

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

**Інститут (факультет) ННІТІ ім.акад.І.С.Гулого
Кафедра Електропостачання і електроменеджменту**

**«До захисту в ЕК»
Директор інституту(декан факультету)**

(підпис) Блаженко С.І.
(прізвище та ініціали)

« ___ » _____ 2022р.

**«До захисту допущено»
Завідувач кафедри**

(підпис) Балюта С.М.
(прізвище та ініціали)

« ___ » _____ 2022р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)
освітньо-професійної програми «Електротехніка та електротехнології»
на тему: «Розробка системи електропостачання Ватутінського
консервного заводу.»

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗЕЛ 5-2

Яворський Василь Віталійович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник Ізволєнський Ігор Євгєнович
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Консультанти Сірик А.О.
(прізвище та ініціали)

(підпис)

(прізвище та ініціали)

(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 авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач _____
(підпис)

Київ - 2022р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь бакалавр

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

Освітньо-професійна програма «Електротехніка та електротехнології»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

“ ” _____ 2021 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Яворський Василь Віталійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка системи електропостачання Ватутінського
консервного заводу»

керівник роботи Ізволенький Ігор Євгенович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від 01.11.2021 року № 859-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 25.01.2022р.

3. Вихідні дані до роботи Призначення підприємства і його розміри.,
перелік споживачів і їх потужність. Розташування технологічного
обладнання в цеху.

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

Вибір силових трансформаторів цеху.

Вибір кількості і потужності силових пунктів. Розрахунок перерізу кабелів.

Вибір автоматичних вимикачів. Розрахунок струмів КЗ.

Розгляд питань охорони праці.

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генеральний план цеху.

2. Схема електропостачання цеху.

3. Схема освітлення цеху.

4. Релейний захист трансформатора.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
ОП	доц.Сірик А.О.		

7. Дата видачі завдання 12.11.2020р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ т№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	12.11.2020р	
2	Вступ	13.11.2020р	
3	Коротка характеристика електроприймачів заводу	18.11.2020р	
4	Техніко-економічне порівняння можливих схем електропостачання	23.11.2020р	
5	Розрахунок струмів короткого замикання	28.11.2020р	
6	Розрахунок потужності компенсуючих пристроїв	05.12.2020р	
7	Вибір перерізів кабельних ліній напругою 10 кВ	10.12.2020р	
8	Вибір комплектних трансформаторних підстанцій	15.12.2020р	
9	Розрахунок струмової відсічки	20.12.2020р	
10	Розрахунок максимального струмового захисту	25.12.2020р	
11	Розрахунок та вибір освітлення	02.01.2022р	
12	Проектування електротехнічної частини ОУ	06.01.2022р	
13	Індивідуальне завдання	10.01.2022р	
14	Охорона праці	14.01.2022р	
15	Список літератури	17.01.2022р	
16		20.01.2022р	
17	Здача дипломного проекту на перевірку	25.01.2022р	

Здобувач

_____ (підпис)

Яворський В.В.

Керівник роботи

_____ (підпис)

Ізволєнський І.Є.

Анотація

Яворський Василь Віталійович Дипломний проект на тему :
« Розробка системи електропостачання Ватутінського консервного заводу »

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

Додана пояснювальна записка складається із вступу, 16 розділів та списку використаної літератури. Обсяг проекту становить 105 сторінок .

До опису надано графічну частину, яка складається із чотирьох креслень : генеральний план підприємства, схема електропостачання заводу, схема електропостачання цеху, освітлювальної мережі, силове обладнання цеху.

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.

У розділі охорона праці розглянуто можливі аварійні ситуації та засоби техніки безпеки і захисту обслуговуючого персоналу.

Ключові слова : понижувальна підстанція, силовий трансформатор, струми короткого замикання, апарати захисту, компенсація реактивної потужності.

Abstract

Yavorskyi Vasyl Vitaliiovich. Diploma project on the topic :
" Development of power supply system of Vatutinsky cannery "

National University of Food Technologies, Kiev -2022

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

The added explanatory note consists of an introduction, 16 sections and a list of used literature. The project is 105 pages .

The description includes a graphical part consisting of four drawings: the general plan of the enterprise, the scheme of power supply of the plant, the scheme of power supply of the coloring workshop, lighting network, power equipment of the workshop.

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 : low-power substation, power transformer, short-circuit currents, protection devices, reactive power compensation.

ЗМІСТ

Вступ.	7
1.Характеристика консервного заводу як технологічного об'єкту.	8
2.Коротка характеристика системи електропостачання підприємства.	9
3.Визначення розрахункової потужності на прикладі сокового цеху.	10
4.Картограма навантажень.	14
5.Техніко-економічне порівняння можливих схем електропостачання.	17
5.1.Вибір напруги мережі живлення.	17
5.2.Розташування ЦРП в центрі електричних навантажень.	17
5.3.Перенесення ЦРП з 6ТП.	17
5.4.Перенесення ЦРП з 5ТП.	25
5.5.Порівняльний розрахунок технічного переоснащення діючої схеми електропостачання.	33
6.Розрахунок струмів короткого замикання.	37
6.1. Визначення струмів КЗ на шинах ЦРП.	37
6.2. Визначення струмів КЗ на шинах ВН цехових ТП.	41
6.3. Визначення струмів КЗ на шинах НН ТП.	44
6.3.1. Визначення струмів КЗ в точці К ₈	44
6.3.2. Визначення струмів КЗ в точці К ₉	44
7.Компенсація реактивної потужності.	46
7.1. Розрахунок потужності компенсуючих пристроїв.	46
7.2. Вибір типу та місця встановлення компенсуючих пристроїв.	47
8. Розрахункові навантаження з врахуванням компенсуючих пристроїв.	51
9.Остаточний вибір перерізів кабельних ліній напругою 10 кВ.	57

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЗМІСТ	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		<i>Яворський В.</i>					5	
Перевірів		<i>Ізволеньський І.</i>						
Н. Контр.								
Затвердив		<i>Балюта С.М</i>						
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ5-2		

10.Вибір обладнання ТП.	58
10.1. Вибір комплектних трансформаторних підстанцій.	58
10.2. Вибір апаратури ВН.	60
10.3. Вибір апаратури НН.	67
11.Вибір обладнання ЦРП.	69
12.Релейний захист.	71
12.1. Розрахунок струмової відсічки.	71
12.2. Розрахунок максимального струмового захисту.	72
12.3. Опис роботи релейного захисту.	72
13.Розрахунок силової мережі швидко-морозильного цеху.	73
14.Розрахунок та вибір освітлення.	76
14.1. Вихідні дані.	76
14.2. Проектування світлотехнічної частини освітлювальної установки.	76
14.3. Проектування електротехнічної частини ОУ.	78
15. Індивідуальне завдання.	80
16. Охорона праці.	92
Література.	105

ВСТУП

Орієнтація в минулому господарських комплексів України на загальносоюзні потреби, вади командно-адміністративної системи керування обумовили низку проблем в розвитку економіки нашої держави. Велика частка застарілого, технічно зношеного обладнання та устаткування, енерговитратних технологій, орієнтація на дешеві паливно-енергетичні ресурси (ПЕР) призвели до критичних рівнів марнотратного та нераціонального використання ПЕР. Це стало однією з основних причин енергетичної і як наслідок економічної кризи в нашій країні.

У [4] зазначено, що в цілому по Україні виробництво більшої частини продукції здійснюється за рахунок підвищення питомих витрат енергоресурсів. У 1995 р. Зросли питомі витрати тепло- та електроенергії на виробництво понад 50% видів продукції, що контролюється органами статистики. Питома вага ПЕР у собівартості продукції у декілька разів перевищує аналогічні показники закордонних фірм. Це призводить до неконкурентноспроможності вітчизняної продукції на світовому ринку.

Сьогодні проблема енергозбереження в країні вже переросла в проблему національної безпеки. Від її вирішення прямо і безпосередньо залежить можливість остаточного подолання кризових процесів.

Енергозбереження та зниження енергоємності бажано проводити у всіх сферах і галузях енергоспоживання навіть при збереженні постійних цін чи у випадку їх відносного зниження. Основа зниження енергоємності – оснащення сфери матеріального виробництва новітніми технологіями та сучасним обладнанням.

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		<i>Яворський В.</i>			ВСТУП	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірив		<i>Ізволеньський І.</i>					7	
Н. Контр.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ5-2		
Затвердив		<i>Балюта С.М</i>						

1. ХАРАКТЕРИСТИКА КОНСЕРВНОГО ЗАВОДУ ЯК ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБ'ЄКТУ

Ватутінський консервний завод (ВКЗ) характеризується широкою номенклатурою продукції. Це обумовлює потребу у відповідній кількості виробничих приміщень (цехах). Як основні виробничі, можна виділити такі цехи: консервний та фабрикатний цехи, цех пиво-безалкогольних напоїв, соковий та засоловальний цехи, фінський холодильник та швидкоморозильний цех. До допоміжних виробничих об'єктів можна віднести насосні технічної та питної води першого та другого підйомів, котельню, компресорну стиснутого повітря, бондарний та механічний цехи і літографію. Також на території заводу розташовані об'єкти які не несуть виробничий характер – склади готової продукції та матеріально-технічного забезпечення, електрокарне відділення, автогараж, їдальня, контора, лабораторія і т. ін.. Вказані об'єкти розташовані по всій території заводу (приблизно 18 га).

Робота заводу носить в своїй більшості сезонний характер, пік якої припадає на серпень – лютий. Цей період характеризується інтенсивним енергоспоживанням. В нормальному режимі підприємство працює в дві зміни.

Внаслідок проблеми водопостачання, яка існує в Умані, підприємство забезпечується водою двома насосними станціями (окремо технічної та питної води), що значно віддалені від території заводу.

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Характеристика консервного заводу	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		<i>Яворський В.</i>					8	
Перевірів		<i>Изволеньський І.</i>						
Н. Контр.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ5-2		
Затвердив		<i>Балюта С.М</i>						

2. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ

За критерієм надійності електропостачання в цілому ВКЗ можна віднести до споживачів III категорії. Але наявність в рамках підприємства споживачів II категорії (живильні насоси котельні, компресори швидкоморозильних камер) зумовлює електропостачання по двом лініям. Фактично кожна з ліній живлення приєднана до незалежних між собою знижувальних підстанцій. Живлення відбувається кабельними лініями напругою 10 кВ. Напруга цехових мереж дорівнює 0,4 кВ, електропостачання яких виконується відповідними цеховими трансформаторними підстанціями (ТП). В свою чергу ТП отримують живлення від центрального розподільного пункту (ЦРП). Існуюча схема електропостачання складається з ЦРП (РП-6) та семи ТП. Довжина внутрішньозаводських кабельних ліній 10 кВ дорівнює приблизно 1,7 км.

Крім того в зоні відповідальності підприємства прокладено 0,5 кабельних ліній живлення. За втрати у вказаних лініях енергопостачальна організація встановила коефіцієнт на кількість електроенергії, що споживає підприємство – 1,036.

Живлення досить потужних споживачів пиво-безалкогольного та швидкоморозильного цехів (7,5 та 15,8% від розрахункової потужності заводу відповідно) відбувається з перетоком потужності (назустріч основному потоку потужності), що взагалі неприпустимо [2,4].

Основними споживачами в цехах є асинхронні двигуни потужністю від 0,28 до 160 кВт. Основна частка з них - двигуни потужністю від 2,2 до 10 кВт. В деяких цехах присутня також велика частка термічного навантаження. Наприклад в літографії така частка складає 85%

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Характеристика системи електропостачання заводу	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		<i>Яворський В.</i>					9	
Перевірив		<i>Ізволеньський І.</i>				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2		
Н. Контр.								
Затвердив		<i>Балюта С.М</i>						

3. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ПРИКЛАДІ СОКОВОГО ЦЕХУ

За фактичним переліком обладнання ВКЗ визначаємо середні активні та реактивні потужності $P_{см}, Q_{см}$ для кожного електроприймача.

Наприклад, для електродвигуна гідравлічного насоса:

$$P_{см} = P_{НОМ} \cdot k_B = 17 \cdot 0,62 = 10,54 \text{ кВт}; \quad Q_{см} = \sum P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 10,54 \cdot 0,88 = 9,3 \text{ квар.}$$

Аналогічно розраховуємо для інших електроприймачів. Далі знаходимо сумарні $P_{см}, Q_{см}$ окремо для електроприймачів зі змінним та постійним графіком навантаження (в даному цеху останні відсутні):

Аналогічно розраховуємо для інших електроприймачів. Далі знаходимо сумарні $P_{см}, Q_{см}$ окремо для електроприймачів зі змінним та постійним графіком навантаження (в даному цеху останні відсутні):

$$P_{см\sim} = \sum P_{смi}; \quad Q_{см\sim} = \sum Q_{смi}; \quad P_{см-} = \sum P_{смi}; \quad Q_{см-} = \sum Q_{смi}.$$

$$P_{см\sim} = \sum P_{смi} = 396,89 \text{ кВт}; \quad Q_{см\sim} = \sum Q_{смi} = 372,03 \text{ квар.}$$

Потім знаходимо K_B групи електроприймачів із змінним графіком навантаження:

$$K_B = \frac{P_{см\sim}}{\sum P_{НОМ}} = \frac{396,89}{803,9} = 0,49.$$

Визначаємо ефективну кількість електроприймачів:

$$n_e = \frac{(\sum P_{НОМ\sim})^2}{(\sum P_{НОМ-})^2} = \frac{646255}{461611} = 14,01.$$

Тепер, користуючись табл.8.1, [14], визначаємо K_M , апроксимуючи табличні дані. Маємо при $n_e = 14$ та $K_B = 0,49$ - $K_M = 1,26$.

Далі визначаємо розрахункові потужності цеху $P_{p\sim}, Q_{p\sim}$:

$$P_{p\sim} = P_{см\sim} \cdot K_M = 396,89 \cdot 1,26 = 500,078 \text{ кВт}; \quad Q_{p\sim} = Q_{см\sim} = 372,03 \text{ квар.} \quad (n_e > 10).$$

Розрахункові потужність і струм цеху:

$$S_p = \sqrt{(P_{p\sim} + P_{p-})^2 + (Q_{p\sim} + Q_{p-})^2} = \sqrt{(396,89)^2 + (372,03)^2} = 623,28 \text{ кВА};$$

Результати визначення розрахункової потужності цехів наводимо в табл. 3.1.

					ДП 2022									
					Визначення розрахункової потужності									
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата										
Розробив		Яворський В.												
Перевірив		Ізволеньський І.												
Н. Контр.														
Затвердив		Балюта С.М												
										ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2				

Зведена таблиця визначення розрахункових навантажень ВКЗ.

Таблиця 3.1

Назва цеху або лінії	Поз на ГП	Площа цеху м2	К-ть прийм	Rном	KB	Cosφ	tgφ	Pсм	Qсм	pe	Kmax	Pp	Qp	Sp	Po
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Соковий цех	2	2475	140	803,9	0,49	0,73	0,94	396,9	372,0	14	1,26	500,8	372,0	623,3	23,51
Засолювальна лінія	10	750	18	114,1	0,47	0,72	0,97	53,84	52,19	9,58	1,41	75,91	57,41	95,18	7,13
Лінія переробки цибулі	Див конс. цех		15	49,5	0,39	0,69	1,06	19,49	20,59	11,01	1,395	27,18	20,59	34,10	-
Сульфатосховище	37	150	7	21,2	0,63	0,77	0,82	13,42	11,05	4,27	1,4	18,79	12,15	22,37	1,14
Сушильний цех	4	960	24	103,6	0,48	0,75	0,88	49,79	43,71	18,4	1,248	62,14	43,71	75,97	9,12
Компресорна №1	18	150	12	247	0,62	0,75	0,88	153,4	134,6	58	1,085	166,4	134,6	214,1	2,14
Котельня	5	1400	13	516,0	0,63	0,77	0,82	326,7	268,8	54,80	1,09	356,1	268,8	446,1	13,30
Столярна майстерня	9	600	13	48,37	0,26	0,64	1,20	12,57	15,05	4,55	2,33	29,28	16,55	33,63	5,70
Автогараж	24	450	7	18,57	0,43	0,76	0,86	8,07	6,97	6,32	1,6	12,92	7,67	15,03	4,28
Літографія з сталим графіком навантаження	3	1925	39	170,5	0,57	0,77	0,83	97,61	80,80	16,23	1,17	114,2	80,80	139,9	18,29
			2	800	0,8	0,98	0,20	640,0	129,9			640,0	129,9	653,1	-

Кузня	14	1200	6	18,38	0,27	0,67	1,12	4,954	5,56	6,68	1,84	9,11	6,12	10,98	11,40
1	2	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
з сталим графіком навантаження			1	28	0,75	0,95	0,33	21,00	6,90	-	-	21,00	6,90	22,11	-
Жестяно-банковий цех	13	1250	139	262,6	0,42	0,71	0,99	111,1	110,0	4	1,738	193,1	121,	227,9	11,88
з сталим графіком навантаження			6	91,2	0,8	0,98	0,20	72,96	14,82	-	-	72,96	14,82	74,45	-
Механічний цех	15	1900	64	168,6	0,28	0,63	1,23	47,64	58,82	6,16	1,88	89,57	64,70	110,5	18,05
Насосна питної води	23	100	5	163,5	0,62	0,75	0,88	101,4	89,40	45,5	1,095	111	89,40	142,5	0,95
Фінський холодильник	12	1250	59	203,5	0,62	0,75	0,87	126,6	110,4	21,58	1,135	143,7	110,4	181,2	11,88
з сталим графіком навантаження			44	164,8	0,80	1,00	0,00	131,8	0,00	-	-	134,3	0	134,3	-
Консервний цех	1	9700	355	1939,5	0,48	0,73	0,95	934,9	883,8	17,38	1,24	1159,3	883,8	1457,7	92,15
Фабрикатний цех	1-0	6100	51	157,9	0,56	0,77	0,82	88,05	72,58	5,37	1,46	128,5	79,84	151,3	57,95
Цех п/б напоїв	38	2000	150	660,0	0,47	0,73	0,94	312,7	295,3	11,96	1,336	417,7	295,3	511,5	19,00
Швидкоморозильний цех	32	12700	104	1059,8	0,63	0,71	0,79	669,55	530,05	68,3	1,085	726,46	530,05	899,28	76,20
Побутовий корпус	19-20	1000	8	66	0,65	0,9	0,48	42,90	20,78	9,87	1,21	51,91	22,86	56,72	9,50
Насосна питної води 2 підйом	ТП154	100	4	105	0,62	0,75	0,88	65,10	57,41	40,22	1,116	72,65	57,41	92,60	0,95

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Насосна питної води 1 підйом	31	100	4	32,47	0,57	0,75	0,88	18,65	16,47	14,01	1,235	23,03	16,47	28,31	0,95
Насосна тех. води 2 підйом	ТП172	100	4	112,2	0,65	0,8	0,75	72,93	54,70	53,94	1,076	78,47	54,70	95,65	0,95
Контора	17	1750	24	28,49	0,65	0,97	0,26	18,63	4,75	5,14	1,33	24,77	5,23	25,32	14,00
Насосна тех. води	34	50	11	213,2	0,62	0,75	0,87	132,5	115,7	41,17	1,118	148,2	115,	188,	0,48
РБУ	36	100	7	36,80	0,26	0,61	1,29	9,68	12,45	7,29	2,12	20,52	13,69	24,67	0,95
Пральня	див. контора		8	19,2	0,75	0,9	0,48	14,01	7,52	2	1	19,20	9,30	21,33	0,00
Електрокарне відділення	21	1000	12	73,7	0,63	0,8	0,76	46,63	35,32	6,05	1,36	63,42	38,85	74,37	9,50
Бондарний цех	7	1000	45	266,47	0,44	0,72	0,96	116,41	111,69	15,49	1,126	131,08	111,69	172,21	9,50
												площа території заводу S =180000 м2		90,00	
Всього по заводу			1461	9095,1	0,57	0,81	0,73	5175,9	3797,8			5842,3	3792,6	7055,8	

4. КАРТОГРАМА НАВАНТАЖЕНЬ

Щоб визначити місце оптимального розміщення центрального розподільного пункту, цехових трансформаторних підстанцій та вибрати оптимальну схему електропостачання визначають центр електричних навантажень. Для цього генплан заводу розташовуємо в прямокутній системі координат, та наносимо на нього центри навантаження цехів, вважаючи що ці центри співпадають з центрами мас фігур, які зображають цехи на генплані.

Визначивши координати центрів електричних навантажень всіх цехів визначаємо центр електричних навантажень підприємства за формулою:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i},$$

де x_0, y_0 – координати електричних навантажень підприємства; x_i, y_i – координати електричних навантажень i -го цеху; P_i – розрахункове навантаження i -го цеху. При побудові картограми враховуємо тільки активні навантаження.

Площі кіл пропорційні до навантажень цехів. При цьому коефіцієнтом пропорційності є масштаб m . Приймаючи що радіус кола найбільш навантаженого консервного цеху дорівнює 56 мм (при побудові картограми на аркуші формату А1) визначаємо масштаб для визначення радіусів кіл решти об'єктів;

$$m = \frac{P_{\text{КЦ}}}{56^2 \cdot \pi} = \frac{1186,81}{56^2 \cdot 3,14} = 0,119.$$

Радіус кола навантажень i -го цеха визначаємо за формулою:

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Картограма навантажень	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив	Яворський В.					14		
Перевірив	Ізволеньський І.					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2		
Н. Контр.								
Затвердив	Балюта С.М							

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{0,119\pi}}$$

Кола навантажень поділяються на два сектори, з яких заштрихований відповідає частці розрахункового навантаження, не заштрихований освітлювального.

Кут, що обмежує сектор освітлювального навантаження визначаємо за формулою:

$$\gamma = 360^\circ \frac{P_{PO}}{P_{Pi}}$$

Результати розрахунків наведені в табл.4.1.

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

Таблиця 4.1

Назва цеху або лінії	Поз на ГП	Pp	Po	Pi	x	y
1	2	3	4	5	6	7
Соковий цех	2	500,078	23,51	523,59	600	380
Засолювальна лінія	10	75,91	7,13	83,03	686	322
Компресорна №1	18	166,39	2,14	168,53	485	341
Котельня	5	356,07	13,30	369,37	530	320
Столярна майстерня	9	29,28	5,70	34,98	710	283
Автогараж	24	12,92	4,28	17,19	754	365
Літографія	3	754,21	18,29	772,49	670	403
Кузня	14	30,11	11,40	41,51	700	192
Жестяно-банковий цех	13	266,09	11,88	277,97	640	192
Механічний цех	15	89,57	18,05	107,62	580	150
Насосна питної води	23	111	0,95	111,95	568	250

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6	7
Фінський холодильник	12	277,98	11,88	289,86	590	192
Консервний цех	1	1186,81	92,15	1278,96	430	310,00
Фабрикатний цех	1-0	128,55	57,95	186,50	450	427
Цех п/б напоїв	38	417,71	19,00	436,71	225	250
Швидкоморозильний цех	32	726,46	76,20	802,66	272	405
Побутовий корпус	19-20	51,91	9,50	61,41	517	380
Насосна питної води 1 підйом	31	23,03	0,95	23,98	753	440
Контора	17	43,97	14,00	57,97	500	258
Насосна тех. води	34	148,22	0,48	148,70	344	326
РБУ	36	20,52	0,95	21,47	44	156
Електрокарне відділення	21	63,42	9,50	72,92	522	434
Бондарний цех	7	131,08	9,50	140,58	597	329

Координати центра електричних навантажень підприємства:

$$x_o = \frac{2911304,60}{6029,95} = 482; \quad y_o = \frac{1978913}{6029,95} = 328.$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ МОЖЛИВИХ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

5.1. Вибір напруги мережі живлення.

Фактично, завод має двостороннє живлення по двох кабельних лініях напругою $U = 10$ кВ. Варіант з напругою мережі живлення $U = 35$ кВ не може бути прийнятим до розгляду через те, що одна з живлячих підстанцій не має такої напруги, а завод має значну частку споживачів другої категорії.

5.2. Розташування ЦРП в центрі електричних навантажень.

Недоцільність цього варіанту полягає в тому, що при заведенні кабелів живлення на територію заводу в існуючому місці, відбуватиметься перетік потужностей від ЦРП до ТП1 та ТП2. Перенесення місця вводу значно ускладнено тим, що тунелі, в яких прокладено кабелі живлення, проходять під кількома залізничними коліями з/ст. Одеса. Прокладання нових тунелів, або траншей потягне за собою суттєві капіталовкладення.

5.3. Перенесення ЦРП 6ТП.

Розрахунок струмів та вибір провідників.

На рис.5.1 наведена спрощена схема системи електропостачання даного варіанта, яка нанесена на генплан.

За фактичним графіком навантаження ТП заводу визначаємо, що максимум споживання потужності припадає на період з другої половини серпня до кінця січня. Виходячи з того, що підприємство працює переважно в дві зміни визначаємо, що кількість годин використання максимуму

$$T_{\max} = 2430 \text{ год.}$$

					ДП 2022					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Порівняння схем електропостачання					
Розробив		<i>Яворський В.</i>						Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірив		<i>Ізволеньський І.</i>							17	
Н. Контр.								ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2		
Затвердив		<i>Балюта С.М</i>								

Кабельна лінія 1 – КЛ1:

струм робочого режиму:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{747}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 41,1 \text{ А.}$$

Економічна густина струму $j_{ек} = 1,6 \text{ А/мм}^2$.

Економічно вигідний переріз [14]

$$S_{ек} = \frac{I_{ек}}{j_{ек}} = \frac{41,1}{1,6} = 25,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 25 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 90 \text{ А}$. Кабель обраного перерізу відповідає умовам нагріву [14]:

$$I_{доп} > I_p; 90 \text{ А} > 41,1 \text{ А.}$$

Повітряна лінія - ПЛ2:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{192}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 10,6 \text{ А.}$$

$$S_{ек} = \frac{10,6}{1,3} = 8,1 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід $3 \times \text{АС-10}$; $I_{доп} = 80 \text{ А}$

$$I_{доп} > I_p; 80 \text{ А} > 10,6 \text{ А.}$$

Так як напруга ПЛ дорівнює 10 кВ обраний переріз не перевіряємо за умовою виникнення корони. КЛ3:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3487}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 191,7 \text{ А.}$$

$$I_\phi = \frac{S_\phi}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{6661}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 366,2 \text{ А.}$$

$$S_{ек} = \frac{191,7}{1,6} = 119,8 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 120 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 240 \text{ А}$.

Вибраний переріз не відповідає умовам на допустимий нагрів

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

$$I_{\text{доп}} < I_{\phi}; 240 \text{ A} < 366 \text{ A},$$

тому приймаємо до прокладання два кабелі $S = 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 205 \text{ A}$.

$$2I_{\text{доп}} > I_{\phi}; 2 \times 205 \text{ A} > 366 \text{ A}.$$

КЛ4 :

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2323}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 127,7 \text{ A}.$$

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{5497}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 302,2 \text{ A}.$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{127,7}{1,6} = 78,8 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 205 \text{ A}$.

Вибраний переріз не відповідає умовам на допустимий нагрів

$$I_{\text{доп}} < I_{\phi}; 205 \text{ A} < 302,2 \text{ A},$$

тому приймаємо до прокладання два кабелі $S = 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 165 \text{ A}$.

$$2I_{\text{доп}} > I_{\phi}; 2 \times 165 \text{ A} > 302,2 \text{ A}.$$

КЛ5:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3174}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 174 \text{ A}.$$

Так як струми форсованого режиму КЛ5 дорівнюють відповідним струмам КЛ3, приймаємо до прокладання два кабелі $S = 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 205 \text{ A}$.

КЛ6:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1760}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 96,9 \text{ A}.$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{96,9}{1,3} = 56,9 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 50 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 140 \text{ A}$.

Кабель обраного перерізу відповідає умовам нагріву:

$$I_{\text{доп}} > I_p; 140 \text{ A} > 96,9 \text{ A}.$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

КЛ 7

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{761}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 41,9 \text{ А.}$$

$$S_{ек} = \frac{41,9}{1,6} = 27 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 25 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 90 \text{ А}$. Кабель обраного перерізу відповідає умовам нагріву:

$$I_{доп} > I_p; 90 \text{ А} > 44,3 \text{ А.}$$

Вибір трансформаторів.

На підприємстві передбачається встановлення комплектних трансформаторних підстанцій (КТП). Дані про КТП наведені в табл.5.1.

Таблиця 5.1

№ ТП	Тип КТП	К-ть трансформаторів на ТП	Потужність трансформатора S, кВА	Розрахунки потужності ТП	Втрати холостого ходу P _{хх} , кВт	Активний опір трансформатора, Ом.
ТП1	2КТП-630/10/0,4-УЗ	2	630	1164	1,05	2,12
ТП2	КТП-630/10/0,4-УЗ	1	630	555	1,05	2,12
ТП3	2КТП-1600/10/0,4-УЗ	2	1600	3034	2,05	0,70
ТП4	КТП-1600/10/0,4-УЗ	1	1600	1657	2,05	0,70
ТП5	КТП-630/10/0,4-УЗ	1	630	761	1,05	2,12
ТП6	КТП-250/10/0,4-У1	1	250	192	0,55	6,70

Із табл.5.1 видно, що на ТП5 розрахункова потужність значно перевищує номінальну потужність трансформатора. Тому обраний трансформатор перевіряємо за умовою допустимого систематичного перевантаження.

Враховуючи характерний графік добових навантажень діючої ТП258 (рис.5.2), та приймаючи $S_p = S_{max}$ Будуємо двоступінчатий графік навантажень.

Величину номінальної потужності трансформатора приймаємо за одиницю. Тоді ступінь перевантаження K_2' (тривалість $t = 4 \text{ год.}$) визначаємо за формулою:

Продовження таблиці 5.2

КЛ7	160	Кабель в траншеї	2,73	0,437	-
ТП1	-	-	-	-	25,47
ТП2	-	-	-	-	13,14
ТП3	-	-	-	-	65,6
ТП4	-	-	-	-	31,07
ТП5	-	-	-	-	13,14
ТП6	-	-	-	-	2,0

* - вказана вартість кабелю та будівельних робіт.

Вибір реакторів буде проведений після розрахунку струмів К.З.

Вартість спорудження даного варіанта схеми електропостачання становить:

$$K = K_{\text{ЛЕП}} + K_{\text{КТП}} = 4,885 + 150,42 = 155,305 \text{ тис.грн.}$$

Визначення щорічних витрат.

Щорічні витрати являють собою суму щорічних витрат на амортизацію та обслуговування (поточний ремонт) і щорічних витрат на покриття витрат електроенергії.

$$I = I_A + I_E.$$

Визначення щорічних витрат на амортизацію та обслуговування.

Вказані витрати для ЛЕП і підстанцій визначаємо за формулами:

$$I_{\text{АЛЕП}} = K_{\text{ЛЕП}} \cdot a_{\text{ЛЕП}} / 100, \quad I_{\text{АКТП}} = K_{\text{КТП}} \cdot a_{\text{КТП}} / 100,$$

де а – витрати на амортизацію та обслуговування відповідних елементів схеми.

$$a_{\text{ЛЕП}} = 2,8\%;$$

$$a_{\text{КТП}} = 9,4\%.$$

$$I_{\text{АЛЕП}} = \frac{2,8}{100} \cdot 4,885 = 0,126 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{\text{АКТП}} = \frac{9,4}{100} \cdot 150,42 = 14,139 \text{ тис. грн.};$$

$$I_A = I_{\text{АЛЕП}} + I_{\text{АКТП}} = 0,126 + 14,599 = 14,725 \text{ тис. грн.}$$

Визначення витрат на покриття витрат електроенергії.

Вказані витрати визначаємо за формулою:

$$I_E = 3'_E \cdot \Delta W' + 3''_E \cdot \Delta W'',$$

					ДП 2022	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\Delta W'$, $\Delta W''$ - втрати електроенергії, відповідно залежні і незалежні від навантаження; Z'_E , Z''_E – вартість одиниці втрат електроенергії, відповідно залежних та незалежних від навантаження.

На прикладі ТП1 кабельної лінії КЛ1, що її живить проведемо розрахунок щорічних витрат, залежних від навантаження.

Втрати електроенергії в проводах ЛЕП, які залежать від навантаження визначаємо за формулою:

$$\Delta W'_{\text{ЛЕП}} = \sum_{i=1}^m \frac{S_i^2}{U_H^2} \cdot r_i \cdot T_{\text{max}},$$

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = \frac{747^2}{10,5^2} \cdot 0,0941 \cdot 2430 = 1143 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де m – кількість ділянок мережі; S_i – потік потужності, який проходить по відповідній ділянці, МВА; r_i – активний опір ділянки, Ом; T_{max} - час максимальних втрат.

Втрати електроенергії в трансформаторах кожної підстанції, які залежать від навантаження визначаємо за формулою:

$$\Delta W'_T = K \cdot \frac{S_{\text{ОБМ}}^2}{U_{\text{ТВ}}^2} \cdot r_T \cdot T_{\text{max}},$$

$$\Delta W'_{\text{ТП1}} = \frac{555^2}{10,5^2} \cdot 2,12 \cdot 2430 = 14392 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де K – кількість трансформаторів на ТП; $S_{\text{ОБМ}}$, – повна потужність, яка протікає через один трансформатор, $U_{\text{ТВ}}$ – номінальна напруга обмотки ВН трансформатора; r_i – активний опір трансформатора.

Виходячи з того, що трансформатори на двотрансформаторній підстанції завантажуються однаково, вважаємо що через один трансформатор протікає половина потужності навантаження.

Приймаючи для всіх варіантів техніко-економічного порівняння $Z'_E=10$ коп/(кВт·год) визначаємо вказані втрати $\Delta W' \cdot Z'_E$. Результати розрахунків вказаних втрат потужності наведені в табл.5.3.

					ДП 2022	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.3

Ділянка схеми	КЛ1	ПЛ2	КЛ3	КЛ4	КЛ5	КЛ6	КЛ7	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6
Потужність ділянки, S кВА	747	191	3487	2323	3174	1657	806	555	1164	1517	1657	806	93
Втрати, кВт·год	1143	1112	3919	3746	9325	5499	3578	14392	31654	71011	42361	30355	1277

Разом втрати потужності, які залежать від навантаження по даному варіанту складають $\Delta P = 219372$ кВт·год.

$$\Delta W' \cdot 3'_E = 219372 \cdot 0,1 = 21,937 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок втрат, які не залежать від навантаження, покажемо на прикладі ТП4. Їх для кожної трансформаторної підстанції визначаємо як добуток відповідних втрат на час їх тривалості:

$$\Delta W'' = k \cdot \Delta P_x \cdot T_{\text{год}},$$

де P_x – втрати холостого ходу кожного трансформатора, встановленого на підстанції; $T_{\text{год}}$ – час включеного стану трансформаторів за рік.

Передбачається, що на ТП4 трансформатор ввімкнений лише на період споживання максимуму. В інший час споживачі живляться по резервній лінії ТП5-ТП4 напругою 0,4 кВ. На інших двотрансформаторних ТП два трансформатори ввімкнені на період максимуму, а в інший час один з них вимикається.

$$\Delta W''_{\text{ТП4}} = 2,05 \cdot 2430 = 4981,5 \text{ кВт} \cdot \text{год.},$$

$$\Delta W''_{\text{ТП4}} \cdot 3''_E = 4981,5 \cdot 0,1 = 0,498 \text{ тис. грн.}$$

Результати розрахунків вказаних втрат потужності наведені в табл.5.4.

Разом втрати потужності, які не залежать від навантаження по даному варіанту складають $\Delta P = 62884,5$ кВт·год.

$$\Delta W'' \cdot 3''_E = 62884,5 \cdot 0,0001 = 6,288 \text{ тис. грн.}$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Таблиця 5.4

№ ТП	Кількість трансформаторів на ТП	Схема роботи трансформаторів у різні періоди навантажень		Втрати в трансформаторі, кВт	Витрати на покриття втрат електроенергії, тис. грн.
		max	min		
ТП1	2	2	1	11749,5	1174,95
ТП2	1	1	1	9198	919,8
ТП3	2	2	1	22939,5	2293,95
ТП4	1	1	0	4981,5	498,15
ТП5	1	1	1	9198	919,8
ТП6	1	1	1	4818	481,8
Разом по заводу:				62884,5	6288,45

Щорічні витрати на покриття втрат електроенергії визначаємо за формулою:

$$I_c = 21,937 + 6,288 = 28,255 \text{ тис.грн.}$$

За формулою визначаємо щорічні витрати:

$$I = 14,725 + 28,255 = 42,95 \text{ тис.грн.}$$

Визначення розміру приведених витрат.

Приведені затрати визначаємо за формулою [4.6.13]:

$$Z = E_n(K_{п/ст.} + K_{леп}) + I_a + I_c = E_n \cdot K + I,$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, який дорівнює 0,10.

$$Z = 0,10 \cdot 155,305 + 42,95 = 58,48 \text{ тис.грн.}$$

5.4. Перенесення ЦРП 5ТП

Спрощена схема системи електропостачання даного варіанта наведена на рис.5.3.

Розрахунок струмів та вибір провідників.

Як і в попередньому варіанті час використання максимуму навантаження приймаємо $T_{max} = 2430$ год. Даний варіант відрізняється від попереднього кількістю ТП (п'ять проти шести), та схемою розподільчих

					ДП 2022	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

кабельних ліній. В ньому, схема передбачає наявність в розподільчій мережі кабельної лінії 0,4 кВ.

КЛ1: струм робочого режиму:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{747}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 41,1 \text{ А.}$$

Економічна густина струму $j_{ек} = 1,6 \text{ А/мм}^2$.

Економічно вигідний переріз

$$S_{ек} = \frac{I_{ек}}{j_{ек}} = \frac{41,1}{1,6} = 25,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 25 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 90 \text{ А}$. Кабель обраного перерізу відповідає умовам нагріву:

$$I_{доп} > I_p; 90 \text{ А} > 41,1 \text{ А.}$$

КЛ2:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{192}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 10,6 \text{ А.}$$

$$S_{ек} = \frac{10,6}{1,3} = 8,1 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід $3 \times \text{АС-10}$; $I_{доп} = 80 \text{ А}$

$$I_{доп} > I_p; 80 \text{ А} > 10,6 \text{ А.}$$

Так як напруга ПЛ дорівнює 10 кВ обраний переріз не перевіряємо за умовою виникнення корони.

КЛ3:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3487}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 191,7 \text{ А.}$$

$$I_\phi = \frac{S_\phi}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{6661}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 366,2 \text{ А.}$$

$$S_{ек} = \frac{191,7}{1,6} = 119,8 \text{ мм}^2.$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 120 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 240 \text{ А}$.

Вибраний переріз не відповідає умовам на допустимий нагрів

$$I_{\text{доп}} < I_{\phi}; 240 \text{ А} < 366 \text{ А},$$

тому приймаємо до прокладання два кабелі $S = 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 205 \text{ А}$.

$$2I_{\text{доп}} > I_{\phi}; 2 \times 205 \text{ А} > 366 \text{ А}.$$

КЛ4:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2323}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 127,7 \text{ А}.$$

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{5497}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 302,2 \text{ А}.$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{127,7}{1,6} = 78,8 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 205 \text{ А}$.

Вибраний переріз не відповідає умовам на допустимий нагрів

$$I_{\text{доп}} < I_{\phi}; 205 \text{ А} < 302,2 \text{ А},$$

тому приймаємо до прокладання два кабелі $S = 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$.

$$2I_{\text{доп}} > I_{\phi}; 2 \times 165 \text{ А} > 302,2 \text{ А}.$$

КЛ5:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3174}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 174 \text{ А}.$$

Через те, що струми форсованого режиму КЛ5 дорівнюють відповідним струмам КЛ3, приймаємо до прокладання два кабелі $S = 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 205 \text{ А}$.

КЛ6:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1760}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 96,9 \text{ А}.$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{96,9}{1,3} = 56,9 \text{ мм}^2.$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 50 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$.

Кабель обраного перерізу відповідає умовам нагріву:

$$I_{\text{доп}} > I_p; 140 \text{ А} > 96,9 \text{ А}.$$

КЛ7:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{806}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1099,3 \text{ А}.$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{1099,3}{1,6} = 727,1 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання в траншеї чотири кабелі АСБ

$S = 185 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = K_{\text{прок}} \cdot I_{\text{дн}} = 0,87 \cdot 345 = 300,15 \text{ А}$. Кабель обраного перерізу

відповідає умовам допустимого нагріву:

$$I_{\text{доп}} > I_p; 4 \cdot 300,15 = 1200,6 \text{ А} > 1099,3 \text{ А}.$$

Вибір трансформаторів.

На підприємстві передбачається встановлення КТП. Дані про кількість КТП табл.5.5.

Таблиця 5.5

№ ТП	Тип КТП	К-ть трансформаторів на ТП	Потужність трансформатора S, кВА	Розрахункова потужність ТП	Втрати холостого ходу $P_{\text{хх}}$, кВт	Втрати короткого замикання, $P_{\text{к}}$, кВт
ТП1	2КТП-630/10/0,4-У3	2	630	1164	1,05	7,6
ТП2	КТП-630/10/0,4-У3	1	630	555	1,05	7,6
ТП3	2КТП-1600/10/0,4-У3	2	1600	3840	2,05	16,5
ТП4	КТП-1600/10/0,4-У3	1	1600	1657	2,05	16,5
ТП5	КТП-250/10/0,4-У1	1	250	192	0,55	3,7

Із табл.5.5 видно, що на ТП3 розрахункова потужність значно перевищує номінальну потужність трансформаторів. Тому обрану пару трансформаторів перевіряємо за умовою допустимого систематичного перевантаження.

Враховуючи характерний графік добових навантажень діючої ТП152 (рис.5.4), та приймаючи $S_p = S_{\max}$ будуємо двоступінчатий графік навантажень.

Величину номінальної потужності трансформатора приймаємо за одиницю. Тоді ступінь перевантаження K'_2 (тривалість $t = 2$ год.) визначаємо за формулою:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{S_{13}^2 \cdot t_{13} + S_{14}^2 \cdot t_{14}}{t_{13} + t_{14}}} = \frac{1}{3200} \sqrt{\frac{3840^2 \cdot 2}{1+1}} = 1,2.$$

Аналогічно визначаємо частку навантаження за попередні 10 год. до максимуму:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{\sum (S_i^2 \cdot \Delta t_i)}{\sum \Delta t_i}} = 0,68.$$

Величину максимального навантаження визначаємо за формулою:

$$K_2'' = 0,9K_{\max} = 0,9 \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} = 0,9 \frac{3840}{3200} = 1,08.$$

Коефіцієнт фактичного перевантаження K_2 приймаємо рівним більшому з коефіцієнтів K'_2 чи K_2'' , $K_2 = K'_2 = 1,2$.

За рис.27.8 та табл.27.1 [17] визначаємо, що при еквівалентній температурі середовища $t_e = 10$ °С систематичне та даному коефіцієнті K_1 перевантаження трансформатора може становити до 145% протягом двох годин щоденно.

Визначення вартості спорудження даного варіанта схеми електропостачання.

Визначення вартості спорудження проводимо за узагальненими показниками вартості [18]. Розрахункові дані заносимо в табл.5.6.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Таблиця 5.6

Ділянка	Довжина траси, м	Спосіб прокладання	Вартість* спорудження 1км, тис.грн.	Вартість спорудження даної ділянки, тис.грн.	Вартість КТП, тис.грн.
КЛ1	80	Кабель в траншеї	3,23	0,258	-
ПЛ2	500	на з/б опорах	1,17	0,585	-
КЛ3	95	Кабель в траншеї	7,1	0,675	-
КЛ4	150	Кабель в траншеї	6,34	0,951	-
КЛ5	200	Кабель в траншеї	6,34	1,268	-
КЛ6	220	Кабель в траншеї	3,23	0,711	-
КЛ7	160	Кабель в траншеї	26,94	4,31	-
ТП1	-	-	-	-	25,47
ТП2	-	-	-	-	13,14
ТП3	-	-	-	-	65,6
ТП4	-	-	-	-	31,07
ТП5	-	-	-	-	2,0

* - вказана вартість кабелю та будівельних робіт.

Вибір реакторів буде проведений після розрахунку струмів К.З.

Разом вартість спорудження варіанта схеми електропостачання:

$$K = K_{\text{ЛЕП}} + K_{\text{КТП}} = 8,758 + 137,28 = 146,038 \text{ тис.грн.}$$

Визначення щорічних витрат.

$$I = I_A + I_E.$$

Визначення щорічних витрат на амортизацію та обслуговування.

Вказані витрати для ЛЕП і підстанцій визначаємо як і в попередньому варіанті прийнявши норми відрахувань на амортизацію:

$$a_{\text{ЛЕП}} = 2,8\%; a_{\text{КТП}} = 9,4\%.$$

$$I_{\text{АЛЕП}} = \frac{2,8}{100} \cdot 8,758 = 0,245 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{\text{АКТП}} = \frac{9,4}{100} \cdot 137,28 = 12,904 \text{ тис. грн.};$$

$$I_A = I_{\text{АЛЕП}} + I_{\text{АКТП}} = 0,245 + 12,904 = 13,149 \text{ тис. грн.}$$

									Арк.
									30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022				

Визначення витрат на покриття втрат електроенергії.

Вказані витрати визначаємо за формулою:

$$I_E = 3'_E \cdot \Delta W' + 3''_E \cdot \Delta W'',$$

На прикладі ТПЗ кабельної лінії КЛ7, що її живить проведемо розрахунок вказаних щорічних витрат.

Втрати електроенергії в кабелях КЛ7, які залежать від навантаження визначаємо з відомого співвідношення:

$$\Delta W_{\text{КЛ7}} = \frac{806^2}{0,4^2} \cdot 0,00614 \cdot 2430 = 60584 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах ТПЗ, які залежать від навантаження:

$$\Delta W'_{\text{ТП3}} = 2 \cdot \frac{1920^2}{10,5^2} \cdot 0,70 \cdot 2430 = 113751 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Дані розрахунків зводимо в табл. 5.7.

Таблиця 5.7.

Ділянка схеми	КЛ1	ПЛ2	КЛ3	КЛ4	КЛ5	КЛ6	КЛ7	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5
Потужність ділянки, S кВА	747	191	348 7	2323	317 4	1657	806	1164	555	3840	1657	191
Втрати, кВт·год	1143	1112	3919	3746	9325	5499	60584	14392	31654	113751	30355	1277

Разом втрати потужності, які залежать від навантаження по даному варіанту складають $\Delta P = 276757 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$

$$\Delta W' \cdot 3'_E = 276757 \cdot 0,1 = 27,676 \text{ тис. грн.}$$

З точки зору втрат, які не залежать від навантаження, даний варіант відрізняється від попереднього їх зменшенням через меншу кількість ТП. Результати розрахунків втрат, які не залежать від навантаження приведені в табл.5.8. Як і в першому варіанті передбачається, що на ТП4 трансформатор

ввімкнений лише на період споживання максимуму. В інший час споживачі живляться по резервній лінії РП1-ТП4 напругою 0,4 кВ. На інших двотрансформаторних ТП два трансформатори ввімкнені на період максимуму, а в інший час один з них вимикається.

Таблиця 5.8

№ ТП	Кількість трансформаторів на ТП	Схема роботи трансформаторів у різні періоди навантажень		Втрати в трансформаторі, кВт	Витрати на покриття втрат електроенергії, грн.
		max	min		
ТП1	2	2	1	11749,5	1174,95
ТП2	1	1	1	9198	919,8
ТП3	2	2	1	22939,5	2293,95
ТП4	1	1	0	4981,5	498,15
ТП6	1	1	1	4818	481,8
Разом по заводу:				53686,5	5368,65

Разом втрати потужності, які не залежать від навантаження по даному варіанту складають $\Delta P = 53686,5$ кВт·год.

$$\Delta W'' \cdot 3''_E = 53686,5 \cdot 0,0001 = 5,369 \text{ тис.грн.}$$

Щорічні витрати на покриття втрат електроенергії визначаємо за формулою:

$$I_e = 27,676 + 5,369 = 33,045 \text{ тис.грн.}$$

За формулою (15) визначаємо щорічні витрати:

$$I = 13,149 + 33,045 = 46,194 \text{ тис.грн.}$$

Визначення розміру приведених затрат.

$$Z = 0,10 \cdot 146,038 + 46,194 = 60,798 \text{ тис.грн.}$$

5.5. Порівняльний розрахунок технічного переоснащення діючої схеми електропостачання.

В даному варіанті передбачається заміна (модернізація) ТП та кабельних ліній (рис.5.5). Прокладання нових КЛ проводиться в існуючі траншеї. ТП154 і ТП172 живляться по кабельних лініях напругою 10 кВ.

Вибір перерізу провідників.

КЛ1 (кабельні лінії живлення в зоні відповідальності заводу):

струм робочого режиму:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3589}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 197,6 \text{ А.}$$

$$I_\phi = \frac{S_\phi}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{7406}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 407,7 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз

$$S_{ек} = \frac{I_{ек}}{j_{ек}} = \frac{197,6}{1,6} = 123,4 \text{ мм}^2.$$

Кабель ААШВ $S = 120 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 240 \text{ А}$. Не відповідає умовам допустимого нагріву. Тому передбачаємо, що прокладені два кабелі ААШВ $S = 120 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = K_{ПРОК} \cdot I_{ТД} = 0,87 \cdot 240 = 208 \text{ А}$. Кабелі обраного перерізу відповідають умовам нагріву:

$$I_{доп} > I_\phi; 2 \cdot 208 = 416 \text{ А} > 407 \text{ А.}$$

Кабель другої лінії вибираємо виходячи з наступних міркувань: дана КЛ живить переважно споживачів другої категорії. Тому переріз КЛ2 вибираємо виходячи із струмів форсованого режиму.

$$2 \times \text{ААШВ } S = 120 \text{ мм}^2, I_{доп} = K_{ПРОК} \cdot I_{ТД} = 0,87 \cdot 240 = 208 \text{ А}.$$

КЛ3:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3034}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 167 \text{ А.}$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

$$S_{\text{ск}} = \frac{167}{1,6} = 104,3 \text{ мм}^2.$$

Враховуючи, що дана лінія живить споживачів другої категорії приймаємо до прокладання два кабелі ААШВ $S = 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$. Можна вважати, що вибраний переріз відповідає умовам допустимого нагріву:

$$I_{\text{доп}} \approx I_{\phi}; 165 \text{ А} \approx 167 \text{ А},$$

КЛ4:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{747}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 41,1 \text{ А}.$$

$$S_{\text{ск}} = \frac{30,5}{1,6} = 25,7 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 25 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$.

Вибраний переріз відповідає умовам на допустимий нагрів

$$I_{\text{доп}} > I_p; 90 \text{ А} > 30,5 \text{ А}$$

КЛ5:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1164}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 67,1 \text{ А}.$$

Переріз вибираємо за умови живлення споживачів другої категорії. Приймаємо до прокладання два кабелі $S = 16 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 75 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} > I_{\phi}; 75 \text{ А} > 67,1 \text{ А},$$

КЛ6:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1657}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 91,11 \text{ А}.$$

$$S_{\text{ск}} = \frac{91,11}{1,6} = 56,9 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 50 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$.

Кабель обраного перерізу відповідає умовам нагріву:

					ДП 2022	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{доп}} > I_p; 140 \text{ A} > 91,1 \text{ A}.$$

КЛ7:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{97}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 140,1 \text{ A}.$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{140,1}{1,6} = 87,1 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель АСБ $S = 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 200 \text{ A}$. Кабель обраного перерізу відповідає умовам допустимого нагріву:

$$I_{\text{доп}} > I_p; 200 \text{ A} > 141,1 \text{ A}.$$

КЛ8:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{806}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 44,3 \text{ A}.$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{44,3}{1,6} = 27 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель ААШВ $S = 25 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 90 \text{ A}$. Кабель обраного перерізу відповідає умовам нагріву:

$$I_{\text{доп}} > I_p; 90 \text{ A} > 44,3 \text{ A}.$$

КЛ9:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{93}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 138,1 \text{ A}.$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{138,1}{1,6} = 85,9 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до прокладання кабель АСБ $S = 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 200 \text{ A}$. Кабель обраного перерізу відповідає умовам допустимого нагріву:

$$I_{\text{доп}} > I_p; 200 \text{ A} > 141,1 \text{ A}.$$

					ДП 2022	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір трансформаторів.

Дані про кількість КТП на цехових підстанціях наведені в табл.5.9

Таблиця 5.9

№ ТП	Тип КТП	К-ть трансформаторів на ТП	Потужність трансформатора S, кВА	Розрахункова потужність ТП	Втрати холостого ходу P _{хх} , кВт	Втрати короткого замикання, P _к , кВт
ТП152	2КТП-1600/10/0,4-У3	2	1600	3034	2,05	16,5
ТП153	2КТП-630/10/0,4-У3	2	630	1164	1,05	7,6
ТП197	КТП-630/10/0,4-У3	1	630	747	1,05	7,6
ТП238	КТП-630/10/0,4-У3	1	630	806	2,05	16,5
ТП258	КТП-1600/10/0,4-У3	1	1600	1657	2,05	16,5

Розрахунок трансформатора S=630 кВА на допустиме систематичне перевантаження приведений в п.5.3.

Визначення вартості спорудження даного варіанта СЕП

Визначення вартості спорудження проводимо за узагальненими показниками вартості [18]. Розрахункові дані заносимо в табл.5.10.

Таблиця 5.10

Ділянка	Довжина траси, м	Вартість * спорудження 1км, тис.грн.	Вартість спорудження даної ділянки, тис.грн.	Вартість КТП, тис.грн.
КЛ1	380	6,16	2,341	-
КЛ2	380	6,16	2,341	-
КЛ3	100	4,76	0,476	-
КЛ4	230	1,76	0,405	-
КЛ5	340	3,22	1,095	-
КЛ6	400	2,11	0,844	-
КЛ7	700	2,95	2,065	-
КЛ8	45	1,76	0,079	-
КЛ9	500	2,95	1,475	-
ТП152	-	-	-	65,6
ТП153	-	-	-	25,47
ТП197	-	-	-	13,14
ТП238	-	-	-	13,14
ТП258	-	-	-	31,07

Разом вартість спорудження даної схеми електропостачання:

$$K = K_{\text{ЛЕС}} + K_{\text{КТП}} = 11,121 + 148,42 = 159,541 \text{ тис.грн.}$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

6. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Короткі замикання є найбільш частими і важкими аваріями в електричній системі. З найбільш вірогідних причин виникнення КЗ можна виділити слідуючи: порушення цілісності ізоляції між фазами, або фазою та землею, помилкові дії чергового персоналу електроустановок.

При короткому замиканні різко зростають струми в колі, а напруга різко зменшується. Спад напруги призводить до розладу нормальної роботи пошкоджених ділянок системи, а іноді й до зупинки системи в цілому.

В процесі проектування систем електропостачання необхідно визначити параметри короткого замикання та на основі вказаних розрахунків вибрати обладнання, налагодити релейний захист, щоб попередити або швидко ліквідувати аварію.

Розрахункову схему до визначення струмів короткого замикання зображено на рис.6. Розрахунок ведемо за умови, що на знижувальних підстанціях, які живлять підприємство трансформатори працюють роздільно. Приймаємо, що потужність системи $S_C=100$ МВ·А. За значенням S_C вибираємо базисну потужність $-S_B=100$ МВ·А, базисні напруги $-U_{B1}=10,5$ кВ, $U_{B2}=0,4$ кВ.

6.1. Визначення струмів КЗ на шинах ЦРП.

Розрахунок ведемо вважаючи, секційний вимикач ЦРП ввімкнений. Приводимо опори ділянки система – шини ЦРП до базових умов.

Опір обмоток трансформаторів п/ст Ватутінська, в.о.:

$$x_1 = x_{BH} = \frac{0,5(U_{BH} + U_{BC} - U_{CH})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_N} = \frac{17 + 10,5 - 6}{200} \cdot \frac{100}{40} = 0,269;$$

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок струмів КЗ	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		<i>Яворський В.</i>					37	
Перевірив		<i>Изволенький І.</i>				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2		
Н. Контр.								
Затвердив		<i>Балюта С.М</i>						

$$x_2 = x_{HH} = \frac{0,5(U_{BH} + U_{CH} - U_{BC})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_N} = \frac{17 + 6 - 10,5}{200} \cdot \frac{100}{40} = 0,156,$$

де U_{BH} , U_{BC} , U_{CH} – напруга КЗ відповідних обмоток трансформатора, %;
 S_N – номінальна потужність трансформатора,

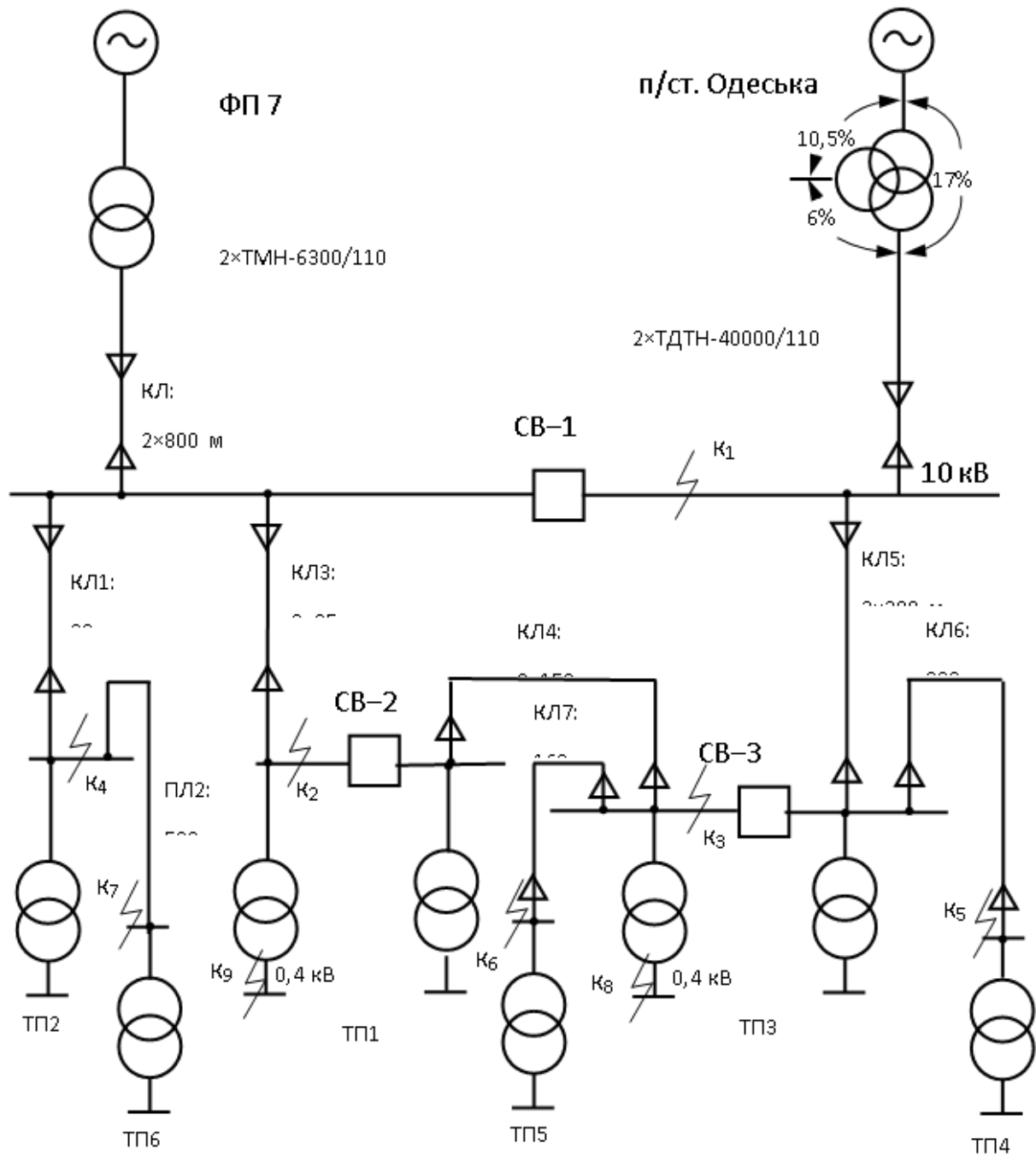


Рис.6.1. Розрахункова схема до визначення струмів КЗ.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Опір трансформаторів ФП-7, в.о.:

$$x_3 = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_N} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,6} = 1,667.$$

Опір кабельних ліній (в.о.) визначаємо за формулою:

$$x_{\text{ЛЕПі}} = \ell_i \cdot \frac{x_{\text{П}}}{n} \cdot \frac{S_B}{U_{\text{Hi}}^2},$$

де ℓ_i - довжина ділянки ЛЕП; $x_{\text{П}} = 0,08$ Ом/км – погонний індуктивний опір кабельних ліній 3-10 кВ [б.с.29]; n – кількість паралельних провідників даної ділянки; U_{H} – номінальна напруга ділянки, кВ.

Опір кабельних ліній п/ст Уманська – ЦРП:

$$x_4 = 2,87 \cdot \frac{0,08}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,104;$$

Опір кабельних ліній ФП-7 – ЦРП:

$$x_5 = 0,8 \cdot \frac{0,08}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,029,$$

У випадку КЗ на шинах ЦРП джерелом струму замикання є система. Приймаючи, опір системи безмежної потужності дорівнює нулю створюємо схему заміщення:

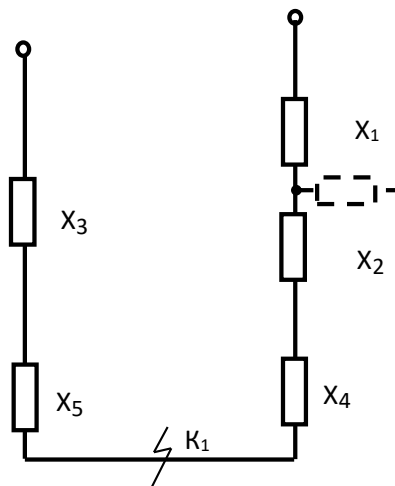


Рис.6.2. Схема заміщення для КЗ в точці К1.

Шляхом еквівалентних перетворень спрощуємо схему :

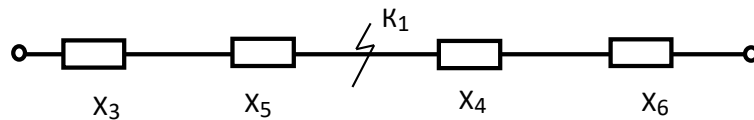


Рис.6.3.

$$x_6 = x_1 + x_2 = 0,269 + 0,156 = 0,426.$$

Заключний опір:

$$x_{ЗАКІ} = \frac{(x_6 + x_4) \cdot (x_7 + x_5)}{x_6 + x_4 + x_7 + x_5} = \frac{(1,667 + 0,029) \cdot (0,104 + 0,426)}{1,667 + 0,029 + 0,104 + 0,426} = 0,404$$

Перший стум КЗ, кА:

$$I_{0,0} = \frac{I_{БІ}}{x_{ЗАКІ}} = \frac{5,51}{0,404} = 13,64 \text{ кА},$$

$$\text{де } I_{БІ} = \frac{S_{Б}}{\sqrt{3} \cdot U_{БІ}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА}.$$

Приймаючи за табл.3.3 [2] значення сталої часу $T_a = 0,045$ та ударного коефіцієнту $K_y = 1,8$ визначаємо ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{0,0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,64 = 34,61 \text{ кА}.$$

Час короткого замикання:

$$\tau_k = \tau_{рз} + \tau_{пр} = 0,3 + 0,11 = 0,41 \text{ с},$$

де $\tau_{рз} = 0,3$ с – час спрацювання релейного захисту; $\tau_{пр} = 0,11$ с – час повного розмикання вимикача.

Тепловий імпульс КЗ:

$$W_k = I_{0,0}^2 \cdot (\tau_k + T_a) = 13,64^2 \cdot (0,41 + 0,045) = 84,65 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Спрощеним методом визначаємо мінімальний переріз КЛ

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{W_k \cdot 10^6}}{C} = \frac{\sqrt{84,65 \cdot 10^6}}{90} = 102,23 \text{ мм}^2,$$

де $C = 90 \text{ А} \cdot \frac{\text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}$ за табл.2.7 [14]. Отже вибраний переріз відповідає

умовам термічної стійкості:

$$102,23 \text{ мм}^2 < 240 \text{ мм}^2.$$

									Арк.
									40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022				

6.2. Визначення струмів КЗ на шинах ВН цехових ТП

Розрахунок величини струмів КЗ на стороні високої напруги цехових ТП розглянемо на прикладі випадку КЗ в точці К₃. Приймаємо, що секційні вимикачі СВ-2 та СВ-3 ввімкнені. Джерелом КЗ в даному випадку також є система, але її опір приймаємо $x_C = x_{ЗАК1} = 0,404$.

Відповідно до розрахункової схеми створюємо схему заміщення (рис.6.4). За формулою із п.4.1. приводимо опори ЛЕП до базових умов. При цьому приймаємо, що погонний індуктивний опір повітряних ліній 10 кВ $x_{П1} = 0,4$ Ом/км [2].

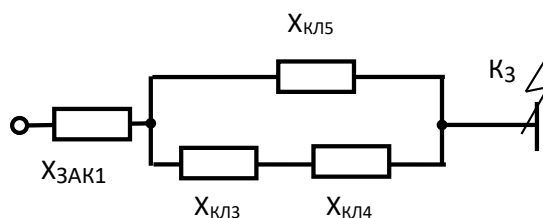


Рис.6.4. Схема заміщення до розрахунку КЗ в точці К₃.

Опір кабельної лінії КЛ3:

$$x_{КЛ3} = 0,095 \cdot \frac{0,08}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0035;$$

Опір кабельної лінії КЛ4:

$$x_{КЛ4} = 0,15 \cdot \frac{0,08}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,005;$$

Опір кабельної лінії КЛ5:

$$x_{КЛ5} = 0,2 \cdot \frac{0,08}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0073;$$

Спрощуємо схему заміщення:

$$x_8 = \frac{(x_{КЛ3} + x_{КЛ4}) \cdot x_{КЛ5}}{x_{КЛ3} + x_{КЛ4} + x_{КЛ5}} = \frac{(0,0035 + 0,005) \cdot 0,0073}{0,0035 + 0,005 + 0,0073} = 0,0039.$$

Заключний опір:

$$x_{ЗАК3} = x_{ЗАК1} + x_8 = 0,404 + 0,0039 = 0,4079..$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Перший стум КЗ, кА:

$$I_{0,0} = \frac{I_{Б1}}{X_{ЗАКЗ}} = \frac{5,51}{0,4079} = 13,51 \text{ кА} .$$

Для сталої часу $T_a = 0,045$ та ударного коефіцієнту $K_y = 1,8$ визначаємо ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{0,0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,51 = 34,29 \text{ кА}.$$

Тепловий імпульс КЗ:

$$W_K = I_{0,0}^2 \cdot (\tau_K + T_a) = 13,29^2 \cdot (0,41 + 0,045) = 80,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Спрощеним методом визначаємо мінімальний переріз КЛ, які живлять дану цехову ТП:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{W_K \cdot 10^6}}{C} = \frac{\sqrt{80,36 \cdot 10^6}}{90} = 99,6 \text{ мм}^2,$$

За отриманим значенням мінімального перерізу перевіряємо вказані КЛ на термічну стійкість:

КЛ4: $99,6 \text{ мм}^2 < 140 \text{ мм}^2;$

КЛ5: $99,6 \text{ мм}^2 < 190 \text{ мм}^2.$

Розрахунок струмів КЗ в інших точках на шинах ВН цехових підстанцій ведемо в табличній формі (табл.6.1).

Таблиця 6.1

Точка схеми	К2	К3	К4	К5	К6	К7*
$X_{\text{зак}}$	0,40 67	0,407 9	0,409 8	0,415 9	0,413 7	0,591 2
Перший струм, кА	13,5 5	13,51	13,45	13,25	13,32	9,32
Ударний струм, кА	34,3 9	34,29	34,14	33,63	33,81	23,65
Тепловий імпульс, кА ² ·с	83,5 4	83,05	82,31	79,88	80,73	39,52
$S_{\text{MIN}}, \text{ мм}^2$	101, 56	101,2 6	100,8 1	99,31	99,83	-

* Так, як апаратом захисту даної ЛЕП є запобіжник з плавкою вставкою на струм до 60 А, перевірку на електродинамічну стійкість до струмів короткого замикання не виконуємо [14,18].

Для перевірки проводів вказаної повітряної лінії на термічну стійкість скористаємось рівнянням [14]:

$$A_K = A_{\text{поч}} + \frac{B_K}{S_{\text{СТ}}^2},$$

де A_K – термічний коефіцієнт, що відповідає кінцевій температурі провідника після проходження по ньому струму короткого замикання, $A^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$; $A_{\text{поч}}$ – термічний коефіцієнт, що відповідає початковій температурі провідника до режиму короткого замикання, $A^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$; B_K – тепловий імпульс струму короткого замикання, $A^2 \cdot \text{с}$; $S_{\text{СТ}}$ – стандартний

переріз провідника, вибраний за робочими режимами, мм^2 . Для цього визначимо початкову температуру провідника [14]:

$$t_{\text{поч}} = \left(\frac{I_{\text{МАКС}}}{I_{\text{ДОП}}} \right)^2 \cdot (t_{\text{ДОП}} - t_{\text{ОПТ.С}}) + t_{\text{ОПТ.С}} = \left(\frac{10,6}{80} \right)^2 \cdot (70 - 25) + 25 = 25,79 \text{ C}^0,$$

де $t_{\text{ОПТ.С}} = 25 \text{ C}^0$ - температура навколишнього середовища. За номограмою [рис.2.4,14] визначаємо термічний коефіцієнт $A_{\text{поч}} = 0,4 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$. Виходячи із значення

$$A_K = 0,4 + \frac{39,85}{10^2} = 0,798 \approx 0,8$$

за [рис.2.4,14] визначаємо температуру провідника після проходження по ньому струмів КЗ $t_K = 100 \text{ C}^0$, що менше допустимої $t_{\text{ДОП.К}} = 200 \text{ C}^0$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

6.3. Визначення струмів КЗ на шинах НН ТП

Розрахункові точки КЗ вибираємо на шинах НН найбільш електрично наближених двотрансформаторних підстанцій ТП1 та ТП3.

Виходячи з того, що КЗ відбувається на стороні з напругою 0,4 кВ враховуємо активний опір трансформаторів, струмоведучих ліній та контактних з'єднань. Оскільки виконується вимога $S_{НОМ.Т} \leq S_c / 50$ джерелом короткого замикання вважаємо систему з незмінною ЕРС та нульовим внутрішнім опором [с.149,17]. Розрахунок ведемо в іменованих одиницях.

За табл.8.10-8.14 [14] визначаємо активні та реактивні опори елементів РП НН.

1) опори трансформаторів приведені до напруги НН:

$S_{НОМ}$	r_T	x_T
1600 кВА	1 мОм	6,4 мОм
630 кВА	3,1 мОм	13,6 мОм

2) середні значення опорів шин РП:

$$r_{III} = 0,4 \text{ мОм}; \quad x_{III} = 0,6 \text{ мОм}$$

3) середні значення опорів первинних обмоток трансформаторів струму:

$$r_{ТС} = 0,2 \text{ мОм}; \quad x_{ТС} = 0,3 \text{ мОм}.$$

4) середні значення опорів контактних з'єднань РП НН [с.221,6]:

$$r_K = 15 \text{ мОм}.$$

6.3.1. Визначення струмів КЗ в точці К₈.

Заключний опір:

$$Z_{ЗАК8} = \sqrt{\sum r_i^2 + \sum x_i^2} = \sqrt{(1 + 0,4 + 0,2 + 15)^2 + (6,4 + 0,6 + 0,3)^2} = 18,13 \text{ мОм}.$$

Перший стум КЗ, кА:

$$I_{0,0} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ЗАК8}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 18,13} = 12,75.$$

					ДП 2022	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За сталою часу [6.(3.13)]

$$T_a = \frac{x}{\omega r} = \frac{7,3}{314 \cdot 16,6} = 0,0014,$$

та значенням ударного коефіцієнта:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1,000793 \approx 1$$

визначаємо ударний коефіцієнт:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{0,0} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 12,75 = 17,98 \text{ кА.}$$

6.3.2. Визначення струмів КЗ в точці К₉.

Заключний опір:

$$Z_{зак9} = \sqrt{(3,1 + 0,4 + 0,2 + 15)^2 + (13,6 + 0,6 + 0,3)^2} = 23,66 \text{ МОм.}$$

Перший ступ КЗ, кА:

$$I_{0,0} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{зак8}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 23,66} = 9,76.$$

За сталою часу [6.(3.13)]

$$T_a = \frac{x}{\omega r} = \frac{14,8}{314 \cdot 18,7} = 0,0025,$$

та значенням ударного коефіцієнта:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1,02$$

визначаємо ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{0,0} = \sqrt{2} \cdot 1,02 \cdot 9,76 = 14,04 \text{ кА.}$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

7. Компенсація реактивної потужності

7.1. Розрахунок потужності компенсуючих пристроїв.

Одним з основних питань які вирішуються при проектуванні системи електропостачання промислового підприємства є питання компенсації реактивної потужності. При цьому для компенсації реактивної потужності розглядаються заходи, що потребують або не потребують застосування джерел реактивної потужності. Як один із заходів, що не потребує застосування компенсуючих пристроїв є відключення в сезон мінімальних навантажень одного з трансформаторів на двотрансформаторній ТП-3, а також вимкнення трансформатора ТП-4 (живлення споживачів відбувається по кабельній лінії 0,4 кВ від ТП-5).

Основними даними для розрахунку потужності компенсуючих пристроїв є значення реактивної потужності Q_{e1} та Q_{e2} , яка передається з енергопостачальною організацією (Уманські РЕМ) підприємству в режимах найбільшого та найменшого споживання активної потужності відповідно. Передбачається, що в години максимуму система може забезпечити 20% ($Q_{e1}=0,20 Q_p$) потреби підприємства в реактивній потужності, а в години мінімуму повинна відбуватись повна компенсація ($Q_{e2}=0$). Враховуючи ступінчасті характерні графіки добових навантажень підприємства до реконструкції системи електропостачання (рис.7.1) можна зробити висновок, що фактичне споживання реактивної потужності в період мінімуму становить $0,45Q_p$.

Сумарна потужність компенсуючих пристроїв, які повинні бути встановлені на підприємстві, визначається балансом реактивної потужності в період максимального споживання активної потужності [11],

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Яворський В.			Компенсація реактивної потужності	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірив		Изволеньський І.					46	
Н. Контр.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ5-2		
Затвердив		Балюта С.М						

$$Q_{к.д.} = Q_{\phi 1} - Q_{e1} = 3413,3 - 758,5 = 2654,8 \text{ квар ,}$$

де $Q_{\phi 1} = KQ_p = 0,9 \cdot 3792,6 = 3413,3$ кВАр – найбільше сумарне реактивне навантаження підприємства в години максимуму; $K=0,9$ – коефіцієнт, що враховує неспівпадання в часі максимумів підприємств харчової промисловості [11] та системи; Q_p – розрахункове значення сумарної реактивної потужності підприємства.

Отримане значення потужності компенсуючих пристроїв складається з потужності, що регулюється $Q_{к.д.р}$, та що не регулюється $Q_{к.д.нр}$, при чому $Q_{к.д.нр} = 0,45Q_{к.д.}$

7.2. Вибір типу та місця встановлення компенсуючих пристроїв.

Вибір типу та місця встановлення компенсуючих пристроїв виконаємо спираючись на мінімум приведених витрат.

Відомо, що приведені витрати утворюються трьома складовими: відрахуваннями від капіталовкладень на компенсуючий пристрій; втратами потужності в компенсуючому пристрої; втратами потужності в мережах. Для спрощення розрахунків приймемо, що перша та друга складова мало змінюються в залежності від долі участі кожного пристрою в загальній сумарній потужності $Q_{к.д.}$. Таким чином, основним показником приведених витрат при виборі оптимальної потужності компенсуючого пристрою кожної ТП залишається третя складова, тобто втрати потужності в ЛЕП, які для всієї схеми електропостачання повинні бути оптимальними.

Втрати потужності складаються з двох частин

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_a + \Delta P_p ,$$

де ΔP_a – втрати активної потужності, зумовлені передачею активної потужності; ΔP_p - втрати активної потужності, зумовлені передачею реактивної потужності, тобто $\Delta P_p = (Q^2/U^2)R$. Вибір потужності компенсуючих пристроїв та їх розміщення не залежать від активної потужності.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Таким чином для мережі електропостачання нашого підприємства [3]

$$\Delta P_p = \frac{1}{U^2} [(Q_1 - Q_{ky1})R_1 + (Q_2 - Q_{ky2})R_2 + (Q_3 - Q_{ky3})R_3 + (Q_4 - Q_{ky4})R_4 + (Q_5 - Q_{ky5})R_5 + (Q_6 - Q_{ky6})R_6],$$

де $R_1 \dots R_6$ – опори ліній, які живлять відповідну ТП, Ом; $Q_1 \dots Q_6$ – реактивна потужність, що споживається в даному пункті мережі, квар, $Q_{ky1} \dots Q_{ky6}$ – значення оптимальної потужності компенсуючого пристрою даної ТП, квар.

Для визначення значень $Q_{ky1} \dots Q_{ky6}$, що відповідають їх оптимальному розподілу між споживачами, знаходимо диференціали ΔP_p по $Q_{ky1} \dots Q_{ky6}$ та отримані частинні похідні прирівнюємо до нуля:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_{ky1}} = 0; \quad \dots \quad \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_{ky6}} = 0.$$

Після диференціювання та перетворень отримуємо:

$$(Q_1 - Q_{ky1})R_1 = (Q_2 - Q_{ky2})R_2 = (Q_3 - Q_{ky3})R_3 = (Q_4 - Q_{ky4})R_4 = (Q_5 - Q_{ky5})R_5 = (Q_6 - Q_{ky6})R_6.$$

Вихідні дані для розрахунку, включаючи визначення опорів ліній живлення наведені в табл.7.1.

Таблиця 7.1

Точка мережі	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6
Потужність споживачів, квар	546,5	309	1604	792,6	323,9	112,1
Опір лінії живлення, Ом	0,012	0,118	0,019	0,148	0,231	1,501

Підставляючи числові значення отримуємо систему рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^6 Q_{kyi} = 2654,8 \\ 0,012(546,5 - Q_{ky1}) = 0,118(309 - Q_{ky2}) = 0,019(1604 - Q_{ky3}) = \\ = 0,148(792,6 - Q_{ky4}) = 0,231(323,9 - Q_{ky5}) = 1,501(112,1 - Q_{ky6}) \end{array} \right.$$

Розв'язавши дану систему отримуємо наступні значення:

$$Q_{ky1} = -4,8 \text{ кВАр}; Q_{ky2} = 252,9 \text{ кВАр}; Q_{ky3} = 1255,8 \text{ кВАр}; Q_{ky4} = 747,9 \text{ кВАр}; Q_{ky5} = 295,3 \text{ кВАр}; Q_{ky6} = 107,7 \text{ кВАр};$$

Значення Q_{ky1} отримане з від'ємним знаком. Це означає, що встановлення компенсуючих пристроїв на даній ТП економічно не виправдане.

Цей споживач виключається з наступних розрахунків:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^5 Q_{kyi} = 2654,8 \\ 0,118(309 - Q_{ky2}) = 0,019(1604 - Q_{ky3}) = 0,148(792,6 - Q_{ky4}) = \\ = 0,231(323,9 - Q_{ky5}) = 1,501(112,1 - Q_{ky6}) \end{array} \right.$$

З останньої системи рівнянь визначаємо: $Q_{ky2} = 252,4$ кВАр; $Q_{ky3} = 1252,3$ кВАр; $Q_{ky4} = 747,7$ кВАр; $Q_{ky5} = 295$ кВАр; $Q_{ky6} = 107,6$ кВАр.

Враховуючи те, що напруга розподільчих мереж підприємства дорівнює 0,4 та 10 кВ, а також те, що необхідна потужність компенсуючого пристрою не перевищує 1200 кВАр до встановлення приймаємо конденсаторні батареї КБ.

Передача реактивної потужності з мережі 10 кВ до мережі 0,4 кВ вважається недоцільною [3,11,14]. По-перше це пов'язано з збільшенням втрат активної потужності від протікання реактивних струмів, а по-друге неможливістю зменшення розрахункових навантажень (як наслідок завищена кількість або потужність трансформаторів на ТП).

Отже конденсаторні батареї розміщуємо у розподільчих пунктах ТП на стороні 0,4 кВ. При цьому потужність нерегульованих КБ кожного компенсуючого пристрою повинна становити приблизно $0,45 Q_{kyi}$, а решта потужності повинна регулюватися. Вибір конденсаторів для КБ та комплектних конденсаторних установок ККУ наведений в табл. 7.2.

					ДП 2022	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.2

Місце встановлення БК	Розрахунки потужності БК, квар	Q _{к.д.нр} , квар	Q _{к.д.р} , квар	Тип та потужність нерегульованих БК	Кількість секцій × потужність регульованих БК
ТП2	252,4	113,6	138,8	2×КС2-0,38-50-3У3 100 кВАр	КС2-0,38-50-3У3 3×50 кВАр
ТП3	1252,3	563,5	688,8	2×ККУ-0,38-5 560 кВАр	КЕК2-0,4-67-3У3 5×132,5 кВАр
ТП4	747,7	336,5	411,2	2×ККУ-0,38-3 320 кВАр	ККУ-0,38-1 5×80 кВАр
ТП5	295	132,7	162,3	5×КС2-0,38-25-3У3 125	ККУ-0,38-1 2×80 кВАр
ТП6	107,6	48,1	59,5	КС2-0,38-50-3У3 50 кВАр	КС2-0,38-50-3У3 50 кВАр

Для визначення параметрів БК, встановлених на стороні 10 кВ складаємо баланс реактивної потужності. При цьому враховуємо реактивну потужність ΔQ_T , яку споживають трансформатори цехових ТП табл.19.3 [1]. Також в даних розрахунках приймемо таке спрощення: реактивна потужність, яка споживається ЛЕП компенсується їх зарядними потужностями. Потужність БК на стороні 10 кВ:

$$Q_{BK} = Q_{нд} + \Delta Q_T - \Sigma Q_{нк} = 2654,8 + 420 - 2577,5 = 497,3 \text{ квар} .$$

Приймаємо до встановлення шість конденсаторів типу КС1-10,5-80 1У3.

Місцем приєднання даної КБ приймаємо збірні шини ЦРП.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

8. 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 швидкоморозильний цех, який в рамках підприємства є споживачем II категорії. Також при встановленні трансформатора 1000 кВА він працюватиме з значним систематичним перевантаженням.

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунки навантаження з врахуванням КП	Літ.	Арк.	Аркшівів
							51	
Розробив		<i>Яворський В.</i>				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2		
Перевірів		<i>Ізволєнський І.</i>						
Н. Контр.								
Затвердив		<i>Балюта С.М</i>						

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.8.1.

Таблиця 8.1

Потужність транс., кВА	Втрати хх, кВт	Опір тр-ра приведений до ВН, Ом	U _к , %	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 витрат T_{макс}. Враховуючи що цех працює п'ять днів на тиждень протягом всього року в дві зміни визначаємо, що T_{макс} = 4175 год.

Капіталовкладення та амортизаційні відрахування.

$$I_{\text{АКТП}250} = \frac{9,4}{100} \cdot 9,26 = 0,87 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{\text{АКТП}630} = \frac{9,4}{100} \cdot 13,14 = 1,24 \text{ тис. грн.};$$

Визначення витрат на покриття витрат електроенергії.

Витрати, що залежать від навантаження визначаємо за формулою:

$$I_E = 3'_E \cdot \Delta W' + 3''_E \cdot \Delta W'',$$

Втрати електроенергії в трансформаторах для кожного варіанта підстанції, які залежать від навантаження визначаємо за формулою:

$$\Delta W'_T = K \cdot \frac{S_{\text{ОБМ}}^2}{U_{\text{ТВ}}^2} \cdot r_T \cdot T_{\text{макс}},$$

$$\Delta W'_{250} = 2 \frac{230,98^2}{10,5^2} \cdot 6,7 \cdot 4175 = 27072 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

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 $3'_E = 3''_E = 25$ коп./кВт·год) визначаємо щорічні витрати на покриття втрат електроенергії:

$$I_{e250} = 0,00025 \cdot (27072 + 9636) = 9,177 \text{ тис.грн.}$$

$$I_{e630} = 0,00025 \cdot (17326 + 9198) = 6,631 \text{ тис.грн.}$$

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 [п.3.3]:

$$Z = E_n \cdot K_{\text{КТП}} + I,$$

$$Z_{250} = 0,10 \cdot 11,3 + 10,047 = 11,177 \text{ тис.грн.}$$

$$Z_{630} = 0,10 \cdot 13,14 + 7,871 = 9,185 \text{ тис.грн.}$$

Очевидно, що економічно вигідним є варіант з встановленням одного трансформатора 630 кВА.

ТПЗ: На даній ТП передбачалось встановлення двох трансформаторів потужністю 1600 кВА кожний. Зменшення потужності ТП шляхом встановлення одного трансформатора 2500 кВА неможливе через те, що від неї живиться заводська котельня, яка є споживачем II категорії. При встановленні

					ДП 2022	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

двох трансформаторів 1000 кВА вони працюватимуть зі значним систематичним перевантаженням.

ТП4: Приймаємо до встановлення трансформатор 1600 кВА.

ТП5: В попередніх техніко-економічних розрахунках п.5 розглядалось встановлення на даній ТП трансформатора 630 кВА, який був перевірений на роботу з систематичним перевантаженням.

Встановлення КБ дало змогу значно зменшити привести потужність ТП. Варіант встановлення двох трансформаторів меншої потужності, зокрема 2×400 кВА, розглянемо на основі техніко-економічних розрахунків.

Вихідні дані для розрахунку наведені в табл.8.2.

Таблиця 8.2

Потужність транс., кВА	Втрати хх, кВт	Опір тр-ра приведений до ВН, Ом	U _к , %	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.

$$I_{\text{АКПП250}} = \frac{9,4}{100} \cdot 10,84 = 1,02 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{\text{АКПП250}} = \frac{9,4}{100} \cdot 13,14 = 1,24 \text{ тис. грн.};$$

Визначення витрат на покриття втрат електроенергії.

Втрати, які залежать від навантаження:

$$\Delta W'_{400} = 2 \frac{332^2}{10,5^2} \cdot 3,7 \cdot 2430 = 17977 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

$$\Delta W'_{630} = \frac{461,96^2}{10,5^2} \cdot 2,12 \cdot 2430 = 10300 \text{ кВт} \cdot \text{год} .$$

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 нарузі 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 мм², I_{доп} = 265 А. Вважаємо, що при втраті напруги на 5% можлива нормальна робота споживачів. Визначаємо втрату напруги за формулою:

$$\Delta U = 0,1 \frac{I_p \cdot \rho \cdot \ell}{U_{НОМ} \cdot S} = 0,1 \frac{222,1 \cdot 0,032 \cdot 500}{0,4 \cdot 70} = 12,7 \% ,$$

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

де I_p – розрахунковий струм лінії, А; $\rho=0,032$ Ом·мм²/м – питомий опір алюмінію; ℓ - довжина лінії живлення, м; U – номінальна напруга мережі живлення, кВ; S – площа перерізу провідника, мм².

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.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

9. ОСТАТОЧНИЙ ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 10 кВ

Зменшення розрахункових навантажень ТП після встановлення

компенсуючих пристроїв, та розрахунок струмів коротких замикань дає підстави переглянути перерізи кабельних ліній напругою 10 кВ. Для спрощення розрахунків, та уникнення застосування струмообмежувальних реакторів переглянемо лише лінії з перерізом більшим ніж 100 мм², а також лінії, які не відповідають умовам термічної стійкості.

Аналіз та вибір перерізу кабельних ліній приведений в табл.9.1.

Розрахункові дані	КЛ1	КЛ3	КЛ4	КЛ5	КЛ6	КЛ7
Розрахункове максимальне навантаження лінії до встановлення КБ, кВА	747	6661	5497	6661	1760	761
Струм форсованого режиму, А	41,1	366,2	302,2	366,2	96,9	41,9
Переріз КЛ до встановлення КБ, мм ²	25	2×95	2×70	2×95	50	25
Тривало допустимий струм перерізу, А	90	410	330	410	140	90
Розрахункове макс. навантаження лінії після встановлення КБ, кВА	615	5737	4573	5737	1528	665
Струм форсованого режиму, А	33,9	315,8	251,7	315,8	84,1	36,6
Переріз КЛ після встановлення КБ, мм ²	2×50	2×70	2×70	2×70	2×50	2×50
Тривало допустимий струм перерізу, А	280	330	330	330	280	280
Мінімальний переріз за умовою термічної стійкості, мм ²	100,8	101,6	101,6	101,3	99,3	99,8

ДП 2022

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
Розробив		Яворський В.		
Перевірив		Изволеньський І.		
Н. Контр.				
Затвердив		Балюта С.М		

**Вибір перерізу
кабельних ліній**

Літ.	Арк.	Аркушів
	57	
ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ5-2		

10. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ТП

10.1. Вибір комплектних трансформаторних підстанцій.

Як було зазначено раніше в якості цехових ТП застосовуємо комплектні трансформаторні підстанції КТП. Це пов'язано зі швидкістю та зручністю проведення будівельно-монтажних робіт, а також більш низькою ціною в порівнянні з сумарною вартістю окремих елементів ТП.

Розглянемо КТП, які випускає ВАТ „Укрелектроапарат”, м. Хмельницький. На вказаному підприємстві випускаються КТП потужністю 100...2500 кВА, призначені для приймання, перетворення та розподілення електроенергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц. Використовуються в системах електропостачання промислових підприємств в районах з помірним кліматом для встановлення всередині неопалювальних приміщень.

Умови експлуатації

Висота над рівнем моря не більше 1000 м;

Атмосферний тиск від 650 мм рт. ст. до 800 мм рт. ст.;

Температура оточуючого середовища +1...+40 °С;

Відносна вологість повітря до 80 % при температурі ...+20 °С;

Оточуюче середовище вибухобезпечне, пожежебезпечне, не містить струмопровідного пилу, хімічно активних газів та випаровувань

Конструкція .

КТП випускаються:

- однострансформаторні (КТП) праві або ліві;
- двотрансформаторні (2КТП).

До складу КТП входять.

До складу КТП входять.					ДП 2022		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір обладнання ТП		
Розробив		Яворський В.			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірів		Ізволеньський І.				58	
Н. Контр.					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ5-2		
Затвердив		Балюта С.М					

- пристрій вводу зі сторони вищої напруги (ПВН);
- силовий трансформатор;
- розподільний пристрій нижчої напруги (РП НН).

ПВН виготовляється в чотирьох варіантах, з яких вибираємо виконання ШВВ-2з – шафа з вимикачем навантаження типу ВНПР та запобіжником ПКТ. Джерело живлення приєднується до нерухомих контактів вимикача навантаження через один або два високовольтних кабелі перерізом до $3 \times 150 \text{ мм}^2$ індивідуальними шинними накладками на кожній фазі.

В КТП встановлюються трифазні двообмоткові масляні або сухі трансформатори типу ТМФ, ТСЗГЛ, ТСЗН. Вибираємо варіант з масляними трансформаторами ТМФ 630 та 1600 кВА.

РП НН складається з набору шаф:

- шафи вводу нижчої напруги (ШНВ);
- шафи відходящих ліній (ШНЛ);
- секційної шафи (ШНС) – для двотрансформаторних КТП;
- шинопровода.

В шафах РП НН встановлені автоматичні вимикачі: на вводі та між секціями висувного виконання; на відходящих лініях - стаціонарного або висувного.

Для обліку електроенергії в КТП на стороні ВН встановлені лічильники активної та реактивної енергії.

В двотрансформаторних КТП передбачений автоматичне введення резерву АВР, який забезпечує відключення вимикача вводу НН та ввімкнення секційного вимикача при зникненні напруги на вводі або при зникненні напруги однієї з фаз. Крім того, АВР передбачається при відключенні вимикача одного із вводів з будь-якої причини (вимкнення вмонтованими в вимикач захистами, помилкова робота автоматики).

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

Схема електричних з'єднань КТП передбачає захист від перевантажень.

На вимогу замовника в блоках відходящих ліній можуть бути встановлені трансформатори струму та амперметри.

Основні технічні характеристики КТП наведені в табл.10.1.

Таблиця 10.1

Найменування параметра	КТП (2КТП)	
	Потужність силового трансформатора, кВА	630
Номинальна напруга на стороні ВН, кВ	10	
Номинальна напруга на стороні НН, кВ	0,4	
Номинальний струм збірних шин, кА:		
ПВН	0,4	
РП НН	0,91	2,31
Струм термічної стійкості протягом 1 с, кА		
ПВН	20	20
РП НН	20	30
Струм електродинамічної стійкості, кА		
ПВН	51	51
РП НН	50	70

10.2. Вибір апаратури ВН.

Вибору підлягають всі електричні апарати та вимірювальні прилади цехових ТП, які не входять в комплект поставки КТП, а також уточнюється тип та номінальні параметри вмонтованих в КТП. Вибір електричних апаратів проведемо для кожної підстанції. Із табл.7.15, 7.16[9] визначаємо фактори, які враховують при виборі провідників та електричних апаратів.

ТП1. Відповідно до схеми електричних з'єднань ТП1 складаємо перелік провідників та апаратів, які необхідно вибрати.

1. Збірні шини.

Виходячи із значення струмів форсованого режиму $I_{\phi}=315,5$ А вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу розміром 30×4 мм. Тривало допустимий струм шин даного перерізу $I_{\text{доп}} = 365$ А. Шини також необхідно

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

перевірити на термічну та електродинамічну стійкість до струмів коротких замикань. За даними розрахунку струмів КЗ п.6.2 визначаємо мінімальний переріз шин, що відповідає умовам термічної стійкості:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K \cdot 10^6}}{C} = \frac{\sqrt{80,36 \cdot 10^6}}{90} = 99,6 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{ш}} > S_{\text{MIN}};$$

$$120 \text{ мм}^2 > 99,6 \text{ мм}^2$$

Вибраний переріз відповідає умовам термічної стійкості.

Шинна конструкція вважається стійкою до електродинамічних зусиль струмів короткого замикання, якщо максимальне розрахункове напруження в матеріалі шини $\sigma_{\text{макс}}$ та максимальне розрахункова зусилля на ізоляторі $F_{\text{макс}}$ не перевищують допустимих значень:

$$\sigma_{\text{макс}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad F_{\text{макс}} \leq F_{\text{доп}}.$$

Визначаємо максимальну відстань між опорними ізоляторами, за якої частота власних f_0 коливань дорівнює 200 Гц [11]:

$$\ell_{\text{МАКС}} = 0,931 \sqrt{\frac{J}{S_{\text{СТ}}}} = 0,931 \sqrt{\frac{0,9}{1,19}} = 0,81 \text{ м},$$

де $J=0,9 \text{ см}^4$ – момент інерції перерізу шин відносно осі, що перпендикулярна напрямку дії сили [табл.2.10,1]; $S_{\text{СТ}}$ – стандартний переріз шини см^2 .

Приймаємо відстань між опорними ізоляторами $\ell=0,8 \text{ м}$.

Приймаючи, що відстань між шинами (фазами) дорівнює $a=0,7 \text{ м}$ визначаємо найбільше значення електродинамічного зусилля для режиму трифазного короткого замикання:

$$q_{\text{МАКС}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} i_{\text{уд}}^2 \xi = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,7} 34290^2 = 406,8 \text{ Н/м},$$

де $\xi=1$ – коефіцієнт максимального зусилля, при розміщені шин в одній площині.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Обчислимо максимальне напруження в матеріалі шини:

$$\sigma_{\text{МАКС}} = \frac{q_{\text{МАКС}} \cdot \ell^2}{10W} = \frac{406,8 \cdot 80^2}{10 \cdot 0,6} \approx 0,5 \text{ МПа,}$$

де $W=0,6 \text{ см}^3$ – момент опору перерізу шини.

Максимальне зусилля на ізолятори:

$$F_{\text{МАКС}} = q_{\text{МАКС}} \ell = 406,8 \cdot 0,8 = 325,44 \text{ Н.}$$

За значенням максимального зусилля вибираємо ізолятори ОФ-10-375 УЗ. Мінімальне руйнуюче зусилля ізолятора $F_{\text{доп}}=375 \text{ Н}$.

Отже за результатами розрахунків можна зробити висновок, що шини даної ТП відповідають умовам термічної та електродинамічної стійкості струмам КЗ.

2. Опорні ізолятори.

Так як опорні ізолятори були вибрані за умовою електродинамічної стійкості перевіримо їх лише за відповідністю номінальної напруги:

$$U_{\text{ном.мер}} \leq U_{\text{ном.із.}}: \quad 10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ.}$$

3. Трансформатори струму.

На даній ТП передбачається встановлення трансформаторів струму на лініях, що живлять трансформатори ТП, на лінії зв'язку ТП1-ТП3, а також на секційній перемичці ВН для живлення релейного захисту та приладів внутрішньозаводського обліку.

Так як мережі 10 кВ мають ізольовану нейтраль трансформатори струму з'єднуємо за схемою неповної зірки. Приймаємо до встановлення трансформатори струму типу ТПЛ-10. Перевірку відповідності технічних даних трансформаторів робочим параметрам наведено в табл.10.2.

4. Трансформатори напруги.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Трансформатори напруги ТН встановлюються на кожній секції збірних шин РП ВН і вони є джерелом напруги для всіх паралельних котушок контрольно-вимірювальних приладів кожного приєднання даної секції. В зв'язку з цим, для вибору номінальної потужності трансформатора напруги $S_{НОМ}$ необхідно знати кількість приєднань даної секції, а також дані приладів з паралельними котушками.

Таблиця 10.2

Технічні дані трансформатора струму	Розрахункові параметри кола	Умова вибору
Трансформатори струму встановлені на стороні ВН ТП1		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=300$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=315$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025$ А	$I_{уд}=34390$ А	$I_{уд} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 546$ кА ² ·с	$B_K = 83,54$ кА ² А	$B_K \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$

Лінійні та фазні напруги в мережах 10 кВ вимірюють з допомогою трьох однофазних трансформаторів типу ЗНОМ, ЗНОЛ. Приймаємо до встановлення трансформатори типу ЗНОЛ-06-10УЗ. Так як за приладами, які живляться від даних трансформаторів напруги не ведуться комерційні розрахунки вибираємо клас точності трансформаторів – 1. Номінальна потужність ТН в даному класі точності 150 ВА.

5. Високовольтні вимикачі.

Для захисту ТП від дії струмів КЗ в якості апаратів захисту вибираємо маломасляні високовольтні вимикачі. Із табл.5.1. [10] вибираємо вимикачі типу ВК-10-630-20-У2. Перевірку на відповідність технічних параметрів вимикача розрахунковим даним наведено в табл.10.3.

Таблиця 10.3

Технічні дані високовольтного вимикача	Розрахункові параметри кола	Умова вибору
Вимикачі РП ВН ТП1 типу ВК-10		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=630$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=315$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq I_{НОМ}$
$I_{ДИН}=52$ кА	$I_{УД}=34,9$ кА	$I_{УД} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 1600$ кА ² ·с	$B_K = 83,54$ кА ² А	$B_K \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$
$I_{НОМ.ВІДКЛ}=20$ кА	$I_{0,0}=13,6$ кА	$I_{0,0} \leq I_{НОМ.ВІДКЛ}$

Решта обладнання входить в комплект поставки КТП і відповідає умовам, наведеним в табл.10.1.

Вибір високовольтного обладнання інших ТП проводимо анало-гічно до вибору апаратури ВН ТП1 в табличній формі табл.10.4 – 10.8.

Вибір високовольтного обладнання ТП2.

Таблиця 10.4

Технічні дані обладнання ВН	Розрахункові параметри кола	Умова вибору
Алюмінієві шини прямокутного перерізу 30×4 мм		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=365$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=42$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq I_{НОМ}$

Переріз шин вибрано за умовою термічної стійкості. Приймаємо відстань між ізоляторами 0,8 м. Визначення зусиль та вибір ізоляторів проведені при розрахунку шин ТП1.

Трансформатори струму ТПЛ-10 на КЛ1

$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=50$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=42$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025$ А	$I_{УД}=34140$ А	$I_{УД} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 546$ кА ² ·с	$B_K = 82,31$ кА ² А	$B_K \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$

Трансформатори струму ТПЛ-10 на ПЛ1

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022	Арк.
						64

$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=30$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=10,6$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025$ А	$I_{УД}=34140$ А	$I_{УД} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 546$ кА ² ·с	$B_K = 82,31$ кА ² А	$B_K \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$
Трансформатори напруги ЗНОМ-0,6-10У3		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
Клас точності 1; $S_{НОМ} = 150$ ВА		
Запобіжник повітряної лінії ПКТ101-10-16-31,5У3		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=16$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=10,6$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq I_{НОМ}$
$I_{ВІДКЛ.НОМ}=40$ кА	$I_{0,0}=34,14$ кА	$I_{0,0} \leq I_{ВІДКЛ.НОМ}$
Вимикач навантаження ПЛ2 ВНПР-10/100-10зП		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=100$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=10,6$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=52$ кА	$I_{УД}=34,14$ А	$I_{УД} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 100$ кА ² ·с	$B_K = 82,31$ кА ² А	$B_K \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$
Вибір високовольтного обладнання ТПЗ.		
<i>Таблиця 10.5</i>		
Технічні дані обладнання ВН	Розрахункові параметри кола	Умова вибору
Алюмінієві шини прямокутного перерізу 30×4 мм		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=365$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=42$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq I_{НОМ}$
Переріз шин вибрано за умовою термічної стійкості. Приймаємо відстань між ізоляторами 0,8 м. Визначення зусиль та вибір ізоляторів проведені при розрахунку шин ТП1.		
Трансформатори струму ТПЛ-10 на КЛ4-КЛ5		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=300$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=315$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025$ А	$I_{УД}=34290$ А	$I_{УД} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 546$ кА ² ·с	$B_K = 83,05$ кА ² А	$B_K \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$
Трансформатори струму ТПЛ-10 на КЛ6		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=100$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=84,1$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
		Арк.
ДП 2022		65
Зм.	Арк.	№ докум.
	Підпис	Дата

$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025 \text{ A}$	$I_{уд}=34290 \text{ A}$	$I_{уд} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 546 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 83,05 \text{ кА}^2 \text{ A}$	$B_k \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$
Трансформатори струму ТПЛ-10 на КЛ7		
$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=50 \text{ A}$	$I_{РОЗ.ФОРС}=36,3 \text{ A}$	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025 \text{ A}$	$I_{уд}=34290 \text{ A}$	$I_{уд} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 546 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 83,05 \text{ кА}^2 \text{ A}$	$B_k \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$

Трансформатори напруги ЗНОМ-0,6-10У3

$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
-------------------------	-------------------------	------------------------

Секційний вимикач РП ВН ВК-10

$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=630 \text{ A}$	$I_{РОЗ.ФОРС}=315 \text{ A}$	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq I_{НОМ}$
$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	$I_{уд}=34,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 83,05 \text{ кА}^2 \text{ A}$	$B_k \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$

Вибір високовольтного обладнання ТП4.

Таблиця 10.6

Технічні дані обладнання ВН	Розрахункові параметри кола	Умова вибору
-----------------------------	-----------------------------	--------------

Трансформатори струму ТПЛ-10

$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=100 \text{ A}$	$I_{РОЗ.ФОРС}=84,1 \text{ A}$	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025 \text{ A}$	$I_{уд}=33630 \text{ A}$	$I_{уд} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 546 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 79,88 \text{ кА}^2 \text{ A}$	$B_k \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$

Трансформатори напруги ЗНОМ-0,6-10У3

$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
-------------------------	-------------------------	------------------------

Вибір високовольтного обладнання ТП5.

Таблиця 10.7

Технічні дані обладнання ВН	Розрахункові параметри кола	Умова вибору
-----------------------------	-----------------------------	--------------

Трансформатори струму ТПЛ-10

$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=50 \text{ A}$	$I_{РОЗ.ФОРС}=36,6 \text{ A}$	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025 \text{ A}$	$I_{уд}=33810 \text{ A}$	$I_{уд} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(k_T I_{НОМ})^2 t_T = 546 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 80,73 \text{ кА}^2 \text{ A}$	$B_k \leq (k_T I_{НОМ})^2 t_T$

Трансформатори напруги ЗНОМ-0,6-10У3

$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$

$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$

$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$

Вибір високовольтного обладнання ТПб.

Таблиця 10.8

Технічні дані обладнання ВН	Розрахункові параметри кола	Умова вибору
Трансформатори струму ТПЛ-10		
$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=30 \text{ А}$	$I_{РОЗ.ФОРС}=10,6 \text{ А}$	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025 \text{ А}$	$I_{уд}=23650 \text{ А}$	$I_{уд} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(kI_{НОМ})^2 t_T=546 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_k=39,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{А}$	$V_k \leq (kI_{НОМ})^2 t_T$
Трансформатори напруги ЗНОМ-0,6-10УЗ		
$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$

10.3. Вибір апаратури НН.

Розподільний пристрій низької напруги РП НН, як зазначалось раніше виконаний у вигляді набору шаф. Вся апаратура шаф відповідає умовам стійкості до струмів КЗ, наведеним в табл.10.1. Номенклатура шаф РП НН наведена в табл.10.9. Однолінійні схеми шаф РП НН наведені в табл.10.10.

Таблиця 10.9

Тип шафи	Вимикачі				№ схем и	Тр-р струму
	Призначення	Виконання	Ном. струм	Тип		
КТП 630						
ШНВ-19УЗ	Ввідна	Висувне	1000	ВА-55-41	1	1000/5
	Відходящі лінії	Висувне	250-630	ВА-51-39		300/5 400/5 600/5
ШНС-12УЗ	Секційна	Висувне	1000	ВА-55-41	2	1000/5

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022	Арк.
						67

	Відходящі лінії	Стаціонарне	250-630	ВА-51-39		300/5 400/5 600/5
ШНЛ-16У3	Відходящі лінії	Висувне	250-630	ВА-51-39	3	1000/5
	Відходящі лінії	Висувне	16-250	ВА-04-36		20/5 - 300/5
КТП 1600						
ШНВ-4У3	Ввідна	Висувне	2500	Э-25В	4	2500/5
	Відходящі лінії	Висувне	630-1000	Э-04В		600/5 - 1500/5
ШНС-10У3	Секційна	Висувне	2500	Э-25В	5	2500/5
ШНЛ-13	Відходящі лінії	Висувне	250-630	ВА-51-39	6	300/5-600/5
ДП 2022						
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк. 68	

11. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЦРП

Вибір обладнання ЦРП проводимо аналогічно до вибору високовольтного обладнання трансформаторних підстанцій. При цьому враховуємо, що за приладами, встановленими на ЦРП ведуться комерційні розрахунки. Тому приймаємо, що клас точності трансформаторів струму та напруги кіл обліку не менший ніж 0,2.

Вибір обладнання ЦРП наведений в табл.11.1.

Таблиця 11.1

Технічні дані обладнання ВН	Розрахункові параметри кола	Умова вибору
Алюмінієві шини прямокутного перерізу 40×4 мм		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=480$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=407$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq I_{НОМ}$
Трансформатори струму ТПЛ-10 на каб. лініях живлення		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=400$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=407$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025$ А	$I_{уд}=34610$ А	$I_{уд} \leq K\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(kT I_{НОМ})^2 t_T = 546$ кА ² ·с	$V_k = 84,65$ кА ² А	$V_k \leq (kT I_{НОМ})^2 t_T$
Трансформатори струму ТПЛ-10 на КЛЗ, КЛ5		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=300$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=315$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025$ А	$I_{уд}=34610$ А	$I_{уд} \leq K\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(kT I_{НОМ})^2 t_T = 546$ кА ² ·с	$V_k = 84,65$ кА ² А	$V_k \leq (kT I_{НОМ})^2 t_T$
Трансформатори струму ТПЛ-10 на КЛ1		
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{РОБ}=10$ кВ	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=50$ А	$I_{РОЗ.ФОРС}=42$ А	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq 1,1 I_{НОМ}$
$K\sqrt{2}I_{НОМ}=74025$ А	$I_{уд}=34610$ А	$I_{уд} \leq K\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(kT I_{НОМ})^2 t_T = 546$ кА ² ·с	$V_k = 84,65$ кА ² А	$V_k \leq (kT I_{НОМ})^2 t_T$

						ДП 2022		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір обладнання ЦРП	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		<i>Яворський В.</i>					69	
Перевірив		<i>Ізволеньський І.</i>						
Н. Контр.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2		
Затвердив		<i>Балюта С.М</i>						

Трансформатори напруги ЗНОМ-0,6-10УЗ

$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
Високовольтні вимикачі на відходящих лініях та секційний вимикач ЦРП ВК-10		
$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ}=10 \text{ кВ}$	$U_{РОБ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ}=630 \text{ А}$	$I_{РОЗ.ФОРС}=315 (407) \text{ А}$	$I_{РОЗ.ФОРС} \leq I_{НОМ}$
$I_{дин} =52 \text{ кА}$	$I_{уд}=34,61 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq k\sqrt{2}I_{НОМ}$
$(kTI_{НОМ})^2t_T=1600 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$V_k=84,65 \text{ кА}^2 \text{ А}$	$V_k \leq (kTI_{НОМ})^2t_T$

Для забезпечення власних потреб ЦРП (опалення та вентиляція приміщення, живлення оперативних кіл і т.інш.) передбачається встановлення трансформатора власних потреб ТВП. Вибір потужності ТВП проводимо виходячи зі значення потужності споживачів (табл.11.2).

Таблиця 11.2

Споживач ЦРП	Встановле на потужніст ь, кВт	Кількість приймачів	Сумарна потужніс ть, кВА
Вентилятор приміщення	3	1	3
Підігрів масла вимикачів	1,15	4	4,6
Опалення та освітлення приміщень ЦРП	25	-	25
Зовнішнє освітлення	0,25	4	1
Навантаження оперативних кіл	2	-	2
Всього			35,6

За даними табл.11.2 приймаємо до встановлення трансформатор ТМ-40/10, номінальна потужність $S_{НОМ} = 40 \text{ кВА}$.

12. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.

Релейний захист (РЗ) є найважливішою частиною автоматики електроустановок та енергосистем. Його основна задача полягає в тому, щоб виявити місце пошкодження в електричній системі і як можна швидше видати керуючий сигнал на відключення відповідної ділянки. Додаткова задача полягає в сигналізації про виникнення аномальних режимів.

Так, як захист обладнання цехових трансформаторних підстанцій передбачений схемами електричних з'єднань КТП, розглянемо релейний захист, встановлений на секції ТП1 до якої приєднана кабельна лінія зв'язку КЛ4.

Для захисту шин ТП1 планується застосувати двоступінчастий струмовий захист - струмову відсічку без витримки часу в поєднанні з максимальним струмовим захистом з незалежною витримкою часу.

12.1. Розрахунок струмової відсічки.

В якості сприймаючого пристрою застосуємо реле струму РТ-40. Захист виконаний за двофазною дворелейною схемою зі з'єднанням трансформаторів струму та реле в неповну зірку.

Струм спрацювання миттєвої відсічки [1]:

$$I_{с.з.} = \frac{k_B k_{сх} I}{K_{ТА}} = \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 13550}{300/5} = 282 \text{ А ,}$$

де $k_B=1,2\dots1,3$ – коефіцієнт відстройки реле типу РТ-40; $k_{сх}=1$ – коефіцієнт схеми; $I_{К.мах}$ – КЗ в одній із фаз при вимкненому секційному вимика; $K_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Релейний захист	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив	Яворський В.					71		
Перевірив	Ізволеньський І.							
Н. Контр.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2		
Затвердив	Балюта С.М							

12.2. Розрахунок максимального струмового захисту.

Струм спрацювання МСЗ визначаємо за формулою:

$$I_{C.3.} = \frac{k_H}{k_{3B}} I_{НОМ} = \frac{1,5}{0,8} \cdot 315 = 590,6 \text{ А},$$

де $k_H = 1,5$ – коефіцієнт надійності; $k_{3B} = 0,8$ – коефіцієнт звороту струмового реле.

Струм спрацювання реле:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.}}{k_{TC}} = \frac{590,6}{300/5} = 9,84 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$k_{Ч} = \frac{I_{КЗ.мін}}{I_{C.3.}} = \frac{0,87 \cdot 13550}{590,6} = 19,5 < 2,$$

де 0,87 – кратність струму двофазного КЗ до трифазного.

12.3. Опис роботи релейного захисту.

В аварійній ситуації, при спрацюванні МСЗ або струмової відсічки (спрацювання секційного вимикача), після витримки часу вмикається пристрій автоматичного повторного включення АПВ однократної дії. Витримка часу відстроюється для спрацювання приводу вимикача навантаження ВН кабельної лінії. При цьому передбачається блокування АПВ при ввімкненому ВН. Після успішного АПВ кабельна лінія від'єднується, а споживачі ТП продовжують отримувати живлення і подається сигнал про аварію на кабельній лінії. При аварії на шинах релейний захист спрацьовує повторно.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

13. РОЗРАХУНОК СИЛОВОЇ МЕРЕЖІ ШВИДКО-МОРОЗИЛЬНОГО ЦЕХУ

Згідно з ПУЕ як апарати захисту цехових мереж мають застосовуватись автоматичні вимикачі або запобіжники.

Апарати захисту встановлюють в місцях мережі, де переріз провідника зменшується, а також у місцях приєднання провідників, що захищаються, до живильної лінії.

Згідно з ПУЕ апарати захисту за своєю вимикаючою здатністю мають відповідати максимальному значенню струму короткого замикання на початку ділянки, що захищається.

Допускається установка апаратів захисту, нестійких до максимальних значень струму короткого замикання, якщо найближчий апарат, розташований у напрямі джерела живлення, забезпечує миттєве вимкнення струму короткого замикання.

Номінальні струми плавких вставок і струми розчеплювачів автоматичних вимикачів слід вибирати за розрахунковими струмами приймачів. Причому апарати захисту не повинні вимкати електроустановки при короткочасних перевантаженнях (пускові та пікові струми).

Умови вибору автоматичних вимикачів

Напряга
$$U_{ном а} \geq U_{ном мережі},$$

де $U_{ном мережі}$ – номінальна напруга мережі в якій застосовується вимикач (у даному випадку 0,4 кВ).

Номінальний струм розчеплювача

$$I_{ном розч} \geq I_{ном розр}.$$

Номінальний струм автоматичного вимикача

$$I_{ном а} \geq I_{ном розч}.$$

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок силової мережі ШМЦ	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив	Яворський В.					73		
Перевірив	Ізволеньський І.							
Н. Контр.						ННІТ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2		
Затвердив	Балюта С.М							

Автоматичний вимикач перевіряється за струмом спрацювання розчеплювача миттєвої дії

$$I_{\text{спрац}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пік}}$$

і за струмами однофазного короткого замикання

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{\text{спрац}}$$

Автоматичний вимикач перевіряється за вимикаючою здатністю

$$I_{\text{к}}^{(3)} < I_{\text{вимк}}$$

де $I_{\text{к}}^{(3)}$ – струм трифазного короткого замикання.

Автоматичний вимикач перевіряється за динамічною стійкістю до струму трифазного короткого замикання

$$i_{\text{у доп}} > i_{\text{уд}}$$

де $i_{\text{уд}}$ – ударний струм короткого замикання; $i_{\text{у доп}}$ – струм електродинамічної стійкості.

Умови вибору запобіжників

При захисті лінії до одиночного двигуна

$$I_{\text{ном. вст}} \geq I_{\text{пуск}} / 2,5,$$

де $I_{\text{пуск}}$ – пусковий струм двигуна.

Номінальна напруга запобіжника

$$U_{\text{ном. зап}} \geq U_{\text{ном. мережі}}$$

Номінальний струм запобіжника

$$I_{\text{ном. зап}} \geq I_{\text{ном. вст}}$$

Вибір перерізу провідників

У цеховій мережі застосовують алюмінієві провідники.

Переріз провідників в цехових мережах визначають виходячи з наступних умов:

1) за умовою нагріву розрахунковим струмом

$$I_{\text{пр}} \geq I_{\text{роз}} / K_{\text{прок}}$$

де $K_{\text{прок}}$ – коефіцієнт прокладки провідників;

					ДП 2022	Арк.
						74
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) за умовою відповідності апаратові максимального струмового захисту

$$I_{\text{пр}} \geq K_3 \cdot I_3 / K_{\text{прок}},$$

де K_3 – кратність струму для провідника відносно струму апарату захисту; I_3 – струм апарату захисту (для запобіжника $I_3 = I_{\text{вст}}$, для автоматичного вимикача $I_3 = I_{\text{ном. розч}}$).

3) за умовою механічної міцності переріз повинен бути не менший ніж $2,5 \text{ мм}^2$.

Переріз провідника вибираємо по табл. 14.1-14.30 [14], виходячи з більшого значення $I_{\text{пр}}$.

Типи двигунів, які встановлені в цеху, їх технічні характеристики та результати вибору апаратів та провідників наведені в табл.13.1.

Таблиця 13.1

Тип двигуна	Потужність двигуна, кВт	Номінальний струм, А	Апарат захисту	Комутуючий пристрій	Провідник та його переріз, мм ²
4А, АО	1,1	2,76	ПР-2	ПМЛ 110004	АПВ 3x2,5,1x2,5
4А, АО	1,5	3,57	ПР-2	ПМЛ 110004	АПВ 3x2,5,1x2,5
4А, АО	2,2	5,02	ПР-2	ПМЛ 110004	АПВ 3x2,5,1x2,5
4А, АО	3,0	6,7	ПР-2	ПМЛ 110004	АПВ 3x4,1x2,5
4А, АО	4,0	8,6	ПР-2	ПМЛ 110004	АПВ 3x4,1x2,5
4А, АО	5,5	11,1	ПР-2	ПМЛ 210004	АПВ 3x6,1x2,5
АОЛ	7,0	14,3	А3710Б	ПМЛ-210004	АПВ 3x6,1x2,5
4А	7,5	14,9	А3710Б	ПМЛ-210004	АПВ 3x6,1x2,5
АОЛ	7,0	14,3	А3710Б	ПМЛ-210004	АПВ 3x6,1x2,5
АО	14,0	31,5	А3710Б	ПМА-3202	АПВ 3x16,1x10
АО	35,0	67,5	А3710Б	ПМА-5202	АВВГ 3x35,1x16
4А	55,0	100	А3710Б	ПМА-6202	АВВГ 3x95,1x50

14. РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ОСВІТЛЕННЯ

14.1. Вихідні дані.

Вихідними даними для розрахунку освітлювальної установки є:

1. площа приміщення $S=a \times b=14,74 \times 6$ м;
2. висота приміщення $H=4,2$ м;
3. умови роботи ОУ: - нормальні; за критерієм пожежебезпеки приміщення належить до категорії В1;
4. наявність природного освітлення: - відсутнє (тобто ОУ працює цілодобово);
5. розряд зорових робіт – VIII.

14.2. Проектування світлотехнічної частини освітлювальної установки.

Тип джерела світла вибираємо з врахуванням характеру виробничого приміщення. Для загального освітлення з урахуванням розмірів приміщення (площина, висота) по характеру зорових робіт вибираємо для:

- для маш. залу фінського холодильника люмінесцентні;
- аварійного освітлення - лампи розжарювання.

Для робочого освітлення приміщення приймаємо систему загального рівномірного освітлення. Також для продовження праці, ремонтних робіт або евакуації у випадку раптового вимкнення освітлення необхідно запроєктувати аварійне освітлення.

Вибір чисельного значення освітленості.

Для вибору величини освітлюваності використовуємо формулу :

$$E_p = E_n \times K_{ou},$$

де E_p - розрахункова освітленість, в лк; E_n - нормативна освітленість, лк;

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Яворський В.			Розрахунок та вибір освітлення	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірив		Ізволеньський І.					76	
Н. Контр.					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2			
Затвердив		Балюта С.М						

$K_{\text{оу}}$ - коефіцієнти запасу, визначаєми нормами в залежності від виробничого процесу, типу джерела світла та інших факторів.

Для приміщення маш. зала за розрядом зорових робіт приймаємо освітленість $E_n = 75$ лк;

Коефіцієнт запасу ОУ:

$K_{\text{зоу}} = 1,3$ для лампи розжарювання;

$K_{\text{зоу}} = 1,5$ для люмінесцентних ламп.

$$E_p = 75 \times 1,5 = 112,5 \text{ лк.}$$

Освітленість для системи аварійного освітлення приймаємо 10% від норм, встановлених для робочого освітлення, але не нижче 0,3 лк:

$$E_{\text{авар}} = 0,1 \times 75 = 7,5 \text{ лк.}$$

Використання відповідних світильників для даних приміщень дозволяє ефективно використати світловий потік ламп, який посиляється у потрібному напрямку. Крім того приміщення маш. залу не мають підвищеної вологості та пилу, але відносяться до вибухонебезпечних, тобто – електроустановки повинні відповідати нормам захищеності IP 56. Це обумовлює використання світильників типу ЛПО 25 2×40, які відповідають вказаним умовам [с.309, 15].

Враховуючи, що розрахункова освітлювальна поверхня знаходиться на висоті 0,8 м від підлоги за розрахункову висоту підвісу приймаємо:

$$h_p = H - 0,8 = 4,2 - 0,8 = 3,4 \text{ м.}$$

Для визначення коефіцієнта використання світлової потужності ОУ обчислимо індекс приміщення:

$$i = \frac{a \cdot b}{h_p (a + b)} = \frac{14,47 \cdot 6}{3,4(14,47 + 6)} = 1,25$$

За значенням КСС – Д1 визначаємо ККД приміщення $\eta_{\text{п}} = 0,5$ [с.189 15].

Вибираючи ККД світильника $\eta_{\text{св}} = 50\%$ [с.309 15] визначаємо коефіцієнт використання світлової потужності ОУ:

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

$$\eta_{\text{ОУ}} = \eta_{\text{П}} \cdot \eta_{\text{СВ}} = 0,5 \cdot 0,5 = 0,25.$$

Для забезпечення рівномірного освітлення приміщення дволампові світильники розташовуємо в два ряди.

Враховуючи довжину приміщення – 14,47 м та довжину світильника – 1,3 м кількість світильників приймаємо по п'ять в ряду.

Значення світлового потоку однієї лампи світильника визначаємо за формулою:

$$\Phi = \frac{a \times b \cdot E_p}{\eta_{\text{ОУ}} \cdot n_{\text{Л}}} Z = \frac{14,47 \cdot 6 \cdot 112,5}{0,25 \cdot 20} \cdot 1,1 = 2149 \text{ лм},$$

де Z - відношення середньої освітленості до мінімальної - коефіцієнт запасу на нерівномірність освітлення.

Таким чином, встановлена потужність ОУ, визначена згідно методу коефіцієнту використання світлового потоку ОУ, дорівнює:

$$P_{\text{ОУ}} = 40 \text{ Вт} \cdot 20 = 800 \text{ Вт}$$

14.3. Проектування електротехнічної частини ОУ.

Джерела і схеми живлення електричного освітлення.

Для живлення електричного освітлення використовується щиток освітлення, який в свою чергу живиться від розподільчої шафи цеху. Напруга живлення ОУ дорівнює 220в. Живлення кожного ряду відбувається по окремій лінії. Для рівномірного розподілу навантаження між фазами під'єднаємо до фаз А і В по три світильники, а до фази С – чотири. Розрахунковий струм лінії з врахуванням втрат в пускорегулюючій апаратурі найбільш навантаженої лінії:

$$I = \frac{P_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{пра}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{320 + 64}{220} = 1,75 \text{ А},$$

де $\Delta P_{\text{пра}} = 0,2 P_{\text{Л}} = 75 \text{ Вт}$ – втрати в дроселях.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

За значенням струму вибираємо для живлення кожної лінії по два багатожильних мідних проводи марки ПВ перерізом 2,5 мм². Переріз кабелю відповідає умовам механічної міцності.

Захист ліній від струмів короткого замикання проводиться шляхом встановлення автоматичних вимикачів. На ввіді в щиток встановлюється груповий триполюсний автоматичний вимикач номінальним струмом 5 А. Захист ліній двополюсними автоматами 2А. Проводи прокладаються в металорукавах.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

15. Спецпитання

Оцінка перспективності заміни існуючих джерел освітлення на ЛЕД світильники

Освітлення виробничих приміщень

З моменту появи першого створеного людиною джерела світла, лампи розжарювання, і до наших днів істотно змінився підхід до підбору освітлення. Раніше для освітлення використовувалися тільки лампи розжарювання, які характеризувалися низькою вартістю і простотою конструкції. З розвитком світових технологій на зміну лампам розжарювання прийшли люмінесцентні, перевагами яких стали знижене енергоспоживання і більш довгий термін служби. На сьогоднішній день однією з ключових світових тенденцій є підвищення енергоефективності та економія ресурсів в цілому і електроенергії, зокрема. Споживач почав замислюватися про енергозбереження і екологічність та став більш вимогливим в питанні підбору ламп. Виробники джерел освітлення, в свою чергу, постійно вдосконалюють свої технології для того, щоб зробити максимально економний і безпечний продукт. Так, люмінесцентні лампи стали менш популярними, а на зміну їм прийшли світлодіодні джерела світла, які мають масу переваг в порівнянні з люмінесцентними і лампами розжарювання.

До освітлення різноманітних промислових об'єктів (виробничі цехи, складські приміщення, гаражі, торгові зали, АЗС, будівельні майданчики тощо) пред'являються особливі вимоги. Від їхнього дотримання залежить безпека, економічність та ефективність. Залежно від умов експлуатації, використовуються промислові світильники різних видів.

					ДП 2022		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Яворський В.			Літ.	Арк.	Аркшів
Перевірів		Ізволєнський І.				80	
Н. Контр.							
Затвердив		Балюта С.М			ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ5-2		

Основні вимоги до промислового освітлення

Промислові світильники мають різні експлуатаційні характеристики. Вони залежать від розміру площ, норм освітленості, кліматичних та інших умов. До світильників пред'являються такі вимоги:

Стійкість до вібрацій: промислові світильники, що застосовуються на будівельних майданчиках, у виробничих цехах, шахтах, кар'єрах, на різних металургійних та інших підприємствах, повинні мати підвищену міцність або розміщуватися на спеціальних опорах, які зменшують вібрацію.

Стійкість до температурних перепадів і вологості: промислове освітлення, що застосовується на відкритих майданчиках, використовується цілий рік. Світильники повинні мати відповідний ступінь захисту.

Висока зносостійкість: освітлення деяких промислових об'єктів здійснюється цілодобово. Від цього залежить безпека і безперервність виробничих процесів. Щоб забезпечити їх, промислові світильники повинні бути високої якості. До того ж, такі освітлювальні прилади коштують досить дорого. Заміна неякісних світильників призведе до додаткових витрат.

Ефективність: на освітлення великих промислових об'єктів витрачається багато електроенергії. Це значно збільшує виробничі витрати. Щоб їх знизити, необхідно використовувати сучасні енергоефективні освітлювальні прилади. Заміна застарілого обладнання — важлива умова підвищення рентабельності виробництва.

Екологічна безпека: використання ртутних ламп і неефективних світильників призводить до забруднення навколишнього середовища та перевитрати ресурсів. Щоб цього уникнути, необхідно проводити

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

модернізацію систем освітлення.

В інтернет-магазинах пропонується великий вибір сучасних світлодіодних промислових світильників, які відрізняються високим рівнем енергоефективності, екологічної безпеки та надійності. Їх можна підібрати для освітлення будь-яких промислових об'єктів. Вибір здійснюється відповідно до галузевих стандартів та санітарних норм.

Види промислових світильників

У промисловості застосовуються три види виробничого освітлення: природне (сонячне світло на відкритих майданчиках або надходить через вікна, скляні дахи і стіни), штучне (світильники), комбіноване (у світлий час доби).

Сонячного світла буває недостатньо для освітлення об'єкта навіть вдень, тому найчастіше застосовується штучне або комбіноване світло.

При створенні штучного освітлення промислових приміщень враховуються такі чинники:

- специфіка підприємства;
- масштаби виробництва;
- умови виробництва;
- площі освітлюваних територій;
- категорія вибухо- та пожежонебезпеки.

Вибір освітлювальних приладів та іншого обладнання здійснюється фахівцями на етапі проектування промислового освітлення.

При монтажі промислових освітлювальних систем використовуються різні види світильників. Вони мають свої достоїнства й недоліки:

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

Лампи розжарювання: світло випромінюють дроти з тугоплавкого матеріалу на основі вольфраму при проходженні через них електричного струму. Їхні переваги — низька вартість, миттєве засвічування при включенні, не створюють радіоперешкод. Але лампи розжарювання практично не використовуються при створенні сучасних систем промислового світла через цілий ряд недоліків. Це низька енергоефективність (95% електроенергії перетворюється в тепло), обмеження використання в умовах високої вологості і запиленості, невеликий експлуатаційний ресурс (1 тис. годин), чутливість до перепадів напруги. У країнах ЄС лампи розжарювання заборонено до використання.

Лампи ДРЛ: дугові люмінофорні джерела світла. Їхні переваги — невисока вартість, компактні розміри, відносно високий рівень світловіддачі. Недоліки — тривалий процес запалювання (вихід на максимальну потужність 10–15 хв.), підвищений шум при роботі, неможливість застосування в освітлювальних системах з датчиками, використання ртуті у виробництві.

Лампи НЛ: промислові дугові натрієві лампи відносяться до газорозрядних. Вони показують відносно тривалий термін експлуатації (до 25 тис. годин) і високий рівень світловіддачі. Практично не використовуються в сучасному промисловому освітленні через тривале засвічування, ефект мерехтіння, вміст ртуті, низьку якість передачі кольору, високу вартість.

Люмінесцентні світильники: працюють на основі дугового розряду в парах ртуті. Мають доступну вартість, незначно нагріваються, відрізняються високим рівнем світловіддачі, тривалим терміном експлуатації (2–20 тис. годин). Із недоліків — підвищена хімічна небезпека через вміст ртуті, низька якість світла, мерехтіння, зменшення

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

світлодідачі з часом. Використовувалися для створення переважно стельових промислових світильників.

Промислові світильники перерахованих вище типів вважаються застарілими. Вони повинні бути повністю виведені з експлуатації через їхні істотні недоліки.

Для створення сучасного виробничого освітлення використовуються світлодіодні лампи. LED світильники мають такі переваги:

Високий рівень енергоефективності: ККД сучасних світлодіодних промислових ламп наближається до 100%. В умовах освітлення великих виробничих територій це має величезне значення, оскільки використання LED-світильників дозволить знизити витрати. Незважаючи на низьке споживання енергії, світлодіодні ліхтарі дають потужний світловий потік.

Універсальність у застосуванні: світлодіодні промислові світильники можуть використовуватися в будь-яких виробничих умовах, у тому числі в приміщеннях з високою вибухо- та пожежною небезпекою, високим рівнем вологості, запиленості, в умовах перепадів температур.

Несприйнятливість до перепадів напруги в мережі: на виробництві стрибки напруги — звичне явище. В умовах великих промислових підприємств для освітлення можуть бути проведені окремі лінії електропостачання, тому ймовірність перепадів менша. Але якщо система освітлення не має захисту, світлодіодні ліхтарі все одно не постраждають.

Можливість регулювання світлового потоку: LED-світильники можуть оснащуватися диммерами — пристроями, що дозволяють плавно зменшувати або збільшувати світловий потік, у тому числі й автоматично. Це також сприяє економії електроенергії.

Безпека: промислові світильники на світлодіодах забезпечуються ефективними системами відведення тепла, що робить їх пожежобезпечними. Вони можуть застосовуватися в будь-яких приміщеннях.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

Комфортне світло: залежно від використаних світлодіодів, LED світильники дають світло різної кольорової температури. Це дозволяє створювати комфортне і безпечне освітлення, яке сприяє підвищенню ефективності праці й збереженню здоров'я органів зору.

Застосування в автономних системах освітлення: світлодіодні світильники можуть використовуватися з різним сучасним обладнанням, що дозволяє створювати повністю автоматизовані системи освітлення, які реагують на рівень освітленості, рух, тепло тощо.

Істотний недолік світлодіодних промислових світильників — їхня висока ціна. Але якщо врахувати тривалий термін служби таких приладів (50 і більше тис. годин), то їхня вартість виправдовується досить швидко. Сюди додаємо енергоефективність і надійність — отримуємо можливість значної економії. До того ж, у виробництво впроваджуються нові технології, які дозволяють знизити витрати на виготовлення освітлювальних приладів.

Вибираємо виробничі світлодіодні світильники

При покупці LED-світильників потрібно звернути увагу на такі характеристики:

- світловий потік: чим вищий показник у люменах, тим яскравіше буде світити прилад;
- спосіб кріплення: у нас можна вибрати і купити стельові, настінні, підвісні та інші види світлодіодних світильників;
- потужність: розраховується, виходячи з норм освітлення цеху, торгового залу, складського чи іншого приміщення;
- діаграма спрямованості: враховується для створення рівномірного або спрямованого освітлення;
- колірна температура: залежить рівень комфортності освітлення.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

Економія електроенергії

Світлодіодні світильники мають високу світлову ефективність. Рівень енергоефективності - клас А+. Співвідношення світлового потоку до спожитої електроенергії у світлодіодних світильниках хороших

виробників становить 135 лм/Вт та вище. У порівнянні з лампами розжарювання, ефективність яких близько 13 лм/Вт, та люмінесцентними лампами із ефективністю 40-70 лм/Вт, ефективність світлодіодних світильників дозволяє найбільш раціонально використовувати спожиту електроенергію. Термін окупності проектів по переобладнанню приміщень на світлодіодне освітлення дуже короткий. Приклади реального терміну окупності наведено в розділі «Типові рішення».

Відсутність жорсткої ультрафіолетової складової

Спектр світлового потоку світлодіодів не містить ультрафіолетової складової, що забезпечує відсутність вигорання фарби, пластикових предметів та тканин (ефекту старіння, коли вони жовтіють та виглядають як старі). Завдяки цьому світлодіодні світильники ідеально підходять для магазинів одягу, меблів, творів мистецтва та інших предметів, які можуть втратити свою цінність внаслідок вигорання через використання люмінесцентних світильників.

Висока стабільність світлового потоку – відсутність мерехтіння світла

Якісні світлодіодні освітлювальні системи дають можливість отримати високостабільний світловий потік. При професійному проектуванні світильників є можливість досягнути малого рівня пульсації світла та відсутності стробоскопічного ефекту. Світильники А36 та А66 мають рівномірний потік світла та не втомлюють зір.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

Високий рівень кольоропередачі

Світлодіодні світильники А36 та А66 мають високий показник індексу передачі кольору ($Ra > 80$, а по бажанню покупця - $Ra > 90$). Вони не вимагають фільтрів для корекції кольору і тим самим забезпечують

високу відповідність передачі кольору предметів. За рахунок високого коефіцієнту кольоропередачі спектр світильників близький до спектру природнього, що позитивно впливає на емоційний стан. А правильна передача відтінків кольору, що забезпечується світлодіодним освітленням, особливо важлива для відділів продажу одягу, меблів, дизайнерських, художніх офісів тощо.

В залежності від призначення світильники виготовляються із різною колірною температурою: 5000К – холодне (денне) світло для супермаркетів, різних торгових, виробничих та складських приміщень, офісів, коридорів; 4000К – нейтральне біле світло для навчальних закладів, віталень, кухонних приміщень; 3000-3500К – тепле світло для дитячих садків, спалень та різних зон відпочинку.

Зручність у використанні та розподіленні світлового потоку

Направлений, рівномірний та повторюваний при виробництві світловий потік в комплексі із різноманітними варіантами кріплення та використання дозволяють реалізувати найсміливіші схеми освітлення.

Це дає можливість найефективнішого розподілення світла над робочою зоною та дозволяє освітлювати тільки потрібну територію чи простір. В залежності від типу приміщення є можливість вибрати світильники з різною шириною світлового потоку, що дає змогу отримати додаткову економію електроенергії внаслідок ефективного використання світлового потоку. Моделі А36 доступні в усіх варіантах кріплення - вбудований в Армстронг, а також підвісний та стельовий варіанти.

										Арк.
										87
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022					

Технічне обслуговування

Завдяки тривалому терміну служби, світлодіодні світильники не потребують постійного технічного обслуговування та заміни деталей, що у свою чергу забезпечує суттєву економію в порівнянні з іншими джерелами освітлення.

Висока надійність та великий термін експлуатації:

Використання світлодіодів OSRAM OptoSemiconductors та новітнього обладнання гарантує термін служби світильників А36 та А66 не менше 40 000 годин. При коректному підході до проектування світлодіодні світильники здатні працювати у широкому температурному діапазоні та у складних умовах (вібрація, пил, несприятливе середовище тощо), що гарантує безперервність їх роботи. На відміну від інших ламп (ламп розжарювання, люмінесцентних чи газорозрядних ламп), світлодіодні світильники не є крихкими. Світлодіодні світильники типу А36 та А66 стійкі до перепадів напруги мережі. Термін експлуатації світлодіодів в декілька разів перевищує термін служби люмінесцентних ламп.

«Розумні» системи освітлення

Світлодіодна технологія перевершує всі інші варіанти програмованих систем освітлення. Такі світильники є ідеальними для застосування в пристроях з високою частотою комутації, оскільки довговічність світлодіодів не залежить від кількості увімкнення/вимкнення.

Швидке включення

На відміну від люмінесцентних або натрієвих ламп, світлодіодні світильники не потребують часу для виходу на робочий режим, в них одразу ж, після включення, досягається заявлений рівень світлового потоку.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

Охорона навколишнього середовища

Світлодіодні світильники не забруднюють навколишнє середовище, тоді як люмінесцентні лампи містять ртуть і потребують утилізації, а відповідно і витрат навіть після виходу з ладу.

Світлодіодні лампи переваги і недоліки. Переваги світлодіодних ламп

1. Низьке енергоспоживання і мінімальне виділення тепла - практично вся електроенергія йде на виділення світла, а не на нагрівання.
2. Екологічність - не містить шкідливих речовин, наприклад, ртуті і не вимагає спеціальної утилізації.
3. Гарантія і довгий термін служби (від 30 000 до 100 000 годин), після закінчення якого лампа не перегорає, а втрачає близько 20 відсотків яскравості.
4. Простота установки і безпека (легко встановлюється, не перегрівається і працює на низькій напрузі).
5. Немає мерехтінь, частота яких була б помітною для людського ока.
6. Якісна передача кольору (від теплого білого світла до холодного білого).
7. Швидке вимкнення (мала інерційність).
8. Термін служби не залежить від кількості увімкнень-вимкнень.
9. Не чутливість навіть до дуже низької температури.
10. Безшумність - такі лампи просто незамінні в лікарнях, бібліотеках, офісах і інших місцях, де важливо зберігати тишу.

Мінуси люмінесцентних ламп

1. Вимагає спеціальної утилізації.
2. Вразлива до перепадів напруг.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		89

3. Вимагає витрат на обслуговування.
4. Містить ртуть.
5. Частота мерехтіння може негативно впливати на зір.
6. Низька якість передачі кольору.

Світлодіодні лампи з високою енергоефективністю. Недоліки світлодіодних ламп

До мінусів світлодіодної лампи led відносять їх високу ціну. Але з огляду на те, що на здоров'ї і комфорті не слід економити, висока ціна - це, скоріше, не недолік, а потреба в одноразовому значному вкладенні. А в зв'язку з постійним зростанням цін на електроенергію, краще витратитися 1 раз, а потім економити на своїх витратах. До того ж Вам не потрібно буде думати про те, як світлодіодну led лампу утилізувати.

Порівняльна характеристика люмінесцентної і світлодіодної лампи

Параметри Люмінесцентна лампа T8 (18 Вт) Світлодіодна лампа T8 (9 Вт).

Витрати на електроенергію.

Споживана потужність лампи, Вт $18W+4W=22 W$ 9W

Час роботи ламп, годин / рік, виходячи з 16 годин роботи в день 365 днів x16 годин = 5 840 годин 365 днів x16 годин = 5 840 годин

Споживання однієї лампи в рік (Вт / год.) $5\ 840\ годин \times 22\ W = 128\ 480$ Вт/год. $5\ 840\ годин \times 9\ W = 52\ 560$ Вт/год.

Споживання 4 ламп в рік (Вт / год.) $128\ 480\ Вт/год. \times 4\ шт. = 513\ 920$ Вт/год. = 514 кВт/год. $52\ 560\ Вт/год. \times 4\ шт. = 201\ 240$ Вт/год. = 210 кВт/год.

Ціна (кВт / год.) 1,85 грн. 1,85 грн.

Розрахувати окупність дуже просто: потрібно розділити різницю у вартості покупки ламп на сумарну щорічну економію, тобто 692 на 586,40,

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

вийде 1,18 року. Термін служби лампи світлодіодної led становить 10 років, а вже за рік з невеликим витрати на світлодіодну лампу окупляться. До того ж Ви будете отримувати реальний прибуток в розмірі 562,40 гривень кожного року.

Економія зі світлодіодними лампами

Більшість підприємств переходять зараз на світлодіодні led лампи, так як вони економічні, екологічні, не потребують утилізації і мають дуже довгий строк служби. Підприємства та приватні особи зараз готові заплатити більше, але отримати лампу з хорошою передачею кольору, яка прослужить довго і буде економною. Ідеальним рішенням для таких запитів є світлодіодна лампа. До таких ламп належить світлодіодна лампа t8. Лінійна лампа світлодіодна t8 може використовуватися для освітлення як промислових приміщень, так і житлових будинків.

Наведені ціни дійсні на момент написання статті (2019/10/29), а у відповідному розділі представлена актуальна ціна на світлодіодні лампи.

					ДП 2022	Арк.
						91
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

16. Охорона праці

Повітряні кабельні лінії до 1 кВ : монтаж та експлуатація

Кабельною лінією називається лінія для передачі електроенергії, що складається з одного або декількох паралельних кабелів із сполучними, стопорними і кінцевими муфтами (закладення) і кріпильними деталями. Основними елементами конструкції силових кабелів є струмопровідні жили, ізоляція жил, оболонка для захисту ізоляції від зволоження та інших впливів середовища, броня зі сталевих стрічок або дроту для захисту оболонки з ізоляцією від механічних пошкоджень і протикорозійне покриття або спеціальний захисний покрив.

У разі, якщо об'єкт, який необхідно регулярно забезпечувати електрикою, має розгалужену мережу кабелів, прикладом якої може бути структурована кабельна система, то необхідно планування і будівництво магістральної лінії.

Магістраль прокладається двома способами: кручений парою мідного кабелю, одно- або багатодротовим. Специфіка інженерії мережі визначається її конфігурацією, кількістю об'єктів електропостачання, робочих місць, відстані, погодних умов і т.д. Сукупність цих факторів визначає також і спосіб прокладки лінії: підземний - по траншеях, шляхопроводів, криниць; підводний, або - найпоширеніший, повітряний, в якому задіюються стіни, дахи будівель, вільно повітряний простір, опори різного типу. Однозначним плюсом прокладання повітряної кабельної лінії є простота її розробки і монтажу, другим - відносна дешевизна. Для складноконфігурованих кабельних ліній також важлива швидкість і простота доступу в будь-якій точці для ремонтних робіт.

					ДП 2022 141					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Охорона праці					
Розробив		<i>Яворський В.</i>						Літ.	Арк.	Арк.шів
Перевірив		<i>Сірик А.О.</i>							92	
Зав.кафедр.								ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2ск		
Н. Контр.		<i>Ізволенський</i>								
Затвердив		<i>Балюта С.М.</i>								

З цієї точки зору повітряні кабельні лінії також дають чималу перевагу в порівнянні з іншими видами прокладки.

До недоліків КЛ можна віднести невирішену проблему штормовий захисту, коли падаючі опори, які летять, рвуть дроти електропередач і ушкоджують таким чином фідери. Схильність до уловлювання розрядів блискавки і накопичення електростатики - теж є негативною стороною повітряних кабельних ліній. Якщо область установки знаходиться в зоні ризику, то необхідно забезпечити заземлення, або використовувати силові кабелі для підземної прокладки. Обрив лінії може спровокувати не тільки зламана гілка: взимку повітряні лінії наражаються на небезпеку провисання і обриву через накопичується на них снігу і льоду. Проте, всі ці мінуси ставляться до досить низького ступеня ймовірності, і багаторазово перебиваються плюсами, головним з яких є економічність.

Способи прокладки і монтажу повітряних кабельних ліній

Прокладати повітряну кабельну лінію повинні обов'язково фахівці, які мають не тільки атестацію з електробезпеки, але і допуск до верхолазних робіт. Необхідно суворо виконувати правила охорони праці, користуватися засобами захисту. Це пов'язано з тим, що не ліцензовані монтажні фірми, як правило, намагаються здешевити вартість виконаних робіт. І економлять, в першу чергу, на придбання страхувального обладнання для монтажників. У зв'язку з цим нерідкі нещасні випадки на виробництві, коли замість кішки, гаків і поясів використовуються побутові прийоми типу «зацеп ногою», робота без страхувального пояса, обв'язування простою мотузкою під пахвами і т.д.

Повітряна кабельна лінія досить проста в прокладці, якщо перед цим затверджений план і обстежені точки кріплення. Однією з неодмінних умов правильної прокладки повітряних кабельних ліній є відсутність тертя кабелю

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		93

об предмети, що з плином часу призведе до зносу і стирання ізоляції, а якщо в регіоні погода несприятлива, а зовнішнє середовище - агресивна, то знос ізоляції буде прискорено в рази.

Щоб уникнути небажаних ефектів, при прокладці повітряних кабельних ліній часто використовується технологія FlexTender. Алітїрована (алюмінізований) або оцинкований сталевий дріт згорнутий в пружину, на зразок спіралі. Вона простягається між двома об'єктами, всередину спіралі поміщається кабель і допоміжний трос. При натягу спіраль розгортається, забезпечуючи оптимальну гнучкість, пружність і захист від зовнішніх пошкоджень. Кінці FlexTender закріплюються в двох точках між двома об'єктами повітряної кабельної лінії, там же здійснюється проміжне кріплення силового елемента і кабелю.

Правила безпеки при пошкодженні ліній електропередач

Несприятливі погодні умови - сильний вітер, дощ та гроза можуть спричинити пошкодження на повітряних лініях електропередач.

Щоб запобігти нещасним випадкам від враження електричним струмом дотримуйтесь таких основних правил безпеки:

- не наближайте до обірваних проводів повітряних ліній електропередач, це може бути смертельно-небезпечно;
- будьте особливо уважні на вулиці, біля будинків під час сильного вітру, дощу, коли найчастіше можливе пошкодження проводів повітряних ліній електропередач;
- попереджуйте інших і роз'яснюйте дітям про небезпеку ураження електричним струмом при їх наближенні до проводів повітряних ліній електропередач;
- не дозволяйте неповнолітнім дітям самостійно проводити збирання ягід, черешень, вишень, яблук і т.д. в зоні, де проходять повітряні лінії

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

електропередач та самі будьте обережні.

Якщо Ви помітили повалені стовпи, обрив, або провисання проводів повітряних ліній електропередач, виконуйте такі заходи безпеки:

- не торкайтеся до проводів повітряних ліній електропередач;
- не підходьте до обірваних проводів повітряних ліній електропередач ближче, ніж 8 метрів;
- повідомте про обірвані провода повітряних ліній електропередач в диспетчерську службу енергетичних мереж міста чи району, або працівникам місцевої влади;
- охороняйте обірваний провід повітряних ліній електропередач до приїзду електромонтерів енергетичних мереж.

Охоронні зони повітряних ліній електропередач встановлюються:

- уздовж повітряних ліній електропередач - у вигляді земельної ділянки і повітряного простору, обмежених вертикальними площинами, що віддалені по обидві сторони лінії від крайніх проводів за умови невідхиленого їх положення на відстань: (для повітряних ліній електропередач, напругою) -

2 метрів до 1 кВ

10 метрів - до 20 кВ

15 метрів 35 кВ

20 метрів - 110 кВ

25 метрів - 150, 220 кВ

30 метрів - 330, 400, 500, - 400 кВ

40 метрів - 750 кВ;

- уздовж переходів повітряних ліній електропередач через водоймища (ріки, канали, озера та ін.) - у вигляді повітряного простору над поверхнею водоймища, обмеженого вертикальними площинами, що віддалені по обидві сторони лінії від крайніх проводів за умови невідхиленого їх положення для

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		95

судноплавних водоймищ на відстань 100 метрів, для несудноплавних - на відстань, передбачену для встановлення охоронних зон уздовж повітряних ліній електропередачі, що проходять по суші;

- за периметром трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв - на відстані 3 метрів від огорожі або споруди;
- уздовж підземних кабельних ліній електропередач - у вигляді земельної ділянки, обмеженої вертикальними площинами, що віддалені по обидві сторони лінії від крайніх кабелів на відстань 1 метра;
- уздовж підземних кабельних ліній електропередач до 1 кВ, прокладених у містах під тротуарами, у вигляді земельної ділянки, обмеженої вертикальними площинами від крайніх кабелів на відстань 0,6 метра у напрямку будинків і споруд та на відстань 1 метра у напрямку гіроїзджої частини вулиці;
- уздовж підводних кабельних ліній електропередач - у вигляді водного простору від поверхні води до дна, обмеженого вертикальними площинами, віддаленими по обидві сторони лінії від крайніх кабелів на відстань 100 метрів.

Категорично забороняється в охоронних зонах повітряних і кабельних ліній електропередач, трансформаторних підстанцій, розподільчих пунктів і пристроїв виконувати будь-які дії, що можуть порушити нормальну роботу електричних мереж, спричинити їх пошкодження або нещасні випадки, а саме:

- перебувати стороннім особам на території і в приміщеннях трансформаторних підстанцій, розподільчих пунктів та пристроїв, відчиняти двері та люки цих споруд, здійснювати самовільне переключення електричних апаратів та здійснювати самовільне підключення до електричних мереж;
- будувати житлові, громадські та дачні будинки;

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

- влаштовувати будь-які звалища;
- складати добрива, корми, торф, соломку, дрова, інші матеріали;
- розташовувати автозаправні станції або інші сховища паливно-мастильних матеріалів;
- накидати на струмопровідні частини об'єктів електричних мереж і наближати до них сторонні предмети, підніматися на опори повітряних ліній електропередачі, електрообладнання трансформаторних підстанцій, розподільчих пунктів і пристроїв, Демонтувати їх елементи;
- саджати дерева та інші багаторічні насадження, крім випадків плантацій новорічних ялинок;
- проводити будь-які заходи, пов'язані з великим скупченням людей, не зайнятих виконанням дозволених у встановленому порядку робіт;

Крім того, у межах охоронних зон повітряних і кабельних ліній, і трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв без письмової згоди енергопідприємства, у віданні якого перебувають ці мережі, а також без присутності його представника забороняється:

- будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, знесення будівель і споруд;
- здійснення усіх видів гірничих, вантажно-розвантажувальних, землечерпальних, підривних, меліоративних, . вирубаня дерев, розташування польових станів, загонів для худоби, установлення дротяного загородження, шпалер для виноградників та садів, а також поливання сільськогосподарських культур;
- проїзд в охоронних зонах повітряних ліній електропередач машин та механізмів загальною висотою з вантажем або без нього від поверхні дороги понад 4,5 метри;

					ДП 2022 141	Арк.
						97
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- виконання в охоронних зонах підземних кабельних ліній електропередач земляних робіт на глибині понад 0,3 метри, а на орних землях на глибині понад 0,45 метра, а також розрівнювання ґрунту:

Умови ураження людини струмом при доторканні до струмовідних частин електромереж

Якщо людина одночасно доторкається до щонайменше двох точок, між якими існує деяка напруга, то при цьому утворюється замкнуте електричне коло, і через тіло людини проходить електричний струм. Величина цього струму, а відтак і небезпека ураження людини, залежить від низки чинників: схеми під'єднання людини до електричного кола, напруги мережі, схеми самої мережі, режиму її нейтралі, якості ізоляції струмовідних частин від землі, ємності струмовідних частин відносно землі та ін. За значенням номінальної напруги електромережі поділяються на:

- мережі з напругою понад 1000 В;
- мережі з напругою до 1000 В;
- мережі малої напруги (не вище 42 В змінного та 110 В постійного струму).

За видом струму електромережі поділяються на мережі постійного і змінного струму (одно - та багатофазні). Найчастіше в промисловості застосовуються трифазні мережі з ізольованою нейтраллю (трьохпровідні) та з глухо-заземленою нейтраллю (чотирипровідні).

Глухозаземлена нейтраль - нейтраль генератора чи трансформатора, яка приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через апарати з малим опором.

Ізольована нейтраль - це нейтраль трансформатора чи генератора, яка не приєднана до заземлювального пристрою або приєднана до нього через апарати з великим опором (трансформатори напруги, компенсаційні котушки тощо). Найбільш характерними є дві схеми під'єднання людини до

					ДП 2022	141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			98

електричного кола: між двома фазами електричної мережі (двофазне доторкання) та між однією фазою та землею (однофазне доторкання).

Технічні способи та засоби захисту (ТСЗЗ) поділяють на:

- ТСЗЗ при нормальних режимах роботи електроустановок (ізоляція струмовідних частин, забезпечення недоступності неізольованих струмовідних частин, попереджувальні сигналізація, знаки та написи, застосування малих напруг, захисне розділення електромереж, вирівнювання потенціалів);

- ТСЗЗ при переході напруги на металеві нормально неструмовідні частини електроустановок (захисні заземлення, занулення, вимикання); - електрозахисні засоби та запобіжні пристосування.

- ТСЗЗ при нормальних режимах роботи електроустановок

Організаційні та технічні заходи електробезпеки До роботи на електроустановках допускаються особи не молодші 18 років, які пройшли інструктаж та навчання з безпечних методів праці, перевірку знань правил безпеки та інструкцій відповідно до займаної посади чи роботи, яку вони виконують та кваліфікаційної групи з електробезпеки, і які не мають протипоказань, визначених Міністерством охорони здоров'я України. З метою профілактики професійних захворювань, нещасних випадків та забезпечення безпеки праці працівники, що обслуговують діючі електроустановки, в обов'язковому порядку проходять попередній (при прийнятті на роботу) та періодичні (термін обумовлений професією та характеристикою роботи) медичні огляди. Роботи в електроустановках стосовно їх організації поділяються на такі, що виконуються: - за нарядом-допуском; - за розпорядженням; - у порядку поточної експлуатації. Безпека робіт у діючих електроустановках досягається наступними організаційними заходами:

					ДП 2022	141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			99

- затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення нарядам, розпорядженням або затвердженням переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи, нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Робота в електроустановках стосовно заходів безпеки поділяється на три категорії:

- зі зняттям напруги;
- без зняття напруги на струмовідних частинах та поблизу них;
- без зняття напруги віддалік від струмовідних частин, що перебувають під напругою.

До технічних заходів, які необхідно виконувати в діючих електроустановках для забезпечення безпеки робіт належать: При проведенні робіт зі зняттям напруги в діючих електроустановках:

- вимкнення установки (частини установки) від джерела живлення електроенергії;
- механічне блокування приводів апаратів, які здійснюють вимкнення, зняття запобіжників, від'єднання кінців лінії, що забезпечує електропостачання, та інші заходи, що унеможливають випадкову подачу напруги до місця проведення робіт;
- вивішування заборонних плакатів на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірка відсутності напруги на струмовідних частинах, які слід заземлити для захисту людей від ураження електричним струмом;
- встановлення заземлення (увімкнення заземлюваних ножів);

					ДП 2022 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		100

- встановлення переносних заземлень);
- огороження робочих місць або струмовідних частин, що залишаються під напругою, і вивішування на огороженнях плакатів безпеки;

При проведенні робіт без зняття напруги на струмовідних частинах та поблизу них: виконання робіт за нарядом не менш ніж двома працівниками із застосуванням електрозахисних засобів, під постійним наглядом, із забезпеченням безпечного розташування працівників, використовуваних механізмів та пристосувань;

При проведенні робіт без зняття напруги віддалік від струмовідних частин, що перебувають під напругою, є неможливим випадкове наближення працівників і ремонтного оснащення та інструменту, що застосовуються ними, до струмовідних частин на відстань, меншу від допустимої, тому передбачати технічні та організаційні заходи для запобігання такому наближенню не потрібно

Розрахунок технічного завдання

Завдання 1. Людина доторкнулась до фазного проводу чотирипровідної мережі з заземленою нейтраллю (380/220 В, 50 Гц). Накреслити схему і визначити напругу дотику ($U_{\text{дот}}$) та силу струму, що проходить через людину ($I_{\text{л}}$) для двох режимів роботи електроустановки: нормальному і аварійному.

1. В нормальному режимі для двох випадків :

1.1. при $C_A = C_B = C_C = 0$ і $R_A = R_B = R_C = R$, кОм; опір **R** має значення, наведені у таблиці.

1.2. $C_A = C_B = C_C = C$ мкФ , і $R_A = R_B = R_C = \infty$; ємність **C** має значення, наведені в таблиці.

2. В аварійному (людина доторкнулась до фазного провідника в момент, коли інший провідник був замкнений на землю через різні опори замикання на землю $R_{\text{зам}}$, Ом).

					ДП 2022 141	Арк. 101
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Варіант	$R_{л}$ Ом	R_0 Ом	Нормальний режим		Аварійний режим		
			1 випадок : $C_A = C_B = C_C = 0$ $R_A = R_B = R_C = R$	2 випадок : $R_A = R_B = R_C = \infty$; $C_A = C_B = C_C = C$	R , кОм	C , мкФ	$R_{зам}$, Ом
15	950	3,9			40	0,08	160, 80, 5, 0,2

1.1. У нормальному режимі роботи мережі провідності фазного і нульового проводів відносно землі припущено дорівнюють 0 (рис. 16.1).

В цьому випадку напруга дотику знаходиться за формулою

$$U_{дот} = U_{\phi} \cdot \frac{R_{л}}{R_{л} + R_0} ;$$

$$U_{дот} = 220 \cdot \frac{950}{950 + 3,9} = 219,1 \text{ В.}$$

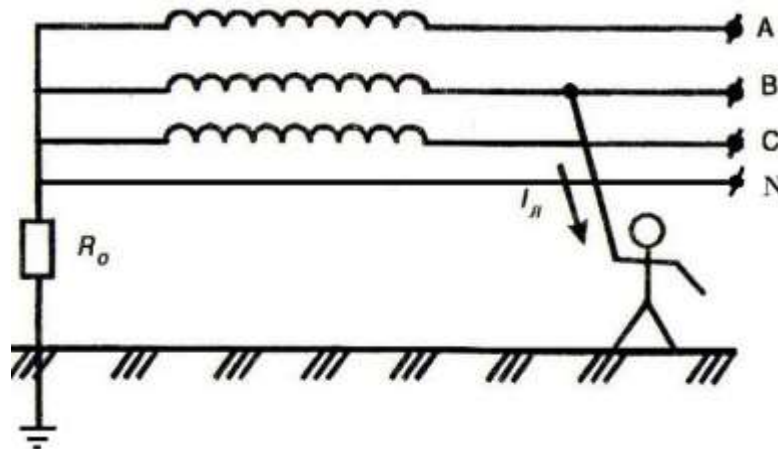


Рис. 16.1. Однофазний дотик до фази 4-провідної мережі з заземленою нейтраллю.

Струм через людину знайдемо за формулою :

$$I_{л} = \frac{U_{\phi}}{R_{л} + R_0} ;$$

$$I_{л} = \frac{220}{950 + 3,9} = 0,23 \text{ А.}$$

2. Аварійний режим розглядаємо для випадку, коли одна з фаз замкнута на землю (наприклад – С), через відносно малий активний опір $R_{зам}$ (рис. 16.2).

У цьому випадку напругу дотику визначаємо за формулою :

$$U_{дот} = U_{\phi} \cdot R_{л} \cdot \frac{R_{зам} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{зам} \cdot R_0 + R_{л}(R_{зам} + R_0)} ;$$

Знаходимо $U_{дот}$ для наступних значень :

$U_{\phi} = 220$ В; $R_{л} = 950$ Ом ; $R_{зам} = 160$ Ом ; $R_0 = 3,9$ Ом.

$$U_{дот} = 220 \cdot 950 \cdot \frac{160 + 3,9 \cdot \sqrt{3}}{160 \cdot 3,9 + 950(160 + 3,9)} = 229,52 \text{ В.}$$

За тими же вхідними даними розраховуємо струм через людину :

$$I_{дот} = U_{\phi} \cdot \frac{R_{зам} + R_0 \cdot \sqrt{3}}{R_{зам} \cdot R_0 + R_{л}(R_{зам} + R_0)} ;$$

$$I_{дот} = 220 \cdot \frac{160 + 3,9 \cdot \sqrt{3}}{160 \cdot 3,9 + 950(160 + 3,9)} = 0,24 \text{ А}$$

Знаходимо інші значення $U_{дот}$ та $I_{дот}$ підставляючи відповідні параметри $R_{зам}$. Отримані значення заносимо до таблиці 16.2.

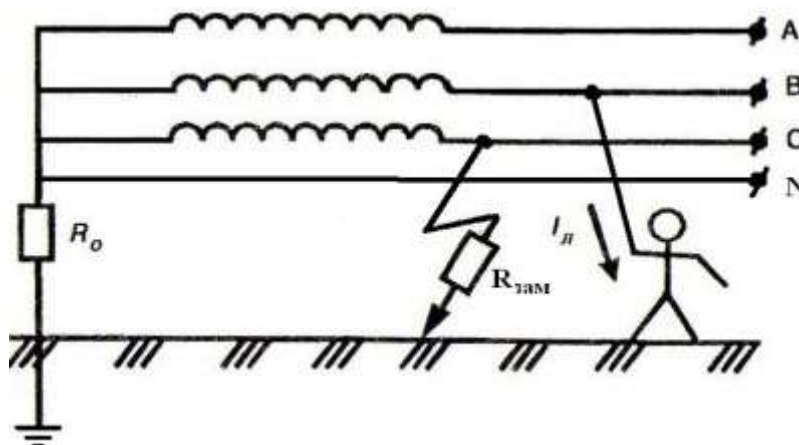


Рис. 16.2. Однофазний дотик до фази 4-провідної лінії (аварійний режим).

					ДП 2022 141	Арк.
						103
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 16.2

U_{ϕ}	220, В			
$R_{л}$	950, Ом			
R_0	3,9 Ом			
$R_{зам}$	160	80	5	0,2
$U_{дот}$	229,52	238,5	411,1	637,0
$I_{дот}$	0,24	0,25	0,43	0,67

Література

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов по спец. “Электроснабжение”. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1991. – 496 с.: ил.

2. Благой В.С. Струми коротких замикань: Навч. посібник. – К.: ІДСО, 1994. – 236 с.

3. Блок В.М. Электрические сети и системы: Учеб. Пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1986. – 430 с.: 430 с.: ил.

4. Энергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України/ Ковалко М.П., Денисюк.; Відпов. ред. Шидловський А.К. – Київ: УЕЗ, 1998. – 506 с.

5. Ковалевский М.Н. Пособие по эксплуатации бесконтактных устройств на тиристорах. – К.: Техніка, 1990. – (Б-ка рабочего). – 143 с.

6. Купчик М.П., Гандзюк М.П., Степанець І.Ф., Вендичанський В.Н., Литвиненко П.М., Іваненко О.В. Основи охорони праці - К.: Основа, 1998. -460

7. Методичні вказівки до виконання розділу курсового проекту, випускової та дипломної роботи (проекту) “Оцінка економічної ефективності інвестиційних проектів” з використанням комп’ютерної техніки для студентів економічних та технічних спеціальностей денної та заочної форм навчання / Укл.: Л.Г. Цимбалюк, О.Г. Дерев’янку – К.: УДУХТ, 1998. – 16 с.

8. Методические указания и задания к контрольной работе «Электропривод с асинхронным двигателем» по дисциплине «Автоматизированный электропривод» для студентов специальности 10.04 всех форм обучения / Сост Ю.И. Кравченко. – Киев: КТИПП, 1989. – 48 с.

					ДП 2022			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Література	Літ.	Арк.	Аркушів
							105	
Розробив		<i>Яворський В.</i>				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЗЕЛ5-2		
Перевірів		<i>Ізволенський І.</i>						
Н. Контр.								
Затвердив		<i>Балюта С.М</i>						

9. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640с.; ил.

10. 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.

11. Овчаренко А.С., Розинский Д.И. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий. – К.: Техника, 1989. – 287 с.

12. Полянский В.К. Основы промышленного строительства пищевых предприятий: Учебное пособие. Воронеж: - Изд-во ВГУ, 1985. – 156 с.

13. Поскробко А.А., Братолобов В.Б. Бесконтактные коммутирующие и регулирующие полупроводниковые устройства на переменном токе. – М.: Энергия, 1978. – 190с.

14. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. посібник / О.М. Сірій, В.Є. Шестеренко. К.: ІСДО, 1993. – 592 с.

15. Справочная книга по светотехнике под ред. Ю.Б. Айзенберга.

16. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения/ С.А. Бажанов, И.С. Батхон, И.А. Баумштейн и др.; Под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоиздат, 1981. – 656 с.,

17. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2т. / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986.

18. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. И доп./Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербинского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с., ил.

					ДП 2022	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		106