = 2000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ , що більше

$S_{\text{max}} = 653,176 \text{ кВА}$ . Тобто виконується умова:

$$S_{\text{вст}} \geq S_{\text{max}}$$

$$2000 \geq 653,176$$

Перевіряємо трансформатор на аварійне перевантаження. При аварійному перенавантаженні повинна виконуватися умова:

$$1,4S_{\text{НОМ.ТР}} \geq S_{\text{MAX}};$$

$$1,4 \cdot 1000 = 1400 \text{ кВ}\cdot\text{А} \geq 653,176 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

При установці трансформаторів з такою потужністю система перенавантажуватися не буде, як при систематичному так і при аварійному режимі роботи.

## 9.2 Техніко-економічний розрахунок

Порівняльну характеристику вибору трансформаторів виконаємо зіставленням приведених затрат (3), вибираючи варіант з найменшими зведеними затратами. Якщо вважати, що ТП буде споруджена за термін до одного року, а щорічні витрати будуть постійні, то сумарні зведені затрати, грн./рік.

$$З = p \cdot k + (E_{\text{пр}} + E_a) \cdot k + B_e$$

де  $k$  – одноразові капітальні вкладення за варіантом, що розглядається, грн.;  $E_{\text{пр}}$  – коефіцієнт відрахувань на поточний ремонт та обслуговування;  $E_{\text{пр}}=0.03$ ;  $E_a$  – коефіцієнт відрахувань на

амортизацію, який можна прийняти таким, що дорівнює 0.063;  $B_e$  – вартість втрат електроенергії в трансформаторах, грн./рік

$$B_e = C_e \cdot \Delta W \cdot 10^{-2};$$

де  $C_e$  – середня собівартість 1 кВт·год. Електроенергії в електричній системі, коп.. Для розрахунків беремо  $C_e = 4,8$  грн/кВт · год (для 2-го класу напруги до 27,5кВ, з 1 травня 2015 року);  $\Delta W$  – втрати електроенергії в трансформаторах підстанції за рік, кВт · год.

Втрати електроенергії за рік за паралельної роботи  $n$  двообмоткових трансформаторів:

$$\Delta W = n \cdot P_x \cdot T + \frac{n \cdot P_k}{n^2 \cdot S_{ном}^2} \cdot \left( \sum_{i=1}^m S_{\Sigma i}^2 \cdot \Delta \tau_i \right) \cdot 365,$$

де

$P_x, P_k$  – потужність втрат електроенергії в трансформаторі відповідно в режимі холостого ходу та короткого замикання, кВт;

$T$  – кількість годин приєднання трансформатора до живильної мережі за рік, год.,  $T = 8760$  год.;

$m$  – кількість ступенів добового графіка навантаження підстанції;

$S_{\Sigma i}$  – поточне навантаження  $i$ -го ступеня добового графіка МВ·А;

$\Delta \tau_i$  – тривалість  $i$ -го ступеня добового навантаження, год.;

$S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора, МВ·А.

Розрахунок ведемо у табличній формі окремо для кожного варіанта.

#### Варіант №1

На підстанції встановлено два трансформатора типу ТМЗ – 630/10,

Визначення втрат електроенергії для двообмоткових трансформаторів, що працюють паралельно:

$$\Delta W = n \cdot P_x \cdot T + \frac{n \cdot P_k}{n^2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \cdot \left( \sum_{i=1}^m S_{\Sigma i}^2 \cdot \Delta \tau_i \right) \cdot 365 =$$

$$2 \cdot 1,56 \cdot 8760 + \frac{2 \cdot 8,5}{4 \cdot 630^2} \cdot 578537 \cdot 365 = 29959 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах:

$$B_e = C_e \cdot \Delta W \cdot 10^{-2} = 4,8 \cdot 29959 \cdot 10^{-2} = 49790 \text{ грн/рік.}$$

Сумарні зведені затрати :

$$Z = n \cdot r \cdot k + n(E_{\text{пр}} + E_a) \cdot k + B_e = 2 \cdot 0,1 \cdot 84000 + 2 \cdot (0,03 + 0,063) \cdot 84000 + 49790 = 82210 \text{ грн/рік.}$$

Таблиця 9.2

Коефіцієнт завантаження від максимального $m_i = S_i / S_{\Sigma \text{макс}}$	Години доби $\Delta \tau, \text{год}$	Тривалість навантаження $\tau_i$	Навантаження обмоток ВН для споживачів II та III категорії надійності, кВт $S_i = m_i \cdot S_{\Sigma \text{макс}}$	$S_i^2 \cdot \tau_i$
0,4	0...1	1	$0,4 \cdot 240,95 = 96,38$	9289,1
0,35	1...5	4	84,3325	28448
0,65	5...8	3	156,6175	73587
0,7	8...12	4	168,665	113792
0,35	12...13	1	84,3325	7112
0,5	13...15	2	120,475	29028
0,7	15...18	3	168,665	85344
0,85	18...19	1	204,8075	41946
1	19...21	2	240,95	116114
0,9	21...22	1	216,855	47026
0,55	22...23	1	132,5225	17562
0,4	23...24	1	96,38	9289,1
				578537

Варіант №2

На підстанції встановлено два трансформатора типу ТМЗ – 1000/10,  
Визначення втрат електроенергії для двообмоткових  
трансформаторів,  
що працюють паралельно:

$$\Delta W = n \cdot P_x \cdot T + \frac{n \cdot P_k}{n^2 \cdot S_{\text{ном}}^2} \cdot \left( \sum_{i=1}^m S_{\Sigma i}^2 \cdot \Delta \tau_i \right) \cdot 365 =$$

$$2 \cdot 2,1 \cdot 8760 + \frac{2 \cdot 12,2}{4 \cdot 1000^2} \cdot 578537 \cdot 365 = 38080 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах:

$$B_e = C_e \cdot \Delta W \cdot 10^{-2} = 166,2 \cdot 38080 \cdot 10^{-2} = 63290 \text{ грн/рік.}$$

Сумарні зведені затрати :

$$Z = n \cdot r \cdot k + n \cdot (E_{\text{пр}} + E_a) \cdot k + B_e = 2 \cdot 0,1 \cdot 96000 + 2 \cdot (0,03 + 0,063) \cdot 96000 + 63290 = 100300 \text{ грн/рік.}$$

Результати техніко-економічного розрахунку наведені в Табл. 9.3.

Таблиця 9.3

№ п/п	Тип трансформаторів на ГПП і їх кількість	2×ТМЗ– 630/10	2×ТМЗ– 1000/10
	Складові річних витрат	Сума по вартості	
11	Капіталовкладення з урахуванням нормативного коефіцієнта ефективності $E_n \cdot k$	4200	5400
22	Відрахування на поточний ремонт та обслуговування $E_{\text{пр}} \cdot k$	840	1080
33	Відрахування на амортизацію $E_a \cdot k$	1764	9639
44	Втрати електроенергії $\Delta W$ , кВт·год.	29959	38080
55	Вартість витрат електроенергії $C \cdot \Delta W$	49790	63290
6	Приведені затрати	82210	100300

Згідно з техніко – економічними розрахунками, встановлюємо на підстанції два трансформатора типу 2×ТМЗ– 630/10.

Розрахунок реактивної енергії трансформатора.

Втрати реактивної потужності холостого ходу

$$\Delta Q_{\text{хх}} = \frac{S_{\text{н}} \cdot I_{\text{хх}}}{100} = \frac{630 \cdot 2}{100} = 12,6 \text{ квар}$$

Втрати реактивної потужності короткого замикання

$$\Delta Q_{\text{кз}} = \frac{S_{\text{н}} \cdot U_{\text{к}}}{100} = \frac{630 \cdot 5,5}{100} = 34,65 \text{ квар}$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторі

$$Q_{\text{тп}} = \Delta Q_{\text{хх}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}} = 12,6 + 1,3^2 \cdot 34,655 = 71,167 \text{ квар}$$

$\beta$  – розрахунковий коефіцієнт завантаження

$$\beta = \frac{S_{\text{тр}}^!}{S_{\text{р}}} = \frac{882}{653,76} = 1,3$$

$$S_{\text{тр}}^! = 1,4 \cdot S_{\text{тр}} = 1,4 \cdot 630 = 882 \text{ кв} \cdot \text{А}$$

Вибираємо конденсаторну установку      потужність 75 квар.

характеристики якої наведені в табл. 9.4.

Таблиця 9.4

Тип	Потужність, кВАр	Кількість ступенів	Струм, А
УКМ 58-0,4-75-10 УЗ	75	6	86,4

## 10. Розрахунок силової мережі цеху

### 10.1 Вибір апаратури розподільчої мережі

Розраховуємо номінальний струм

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{КМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}^{\text{КМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{\text{НОМ}}} = \frac{1850 \times \sqrt{0,4}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,9} = 59,316 \text{ А}$$

Таблиця 10.1

№ верстата	P, кВт	n, шт	tg φ	S <sub>p</sub> , кВа	I <sub>роб</sub> , А	S <sub>ек</sub> , мм <sup>2</sup>	S <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	I <sub>мак</sub> , А
1	16	4	0.62	64	93	112	150	180
2	11	2	0.62	22	31,9	38,3	50	60
3	44	2	0.62	88	127,9	153,5	150	180
4	20	4	0.62	80	116,3	139,6	150	180
5	12	3	0.62	36	56,7	68	75	90
6	12	3	0.62	36	56,7	68	75	90
7	19	5	0.62	95	138	165,6	150	180
8	21	2	0.62	42	61	73,2	75	90
9	13	2	0.62	26	37,8	45,3	50	60
10	10	2	0.62	20	29	34,8	50	60
11	48	2	0.62	96	139,5	167,4	150	180
12	9	2	0.62	18	26,2	31,4	50	60
13	5	2	0.62	10	14,5	17,4	25	30
14	18	1	0.62	18	26,2	31,4	50	60

Розподільчі шинопроводи  
Тому згідно [1] обираю один розподільчий шинопровід ШРА-73  
(номінальний струм – 400А) і один розподільчий шинопровід  
ШРА-74 (номінальний струм – 630А).

Умова вибору:

1)

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ШРА-73}} \geq I_{\text{СП}} \Sigma$$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ШРА-73}} \geq I_{\text{КБ}} + 4 \times I_{\text{ФВ}} + 2 * I_{\text{СШ}} + 2 \times I_{\text{ЗП}} + I_{\text{П}} + 6 \times I_{\text{ТВ}} + I_{\text{ШВ}} =$$

$$= 59,316 + 4 \times 11,254 + 2 \times 22,509 + 2 \times 52,52 + 6 \times 11,254 + 18,757 + 13,13 = 347,801 \text{ А}$$

$$400 \text{ А} > 347,801 \text{ А.}$$

Технічні характеристики та умова вибору ШРА наведені в табл. 10.2.

Таблица 10.2

№	Тип ШРА	Ішра, А	Найменування споживачів	ІΣ, А
ШРА1	ШРА-73	400	$I_{\text{КБ}} + 4 \times I_{\text{ФВ}} + 2 * I_{\text{СШ}} + 2 \times I_{\text{ЗП}} + I_{\text{П}} + 6 \times I_{\text{ТВ}} + I_{\text{ЗВ}} + I_{\text{ШВ}}$	$59,316 + 4 \times 11,254 + 2 \times 22,509 + 2 \times 52,52 + 6 \times 11,254 + 18,757 + 13,13 = 347,801$
ШРА2	ШРА-74	630	$I_{\text{В}} + 2 \times I_{\text{ЕМ}} + 2 \times I_{\text{ВГ}} + I_{\text{ТВ}} + I_{\text{О}} + I_{\text{В}} + I_{\text{СВ}} + I_{\text{ПК}} + I_{\text{НП}} + 2 \times I_{\text{ЕВ}} + I_{\text{КБ}} + 4 \times I_{\text{ТЗВ}} + I_{\text{ШВ}} + 3 \times I_{\text{ЗТ}}$	$18,757 + 2 \times 82,532 + 2 \times 22,509 + 11,254 + 15,00 + 6 + 9,379 + 13,13 + 15,00 + 6 + 2 \times 26,26 + 59,316 + 4 \times 37,515 + 13,13 + 3 \times 18,757 = 623,781$

## Вибір апаратури розподільчої мережі

№	Тип СП	Кількість приєднань	Ісп, А	Найменування споживачів	ІΣ, А
1	СПА77-7	8x63	400	2ФВ+3П+П+4ТВ	$2 \cdot 11,254 + 52,52 + 75,029 + 4 \cdot 11,254 = 195,073$
2	СПА77-3	6x63	250	2·Тбв+2·Ев+Тв+Ем	$2 \cdot 37,515 + 2 \cdot 26,26 + 82,532 = 210,082$

### Вибір автоматичних вимикачів

Для прикладу розрахунок проводимо для кран мостовий.

Розраховуємо номінальний струм

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{КМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}^{\text{КМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{\text{НОМ}}} = \frac{18 \times \sqrt{0,4}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,89 \cdot 0,89} = 59,316 \text{ А}$$

$$1,25 \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{КМ}} \cdot I_{\text{ПУСК}} = 1,25 \cdot 59,316 \cdot 5 = 370,73 \text{ А}$$

Умови вибору АВ:

<b>Автоматичний вимикач</b>		
<b>Дані АВ</b>	<b>Умова вибору</b>	<b>Розрахункові дані</b>
380 В	$U_{\text{НОМ.а}} \geq U_{\text{НОМ}}^{\text{мережі}}$	380 В
40 А	$I_{\text{НОМ.розщ}} \geq I_{\text{розр}}$	37,85 А
6000 А	$I_{\text{спр}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пік}}$	118,29 А
63А	$I_{\text{НОМ.вим}} \geq I_{\text{НОМ.розщ}}$	40 А
<b>АЕ2050-125</b>		

## Вибір автоматичного вимикача (АВ) від ШИН ТП до шинопроводу

Умови вибору АВ:

$$U_{\text{НОМ}}^{\text{АВ}} \geq U_{\text{НОМ}}^{\text{мережі}}$$

$U_{\text{НОМ}}^{\text{мережі}}$  – номінальна напруга мережі, в якій застосовується вимикач.

Номінальний струм розчеплювача:

$$I_{\text{НОМ розч}} \geq I_{\text{доп}}$$

Номінальний струм АВ:

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{АВ}} \geq I_{\text{НОМ розч}}$$

Перевірка АВ за струмом спрацювання розчеплювача миттєвої дії

$$I_{\text{спрац}} \geq 5 * 1,25 * I_{\text{пik}}$$

Автоматичні вимикачі вибираємо з літератури [5] та заносимо в табл. 10.3.

Таблиця 10.3

Шинопровод	$I_{\text{доп}}$	$I_{\text{пik}}$	Автоматичний вимикач			
			$I_{\text{НОМ розч}}, \text{А}$	$I_{\text{НОМ}}^{\text{АВ}}, \text{А}$	$I_{\text{спрац}}, \text{кА}$	Тип АВ
ШРА1	348	2175	350	400	35	ВА-200 43р
ШРА2	624	3900	630	800	35	ВА 88-40

Вибір автоматичного вимикача (АВ) від шинопровода до силового пункту

Умови вибору АВ:

$$U_{\text{НОМ}}^{\text{АВ}} \geq U_{\text{НОМ}}^{\text{мережі}}$$

$U_{\text{НОМ}}^{\text{мережі}}$  – номінальна напруга мережі, в якій застосовується вимикач.

Номінальний струм розчеплювача:

$$I_{\text{НОМ розч}} \geq I_{\text{доп}}$$

Номінальний струм АВ:

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{АВ}} \geq I_{\text{НОМ розч}}$$

Перевірка АВ за струмом спрацювання розчеплювача миттєвої дії

$$I_{\text{спрац}} \geq 5 * 1,25 * I_{\text{пik}}$$

Автоматичні вимикачі вибираємо з літератури [5] та заносимо в табл. 10.4

Таблиця 10.4

Силовий пункт	$I_{\text{доп}}$	$I_{\text{пік}}$	Автоматичний вимикач			
			$I_{\text{ном розч}}, \text{А}$	$I_{\text{ном, А}}^{\text{АВ}}$	$I_{\text{спрац}}, \text{кА}$	Тип АВ
СПА77-7	195,073	1219	200	400	18	ВА 04-35 Pro
СПА 77-3	210,082	1313	250	400	18	ВА 04-35 Pro

### Вибір кабелів

Визначення перерізів струмоведучих жил

Тип приміщення – П2

У пожежонебезпечних приміщеннях застосовуються алюмінієві провідники.

Марка проводу – АПВ-500

Умови вибору провідників:

$$I_{\text{пр}} = I_{\text{ном}}^{\text{П}} \cdot \frac{K_3}{K_{\text{п}}},$$

де  $K_3$  – кратність струму для провідника відносно струму апарата захисту  $K_3 = 1,0$

$K_{\text{п}}$  – коефіцієнт прокладки  $K_{\text{п}} = 1,0$

$$I_{\text{пр}} \leq I_{\text{пр}}^{\text{доп}}$$

Вибираємо допустимо тривалий струм та стандартний переріз та вибираємо діаметр жили.

Вибираємо кабельну лінію від ШИН КТП до шинопроводу. Шинопроводи ШРА до шин КТП приєднуємо кабелем YAKXS. YAKXS – кабель (К) з алюмінієвими жилами (А) з ізоляцією із «зшитого» поліетилену (XS) в ПВХ оболонці (Y).

Умова вибору:

$$I_{\text{доп.пров.}} \geq I_{\text{ном.розч. АВ ШРА}}$$

Таблиця 10.5

Шинопровід	$I_{\text{ном розч АВ ШРА}}, \text{А}$	Провід УАКХС		
		Кількість проводів	$I_{\text{доп}}$	$S_{\text{ст}}, \text{мм}^2$
ШРА1	400	4	452	240
ШРА2	630	4	700	300

## 10.2. Розрахунок освітлювальної мережі цеху

Розрахункова висота підвісу  $H_p$  світильників визначається за формулою:

$$H_p = H - h_c - h_p = 7 - 0,2 - 0,8 = 6 \text{ м},$$

де  $H$  – висота приміщення, приймаємо 7 м;

$h_c$  – відстань від перекриття до світильника, приймаємо 0,2 м;

$h_p$  – висота розрахункової поверхні над підлогою, приймаємо 0,8 м.

Оптимальна відстань між світильниками в ряді:

Приймаємо  $\lambda = 1$ .

$$L = \lambda \cdot H_p = 1 \cdot 6 = 6 \text{ м}$$

Відстань від крайніх рядів світильника до стін знаходять за формулою:

$$l = (0,3 \div 0,5) \cdot L = (0,3 \div 0,5) \cdot 6 = (1,8 \div 3) \approx 2,5 \text{ м}$$

Число рядів світильників знаходять за формулою:

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1 = \frac{40 - 2 \cdot 2,5}{6} + 1 \approx 7 \text{ шт.},$$

де  $B$  – ширина приміщення, рівна 40 м.

Кількість світильників в ряді знаходять за формулою:

$$N_R = \frac{A - 2l}{L} + 1 = \frac{100 - 2 \cdot 2,5}{6} + 1 \approx 17 \text{ шт.},$$

де  $A$  – довжина приміщення, рівна 100 м.

Загальну кількість світильників  $N$  знаходять за формулою:

$$N = R \cdot N_R = 7 \cdot 17 = 119 \text{ шт.}$$

Дійсна відстань між рядами світильників і лампами в ряді знаходять за формулою:

$$L_B = \frac{B - 2l}{R - 1} = \frac{40 - 2 \cdot 2,5}{5 - 1} = 8,75 \text{ м}$$
$$L_A = \frac{A - 2l}{N_R - 1} = \frac{100 - 2 \cdot 2,5}{5 - 1} = 23,75 \text{ м}$$

Перевірка правильності розміщення світильників:

$$1 \leq \frac{L_A}{L_B} = \frac{6,25}{5,75} = 1,1 \leq 1,5$$

Світловий потік лампи визначається за формулою:

$$F_{\text{л}} = \frac{E_{\text{ном}} \cdot K_z \cdot S \cdot z}{N \cdot K_u} = \frac{300 \cdot 1,4 \cdot 4000 \cdot 1,1}{119 \cdot 0,60} = 25882 \text{ лм,}$$

де  $K_z$  – коефіцієнт запасу  $K_z = 1,4$

$S$  – площа приміщення;

$z$  – відношення середньої освітленості до мінімальної,  $z = 1,1 \div 1,15$ ;

$K_u$  – коефіцієнт використання світлового потоку, приймається залежно від коефіцієнтів відбиття стелі, стін і підлоги, а також залежно від індексу приміщення, визначається за [1]

Індекс приміщення знаходять за формулою:

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p \cdot (A + B)} = \frac{100 \cdot 40}{6 \cdot (100 + 40)} = 4,76$$

За знайденою величиною світлового потоку підбираємо потужність лампи за таблицями П1, П4, П7 [2].

В залежності від  $pn = 70\%$ ,  $pc = 50\%$ ,  $pp = 10\%$  и  $i$  по П 11 [2] приймаємо  $Ku = 60\%$

Приймаємо люмінесцентну лампу ЛБ 80 G13 з такими характеристиками  $P_l = 80$  Вт,  $F_{л.р.} = 5300$ , лм.

Розрахункова освітленість визначається за формулою:

$$E = \frac{F_l \cdot E_{ном}}{F_{л.р.}} = \frac{25882 \cdot 300}{4 \cdot 5300} = 346,113 \text{ лм}$$

Розраховуємо процентне відношення потоку від розрахункового:

$$E_{\%} = \frac{E_{\phi} \cdot 100}{E_{ном}} = \frac{346,113 \cdot 100\%}{300} = 115,3 \%$$

Лампа ЛБ 80 Вт G13 підібрана правильно, оскільки розрахунковий потік знаходиться у межах від номінального от -10% до +20%.

Приймаємо світильник ЛСО 12-4x80-701

Таблиця 10.6

Тип	Лампа	Потужність, Вт	Цоколь	Габарити, мм		Вага, кг
				Довжина	Висота	
ЛСО	ЛЮМ	350	G13	6220	130	14

Проводимо розрахунок встановленої потужності:

$$P_{уст} = N \cdot P_{св} = 25 \cdot 4 \cdot 80 = 8000 = 8 \text{ кВт}$$

Визначаємо розрахунковий струм одного світильника:

$$I_{св1} = \frac{P_{св}}{U_l \cdot \cos\varphi} = \frac{4 \cdot 80}{220 \cdot 0.98} = 1,484 \text{ А}$$

Знаходимо сумарний розрахунковий струм освітлювальної установки:

$$I_{\Sigma CB1} = \frac{n \cdot P_{CB}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{25 \cdot 4 \cdot 80}{\sqrt{3} \cdot 380} = 12,155 \text{ A}$$

Дійсна відстань між рядами світильників і лампами в ряді знаходять за формулою:

$$L_B = \frac{40 - 2l}{R - 1} = \frac{13 - 2 \cdot 2}{3 - 1} = 4,5 \text{ м}$$

$$L_A = \frac{100 - 2l}{N_R - 1} = \frac{20 - 2 \cdot 2}{3 - 1} = 5,33 \text{ м}$$

Перевірка правильності розміщення світильників:

$$1 \leq \frac{L_A}{L_B} = \frac{5,33}{4,5} = 1,18 \leq 1,5$$

Світловий потік лампи визначається за формулою:

$$F_L = \frac{E_{\text{ном}} \cdot K_z \cdot S \cdot z}{N \cdot K_u} = \frac{300 \cdot 1,4 \cdot 4000 \cdot 1,1}{12 \cdot 0,68} = 13720 \text{ лм,}$$

де  $K_z$  – коефіцієнт запасу  $K_z = 1,4$

$S$  – площа приміщення;

$z$  – відношення середньої освітленості до мінімальної,

$$z = 1,1 \div 1,15;$$

$K_u$  – коефіцієнт використання світлового потоку, приймається залежно від коефіцієнтів відбиття стелі, стін і підлоги, а також залежно від індексу приміщення, визначається за [1]

Індекс приміщення знаходять за формулою:

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p \cdot (A + B)} = \frac{100 \cdot 40}{6 \cdot (13 + 20)} = 1,313$$

За знайденою величиною світлового потоку підбираємо потужність лампи за таблицями П1, П4, П7 [2].

За знайденою величиною світлового потоку підбираємо потужність лампи за таблицями П1,П4,П7 [2].

В залежності від  $pn = 70\%$ ,  $pc = 50\%$ ,  $pp = 10\%$  и  $i$  по П 11 [2] приймаємо  $Ku = 60\%$

Приймаємо люмінесцентну лампу ЛБ 80 G13 з такими характеристиками

$$P_{л} = 80 \text{ Вт}, F_{л.р.} = 5300, \text{ лм.}$$

Розрахункова освітленість визначається за формулою:

$$E = \frac{F_{л} \cdot E_{ном}}{F_{л.р.}} = \frac{13720 \cdot 300}{2 \cdot 5300} = 338,302 \text{ лм}$$

Розраховуємо процентне відношення потоку від розрахункового:

$$E_{\%} = \frac{E_{ф} \cdot 100}{E_{ном}} = \frac{338,302 \cdot 100\%}{300} = 112,1 \%$$

Лампа ЛБ 80 Вт G13 підібрана правильно, оскільки розрахунковий потік знаходиться у межах від номінального от -10% до +20%.

Приймаємо світильник ЛСО 12-2x80-701

Тип	Лампа	Потужність, Вт	Цоколь	Габарити , мм		Вага, кг
				Довжина	Висота	
ЛСО	ЛЮМ	160	G13	6220	130	14

Аварійне освітлення

Визначаємо розрахунковий струм однієї лампи :

$$I_{св1} = \frac{P_{св}}{U_{л} \cdot \cos \varphi} = \frac{150}{220 \cdot 0,91} = 0,75 \text{ А}$$

Знаходимо сумарний розрахунковий струм освітлювальної установки:

$$I_{\Sigma CB} = \frac{n \cdot P_{CB}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{9 \cdot 150}{\sqrt{3} \cdot 380} = 0,912 \text{ A}$$

Вибираємо ввідний автомат:

$$I_{\text{ном.розч.}} \geq 1,4 I_{\Sigma CB}$$

$$6 \text{ A} > 1,4 \cdot 2,051 = 2,871 \text{ A}$$

Отже, приймаємо до встановлення автоматичний вимикач АЕ1031М-1 В6

Умови вибору кабелю:

1) на відповідність допустимому струму:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{розч.}}$$

$$19 \text{ A} > 6 \text{ A}$$

2) на відповідність апарату захисту:

$$I_{\text{доп.}} \geq 0,22 \cdot I_{\text{розч.}}$$

$$19 \text{ A} > 0,22 \cdot 6 \text{ A} = 1,32 \text{ A}$$

5) на допустиму втрату напруги в кабелі від КТП до ОП:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{уст.}} \cdot 10^5 \cdot \rho \cdot l}{U_{\phi}^2 \cdot S} = \frac{0,6 \cdot 10^5 \cdot 0,0168 \cdot 5}{380^2 \cdot 1,5} = 0,023 \%$$

Отже, приймаємо мідний кабель ВВГ 4×1,5мм<sup>2</sup> з I<sub>доп</sub> = 19А.

Вибираємо провідник від ОП до світильників:

Переріз двох жильних провідників вибираємо з урахуванням міцності і допустимого перегріву, враховуючи коефіцієнт 1,1:

$$I_{\text{пров.}} \geq 1,1 \cdot I_{\text{св.1}}$$

$$24 \text{ A} > 1,1 \cdot 0,75 \text{ A} = 0,825 \text{ A}$$

Отже приймаємо дво жильний провідник ВВГ 2×1,5мм<sup>2</sup> з I<sub>доп</sub> = 24А

## 11. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

Релейний захист має забезпечувати автоматичне вимикання елемента, що захищається на випадок його пошкодження, яке становить безпосередню безпеку для нього чи для всієї установки, а також у разі виникнення умов, що загрожують пошкодженням (різке зниження рівня оливи у трансформаторі) або порушення норми режиму установки. В разі якщо пошкодження чи порушення нормального режиму не являють безпосередню безпеку для електроустановки та пристрої релейного захисту мають забезпечувати сигналізацію, яка вказує на виникнення цих режимів.

Живлення релейного захисту може здійснюється від акумуляторних батарей або від змінного оперативного струму. Оскільки на підстанції не встановлюються акумуляторні батареї (постійний оперативний струму), то для живлення релейного захисту застосовуємо випрямлений змінний оперативний струму. Як джерело випрямленого оперативного струму використовуємо випрямляючі блоки живлення, що являють собою пристрої, які підключаються до вимірювального трансформатора струму, вимірювального трансформатора напруги чи трансформатора власних потреб.

## **11.1. Захист головної понижувальної підстанції**

Основними елементами підстанції, що підлягають захисту є силові трансформатори та збірні шини.

### **11.1.1 Вказівки до виконання релейного захисту трансформатора**

У відповідності з “Правилами упорядкування електроустановок” (ПУЕ) всі трансформатори потужністю  $S_{TP} \geq 6.3 \text{ МВА}$  повинні захищатися за допомогою газового та диференційного захисту. Оскільки газовий та диференційний захист захищає трансформатор тільки від внутрішніх пошкоджень, то від зовнішніх коротких замикань необхідно застосувати максимальний струмовий захист на стороні 110 кВ, який є резервним для захистів на стороні 6 кВ. Крім того трансформатор повинен бути обладнаний сигналами про перенавантаження та перегрівання.

## **11.2 . Розрахунок диференційного струмового захисту**

Диференційний принцип дозволяє виконувати швидкодіючий захист трансформатора, що реагує на ушкодженнях в обмотках, на вводах і в з'єднаннях з вимикачами. При цьому він може мати недостатню чутливість лише при міжвиткових замиканнях. У цьому випадку диференційний захист є резервним для газового захисту.

Для диференційного струмового захисту вимірювальні трансформатори струму (ВТС) встановлюємо з обох сторін силового

трансформатора. Для компенсації струмів по фазі ВТС встановлюємо : з боку обмотки силового трансформатора з'єднуємо в "зірку" , вторинні обмотки трансформатора струму з'єднуємо в "трикутник", а з боку "трикутника" - в неповну "зірку".

Перевіримо до встановлення.

Знаходимо максимальний номінальний струм силового трансформатора зі сторони живлення 110 кВ .

$$I_{НОМ.МАХ} = \frac{S_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.МІН}}, [A]$$
$$I_{НОМ.МАХ} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0.91} = 92,3 \text{ A.}$$

Візьмемо реле типу РНТ - 565. Знайдемо приведенний струм спрацювання захисту, відстроєний від кидка струму намагнічування при включенні трансформатора під напругу:

$$I_{СЗ}^K = 1.3 \cdot I_{НОМ.МАХ} = 1.3 \cdot 92,3 = 120 \text{ A}$$

Знаходимо приведенний струм спрацювання захисту, відстроєний від струму небалансу:

$$I_{НБ.МАХ} = \left( 0.1 + \frac{\Delta U_{РЕГ}^{ВН}}{U_{НОМ}^{ВН}} \right) \cdot I_{К.МАХ}^{(3)}, [A].$$

$$I_{НБ.МАХ} = (0.1 + 0.09) \cdot 4280 \cdot \frac{6,3}{110} = 46,57 \text{ А}$$

Знаходимо приведений струм спрацювання захисту, відстроєний від струму небалансу:

$$I_{СЗ.НБ} = 1.3 \cdot I_{НБ.МАХ} = 1.3 \cdot 46,57 = 60,54 \text{ А}$$

Визначаємо критерій чутливості.

$$K_{ЧУТ} = \frac{I_{К.МІН}^{(2)}}{I_{СЗ.НБ}} = \frac{3706.6}{60,54} = 61,22 \geq 2$$

Знаходимо номінальні струми сторін.

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, [\text{А}]$$

$$I_{НОМ1} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ А}$$

$$I_{НОМ2} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466,3 \text{ А}$$

Розрахункові коефіцієнти трансформації вимірювального трансформатора струму :

$$K_{Т.ВН} = \frac{\kappa_{СХ} \cdot I_{НОМ1}}{I_{2N}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 84}{5} = \frac{145,5}{5};$$

$$K_{Т.НН} = \frac{I_{НОМ2}}{I_{2N}} = \frac{1466,3}{5},$$

де  $\kappa_{СХ}$  - коефіцієнт схеми ( $\kappa_{СХ} = \sqrt{3}$  - схема з'єднань трикутник);

$I_{2N}$  - вторинний струм трансформатора струму.

Вибираємо заокруглені коефіцієнти трансформації:

$$k_{T.BH} = \frac{200}{5} = 40; \quad k_{T.HH} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Знаходимо струми у плечах захисту при номінальних струмах силового трансформатора:

$$I_{2BH} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ1}}{k_{T.BH}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 84}{40} = 4,8 \text{ А}$$

$$I_{2HH} = \frac{I_{НОМ2}}{k_{T.HH}} = \frac{1466,3}{300} = 4,2 \text{ А}$$

Оскільки  $I_{2BH} \geq I_{2HH}$ , то за основну сторону вибираємо живлячу сторону (110 кВ). Перераховуємо приведенний струм спрацювання захисту на основну сторону.

$$I_{C3.OCH} = I_{C3} = 60,54 \text{ А}$$

Знаходимо розрахунковий струм спрацювання реле :

$$I_{СПР.Р} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3.OCH}}{k_{T.BH}}, [\text{А}]$$

$$I_{СПР.Р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 60,54}{40} = 2,62 \text{ А}$$

Розрахункове число витків диференційної обмотки реле:

$$W_{ДИФ.Р} = \frac{100}{I_{СПР.Р}}, [\text{ВИТКИ}]$$

$$W_{ДИФ.Р} = \frac{100}{2,62} = 38,15$$

Приймаємо  $W_{ДИФ} = 39$  витків.

Фактичний мінімальний струм спрацювання реле:

$$I_{\text{СПР.}\Phi} = \frac{100}{W_{\text{ДИ}\Phi}} = \frac{100}{39} = 2,56 \text{ А}$$

Оскільки основною є сторона ВН, то друга зрівнювальна обмотка не використовується. Визначаємо число витків зрівнювальної

обмотки, що підключається на неосновну сторону.

$$W_{\text{ЗР.Р}} = W_{\text{ДИ}\Phi} \cdot \left( \frac{I_{\text{2ВН}}}{I_{\text{2НН}}} - 1 \right) = 39 \cdot \left( \frac{4,8}{4,2} - 1 \right) = 5,57$$

Приймаємо  $W_{\text{ЗР}} = 6$  виток.

Знаходимо додаткову складову приведенного струму небалансу:

$$I_{\text{ЗР.НБ}} = \frac{W_{\text{ЗР.Р}} - W_{\text{ЗР}}}{W_{\text{ЗР.Р}} + W_{\text{ДИ}\Phi}} \cdot I_{\text{К.МАХ}}^{(3)1}, [\text{А}]$$

$$I_{\text{ЗР.НБ}} = \frac{5,57 - 6}{5,57 + 6} \cdot 4280 \cdot \frac{6,3}{110} = 9,11 \text{ А}$$

Знаходимо уточнений приведенний струм небалансу:

$$I_{\text{НБ.МАХ}}^1 = I_{\text{НБ.МАХ}} + I_{\text{ЗР.НБ}} = 46,57 + 9,11 = 55,68 \text{ А}$$

Знаходимо уточнений приведенний струм спрацювання захисту за умовою відстрочки від уточненого приведенного струму небалансу:

$$I_{\text{СЗ.УТ}} = 1,3 \cdot I_{\text{НБ.МАХ}}^1 = 1,3 \cdot 55,68 = 72,4 \text{ А}$$

Перевіряємо критерій чутливості.

$$K_{\text{ЧУТ}} = \frac{I_{\text{К.МІН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ.УТ}}} = \frac{3706.6}{72,4} = 51 \geq 2$$

Визначаємо розрахунковий струм спрацювання реле:

$$I_{\text{СПР.ОСН}} = \frac{I_{\text{СЗ.УТ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{Т.ВН}}} = \frac{72,4 \cdot \sqrt{3}}{40} = 3,13 \text{ А}$$

Знаходимо нове розрахункове число витків диференційної обмотки реле:

$$W_{\text{ДИФ.Р}} = \frac{100}{I_{\text{СПР.ОСН}}}, [\text{ВИТКИ}]$$

$$W_{\text{ДИФ.Р}} = \frac{100}{3,13} = 31,89$$

Приймаємо  $W_{\text{ДИФ}} = 32$  витків.

Знаходимо новий фактичний мінімальний струм спрацювання реле:

$$I_{\text{СПР.Ф}} = \frac{100}{W_{\text{ДИФ}}} = \frac{100}{32} = 3,13 \text{ А}$$

Визначаємо нове число витків зрівнювальної обмотки, що підключається на неосновну сторону.

$$W_{\text{ЗР.Р}} = W_{\text{ДИФ}} \cdot \left( \frac{I_{\text{2ВН}}}{I_{\text{2НН}}} - 1 \right) = 32 \cdot \left( \frac{4,8}{4,2} - 1 \right) = 4,57$$

Приймаємо  $W_{\text{ЗР}} = 5$  витків.

Реле РНТ-565 забезпечує необхідну чутливість. Таким чином трансформатори надійно захищені від коротких замикань між фазами і від замикань однієї фази повздовжнім захистом миттєвої дії.

### 11.3. Максимальний струмовий захист

Однією з ознак виникнення короткого замикання є збільшення струму. Ця ознака використовується для виконання струмових захистів. Струмові захисти приводяться у дію при збільшенні струму на величину більшу ніж встановлена. В якості реле котрі реагують на збільшення струму служать максимальні струмові захисти. Максимальний струмовий захист живиться окремо від диференційного струмового захисту. Тобто від інших трансформаторів струму, які з'єднуються в повну зірку.

Струм спрацювання захисту :

$$I_{CЗ} = \frac{\kappa_{ВД} \cdot \kappa_{СЗП}}{\kappa_{ПОВ}} \cdot I_{НОМ1}, [A],$$

де  $\kappa_{СЗП}$  - коефіцієнт самозапуску  $\kappa_{СЗП} = 1$ ;

$\kappa_{ВД}$  - коефіцієнт відімкнення  $\kappa_{ВД} = 1.3$ ;

$\kappa_{ПОВ}$  - коефіцієнт повернення  $\kappa_{ПОВ} = 0.85$ ;

$I_{НОМ}$  - номінальний струм (з попередніх розрахунків

$I_{НОМ} = 103.9 \text{ A}$ ),

$$I_{CЗ} = \frac{1.3 \cdot 1}{0.85} \cdot 103.9 = 158.9 \text{ A}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації трансформаторів струму:

$$\kappa_{T.BH} = \frac{\kappa_{CX} \cdot I_{НОМ1}}{I_{2N}},$$

де  $\kappa_{CX}$  - коефіцієнт схеми ( $\kappa_{CX} = 1$ );

$I_{2N}$  - вторинний струм трансформаторів струму.

$$\kappa_{T.BH} = \frac{1 \cdot 103.9}{5} = \frac{103.9}{5}$$

Вибираємо заокруглений коефіцієнт трансформації:

$$\kappa_{T.BH} = \frac{150}{5} = 30$$

Розрахуємо струм спрацювання реле :

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.З} \cdot \kappa_{CX}}{\kappa_{T.BH}}, [A],$$

де  $\kappa_{CX}$  - коефіцієнт схеми ( $\kappa_{CX} = 1$ );

$\kappa_{T.BH}$  - коефіцієнт трансформації.

$$I_{C.P.} = \frac{158.9 \cdot 1}{40} = 5.3 A.$$

Розрахуємо коефіцієнт чутливості :

$$\kappa_{ЧУТ} = \frac{I_{К.З.}^{(2)}}{I_{C.З.}},$$

$$K_{\text{ЧУТ}} = \frac{3706.6}{158.9} = 23.3 \geq 1.5.$$

Чутливість максимального струмового захисту вважається достатньою, оскільки:

$$K_{\text{ЧУТ}} \geq 1.5$$

Отже, максимальний струмовий захист має достатню чутливість.

Визначаємо час спрацювання захисту:

$$t_{\text{СЗ}}^{\text{МСЗ}} = t_{\text{СЗ.КЛ}} + \Delta t, [\text{с}]$$

$$t_{\text{СЗ}}^{\text{МСЗ}} = 0.6 + 0.5 = 1.1 \text{ с}$$

#### 11.4. Розрахунок сигналізації перенавантаження трансформатора.

Визначаємо струм спрацювання сигналізації:

$$I_{\text{СС}} = \frac{K_{\text{ВД}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{ПОВ}}} \cdot I_{\text{НОМ1}}, [\text{А}]$$

$$I_{\text{СС}} = \frac{1.05 \cdot 1}{0.85} \cdot 103.9 = 128.3 \text{ А}$$

Визначаємо струм спрацювання реле сигналізації:

$$I_{\text{СП}} = \frac{I_{\text{СС}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{Т.ВН}}} = \frac{128.3 \cdot 1}{30} = 4.3 \text{ А}$$

Приймаємо реле типу РТ – 40/10 .

Визначаємо час спрацювання сигналізації. Час спрацювання сигналізації повинен бути більшим часу спрацювання МСЗ.

Тому:

$$t_{cc} = t_{cз}^{МСЗ} + \Delta t = 1.1 + 0.5 = 1.6 \text{ с}$$

## 11.5 Газовий захист трансформатора

Газовий захист отримав широке розповсюдження в якості дуже чутливого захисту від внутрішніх пошкоджень трансформаторів. Пошкодження трансформатора, котре виникає в середині його контуру, супроводжується електричною дугою або нагріванням деталей, що приводить до розкладання трансформаторної оливи та ізоляційних матеріалів з утворенням летючих газів. Будучи легше оливи - гази піднімаються до розширювача, котрий є самою високою частиною трансформатора. При інтенсивному газоутворенні, яке має місце при значних пошкодженнях, гази сильно розширюються і утворюють тиск. Під дією цього тиску олива в кожусі трансформатора приходить в рух і переміщуються в сторону розширювача.

Таким чином, утворення газів в кожусі трансформатора та рух оливи в сторону розширювача можуть служити ознакою пошкодження всередині трансформатора. Ці ознаки використовуються для виконання спеціального захисту при допомозі газових реле, реагуючих на появу газу та рух оливи. Газове реле встановлюється у трубці, яка з'єднує кожух трансформатора з розширювачем так, щоб через нього проходили гази і потік оливи,

спрямовався до розширювача при пошкодженні у трансформаторі.

Газовий захист трансформаторів виконується на шинах на відключення вводу 6 кВ ( перший ступінь ) і відключення вводу 110 кВ ( другий ступінь ). Сигнал дозволяє замість відключення перенести навантаження на інший трансформатор і відключити пошкоджений. На трансформаторі приймаємо до установки газове реле Бухгольца ВФ – 80 .

### **11.6. Релейний захист секційного вимикача 6 кВ**

На секційному вимикачеві встановлено максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу, з пуском автоматичного вимикання резерву. Прискорення спрацювання передбачена для того щоб прискорити вимкнення резервного джерела живлення, при ввімкненні його на коротке замикання, яке усувається.

Струм спрацювання захисту :

$$I_{CЗ} = \frac{K_3 \cdot K_{CЗ}}{K_{ПОВ}} \cdot I_{НОМ}, [A],$$

$$\text{де } I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 146,6 \text{ A}$$

$$I_{C.З.} = \frac{1.15 \cdot 1.5}{0.85} \cdot 146,6 = 297,6 \text{ A}$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_{TT}} = \frac{297,6 \cdot 1}{80} = 3,72 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості :

$$K_{ЧУТ} = \frac{I^{(2)}_K}{I_{C3}} = \frac{3706,6}{146,6} = 25,3 \geq 1,5$$

Оскільки  $K_{ЧУТ} \geq 1,5$ , то максимальний струмовий захист секційного вимикача має достатню чутливість .

### **11.7. Релейний захист відходящих ліній**

Для захисту від багатofазних коротких замикань передбачається двоступеневий струмовий захист. Він виконаний на основі струмової відсічки без витримки часу та максимального струмового захисту .

Струмова відсічка виконується з застосуванням двох реле струму, проміжного та вказівного реле. В якості вихідного реле захисту застосовується реле РП – 25.

Максимальний струмовий захист виконується з застосуванням двох реле РТ – 40 , реле часу та вказівного реле типу РЕУ – 11.

Апаратура захисту розміщується в шафах КРУ і підключається до вимірювальних трансформаторів струму, які

встановлені в шафах КРУ. При перенавантаженні кабелів передбачена дія двоступеневого струмового захисту на сигнал.

Розрахунок цих заходів ідентичний розрахунку наведеному вище.

### **11.8. Автоматика**

На підстанції передбачений такий об'єм автоматизації:

- автоматичне регулювання напруги на лініях 110 кВ (виводиться з дії при роздільній роботі шин 110 кВ підстанції.
- автоматичне вмикання секційного вимикача 6 кВ ( АВР) при знижені напруги на одній із секцій збірних шин ;
- автоматичне регулювання напруги трансформатора під навантаженням РПН ) ;
- автоматика пристроїв охолодження трансформаторів ;
- автоматика обігріву вимикачів 110 кВ та лічильників;
- АВР живлячої лінії.

## 12. Розрахункові навантаження з врахуванням компенсуючих пристроїв

В даному розділі розглядається питання зменшення розрахункових навантажень після встановлення компенсуючих пристроїв, та можливе зменшення в зв'язку з цим потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій.

Розрахункову потужність для кожної цехової підстанції на стороні 0,4 кВ визначимо за такою формулою:

$$S'_{Pi} = \sqrt{P_{Pi}^2 + (Q_{Pi} - Q_{HKi})^2}.$$

$$S_{P1} = 1164 \text{ кВА};$$

$$S_{P2} = \sqrt{458,2^2 + (309 - 250)^2} = 461,96 \text{ кВА};$$

$$S_{P3} = \sqrt{2348,9^2 + (1604 - 1222,5)^2} = 2379,68 \text{ кВА};$$

$$S_{P4} = \sqrt{1526,5^2 + (792,6 - 720)^2} = 1528,22 \text{ кВА};$$

$$S_{P5} = \sqrt{663,7^2 + (323,9 - 285)^2} = 664,84 \text{ кВА};$$

$$S_{P6} = \sqrt{153,1^2 + (112,1 - 100)^2} = 153,57 \text{ кВА}.$$

За результатами розрахунків проаналізуємо можливе зменшення потужності цехових трансформаторних підстанцій для кожної ТП окремо.

ТП1: На даній ТП передбачалось встановлення двох трансформаторів потужністю 630 кВА кожний. Зменшення потужності ТП шляхом встановлення одного трансформатора 1000 кВА неможливе через те, що від неї живиться компресорний цех, який в рамках підприємства є споживачем II категорії.

Також при встановленні трансформатора 1000 кВА він працюватиме з значним систематичним перевантаженням.

ТП2: Як варіант зменшення потужності даної ТП може бути розглянете встановлення двох трансформаторів по 250 кВА кожний. Для цього виконаємо техніко-економічне порівняння.

Вихідні дані для розрахунку наведені в табл.13.1.

Таблиця 12.1

Потужність транс., кВА	Втрати хх, кВт	Опір тр-ра приведений до ВН, Ом	U <sub>к</sub> , %	Розрахункова вартість, КТП тис. грн.
250	0,55	6,7	4,7	9,26+2,14*
630	1,05	2,12	5,5	13,14

\* - в капітальні затрати враховується створення додаткового складського резерву трансформаторів.

Критерієм для вибору варіанта є мінімум приведених витрат. Так як графік навантажень даного цеху, на відміну від решти цехів заводу, не носить сезонного характеру, уточнімо час максимальних втрат T<sub>макс</sub>. Враховуючи що цех працює п'ять днів на тиждень протягом всього року в дві зміни визначаємо, що T<sub>макс</sub> = 4175 год.

Капіталовкладення та амортизаційні відрахування.

$$I_{\text{актп250}} = \frac{9,4}{100} \cdot 9,26 = 0,87 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{\text{актп630}} = \frac{9,4}{100} \cdot 13,14 = 1,24 \text{ тис. грн.};$$

Визначення витрат на покриття втрат електроенергії.

Витрати, що залежать від навантаження визначаємо за формулою:

$$I_E = Z'_E \cdot \Delta W' + Z''_E \cdot \Delta W'' ,$$

Втрати електроенергії в трансформаторах для кожного варіанта підстанції, які залежать від навантаження визначаємо за формулою:

$$\Delta W'_T = K \cdot \frac{S_{\text{ОБМ}}^2}{U_{\text{ТВ}}^2} \cdot r_T \cdot T_{\text{max}} ,$$

$$\Delta W'_{250} = 2 \frac{230,98^2}{10,5^2} \cdot 6,7 \cdot 4175 = 27072 \text{ кВт} \cdot \text{год} ;$$

$$\Delta W'_{630} = \frac{461,96^2}{10,5^2} \cdot 2,12 \cdot 4175 = 17326 \text{ кВт} \cdot \text{год} .$$

Втрати, які не залежать від навантаження:  $\Delta W'' = k \cdot \Delta P_X \cdot T_{\text{год}} .$

$$\Delta W''_{250} = 2 \cdot 0,55 \cdot 8760 = 9636 \text{ кВт} \cdot \text{год} ;$$

$$\Delta W'' = 1,05 \cdot 8760 = 9198 \text{ кВт} \cdot \text{год} .$$

Приймаючи для всіх варіантів техніко-економічного розрахунку  $Z'_e = Z''_e = 4,8 \text{ грн.}/(\text{кВт} \cdot \text{год})$  визначаємо щорічні витрати на покриття втрат електроенергії:

$$I_{e250} = 0,0048 \cdot (27072 + 9636) = 9,177 \text{ тис.грн.}$$

$$I_{e630} = 0,0048 \cdot (17326 + 9198) = 6,631 \text{ тис.грн.}$$

Визначаємо щорічні витрати:

$$I_{250} = 0,87 + 9,177 = 10,047 \text{ тис.грн.}$$

$$I_{630} = 1,24 + 6,631 = 7,871 \text{ тис.грн.}$$

Визначення розміру приведених витрат.

Приведені витрати визначаємо за формулою :

$$Z = E_n \cdot K_{\text{КТП}} + I,$$

$$Z_{250} = 0,10 \cdot 11,3 + 10,047 = 11,177 \text{ тис.грн.}$$

$$Z_{630} = 0,10 \cdot 13,14 + 7,871 = 9,185 \text{ тис.грн.}$$

Очевидно, що економічно вигідним є варіант з встановленням

одного трансформатора 630 кВА.

Вихідні дані для розрахунку наведені в табл.13.2.

Таблиця 12.2

Потужність транс., кВА	Втрати хх, кВт	Опір тр-ра приведений до ВН, Ом	U <sub>к</sub> , %	Розрахункова вартість, КТП тис. грн.
400	0,83	3,7	4,7	10,84+3,12* *
630	1,05	2,12	5,5	13,14

\*\* - в капітальні затрати враховується створення додаткового складського резерву трансформаторів.

Капіталовкладення та амортизаційні відрахування.

$$I_{\text{актп250}} = \frac{9,4}{100} \cdot 10,84 = 1,02 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{\text{актп250}} = \frac{9,4}{100} \cdot 13,14 = 1,24 \text{ тис. грн.};$$

Визначення витрат на покриття втрат електроенергії.

Втрати, які залежать від навантаження:

$$\Delta W'_{400} = 2 \frac{332^2}{10,5^2} \cdot 3,7 \cdot 2430 = 17977 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W'_{630} = \frac{461,96^2}{10,5^2} \cdot 2,12 \cdot 2430 = 10300 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Втрати, які не залежать від навантаження:

$$\Delta W''_{250} = 2 \cdot 0,83 \cdot 8760 = 14541 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W'' = 1,05 \cdot 8760 = 9198 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Щорічні витрати на покриття втрат електроенергії:

$$I_{e400} = 0,00025 \cdot (17977 + 14541) = 8,13 \text{ тис.грн.}$$

$$I_{e630} = 0,00025 \cdot (10300 + 9198) = 4,875 \text{ тис.грн.}$$

Визначаємо щорічні витрати:

$$I_{400} = 1,02 + 8,13 = 9,15 \text{ тис.грн.}$$

$$I_{630} = 1,24 + 4,875 = 6,115 \text{ тис.грн.}$$

Приведені витрати:

$$Z_{400} = 0,10 \cdot 13,96 + 9,15 = 10,546 \text{ тис.грн.}$$

$$Z_{630} = 0,10 \cdot 13,14 + 6,115 = 7,429 \text{ тис.грн.}$$

Очевидно, що економічно вигідним є варіант з встановленням одного трансформатора 630 кВА.

ТП6: Після встановлення компенсуючих пристроїв в розрахунковій точці ТП6 можливий розгляд питання про живлення споживачів даної трансформаторної (насосних станцій, які знаходяться за територією) підстанції від ТП2. Першочерговим критерієм для прийняття даного варіанта буде перевірка на допустиму втрату напруги. Для цього визначимо струм лінії при напрузі живлення 0,4 кВ:

$$I = \frac{S_{P6}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{153,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 222,1 \text{ А}$$

Приймаємо, повітряна лінія виконана алюмінієвим проводом перерізом  $70 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп} = 265 \text{ А}$ . Вважаємо, що при втраті напруги на 5% можлива нормальна робота споживачів. Визначаємо втрату напруги за формулою:

$$\Delta U = 0,1 \frac{I_p \cdot \rho \cdot \ell}{U_{НОМ} \cdot S} = 0,1 \frac{222,1 \cdot 0,032 \cdot 500}{0,4 \cdot 70} = 12,7 \%$$

де  $I_p$  – розрахунковий струм лінії, А;  $\rho=0,032$  Ом·мм<sup>2</sup>/м – питомий опір алюмінію;  $\ell$  - довжина лінії живлення, м;  $U$  – номінальна напруга мережі живлення, кВ;  $S$  – площа перерізу провідника, мм<sup>2</sup>.

З розрахунків видно, що велика втрата напруги не дає можливості перевести лінію на напругу 0,4 кВ. Тому в зв'язку зі зменшенням розрахункових навантажень ТП6 приймаємо до встановлення один трансформатор потужністю 160 кВА.

## **14. Диспетчеризація та телекерування в системах електропостачання**

Оператор розподілу електроенергії є кінцевим розпорядником функцій логістичної системи, оскільки від його безпосередніх дій залежить виконання і підтвердження маршрутів перетоків ЕЕ.

Слід також зауважити, що для формування системи розподілу ЕЕ було б не зайвим сформувати матеріально-технічну базу у вигляді запасу основного товару – електроенергії.

Наразі такі бази існують на деяких невеликих гідровузлах. Вони накопичують кінетичну енергію води, яку у необхідний час спрямовують на утворення ЕЕ, таким чином підтримуючи певний баланс в системі електропостачання регіону. Значною мірою цей принцип використовують малі та середні джерела ЕЕ – вітрові, сонячні та геотермальні станції. Вони накопичують ЕЕ завдяки потрібному перетворенню – спочатку механічної енергії в електричну, потім електричної в хімічну і, врешті, хімічної знов в електричну. Не розглядаючи зараз певні недоліки такого трансформування (втрати від повторного перетворювання) цей вид є базою для підтримки роботи логістичної системи з позитивним сальдо. На жаль, баланс ЕЕ поновлювальних джерел у питомій вазі загального виробництва електрики є невеликим і складає від 1,5 % до 5% (по різним інформативним джерелам).

Перспективним є утворення законодавчої бази для зростання формування альтернативних джерел ЕЕ на Україні у перспективі до 2030 року. Завдяки цьому планується залучити нові інвестиції у будівництво потужних вітрових та сонячних електростанцій [      ]. Згідно розрахунків можна очікувати зростання до 25% від загального видобутку електроенергії в країні.

Маючі на увазі те, що основні вкладання в систему транспортування

електрики вже зроблені, враховуючи існуюче законодавство і державні плани, можна зробити висновок про доцільність і своєчасність формування логістичної системи оператора електророзподілу.

Між постачальником і споживачем існує тісний зв'язок, що закріплений наступною функцією:

$$E_{\Pi} = f(E_C) ,$$

де:  $E_{\Pi}$  – електропостачання;  $E_C$  – електроспоживання.

Це є найпростіший алгоритм функціонування логістичної системи. Як ліва так і права сторони мають багато своїх складових. Користуючись власним досвідом і літературними джерелами спробуємо сформувати розширений алгоритм логістичної системи.

В ліву частину рівняння впишемо чинники, що впливають на параметри електропостачання.

1. Джерело електричної енергії, його тип.
2. Відстань від джерела ЕЕ до споживача ЕЕ.
3. Кількість споживачів та їх потужність.
4. Можливі (існуючі) втрати та впливи в електромережі.
5. Вплив атмосферних чинників (температура, тиск, вологість ).
6. Непередбачені перешкоди та форс-мажорні обставини.

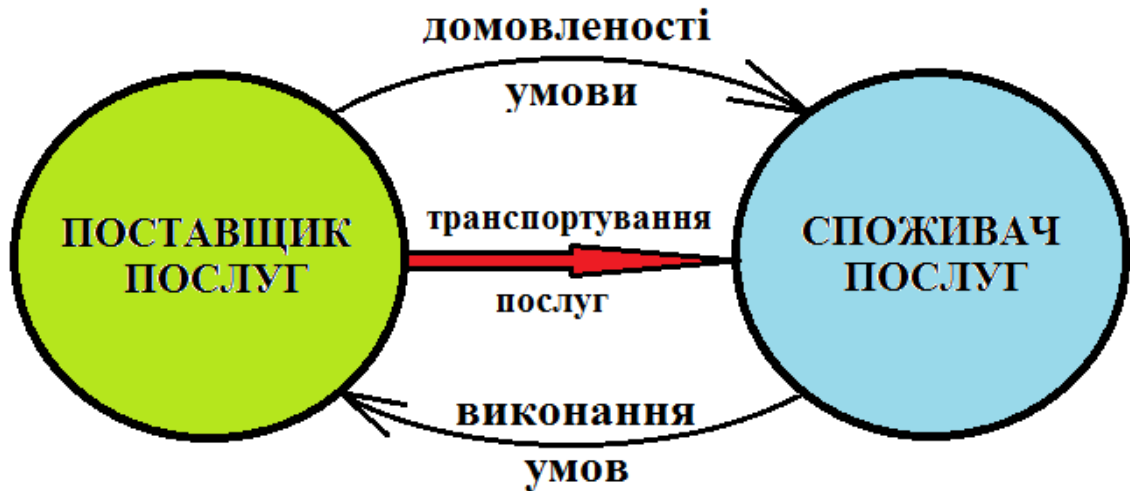
До правої частини віднесемо чинники, притаманні вимогам споживачів.

1. Кількість отриманої електроенергії.
2. Якість отриманої електроенергії.
3. Час отримання електроенергії.
4. Вартість отриманої електроенергії.
5. Термін реакції на можливі перешкоди і форс-мажорні обставини.

Враховуючі наведені вимоги спробуємо змоделювати алгоритм роботи оператора логістичної системи розподілу.

## Формування алгоритму системи електроспоживання

При формуванні алгоритму взаємодії у ланцюгу поставщик – оператор – споживач можна обмежитись простим зв'язком, що матиме вигляд (рис.10.1.)



Насправді, це реальний алгоритм кінцевої ланки споживання ЕЕ.

Для великої енергетичної системи розподіл електричної енергії є вельми складною функцією і складання алгоритму функціонування логістичної системи оператора розподілу залежить від великої кількості супроводжуючих факторів. Як зазначено раніше, ці фактори повинні включати всі вимоги постачальника, вимоги і потреби споживача, а також можливості оператора. Варто врахувати, що наразі оператор системи розподілу має декілька томів інструкцій що можна робити, а що ні.

Врахувати всі чинники впливу системи розподілу електроенергії можливо тільки за наявності парку комп'ютерних аналізаторів, моделювальників та порадників. Але виконання цих умов не дає сто відсоткової гарантії справності роботи енергосистеми. Відомий випадок коли у США, із-за недосконалості роботи комп'ютерної системи розподілу електроенергії, на всю ніч полинуло у темряву дев'ять штатів.

Для досконалого формування алгоритму функціонування системи електроспоживання, а також підтримки роботи складного технічного

комплексу, що забезпечує передавання та контроль за споживанням електроенергії створено систему диспетчеризації та телеуправління.

Розглянемо докладніше склад і функції системи диспетчеризації та телеуправління.

## **Диспетчеризація та телекерування**

### **в системах електропостачання промислових підприємств**

Диспетчерська служба промислових підприємств централізовано керує системою електропостачання, контролює дії окремих її елементів і здійснює оперативні перемикання, що забезпечують нормальну роботу цієї системи або пов'язані з ремонтом обладнання та ліквідацією чи локалізацією аварій.

Зв'язок між диспетчерським пунктом, де знаходиться персонал диспетчерської служби, з об'єктами контролю здійснюється за допомогою телемеханічних пристроїв, до яких відносяться пристрої телекерування (ТК), телесигналізації (ТС) і телевимірювання (ТД). Система ТУ-ТС-ТВ може забезпечити:

- телекерування лінійними вимикачами, трансформаторами, автоматичними випрямними установками, контакторами освітлення території підприємства;
- телесигналізація про положення (ввімкнено або вимкнено) усіх дистанційно-керованих і некерованих об'єктів, великих електроприймачів, що впливають на розподіл навантаження в системі електропостачання; аварійне відключення вимикачів пристроями РЗА, замикання на землю в мережах напругою 6... 35 кВ, перевантаження телекерованих трансформаторів або випрямних установок, несправності в пунктах керування, викликані ненормальними режимами роботи пристроїв телемеханіки;
- телеметрія напруг на шинах підстанцій та струмів в лініях і колах електроживлення, силових трансформаторах.

Телекерування забезпечує передачу на відстань керуючих сигналів, що впливають на виконавчі механізми установок. Передбачається у випадках, коли

необхідно проводити часті оперативні перемикання в нормальних і аварійних режимах, і ці перемикання не можуть бути здійснені за допомогою автоматичних засобів.

Система телемеханіки використовується на об'єктах, що працюють без постійного чергування персоналу, а також з метою дублювання АСУ. Об'єкти електропостачання з телекеруванням обов'язково повинні мати місцеве керування.

Передавальні та приймальні телемеханічні пристрої з'єднані між собою каналами зв'язку, для чого використовуються дротові лінії зв'язку, лінії радіозв'язку, лінії електроживлення та високовольтні лінії. За способом використання каналів зв'язку пристрої ТУ-ТС-ТВ діляться на багато- і малоканалні.

Відповідно до розподілу функціональних завдань, які вирішує АСДУ підстанції, програмно-технічні засоби нижнього рівня системи (ПТС підстанції) реалізують такі функції:

- Вимірювання, перетворення та контроль надійності вхідних аналогових сигналів;
- Прийом і контроль надійності дискретних сигналів типу «сухий контакт»;
- Автоматичне регулювання технологічних параметрів;
- Контроль регулювання на основі часу перехідного процесу;
- Автоматичне балансування, безударне вмикання та безударний перехід при зміні режимів роботи та налаштувань контурів регулювання;
- Контроль зміни параметрів в заданих технологічних межах та сигналізація при аварійних значеннях контрольованих параметрів;
- Автоматичне керування основним технологічним обладнанням;
- Автоматичне блокування керуючих сигналів при переході на об'єктове управління;

Відповідно до розподілу функціональних завдань, які вирішує АСДУ підстанції, програмно-технічні засоби нижнього рівня системи (ПТС підстанції) реалізують такі функції:

- Вимірювання, перетворення та контроль надійності вхідних аналогових сигналів;
- Прийом і контроль надійності дискретних сигналів типу «сухий контакт»;
- Автоматичне регулювання технологічних параметрів;
- Контроль регулювання на основі часу перехідного процесу;
- Автоматичне балансування, безударне вмикання та безударний перехід при зміні режимів роботи та налаштувань контурів регулювання;
- Контроль зміни параметрів в заданих технологічних межах та сигналізація при аварійних значеннях контрольованих параметрів;
- Автоматичне керування основним технологічним обладнанням;
- Автоматичне блокування керуючих сигналів при переході на об'єктове управління;
- Резервування каналів вимірювання та контролю аварійних параметрів з автоматичним перемиканням на резервний канал у разі виходу з ладу основного;
- Автоматичне блокування та переведення обладнання в безпечний стан при збоях та інших аварійних ситуаціях;
- діагностика автоматичного обладнання;
- Прийом та реалізація розпоряджень з АРМ диспетчера на зміну режимів контролю та керування основним технологічним обладнанням (призначення та налаштування контурів керування, перемикання з автоматичного на дистанційне та навпаки тощо);
- Передача даних на вищі рівні управління;
- Подання інформації користувачам на АРМ ПС.

Вже наявні в цехах локальні системи автоматизації, реалізовані на програмованих логічних контролерах різних типів, можуть бути інтегровані в підсистему нижнього рівня (АСДУ підстанції).

## **Технічні засоби**

Комплекс технічних засобів ПС АСДУ являє собою розподілену мережу збору даних на базі Універсального пункту контролю (наприклад, «Корунд-М» реалізує функції сервера пункту контролю), блоків телесигналізації БТС-1-16 (для реєстрації стану та моментів змін обладнання об'єкта контролю з дискретними виходами або підрахунку кількості імпульсів, що надходять від первинних вимірювальних перетворювачів з імпульсними виходами),

Блоки телемеханіки БТУ-1-16 (для прийому з диспетчерських центрів АСДУ і видачі команд телекерування, а також дискретних команд телекерування на виконавчі механізми) і релейні панелі повторювачів ПРП-32/48/64 (для сполучення пристроїв телемеханіки з датчиками дискретної телесигналізації об'єкта (масляні вимикачі, реле РПО, РПВ, блок-контакти приладів та ін.).

## **Структура підстанції ЦТС АСДУ**

Комплекс технічних засобів АСУТП дозволяє збирати інформацію (та видавати команди) з усіх пристроїв підстанції, в т.ч. пристроїв систем РЗА, що використовують різні протоколи і транслюють його в стандарт IEC 870-5-101/104, а також забезпечує передачу інформації на верхній рівень автоматизованої системи управління одночасно в декількох напрямках - через телемеханічні канали (практично всі існуючі протоколи), асинхронні порти або Ethernet.

Програмно-апаратний комплекс АСДУ підстанції здатний працювати в безперервному режимі без відключення протягом усього терміну експлуатації (крім планового технічного обслуговування).



Системи диспетчеризації електропостачання промислових підприємств тісно пов'язані з автоматизованими системами управління електрообладнанням (АСУ), які впроваджуються на великих енергетичних об'єктах. І так само, як автоматизовані системи управління, диспетчерські системи відрізняються обсягом вирішуваних завдань і ступенем їх автоматизації.

Традиційними функціями, що виконуються за допомогою систем диспетчеризації електропостачання промислових підприємств, є:

- контроль рівнів напруги, струму, споживаної потужності, якості електроенергії;
- контроль за положенням комутаційної апаратури та правильністю перемикачів;

- відображення та архівація параметрів режиму;
- комерційний облік електроенергії;
- збір та передача даних до регіональних диспетчерських пунктів (РДП).

У диспетчерських системах вищого рангу передбачені додаткові функції: реєстрація аварій на вводах підприємства (що дозволяє пред'являти претензії до постачальника електроенергії та компенсувати втрати від простоїв) і технічний облік електроенергії (дає можливість розраховувати питомі витрати та вживати заходів щодо енергозбереження).

Найбільш досконалі диспетчерські системи здатні контролювати динаміку змін в енергосистемі підприємства при різних режимах роботи його окремих структур (цехів, заводів, власних ТЕС і т. і.) шляхом вимірювання якості електроенергії та реєстрації перехідних процесів у внутрішніх мережах підприємства (зазвичай 6 і 10 кВ). Це дозволяє оперативно виявляти причини та винуватців порушень, а також аналізувати процеси запуску та зупинки великих технологічних установок (двигуни, насоси, компресори, гальванічні ванни тощо).

Однією з труднощів при створенні систем високого рівня є необхідність максимальної інформаційної «зв'язаності» використовуваного електрообладнання. Це вимагає отримання великої кількості дискретних сигналів і використання кількох перетворювачів для аналогових вимірювань. Додаткові проблеми створюють великий парк вантажів і типова різноманітність систем і пристроїв, необхідних для вирішення всіх проблем диспетчеризації. Асортимент цих пристроїв дуже широкий. Для їх обслуговування потрібен добре навчений персонал, запасні частини (запчастини, інструменти, аксесуари) і контактна підтримка з їх виробниками. В кінцевому підсумку все це обумовлює значні витрати як при введенні систем в експлуатацію, так і в процесі експлуатації.

Основою створеної системи є виробничий контролер, який виконує наступні функції:

- реєстрація (осцилографія) перехідних процесів;

- запис послідовності спрацювання дискретних сигналів;
- розрахунок діючих значень струмів, напруг і потужностей;
- формування та видача дискретних сигналів для команд управління;
- зчитування даних з електролічильників з імпульсним виходом.

На верхньому рівні диспетчерської системи використовується програмне забезпечення, яке здатне працювати з різними вимірювальними перетворювачами, лічильниками, пристроями релейного захисту та іншим обладнанням інших виробників. Програмне забезпечення містить програми для візуалізації та архівації осцилограм, відображення даних штатного режиму у вигляді мнемосхем, таблиць і графіків, програми для керування комутаційною апаратурою, сигналізації про різні події в системі електропостачання, передачі даних в АСУ підприємства та в РДУ по протоколу IEC 60870-5-101/104 тощо.

Впроваджені технічні рішення дозволяють оптимізувати збір сигналу (одне підключення для виконання всіх функцій) і зменшити діапазон пристроїв в системі за рахунок багатфункціональності контролера:

- один вхід від вимірювальних трансформаторів струму (ТС) і напруги (ВТ) і результат вимірювання одного параметра призначений для роботи декількох підсистем - відображення даних на АРМ оператора, передача в регіональне диспетчерське управління, реєстрація аварійних подій, технічний облік електроенергії;

- одного входу від дискретного джерела сигналу достатньо для формування екранної мнемосхеми, передачі повідомлень на регіональні диспетчерські пункти, реєстрації аварійних подій, контролю за виконанням команд управління, блокування комутацій.

Це дозволяє скоротити обсяг проектно-монтажних робіт за рахунок скорочення номенклатури обладнання та кабельних з'єднань, що значно скорочує витрати на впровадження та експлуатацію.

Можливість введення в контролер сигналів не тільки від

електрообладнання, а й від технологічного обладнання виводить функціональність системи за межі диспетчеризації електропостачання та дозволяє вирішити деякі проблеми для технологів.

Запропоновані рішення оптимізовані для об'єктів і обладнання різних класів напруги, що дає можливість створювати диспетчерські системи електропостачання як великих промислових підприємств з власними генеруючими потужностями і розгалуженою мережею підстанцій, так і малих виробництв з одним-двома власними розподільними пунктами (РП) і трансформаторними підстанціями (ТП).

- На рисунку зображено узагальнену структурну схему системи диспетчеризації електропостачання промислового підприємства.

Система охоплює всі енергетичні об'єкти, починаючи від головної знижувальної підстанції будь-якого класу напруги і закінчуючи цеховими розподільними пунктами і трансформаторними підстанціями. На кожному такому об'єкті збирається інформація про поточний, нормальний режим роботи (ТІ, ТС, при необхідності, з виконанням ТУ) за допомогою аналогових (АП), цифрових перетворювачів (ЦП) або інформація від терміналів РЗА (МРЗА) і різних пристроїв зв'язку з об'єктами (УЗД). На найбільш критичних підстанціях також фіксуються аварійні події та здійснюється контроль якості електроенергії (КЯЕ). Продуктивність і конфігурація контролерів підбираються в залежності від обсягу зібраних даних і виконуваних функцій, що дозволяє технічно і фінансово оптимізувати витрати для кожного з об'єктів, введених в систему.

Інформація, зібрана на кожному сайті, передається через програмні методи та/або апаратне забезпечення. локальну комп'ютерну мережу підприємства на верхній рівень. Вибір сервера, який накопичує вхідні дані, залежить від конкретних завдань. На великих промислових підприємствах рекомендується будувати серверну систему на основі сучасних рішень резервування, включаючи кластерні технології. У цьому випадку окремі виробничі зони можна розділити на локальні комп'ютерні мережі, а зібрану

в цьому сегменті інформацію можна передавати на проміжний сервер.

Вся зібрана та оброблена інформація може бути виведена на екран для колективного використання диспетчерами на головному диспетчерському пункті (ГДП) за допомогою відповідних мнемосхем, графіків і таблиць, а також на автоматизованих робочих місцях обслуговуючого персоналу. При виконанні функції керування можливі перемикання здійснюється з пульта диспетчера з реалізацією оперативно-технологічних блокувань програмними методами та/або апаратними засобами.

Система також забезпечує можливість передачі даних штатного режиму та аварійних осцилограм на РДП з виконанням технічних вимог оператора системи щодо обміну технологічною інформацією.

Слід зазначити, що такий комплексний підхід до вирішення задач диспетчеризації найбільш затребуваний саме промисловими підприємствами. На великих енергетичних об'єктах поєднання функцій кількох систем в одній системі пов'язане з певними труднощами, насамперед з організаційних причин. Справа в тому, що в структурі енергетичних підприємств є кілька різних служб (релейного захисту, ТМ і зв'язку, АСУ), кожна з яких відповідає за свої завдання і своє обладнання. Спільне обслуговування такого обладнання є складним. Структура електроуправління промислових підприємств зазвичай більш компактна і не має таких перешкод для реалізації такої системи диспетчеризації.

## **Основні функції користувача УТМ в енергетичні системи**

ТЕЛЕМОНІТОРИНГ - моніторинг стану контрольованих процесів і обладнання. Складовими телемоніторингу є:

а) телевимірювання (ТВ, telemetering) - передача по каналах зв'язку значень безперервно мінливих параметрів керованих процесів (потужності, напруги, струмів і т.д.). Телеметричні вимірювання передаються безперервно або за викликом диспетчера. Також розрізняють передачу всіх періодичних показань ТВ (циклічна передача) або передачу тільки змінених значень (адаптивна, спорадична передача). Контрольований параметр ТВ може характеризуватися або поточними миттєвими, або інтегральними значеннями за заданий інтервал часу. Відповідно використовуються терміни « телевимір поточних значень» (ТПЗ) і « телевимір інтегральних значень» (ТВІ). Останнє часто проводять числово-імпульсним методом. Тому функцію ТВ таких систем часто називають ТЕЛЕОБЛІКОМ (ТО споживання енергії, рідини, газу тощо);

б) телесигналізація (ТС, телеіндикація) - передача дискретних сигналів про стан контрольованого обладнання (положення силових вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторних пристроїв, налаштування автоматики тощо). Передача ТС здійснюється або епізодично - при зміні стану об'єкта контролю, або циклічно - безперервно з підтвердженням раніше переданого стану. Найчастіше при ТС передаються положення двопозиційних об'єктів (вкл., викл.).

Телекерування (ТУ, телекоманд) - передача команд по каналах зв'язку від диспетчера (оператора) до комутаційних пристроїв (силових вимикачів, роз'єднувачів, контакторів тощо) для зміни положення оперативного обладнання. Якщо робоче обладнання має більше двох можливих станів, то теленастроювання стану цього обладнання називається теленастроюванням. Коли команди передаються з пункту управління і виконуються на командному пункті оперативним персоналом, ця функція називається телекомандою;

Зазвичай телекоманди (телевізійні інструкції) подають у візуальній формі (наприклад, на табло із зазначенням команд тощо). Якщо команди передаються від машини до машини (наприклад, від пристроїв релейного захисту, встановлених на одному кінці лінії, до вимикачів живлення, розташованих на іншому кінці), то такий тип телекерування називається автоматичним телекеруванням (АТК).

Телекерування (ТУ, телекоманди) - передача команд по каналах зв'язку від диспетчера (оператора) до комутаційних пристроїв (силових вимикачів, роз'єднувачів, контакторів тощо) для зміни положення оперативного обладнання. Якщо робоче обладнання має більше двох можливих станів, то настроювання стану цього обладнання називається теленастроюванням. Коли команди передаються з пункту управління і виконуються на командному пункті оперативним персоналом - функція називається телекомандою; зазвичай телекоманди (телевізійні інструкції) подають у візуальній формі (наприклад, на табло із зазначенням команд тощо). Якщо команди передаються від машини до машини (наприклад, від пристроїв релейного захисту, встановлених на одному кінці лінії, до вимикачів живлення, розташованих на іншому кінці), то такий тип телекерування називається автоматичним телекеруванням (АТК).

Більшість сучасних телемеханічних систем виконують певний комплекс із перерахованих функцій, наприклад ТІ-ТС, ТУ-ТІ-ТС та ін. Відповідно до виконуваних функцій системи ТМ часто називають: системами ТІ-ТС, ТУ-ТС-ТІ та ін.

#### Вторинні функції користувача

Вторинні функції користувача призначені для надання оператору (диспетчеру) зручної для використання інформації. Ці функції не завжди чітко визначені, оскільки їх склад залежить від можливостей приймальних пристроїв ТМ для обробки основних інформаційних даних (ТІ, ТС тощо). Вторинні функції користувача можуть виконуватися або самими УТМ на базі мікропроцесора, або окремим міні- або мікрокомп'ютером з живленням.

Обсяг функцій, які виконує УТМ, залежить від обсягу пам'яті та наявності відповідного програмного забезпечення.

Типові додаткові функції користувача:

підсумовування ТІ та формування узагальнених сигналів автоматично або за завданням диспетчера;

індикація меж контрольованих параметрів;

автоматична реєстрація подій з індикацією часу; моніторинг каналів зв'язку і пристроїв ТМ з фіксацією помилок і несправностей;

оцінка стану керованого процесу в режимі реального часу; формування графіків планових і поточних значень контрольованих параметрів;

формування оперативних схем і форм виведення інформації на екрани дисплеїв із зазначенням поточних значень інформації ТІ і ТS; забезпечення діалогу між оператором і системою ТМ.

Функції онлайн обробки сигналів

Ця група функцій охоплює обробку вхідних і вихідних сигналів на ППК і блок управління з метою підвищення ефективності і надійності виконання функцій користувача. Типові функції онлайн-обробки включають:

забезпечення заданого інтерфейсу вхідних-вихідних сигналів між УТМ і керованим процесом в точці керування та УТМ і людиною-оператором на пульті управління (ПКП), включаючи фільтрацію вхідних сигналів від перешкод, відскоків контактів реле та інформаційних сенсорних ключів;

формування сигналів початку передачі (наприклад, при зміні стану об'єктів контролю);

захист від помилок датчиків і перешкод у вхідних і вихідних ланцюгах УТМ;

стиснення даних на вході та виході УТМ;

подання вихідних сигналів у формі, зручній для відображення на рівні користувача (на комутаторі, дисплеї, пульті тощо).

Використання мікропроцесорних систем ТМ надає широкі можливості для виконання оперативної обробки інформації на об'єктів енергетики та на раціональний розподіл функцій обробки між центрами управління та диспетчерськими з метою розвантаження центральних станцій від комп'ютерів ТМ та ОІК на центрах управління, підвищення достовірності інформації, що передається з об'єктів енергетики, та підвищення ефективності використання каналів зв'язку.

#### Функції передачі (транспортування) повідомлень

Відповідно до основного призначення систем телемеханіки в енергетиці - контроль і управління процесами виробництва і розподілу електроенергії на відстані - функції передачі повідомлень між контрольованими і моніторинговими станціями є визначальними у всій системі телемеханіки.

Типові функції передачі повідомлень, які виконуються на транспортному (включаючи мережу) і нижчому рівнях повинні забезпечувати:

високу надійність (цілісність) доставки повідомлень по каналах зв'язку в умовах високого рівня перешкод, спричинених електромагнітним впливом високовольтних ліній електропередач, комутаційними явищами в ланцюгах живлення тощо;

короткий час телевізійної трансляції для забезпечення моніторингу та управління технічним процесом у режимі реального часу;

висока ефективність використання каналів зв'язку в умовах обмеженої частотної смуги каналів.

Основною перешкодою для виконання цих вимог є їх суперечливість: забезпечення високої надійності передачі даних пов'язане зі збільшенням часу і зниженням ефективності телевізійної передачі; підвищення ефективності

шляхом подовження кодових блоків призводить до втрати великої кількості інформації в умовах підвищених перешкод і, як наслідок, до збільшення часу доставки повідомлень і т. д. Тому функції передачі повідомлень повинні забезпечувати розумний компроміс між цими суперечливими вимогами.

Щоб відповідати цим вимогам, кожен рівень передачі повідомлень вирішує власний ряд завдань:

на транспортному рівні (включаючи мережу):

поділ повідомлень на блоки, введення блоків короткого формату для передачі екстрених повідомлень;

введення пріоритетів передачі та управління цими пріоритетами, розподіл даних, що передаються, на класи обслуговування (класи діалогових процедур);

забезпечення резервного шляху доставки повідомлень у разі пошкодження основного каналу (маршрутизація повідомлень);

на рівні посилення:

перетворення вхідних сигналів від датчиків в послідовність дискретних сигналів, кодування вихідних сигналів за певним законом з метою забезпечення необхідної завадостійкості при передачі по каналу зв'язку;

Щоб відповідати цим вимогам, кожен рівень передачі повідомлень вирішує власний ряд завдань:

на транспортному рівні (включаючи мережу):

поділ повідомлень на блоки, введення блоків короткого формату для передачі екстрених повідомлень;

введення пріоритетів передачі та управління цими пріоритетами, розподіл даних, що передаються, на класи обслуговування (класи діалогових процедур);

забезпечення резервного шляху доставки повідомлень у разі пошкодження основного каналу (маршрутизація повідомлень);

на рівні посилення:

перетворення вхідних сигналів від датчиків в послідовність дискретних сигналів, кодування вихідних сигналів за певним законом з метою забезпечення необхідної завадостійкості при передачі по каналу зв'язку;

власні (Міненерго) підземні або повітряні кабелі зв'язку;

провідникові повітряні лінії;

орендовані телефонні (телеграфні) лінії та канали зв'язку; УКХ радіоканали;

канали зв'язку на високовольтних лініях електропередачі (35 кВ і вище) і частотні канали на розподільчих електромережах 10 кВ і нижче;

волоконно-оптичні лінії тощо.

Фізичні параметри сигналів, що передаються по цих каналах, допустимі рівні відношення сигнал/перешкода та інші характеристики регламентуються певними стандартами.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Сірий О. М., Шестеренко В. Є. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. посібник - К. : ІСДО, 1993.-592 с
2. Шестеренко В.Є. Оптимізація систем електроспоживання промислових підприємств: Монографія /В.Є. Шестеренко – К.: ЧП “Глана”, 2001. – 214 с.
3. Шестеренко В.Є. Проектування систем електропостачання./ В.Є. Шестеренко., О.В.Шестеренко – К.: ПП “К“, 2017. – 436 С.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.; ил.
5. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник з дисципліни “Електропостачання”. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 125 с.
6. Навчально-методичні матеріали до дипломного проектування для здобувачів освіти за освітнім рівнем магістр зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання» К. НУХТ. 2012, - 47С.
7. Давиденко Л. В. Електропостачання промислових об’єктів. Практикум: навчальний посібник / Л.В. Давиденко, Н.В. Коенда, В.А. Давиденко, М.М. Євсюк – Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022.– 244с..