

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

Пояснювальна записка

до магістерської кваліфікаційної роботи

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: «Енергозбереження та підвищення ефективності електропостачання
Товариства з обмеженою відповідальністю «Грін Кул» міста Вінниця»

Виконала: студентка 2 курсу, гр. ЕСЕ-18м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

Петелько В.С.

(прізвище та ініціали)

Керівник д.т.н., проф. Савуляк В.І.

(прізвище та ініціали)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2020 року

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

Освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр
Спеціальність– 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
Освітня програма – Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСЕМ
д.т.н.проф. Бурбело М.Й.

„ 06 ” березня 2020 р

ЗАВДАННЯ
на магістерську кваліфікаційну роботу
Петелько Валентині Сергіївні

1.Тема роботи: Енергозбереження та підвищення енергоефективності електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Грін Кул» міста Вінниця

керівник роботи: Савуляк Валерій Іванович, д.т.н., професор,
затверджені наказом по ВНТУ від « 06 » березня 2020 року, № 76

2. Строк подання студентом роботи « 04 » червня 2020року

3. Вихідні дані до роботи: відомості про електричні навантаження та планування підприємства, про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки.

Анотація.

Зміст

Вступ

Розділ 1 Відомості про підприємство та короткий опис технологічних процесів

Розділ 2 Визначення оптимальних параметрів системи електропостачання

Розділ 3 Енергозбереження та підвищення енергоефективності електропостачання

Розділ 4 Економічна частина

Розділ 5 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

Висновок

Список використаних джерел

Додатки

5. Перелік графічного матеріалу:

Матеріал, необхідний для висвітлення сутності проведених досліджень та впровадження розроблених методик

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., професор		
Економічна частина	Шулє Ю.А., к.т.н., доцент		

6. Дата видачі завдання « ___ » _____ 20__ року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Визначення оптимальних параметрів системи електропостачання	31.03.20	
2	Енергозбереження та підвищення енергоефективності електропостачання	30.04.20	
3	Економічна частина роботи	15.05.20	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	31.05.20	

Студент

_____ (підпис)

Петелько В.С.
(прізвище та ініціали)

Керівник
магістерської роботи

_____ (підпис)

Савуляк В.І.
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль
магістерської дипломної
роботи

_____ (підпис)

Войтюк Ю.П.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Петелько В. С. Енергозбереження та підвищення енергоефективності електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Грін Кул» міста Вінниця. Магістерська кваліфікаційна робота. Спеціальність 141 – Електротехнічні системи електроспоживання – Вінниця: ВНТУ, 2020 - 101 с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання щодо енергозбереження та підвищення енергоефективності електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Грін Кул»

Магістерська кваліфікаційна робота базується на дані, які були отримані за період проходження переддипломної практики на підприємстві.

В роботі розглянуті питання розрахунку електропостачання підприємства в цілому, вибір кількості і потужності трансформаторних підстанцій; вибір провідників, комутаційних апаратів тощо.

В науково-дослідній частині розглянуті заходи та методи енергозбереження та вибір конденсаторної установки при заданій економічній ефективності капіталовкладень, а також застосування багатосекційної конденсаторної установки.

Розраховано основні техніко-економічні показники СЕП підприємства.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: конденсаторна установка, система електропостачання, електричні мережі трансформаторна підстанція, розрахункове навантаження.

UDC 621.316

ANNOTATION

Petelko V. S. Energy saving and energy efficiency of the Green Cool Limited Liability Company of Vinnytsia. Master's qualification work. Specialty 141 - electrotechnical power systems - Vinnytsia: VNTU, 2020 - 80 p.

In the master's qualification work the questions concerning energy saving and increase of energy efficiency of power supply of Limited Liability Company "GREEN COOL" are considered.

The master's qualification work is based on data obtained during the period of undergraduate practice at the enterprise.

The paper considers the issues of calculating the power supply of the enterprise as a whole, the choice of the number and capacity of transformer substations; selection of conductors, switching devices, etc.

In the research part the measures and methods of energy saving and the choice of the condenser installation at the set economic efficiency of investments are considered.

The main technical and economic indicators of EPS of the enterprise are calculated.

The issues of labor protection and safety in emergency situations are considered.

Keywords: capacitor installation, power supply system, electrical networks, transformer substation, design load.

Drawings - 13

Tables - 23

Bibliographies - 28

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО ТА КОРОТКИЙ ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ.....	9
1.1 Характеристика технологічного процесу підприємства.....	9
РОЗДІЛ 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	14
2.1 Визначення кількості та потужності цехових ТП.....	14
2.2 Розрахунок втрат потужності в цехових ТП.....	18
2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення.....	20
РОЗДІЛ 3 ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	25
3.1 Заходи і методи енергозбереження та підвищення ефективності електропостачання	25
3.2 Підвищення ефективності електропостачання методом встановлення конденсаторної установки.....	29
РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	349
4.1 Розрахунок капіталовкладень систему електропостачання	39
4.1.1 Мета розрахунків та характеристика вихідних даних	39
4.1.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	40
4.2 Розрахунок поточних витрат	41
4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі.....	41
4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі	44
4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються	47
4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат.....	51
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії.....	52
4.3.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію	52
4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії.....	55
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	58
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	59

5.1.1 Електробезпека.....	59
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	60
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	62
5.2.1 Мікроклімат	62
5.2.2 Склад повітря робочої зони	63
5.2.3 Виробниче освітлення	64
5.2.4 Виробничий шум.....	65
5.2.5 Виробничі вібрації	67
5.2.6 Психофізіологічні фактори	67
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях	69
5.3.1 Дослідження безпеки роботи системи електроспоживання ТОВ «Грін Кул» в умовах дії іонізуючого випромінювання	71
5.3.2 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання ТОВ «Грін Кул» в умовах дії електромагнітного імпульсу	72
5.3.3 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи системи електроспоживання ТОВ «Грін Кул» в умовах надзвичайних ситуаціях.....	75
ВИСНОВОК.....	77
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	78
ДОДАТКИ	

ВСТУП

Актуальність теми. Для підвищення ефективності електропостачання підприємства необхідно правильно підібрати метод зменшення втрат на підприємстві. Звідси і виникає актуальність у виборі раціональних систем живлення, сучасного електрообладнання та провідників, підвищення надійності електропостачання та поліпшення існуючих мереж, зниження втрат.

Мета дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є обґрунтування використання компенсації реактивної потужності для підвищення ефективності електропостачання.

Основні задачі:

- задача оптимального вибору параметрів елементів системи електропостачання підприємства: числа і потужності трансформаторів, перерізу ліній живлення, засобів компенсації реактивної потужності;

- огляд заходів та методів енергозбереження та підвищення ефективності електропостачання.

Об'єкт дослідження – система електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Грін Кул».

Предмет дослідження – енергозбереження та підвищення ефективності електропостачання на підприємстві.

Методи досліджень. У магістерській роботі використовуються загально прийняті методи розрахунку та аналізу.

Наукова новизна. Обґрунтовано розрахунок компенсації реактивної потужності при заданій економічній ефективності для підвищення ефективності електропостачання та вибір багатосекційної конденсаторної установки.

Практичне значення одержаних результатів. Проведене дослідження дозволить побачити місце розташування та потужність конденсаторної установки.

РОЗДІЛ 1 ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО ТА КОРОТКИЙ ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ

1.1 Характеристика технологічного процесу підприємства

Вінницький завод холодильного обладнання ТОВ «Грін Кул» розпочав своє існування у вересні 2018 року. Підприємство побудоване на території Вінницького індустріального парку поблизу старого аеропорту.

Даний завод має досить невеликий асортимент продукції, а саме:

- холодильні шафи-вітрини ICE STREAM з умовним внутрішнім об'ємом від 350 л до 920 л;
- морозильні вітрини FROST STREAM з умовним внутрішнім об'ємом від 100 л до 1000 л.

На території підприємства функціонує сертифікована випробувальна лабораторія холодильного обладнання, що здійснює перевірку вітрин на дієздатність, а також відповідність українським та міжнародним стандартам. Підприємство реалізує свою продукцію на території України, Європи та США.

Згідно ПУЕ приймачі електроенергії промислових підприємств по ступеню безперебійності електропостачання, що вимагається, підрозділяються на 3 категорії:

I - приймачі, перерва в електропостачанні яких може потягти за собою небезпеку для життя та здоров'я людей або значні народногосподарські втрати викликані пошкодженням обладнання, тривалим збоєм складного технологічного процесу або масовим браком продукції;

II - приймачі порушення електропостачання яких пов'язані тільки з масовим недовипуском продукції, простоем людей, механізмів та промислового транспорту - прокатні стани, електричні дугові печі, металорізальні станки, штампованні преси, механізми текстильного виробництва та інше;

III - всі інші приймачі, які не підходять під визначення I та II. Споживачі III категорії - приймачі, допоміжні цехи, склади.

Переважну частину електроприймачів заводу складають приймачі з тривалим режимом роботи. За надійністю електропостачання підприємство в цілому відноситься до III категорії.

Електроприймачі ТОВ «Грін Кул» працюють у дві зміни і займається виготовленням холодильної продукції для машинобудівної галузі промисловості.

Для визначення електричних навантажень виробничого цеху, котрий розглядається у проекті, необхідно враховувати режим роботи, потужність, напругу, рід струму електроприймачів.

ТОВ «Грін Кул» живиться від ПЛ-10 кВ підстанції 110/10 кВ авіаційного заводу.

На завод від комерсантів надходить бланк замовлення покупця, де вказана модель вітрини чи шафи та характеристики її характеристики. Замовлення обробляється та замовляються комплектуючі. Після цього у виробничому цеху виконується збирання еталонного зразка вітрини чи шафи: висікаються та гнуться панелі для внутрішнього та зовнішнього корпусів; окремо збираються внутрішній та зовнішній корпус; формується корпус в зборі із внутрішнього та зовнішнього корпусу; виконується заливка теплоізоляційною піною простір між внутрішнім та зовнішнім корпусів корпуса в зборі; після заливки виконується встановлення роликів, лед-лінійок, агрегатної частини, електричної частини, пайка трубок, дверей, облицювань та навісів; виконується перевірка герметичності холодильної системи гелієм та виконується заправка фреоном; виконується перевірка на функціонування; продукція очищається, брендуються, доукомплектовується відповідно до замовлення покупця; вітрини проходять паспортний контроль, контроль якості та запаковуються.

Еталонний зразок та вибіркова продукція з конвеєру відправляється на перевірку у випробувальну лабораторію холодильного обладнання, вона в свою чергу видає заключення про дієздатність даних вітрин або шафів.

Генеральний план підприємства наведено на рис. 1.1., а в таблиці 1.1 показано дані про електричні навантаження цехів підприємства.

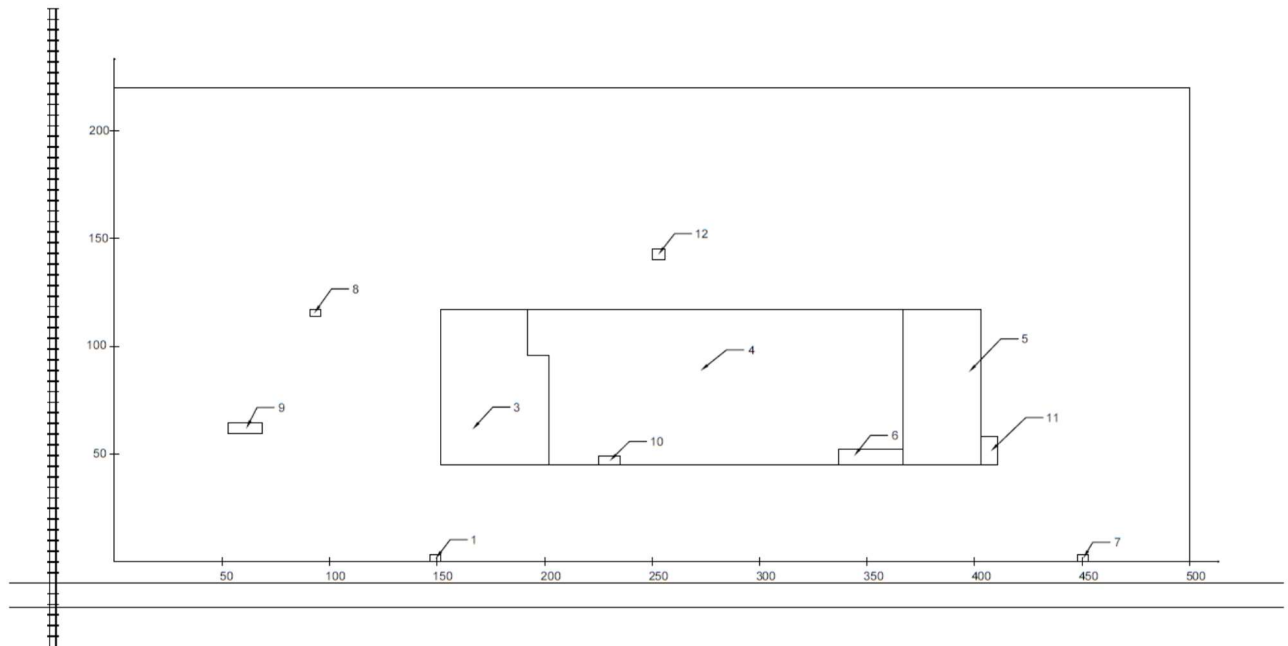


Рисунок 1.1 – Генплан ТОВ «Грін Кул»

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

№ на плані	Назва цеху	P_n , кВт	$\cos\phi/\text{tg}\phi$	F , м ²
1	Прохідна №1	5	0,9/0,48	15
2	Адміністрація	50	0,9/0,48	1075
3	Склад ТМЦ	10	0,9/0,48	4350
4	Виробничий цех	710	0,8/0,75	7393
5	Склад готової продукції	10	0,9/0,48	2412
6	ВЛХО	70	0,8/0,75	210
7	Прохідна №2	5	0,9/0,48	15
8	Склад газів	2	0,9/0,48	15
9	Артсвердловина	15	0,75/0,88	55
10	Roof-top	240	0,8/0,75	40
11	Котельня	5	0,8/0,75	104

В роботі проведено детальний розгляд виробничого цеху (рис. 1.2). Відомості про електричні навантаження вказаного об'єкта подано в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Відомості про електричні навантаження цеху

№ на плані	Назва електроприймача	Рн, кВт	Кв	cosφ/tgφ
1	Заточной станок Nibbler	4	0,2	0,6/1,33
2	Лінія повздовжньо-поперечної порізки металу з рулону RUSCANA	24	0,6	0,8/0,75
3	Автоматична лінія пробивання з рулону DALCOS PXV 1000	23	0,8	0,8/0,75
4	Координатно-пробивний станок Prima	17	0,8	0,8/0,75
5	Автоматична лінія згинання корпусних деталей COSMA	125	0,8	0,8/0,75
6,13	Автоматичний комплекс заливки CANNON №1	180	0,85	0,8/0,75
7,8	Листозгинальний прес Prima Power 2м	15	0,7	0,8/0,75
9	Листозгинальний прес Prima Power 3м	30	0,7	0,8/0,75
10	Намотчик трубки SCARRIONI №1	10	0,7	0,8/0,75
11	Станок зварювання алюміній-мідь UN3-35	16	0,65	0,9/0,48
12	Тест гелієм INTICON Protec P3000	1,5	0,7	0,75/0,88
28	Заправочна станція "ESA"	10	0,85	0,6/1,33
30	Станок вальцювання трубки	3	0,4	0,75/0,88
20-24	Станок набивки накінецьників ПК-1,5	0,1	0,5	0,6/1,33
16	Фрезерний станок ADIR C	3	0,6	0,7/1,02
14,15	Відрізна пила Gemma	2	0,85	0,7/1,02
19	Пайка рамки ПВХ ProfteQ	2	0,8	0,85/0,62
18	Автоматичний комплекс заливки CANNON №2	32	0,8	0,8/0,75
25	Компресор	70	0,5	0,85/0,62
17	Намотчик трубки SCARRIONI №2	17	0,8	0,8/0,75
31-34	Теплова пушка Термія АО ЕВО 6/0,4	6	0,7	0,8/0,75
26	Станція ультразвукового зварювання Komax Schunk	2	0,5	0,7/1,02
29	Трубозгинальний верстат ЧПК Pneufarm	4,5	0,9	0,7/1,02
35	Напівавтоматична пакувальна машина Masterplat Plus PGS D-1800	5	0,8	0,7/1,02
27	Автомат для мірної різки та зачистки проводів Schleuniger MultiStrip 9480	2	0,5	0,6/1,33

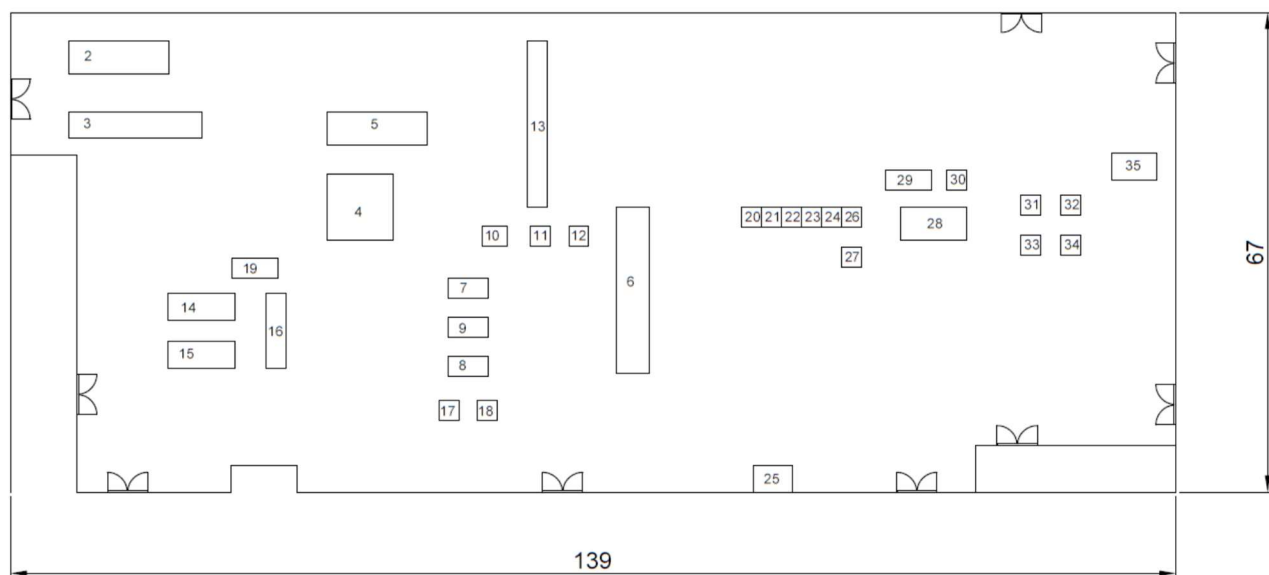


Рисунок 1.2 – План виробничого цеху

РОЗДІЛ 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Визначення кількості та потужності цехових ТП

Щоб вибрати трансформатори підстанції необхідно виконувати такі вимоги:

- річні приведені затрати в підстанцію є показником ефективності вибору трансформаторів ТП ;
- на підприємстві має бути не більше трьох стандартних потужностей ТП [4].

Питома густина навантаження має бути наближеним орієнтиром оптимальної ступені потужності трансформаторів ТП.

Оскільки підприємство належить до третьої категорії електропостачання, то необхідно, щоб система електропостачання мала як найвищу надійність, тому всі цехи живляться від двотрансформаторної підстанції. Зорієнтувавшись на питому густину навантаження, яка складає $\sum p_0 = 0,07$ кВА/м², рекомендується обирати трансформатори потужністю менше або дорівнює 1000 кВА. ТП повинна бути двохтрансформаторною, для того щоб не допускати значних перерв в електропостачанні.

Дані навантаження на ТП наведені на рисунку 2.1.

№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахункова активна потужність Pp, кВт	Розрахункова реактивна потужність Qp, кВАр	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Pc, кВт	Середня реактивна потужність Qc, кВАр	Повна середня потужність Sc, кВА
1								
2	1	Прохідна №1	0,130	0,056	0,141	1,130	0,540	1,252
3	2	Адміністрація	44,288	20,945	48,991	19,288	8,837	21,216
4	3	Склад ТМЦ	44,584	19,551	48,683	40,584	17,614	44,242
5	4	Виробничий цех	638,946	433,787	772,284	425,946	274,037	506,484
6	5	Склад готової продукції	27,840	12,351	30,457	23,840	10,414	26,015
7	6	ВЛХО	53,032	38,484	65,524	32,032	22,734	39,279
8	7	Прохідна №2	0,130	0,056	0,141	1,130	0,540	1,252
9	8	Склад газів	1,530	0,734	1,696	0,530	0,249	0,585
10	9	Артевердловина	11,556	9,714	15,097	4,056	3,100	5,105
11	10	Roof-top	168,768	126,330	210,813	96,768	72,330	120,813
12	11	Котельня	4,399	3,011	5,331	2,399	1,511	2,835
13		Всього по ТП1	995,201	665,019	1196,944	647,701	411,907	767,583
14								
15	Назви комірок, діапазонів та опорні формули:							
16								
17	C2:C8:=номер	G9:=Sp1c G9:=Sc1сум	Pp1=ВПП(номер;Tabl_1;18;0)	Qc1=ВПП(номер;Tabl_1;16;0)	Pctr1=СУММ(Pc1)			
18	E2:E8:=Pp1	H2:H8:=Pc1	Qp1=ВПП(номер;Tabl_1;19;0)	Sc1=ВПП(номер;Tabl_1;17;0)	Qc1сум=СУММ(Qc1)			
19	E9:=Pp1сум	H9:=Pc1сум	Sp1=ВПП(номер;Tabl_1;20;0)	Pp1сум=СУММ(Pp1)	Sc1сум=КОРЕНЬ(Pctr1^2+Qctr1^2)			
20	F2:F8:=Qp1	I2:I8:=Qc1	Pc1=ВПП(номер;Tabl_1;15;0)	Qp1сум=СУММ(Qp1)				
21	F9:=Qp1сум	I9:=Qc1сум		Sp1сум=КОРЕНЬ(Pp1сум^2+Qp1сум^2)				

Рисунок 2.1 - Розподіл цехів між ТП

В комірках здійснено автоматизований вибір даних із бази даних за допомогою функції ВПР. Кожному номеру цеху дана функція знаходила його всі необхідні потужності. В підсумкових рядках функція СУММ додавала всі потужності в стовпчику [6].

Складаємо математичну модель вибору потужності трансформаторів цехових ТП. Керованою змінною даної моделі буде S_T - потужність трансформатора, а показником ефективності Z - річні приведені затрати в ТП.

$$Z(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T) \rightarrow \min_{S_T \in S_{CT}}, \quad (2.1)$$

де $B_{ТП}(S_T)$ - річні приведені витрати в ТП потужністю S_T , визначаються як:

$$B_{ТП}(S_T) = (E_e + E_a)K_{ТП}(S_T, K_T), \quad (2.2)$$

де E_e - коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

E_a - коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$K_{ТП}(S_T, K_T)$ - капіталовкладення в ТП в залежності від потужності S_T та кількості трансформаторів k_T .

$B_B(S_T)$ - вартість річних втрат електроенергії, визначається як:

$$B_B(S_T) = (\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot K_3^2) \cdot k_T \cdot t \cdot \tau, \quad (2.3)$$

де $\Delta P_{xx}(S_T)$ - втрати холостого ходу трансформатора потужністю S_T ;

$\Delta P_{кз}(S_T)$ - втрати короткого замикання трансформатора потужністю S_T ;

k_T - кількість трансформаторів;

K_3 - коефіцієнт завантаження трансформатора;

S_{CT} - множина стандартних потужностей трансформаторів, МВА;

τ - число годин максимальних втрат.

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується наступним чином:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{S_{ТП} \cdot k_T}. \quad (2.4)$$

Змінні втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{зм} = \Delta P_{кз} \left(\frac{S^2 p}{S_T^2 \cdot k_T} \right), \quad (2.5)$$

$\Delta P_{кз}$ - втрати короткого замикання трансформатора;

S_T - потужність трансформатора ТП;

k_T - кількість трансформаторів.

Постійні втрати активної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{пс} = \Delta P_{хх} \cdot k_T. \quad (2.6)$$

Сумарні втрати активної енергії будуть визначатись так[5]:

$$\Delta P = \Delta P_{пс} + \Delta P_{зм}. \quad (2.7)$$

При розв'язанні задачі необхідно враховувати такі обмеження[5]:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_n \geq S_{ТПсм}, \quad (2.8)$$

де $S_{ТПсм}$ - середня потужність ТП.

$$k_T \geq 1 \Rightarrow k_{na} \cdot S_T \geq k_{нна} \cdot S_{ТП}, \quad (2.9)$$

де k_{na} - максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в післяаварійному режимі ($k_{na}=1,3$). Значення даного коефіцієнта взято з ГОСТ 14209-97 (таблиця Н.1) для варіанта, коли перевантаження буде тривати 24 год, при середній добовій температурі 30°C , тобто для найгірших умов місцевості, де знаходиться підприємство;

$k_{нна}$ - частина навантаження ТП, яка повинна залишитись в роботі в післяаварійному режимі (для кожної ТП своє значення);

Для автоматизованого вибору оптимальної потужності ТП 1 за мінімумом затрат складається електронна таблиця Excel на робочому листі "ТП1" (рисунок 2.2). Коефіцієнт $k_{нна}$ буде становити 0,8, оскільки при аварійній ситуації можна відключити до 20% навантаження цехів, які живляться від ТП [3].

1	Вибір оптимальної потужності ТПІ за мінімумом затрат														
2	Дані нормального режиму														
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1196,94			
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	767,583			
5	Кількість трансформаторів										kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
7	Дані післяварійного режиму														
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі										kpa=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=	0,8			
10	Економічні характеристики														
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Vo=	5772,69			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0,036			
14															
15	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	Kтп, тис. грн.	E*K, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Vв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2
16		63	1,28	0,24	269,381	36,6358	231,018	0,48	231,498	1336,37	---	---	---	---	---
17		100	1,97	0,33	286,059	38,904	141,118	0,66	141,778	818,443	---	---	---	---	---
18		160	3,1	0,51	307,828	41,8646	86,744	1,02	87,764	506,634	---	---	---	---	---
19		250	4,2	0,74	335,981	45,6934	48,1379	1,48	49,6179	286,428	---	---	---	---	---
20		400	5,9	0,95	397,006	53,9928	26,4149	1,9	28,3149	163,453	---	---	+	---	---
21		630	8,5	1,31	417,428	56,7702	15,3411	2,62	17,9611	103,684	---	---	+	---	---
22	V	1000	10,5	2,1	561,896	76,4179	7,52154	4,2	11,7215	67,6648	144,083	V	+	+	+
23		1600	18	2,8	690,625	93,925	5,03675	5,6	10,6367	61,4026	155,328		+	+	+
24		2500	23,5	3,85	832,99	113,287	2,69343	7,7	10,3934	59,998	173,285		+	+	+
25										Змін=	144,083				
26									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000				
27	Назви діапазонів, комірок та опорні формули														
28	L3:=Sp1				N16:N24:=dPзм					dPкз=ВПР(St_1;TR_10_kv;4;0)					
29	L4:=Sc1				I16:I24:=dPпс					Kтп1=ЕСЛИ(kтп1>=2;ВПР(St_1;TR_10_kv;10;0);ВПР(St_1;TR_10_kv;9;0))					
30	L5:=kтп1				J16:J24:=dPтп1					Eктп1=(Ee_1+Ea_1)*Kтп1					
31	L6:=кнтп1				K16:K24:=Ветп1					dPзм=dPкз*(Sp^2/(St_1^2*kтп1))					
32	L8:=кпатп1				L16:L24:=Зтп1					dPпс=dPxx*kтп1					
33	L9:=кнпатп1				N16:N24:=Хтп1					dPтп1=dPзм+dPпс					
34	L11:=В_0				O16:O24:=обм1					Ветп1=dPтп1*В_0*10^-3					
35	L12:=Ee_1				P16:P24:=обм2					Зтп1=ЕСЛИ(Хтп1="+";Eктп1+Ветп1;"---")					
36	L13:=Ea_1				L25:=Змінтп1					Хтп1=ЕСЛИ(И(обм1="+";обм2="+";"+";"---"))					
37	C16:C24:=St_1				L26:=Stopt1					обм1=ЕСЛИ(кнтп1*kтп1*St_1>=Sc1сум;"+";"---")					
38	D16:D24:=dPкз				dPxx=ВПР(St_1;TR_10_kv;3;0)					обм2=ЕСЛИ(кпатп1*St_1>=кнпатп1*Sp1;"+";"---")					
39	E16:E24:=dPxx				M16:M24=ЕСЛИ(St_1=Stopt1;"V";"---")					Змінтп1=МИН(Зтп1)					
40	F16:F24:=Kтп1				V16:V24=ЕСЛИ(St_1=Stopt1;"V";"---")					Stopt1=ИНДЕКС(St_1;ПОИСКПОЗ(Змінтп1;Зтп1;0);1)					
41	G16:G24:=Eктп1														

Рисунок 2.2 - Вибір потужності ТП

Як видно з розрахунків, оптимальна потужність трансформаторів ТПІ повинна бути 1000 кВА. При цьому приведені затрати для встановлення двотрансформаторної ТП складатимуть 144,083 тис. грн.

2.2 Розрахунок втрат потужності в цехових ТП

По зовнішній лінії живлення буде протікати не лише потужність навантаження, а й потужність втрат в трансформаторах ТП. Неврахування цих втрат призведе до вибору перерізу зовнішньої лінії по заниженому навантаженню, що в свою чергу може спричинити роботу лінії живлення в недопустимих умовах [6].

Втрати активної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{TP} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2, \quad (2.10)$$

де ΔP_{TP} - втрати активної потужності ТП, кВт;

n - кількість трансформаторів в ТП;

ΔP_{xx} - втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

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

S_p - повне розрахункове навантаження на ТП, кВА;

$S_{ном.тр}$ - номінальна потужність трансформатора ТП.

Втрати реактивної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}}, \quad (2.11)$$

де ΔQ_{TP} - втрати реактивної потужності ТП, кВАр;

I_{xx} - струм холостого ходу трансформатора, А;

$U_{кз}$ - напруга короткого замикання, % від номінальної.

Розрахунок втрат потужності в цехових ТП наведені на рисунку 4.4.

№ ТП	Snom_т, кВА	кт	dPxx, кВт	dPkз, кВт	Ixx, %	Uк, %	Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА	dPтр, кВт	dQтр, кВАр	dСтр, кВА	P, кВт	Q, кВАр
1	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	995,201	665,019	1196,944	11,722	70,980	71,942	1006,922	735,999
Всього							995,201	665,019		11,722	70,980	71,942	1006,922	735,999
Назви комірок, діапазони та опорні формули														
C3:=Snom_tr														
D3:=ктвтр														
E3:=dPxxвтр														
F3:=dPkзвтр														
G3:=Ixxвтр														
H3:=Uкзвтр														
I3:=Pрвтр														
J4:=Pрвтр_сум														
K3:=Qрвтр														
L3:=dСтр														
M3:=dQтр_сум														
N3:=P_сум														
O3:=Q_сум														
P3:=P_сум_1														
Q3:=Q_сум_1														

Рисунок 2.4 - Розрахунок втрат потужності в ТП

2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

Точка підведення зовнішньої лінії живлення знаходиться на відстані 2300 м від розподільчої підстанції. Для того, щоб заживити ТП, потрібно вибрати оптимальний переріз зовнішньої лінії живлення, яка буде живити підприємство від п/ст.

На листі Excel під назвою "ПЛ-ТП" створюється електронна таблиця для вибору оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення, яка містить у собі стандартні перерізи ПЛ, та допустимі для них струми. Дана таблиця буде автоматично розраховувати мінімум річних приведених затрат в залежності від керованої змінної, якою в даній задачі є переріз ПЛ F. Показником ефективності є річні приведені затрати в зовнішню лінію живлення. ПЕР з критерієм оптимальності вибору зовнішньої лінії живлення матиме вигляд [11]:

$$Z(F) = ((E_a + E_e) \cdot K_0(F) + 3 \cdot I_L \cdot r_0(F) \cdot k_L \cdot t \cdot \tau) \cdot L \rightarrow \min_{F \in X}, \quad (2.12)$$

де $Z(F)$ - річні приведені затрати в лінію живлення, залежно від перерізу ПЛ, тис. грн.;

$K_0(F)$ - вартість 1 км ПЛ перерізом F , грн/км;

$r_0(F)$ - активний опір проводу, залежно від перерізу F , Ом/км;

E_a - коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

E_e - коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

L - довжина лінії, км;

I_l - струм, що протікає в ПЛ, А;

k_l - кількість ліній ПЛЕП;

t - тариф за активну електроенергію, грн/кВт*год;

τ - число годи максимальних втрат;

X - множина всіх стандартних перерізів ПЛ.

Для вибору оптимального перерізу ПЛ повинні виконуватися такі умови:

Обмеження на керовану змінну будуть такими:

1) Переріз ПЛ за умовою допустимості нагрівання в нормальному режимі вибирається згідно такого виразу:

$$k_{\text{дон}} \cdot I_{\text{дон}}(x) \geq I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_l}, \quad (2.13)$$

де $k_{\text{дон}}$ - коефіцієнт, що вносить корективи на струми в залежності від температури землі і повітря (для ПЛ дорівнює 1);

$I_{\text{дон}}(x)$ - допустимий тривалий струм навантаження, який залежить від перерізу КЛ, А;

S_p - повна потужність навантаження, кВА;

$U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга ПЛ.

Повітряні лінії перевіряються також на стійкість до загального коронування. Згідно ПУЕ 1.3.38 на корону перевіряються ПЛ напругою 35 кВ і вище. Так як наша ПЛ прокладається на напрузі 10 кВ, перевірка на стійкість до загального коронування не виконується.

2) Переріз ПЛ за умовою допустимості нагрівання в післяаварійному режимі вибирається згідно такого виразу:

$$k_{na} \cdot k_{\partial on} \cdot I_{\partial on}(x) \geq k_{л} \cdot I_{л} \cdot k_{н.на}, \quad (2.14)$$

де k_{na} - коефіцієнт перевантаження ПЛ в післяаварійному режимі;

$k_{н.на}$ - частина навантаження, що залишилася в післяаварійному режимі;

3) Переріз ПЛ за умовою втрат напруги в нормальному режимі вибирається згідно такого виразу[4]:

$$\Delta U_{\partial on} \geq \Delta U_{л}(F) = \frac{P_p \cdot r_0(F) + Q_p \cdot x_0(F)}{k_{л} \cdot U_{ном}^2 \cdot 1000} \cdot L \cdot 100\% \quad (2.15)$$

де $\Delta U_{\partial on}$ - допустимі втрати напруги в лінії, %;

$\Delta U_{л}(F)$ - фактичні втрати напруги в лінії, залежно від перерізу, %;

P_p - активна потужність навантаження, кВт;

Q_p - реактивна потужність навантаження, кВАр;

$x_0(F)$ - реактивний опір проводу, залежно від перерізу, Ом/км.

4) Умова допустимості втрат напруги в післяаварійному режимі:

$$\Delta U_{на.\partial on} \geq \Delta U_{на.л}(F), \quad (2.16)$$

де $\Delta U_{на.\partial on}$ - допустимі втрати напруги в лінії в післяаварійному режимі, %;

$\Delta U_{на.л}(F)$ - фактичні втрати напруги в лінії в післяаварійному режимі, залежно від перерізу, %.

5) Так як лінія обладнана пристроями швидкодіючого автоматичного повторного включення, то відповідно до [3] потрібно провести перевірку на термічну стійкість лінії до дії струмів короткого замикання:

$$F \geq F_{кз}, \quad (2.17)$$

де $F_{кз}$ - мінімальний переріз, який витримує термічну дію струмів к.з.

Переріз $F_{кз}$ можна визначити за формулою:

$$F_{кз} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_n}}{C}, \quad (2.18)$$

де $I_{кз}$ - струм короткого замикання на стороні 10 кВ, А;

t_n - приведений час к. з., с;

C - термічний коефіцієнт, $A \cdot c^{0,5}/mm^2$. Згідно ГОСТ 30323-95 Таблиці 9 для алюмінієвого провода марки АС при допустимій температурі нагріву проводів при КЗ 200^0C $C=90 A \cdot c^{0,5}/mm^2$.

б) Для повітряної лінії виконується перевірка на механічну міцність. Згідно ПУЕ Таблиці 2.5.15 для ПЛ до 20 кВ переріз проводів має бути більший чи рівний $F_{мех}=70 mm^2$:

$$F \geq F_{MEH}, \quad (2.19)$$

де F_{MEH} - мінімальний переріз, для якого виконується умова механічної міцності.

Таблична форма під назвою "ПЛ-ЦРП" для автоматизованого вибору оптимального перерізу ПЛ від підстанції до ЦРП представлена на рисунку 2.5.

Проектне рішення: для зовнішньої лінії живлення на основі виконаного розрахунку в табличній формі "ПЛ-ЦРП" доцільно вибрати повітряну лінію марки АС перерізом $150 mm^2$, при цьому мінімальне значення приведених затрат, що залежить від КЗ, становлять 71,485 тис. грн.

Початкові дані				Поправочні коефіцієнти				Назви комір, діалогові та опорні формули			
1	Базові технічні характеристики			Коефіцієнт середовища	1						
2	Питома вага втрат, гр/кВт	Вот=	5772,685824	G3=K0	Коефіцієнт прокладки	1	A28-A39=K1	W0=ВПР(F,PI,PL,3,0)	L35=Змін_		
3	Коефіцієнт ефективності капіталообміну	Ват=	0,1	G3=K_e	Коефіцієнт грунту	1	B28-A39=K0	X0=ВПР(F,PI,PL,5,0)	L36=Fort_pl		
4	Коефіцієнт випарування на амортизацію	Ват=	0,03	G3=K_a			C28-C39=K0	Wan=ВПР(F,PI,PL,5,0)	L37=Fort		
5	Нормальний режим						D28-C39=Kдоп	dUn=(R0_*F+Q*X0)_L_*J*100/(U_*2*_k*1000)	L38=Xopt		
6	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н режимі	Кдоп=	1	G7=Kдоп			E28-C39=Kдоп	dUрандUn*Kпра*k	Змін_МИН(З)		
7	Напруга, кВ	Uн=	10	G8=Uн			F28-F39=Uн*Uн	K_с=ВПР(F,PI,PL,5,0)	Fort_pl=МИН(ДЕКС(F,PI,PL,5,0,Змін_Здоп),1)		
8	Довжина ПЛ, км	Lп=	2,3	G9=Lп			G28-C39=K_с	IP_с=3*Lп*Uн*_k_*k*10^4*3	Корр_МИН(ДЕКС(F,PI,PL,5,0,Змін_Здоп),1)		
9	Активна розрахункова потужність, кВт	Pм=	1006,92	G10=P			H28-I39=K_с	K_к=K_*L_*k	Хорт_МИН(ДЕКС(F,PI,PL,5,0,Змін_Здоп),1)		
10	Реактивна потужність, квар	Qм=	736,00	G11=Q			I28-I39=K_к	К_к=K_*L_*k			
11	Розрахунковий струм окремого кабелю, А	Iм=	72,01	G12=Iм			J28-J39=K_к	W_с=(P_*W0)_J/1000			
12	Кількість ПЛ	Кп=	1	G13=Kп			K28-K39=K_к	Zп=ЕСЛИ(ДОП<="недоп";"-";"К_к+K_к")			
13	Мінімально допуст. переріз ПЛ за умовою механ. міцн.	Fмех=	70	G14=Fмех			L28-L39=Zп	ДОП=ЕСЛИ(МИН(U1=U_*U2=U_*U3=U_*U4=U_*U5=U_*U);"доп";"недоп")			
14	Допустима втрата напруги в ПЛ, %	ΔUдоп=	5	G15=ΔUдоп			M28-M39=ΔUдоп	U1=ЕСЛИ(МИН(Uдоп_>="недоп";"-";"U1")			
15	Аварійний режим						N28-N39=U1	U2=ЕСЛИ(МИН(Uдоп_>="недоп";"-";"U2")			
16	Струм КЗ на початку лінії, кА	Iкз=	3,358547272	G16=Iкз			O28-O39=U2	U3=ЕСЛИ(ΔUн<="недоп";"-";"U3")			
17	Провалений час КЗ, с	тп=	1,5	G17=тп			P28-P39=U3	U4=ЕСЛИ(ΔUрандUдоп<="недоп";"-";"U4")			
18	Тепловий коефіцієнт С, (А*с/(1,2))км²	С=	90	G18=С			Q28-Q39=U4	U5=ЕСЛИ(F_п<="недоп";"-";"U5")			
19	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм²	Fкз=	45,70403941	G19=Fкз			R28-R39=U5	U6=ЕСЛИ(F_п<="недоп";"-";"U6")			
20	Після аварійний режим						S28-S39=U6				
21	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження	Кпа=	1,25	G21=Кпа							
22	Доля навантаження в післяаварійному режимі	Кпа=	0,8	G22=Кпа							
23	Допустима втрата напруги в ПЛ, %	ΔUдоп=	5	G23=ΔUдоп							

F, мм²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	dUn, %	dUпа, %	Кс, тис.грн/км	dP, кВт	K	В*К, т.грн	Вв, т.грн	З, т.грн	Доп	Кдоп*Uоп >= Uп	Кпа*Uп >= Kпп*Uп *Kл	ΔUн <= ΔUндоп	ΔUпа <= ΔUпадоп	F >= Fмех	F >= Fкз
27																		
28	10	2,766	0,412	84,000	7,104	5,683	55,650	98,963	127,995	16,639	571,284	недоп	+	+	+	+	+	
29	16	1,801	0,399	111,000	4,846	3,877	60,430	64,437	138,989	18,069	371,975	недоп	+	+	+	+	+	
30	25	1,176	0,385	142,000	3,376	2,701	62,300	42,076	143,290	18,628	242,889	недоп	+	+	+	+	+	
31	35	0,790	0,373	175,000	2,461	1,969	65,200	28,265	149,960	19,495	163,165	недоп	+	+	+	+	+	
32	50	0,603	0,365	210,000	2,014	1,611	68,260	21,574	156,998	20,410	124,542	недоп	+	+	+	+	+	
33	70	0,428	0,354	265,000	1,590	1,272	74,690	15,313	171,787	22,332	88,398	110,731	доп	+	+	+	+	
34	95	0,310	0,343	330,000	1,299	1,039	83,170	11,091	191,291	24,868	64,027	88,895	доп	+	+	+	+	
35	120	0,250	0,336	390,000	1,148	0,918	89,980	8,945	206,954	26,904	51,635	78,539	доп	+	+	+	+	
36	150	0,199	0,330	450,000	1,019	0,815	101,620	7,120	233,726	30,384	41,101	71,485	доп	+	+	+	+	
37	185	0,158	0,323	520,000	0,912	0,730	148,630	5,653	341,849	44,440	32,633	77,073	доп	+	+	+	+	
38	240	0,122	0,314	605,000	0,814	0,651	166,820	4,365	383,686	49,879	25,198	75,077	доп	+	+	+	+	
40										мін затрати	71,4855							
41										Отг. Переріз КЛ	150							
42										Ropt=	0,199							
43										Xopt=	0,32965							

Рисунок 2.5 - Таблична форма для автоматизованого вибору ПЛ від підстанції до ЦРП

Висновок: В даному розділі було виконане автоматизоване проектування СЕП ТОВ «Грін Кул». Прийняті оптимальні проектні рішення, щодо місця розміщення ТП, зовнішньої повітряної лінії, виконані розрахунки втрат, струмів короткого замикання.

Усі прийняті проектні рішення задовольняють вимогам ТЗ.

РОЗДІЛ 3 ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Заходи і методи енергозбереження та підвищення ефективності електропостачання

Однією з багатьох причин незадовільного вирішення проблеми енергозбереження є відсутність ефективних систем управління енергозбереженням.

Задача формування системи енергозберігаючих заходів на підприємстві носить поетапний характер. На даному етапі розвитку економіки система першочергових заходів і методів, направлених на стимулювання і регулювання енергозбереження, повинна мати комплекс адміністративних, економічних і суспільних заходів, що включаються в загальну схему системи управління енергозбереженням[15].

До першочергових адміністративних заходів в початковій системі необхідно віднести: створення спеціальних органів управління енергозбереженням, основними функціями яких є програмування енергозбереження і організація виконання програм; удосконалення системи контролю за споживанням енергоресурсів і управління енергозбереженням, а також внутрішньозаводської статзвітності із виконання різних організаційно-технічних заходів (ОТЗ) з економії енергії; організація правового регулювання енергозбереження.

До економічних заходів відносяться [15]:

1) застосування систем стимулювання працівників підприємства за впровадження заходів із енергозбереження, пільг за ефективне використання енергоресурсів, податків за невиконання установлених нормативів, дотацій;

2) відстрочення платежів;

3) пільгове і безвідсоткове кредитування енергозберігаючих заходів;

4) пільгові нормативи плати за енергозберігаючі фонди;

5) прискорені строки амортизації енергозберігаючого обладнання;

Першочергові суспільні заходи: популяризація економічних, екологічних, соціальних і інших переваг енергозбереження; підвищення освіти працівників підприємства в області енергозбереження; залучення енергопостачальних, суспільних і неформальних організацій до проведення політики енергозбереження на підприємствах.

Для впровадження і контролю за виконанням вище згаданих заходів на підприємстві пропонується створити: раду з енергозбереження в складі головного інженера – голови ради, головних спеціалістів і начальників цехів – членів ради; відділ або групу з енергозбереження в складі спеціалістів енергетиків, технологів і механіків.

Завданням відділу є: програмування енергозбереження; контроль виконання і оцінка ефективності заходів; розробка системи стимулювання енергозбереження; контроль за відповідністю обладнання, технологій і установок, побутової техніки, теплопровідності приміщень нормам і енергетичним стандартам.

Розглянемо методи, які найбільш практичні і економічно раціональні для підвищення ефективності СЕП промислових підприємств.

1. Модернізація і реконструкція діючих СЕП підприємств, розподільних схем живлення цехових трансформаторних підстанцій (ТП) і електроустановок.

Це здійснюється шляхом заміни застарілого електроустаткування на нове з підвищенням ККД і ступеня надійності, впровадження енергозберігаючих технологій. такий метод є найпоширенішим.

2. Вирівнювання нерівномірних добових графіків електричних навантажень.

Цей метод дозволяє істотно зменшити піковий максимум навантаження, що сприяє зниженню втрат і економії електричної енергії в мережі, так як на виробництві можуть використовувати одночасно потужне обладнання.

Для забезпечення стабільної роботи промислового підприємства необхідно проектувати графіки обмеження споживання потужності електроенергії при

перервах електроспоживання на підставі даних про питомі збитки, комплексних схем технологічного процесу і системи електропостачання.

Недоліки цього методу призводять до порушення нормальних виробничих режимів роботи підприємств та погіршення умов праці робітників[15].

3. Встановлення компенсуючих пристроїв.

Компенсуючі пристрої призначені для компенсації ємнісної або індуктивної складової змінного струму. Використовуються для компенсації реактивної потужності в вузлах електроенергетичної системи і компенсації реактивних параметрів ліній. Установка компенсації реактивної потужності (УКРП) забезпечує збільшення і підтримання на нормативному рівні величини коефіцієнта потужності трифазної розподільчої мережі.

УКРП сприяє зниженню:

- перетоків реактивної потужності;
- втрат електроенергії в розподільних живлять електромережах і збільшення їх пропускної спроможності для підключення нових навантажень без збільшення вартості мереж;
- загальних витрат на електроенергію;
- навантаження трансформаторних підстанцій, електроустановок і силових ліній;
- теплових втрат електричного струму;
- впливу вищих гармонік і несиметричності фаз.

4. Усунення перекоосу фазних напруг.

Зазвичай при несиметрії напруг в трифазній мережі з'являється додаткова, пульсуюча з подвійною частотою потужність. Наявність такої потужності веде до непродуктивної завантаженні мереж і електроустановок промислового підприємства, в результаті чого знижується ефективність їх використання.

Всі способи по симетрування спрямовані на компенсацію пульсуючою потужності, щоб зменшити симетричні складові нульовий і зворотної послідовностей[15].

5. Облік показників якості електроенергії (ПЯЕ) при аналізі режимів СЕП.

До електромереж загального призначення відносяться мережі змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Гц промислових підприємств, енергосистем і електростанцій.

Норми якості електроенергії є рівнями електромагнітної сумісності (ЕМС) для кондуктивних електромагнітних перешкод в СЕП загального призначення. При дотриманні зазначених норм забезпечується ЕМС електромереж СЕП загального призначення і електромереж споживачів.

Облік якості електроенергії являє собою ряд заходів, що забезпечують об'єктивну оцінку ПЯЕ. Такий контроль здійснюється відповідним технологічним обладнанням.

Якість електроенергії - одне з ключових понять в електропостачанні. Зниження показників якості електроенергії негативно впливає на електрообладнання:

- збільшуються втрати енергії в мережах;
- відбувається перегрів електродвигунів і обертових машин, що приводить до прискореного старіння ізоляції і можливої аварійності в результаті однофазних КЗ і їх переходу в багатофазні замикання;
- збільшується споживання ЕЕ і необхідної потужності обладнання;
- відбуваються збої і помилкові спрацьовування автоматичних пристроїв релейного захисту;
- нестабільність роботи електроніки і обчислювальної техніки;
- некоректна робота електролічильників.

6. Використання силових кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену.

Практично будь-яке експлуатує електричні мережі підприємство на напругу 6, 10 кВ і вище використовує силові кабельні лінії. Кабельні лінії мають чимало переваг в порівнянні з повітряними лініями (ВЛ). Це менші габарити, безпечніше і надійніше. Кабелі з просоченою паперовою ізоляцією часто пошкоджуються, застаріли і прийшли в непридатність. Таку проблему могло вирішити суттєва зміна устрою кабелю, тим самим прийшовши до виготовлення кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену. Кабелі з ЗПЕ ізоляцією виключають

багато недоліків, характерні для кабелів з паперовою ізоляцією, особливо їх застосування вирішує багато проблем по надійності електропостачання[15].

Кабелі СПЕ мають високі механічні, діелектричні властивості і більший температурний робочий діапазон на відміну від інших кабельних ізоляційних матеріалів.

7. Розміщення обладнання, що вимагає значної потужності, ближче до джерела живлячої високовольтної лінії.

Цей метод доцільний з огляду на оммічні втрати потужності мережі живлення, які (при заданій потужності) тим вищі, чим нижча напруга.

8. Застосування відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

Ще одним способом підвищення ефективності функціонування електротехнічних комплексів і СЕП підприємств є розвиток розподілу генерації за рахунок відновлювальних джерел енергії (сонячних, вітрових енергетичних установок, малих ГЕС, біогазових установок).

Ефективність електропостачання при цьому буде залежати від техніко-економічних і екологічних показників використовуваних енергоустановок на ВДЕ, а також від режимів їх роботи.

Для збільшення ефективності електропостачання підприємства розрахуємо потужність та місце встановлення конденсаторної установки за економічною ефективністю[15].

3.2 Підвищення ефективності електропостачання методом встановлення конденсаторної установки

Розрахунок компенсації реактивної потужності проведемо за економічною ефективністю.

Встановлення конденсаторної установки у вузлі призводить до зменшення плати за реактивну електроенергію, а також до зниження втрат у розподільчій мережі споживачів.

Зниження плати $\Delta П$ визначається[14]:

$$\Delta\Pi = D_{\text{вузла}} \cdot TT_{\text{КУ}} \cdot Q_k, \quad (3.1)$$

де T —тариф на активну електроенергію;

$D_{\text{вузла}}$ —економічний еквівалент реактивної потужності;

$T_{\text{КУ}}$ —середній час роботи конденсаторної установки протягом року;

Q_k —потужність конденсаторної установки.

Економічна ефективність встановлення конденсаторної установки визначається[14]:

$$p_{\text{квузла}} = \frac{\Delta\Pi + \delta P_{\text{вузла}} \cdot T_{\text{КУ}}}{c_k \cdot Q_k} - p = \frac{TT_{\text{КУ}}}{c_k} \cdot \left(\frac{\delta P_{\text{вузла}}}{Q_k} + D_{\text{вузла}} \right) - p, \quad (3.2)$$

де $\delta P_{\text{вузла}}$ —втрати у вузлі;

c_k —питома вартість конденсаторної установки у вузлі;

p —відрахування на ремонт і обслуговування конденсаторної установки.

Якщо розглянути розрахунок впровадження КУ, то можна побачити, що він складається з етапів, а ці етапи з кроків. Етапом розрахунку називається сукупність кроків по визначенню потужності КУ та її місця розташування, щоб виконувалася умова по максимальному значенню зниження втрат на n -му етапі p_{kn}^{max} . Один крок при розрахунку задачі полягає в знаходженні економічної ефективності зменшення втрат при установці конденсаторної батареї у вузлі.

Процес оптимального впровадження КУ повинен мати таку послідовність щоб можна було забезпечити максимальну економічну ефективність.

Середнє значення ефективності встановлення КУ, що має потужність $Q_{km\Sigma}$ на m -му етапі впровадження:

$$p_{kmc} = \frac{\sum_{n=1}^m p_{kn}}{m} \rightarrow \max, \quad (3.3)$$

Оскільки на n -му етапі розрахунку оптимальне встановлення КУ не впливає на оптимізацію $n+1$ -ому етапі, то для забезпечення максимального значення p_{kmc} потрібно щоб на кожному етапі впровадження значення $p_{квузла}$ було максимальним.

$$p_{kmc}^{\max} = \frac{\sum_{n=1}^m p_{kn}^{\max}}{m}, \quad (3.4)$$

де p_{kn}^{\max} — максимальне значення $p_{кеузла}$ на n -му етапі.

Величину p_{kn}^{\max} знаходять покроковим перебором на кожному етапі всіх місць де може бути встановлена КУ.

$$p_{kn}^{\max} = \max_{i=1}^z \{ p_{kin} \}, \quad (3.5)$$

де p_{kin} — значення $p_{кеузла}$ на i -му кроці.

Під час перебору повинні виконуватися такі обмеження:

1. Відсутність зворотних перетоків реактивної потужності p -тому (поточному) етапі:

$$\sum_{n=1}^p Q_{kin} < Q_i, \quad (3.6)$$

2. На p -тому етапі величина Q_{kin} узгоджується з фінансовими можливостями мережі:

$$\sum_{n=1}^p \sum_{i=1}^z c_k Q_{kin} \leq B_3, \quad (3.7)$$

де B_3 — задані кошти, які визначають задану величину потужності конденсаторної установки $Q_{кз}$.

3. Рівень напруги у вузлі має відповідати допустимій напрузі:

$$U_{вузла} \leq U_{дон}, \quad (3.8)$$

З максимальних ефективностей окремих етапів ми можемо сформувати максимальну ефективність. Тобто конденсаторну установку встановлюємо у вузлі де забезпечується максимальна ефективність використання коштів на n -му етапі.

На основі попередніх формул можемо побудувати залежність $p_{kme}(Q_{k\Sigma})$ від сумарної потужності конденсаторної установки $Q_{k\Sigma} = \sum_{n=1}^p \sum_{i=1}^z Q_{kin}$.

Дана залежність відображає максимум коштів, які були вкладені у КУ на кожному етапі. За допомогою цієї залежності можемо знайти доцільну

потужність конденсаторної установки Q_{kme} , що буде відповідати економічній ефективності капіталовкладень p_3 :

$$Q_{kme} = p_3^{-1}(Q_{km\Sigma}), \quad (3.9)$$

де $p_3^{-1}(Q_{km\Sigma})$ —обернена функція до $p_{kmc}^{\max}(Q_{km\Sigma})$ коли $p_{kmc}^{\max} = p_3$.

Далі знайдена потужність розподіляється по вузлах таким чином, щоб потужності КУ у всіх вузлах були кратними значенню Q_{kin} . Так підвищується точність цього методу, бо враховується дискретність потужностей КУ.

Алгоритм розрахунку оптимального впровадження КУ наведений на рисунку 3.1.

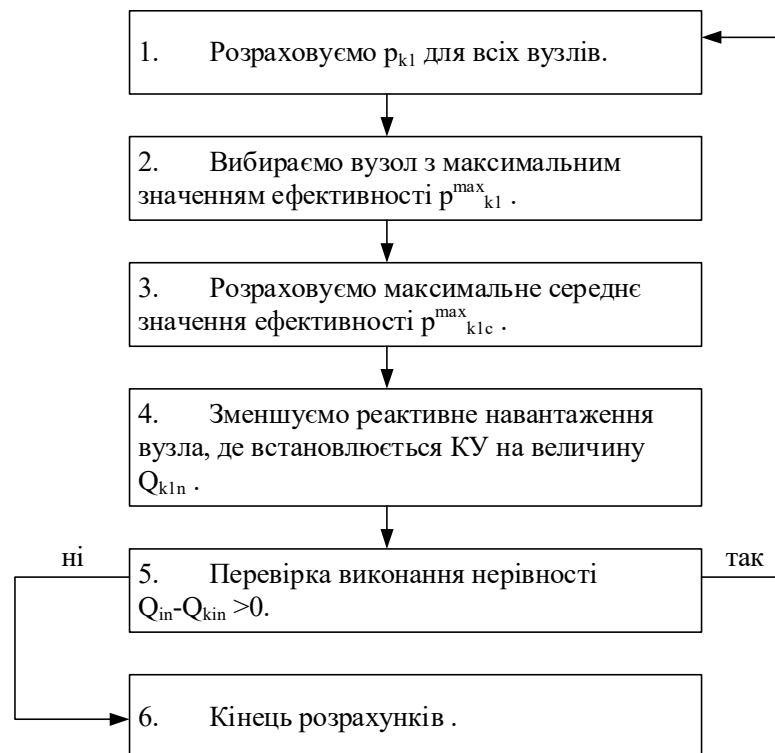


Рисунок 3.1 - Алгоритм розрахунку оптимального впровадження КУ на n -му етапі.

Даний алгоритм дає можливість отримати послідовність і тому підприємство може реалізувати встановлення КУ залежно від своїх можливостей.

В основному головною умовою впровадження КУ є забезпечення заданої величини економічної ефективності, а отже обрахунки потрібно проводити за другим алгоритмом показаним на рисунку 3.2.

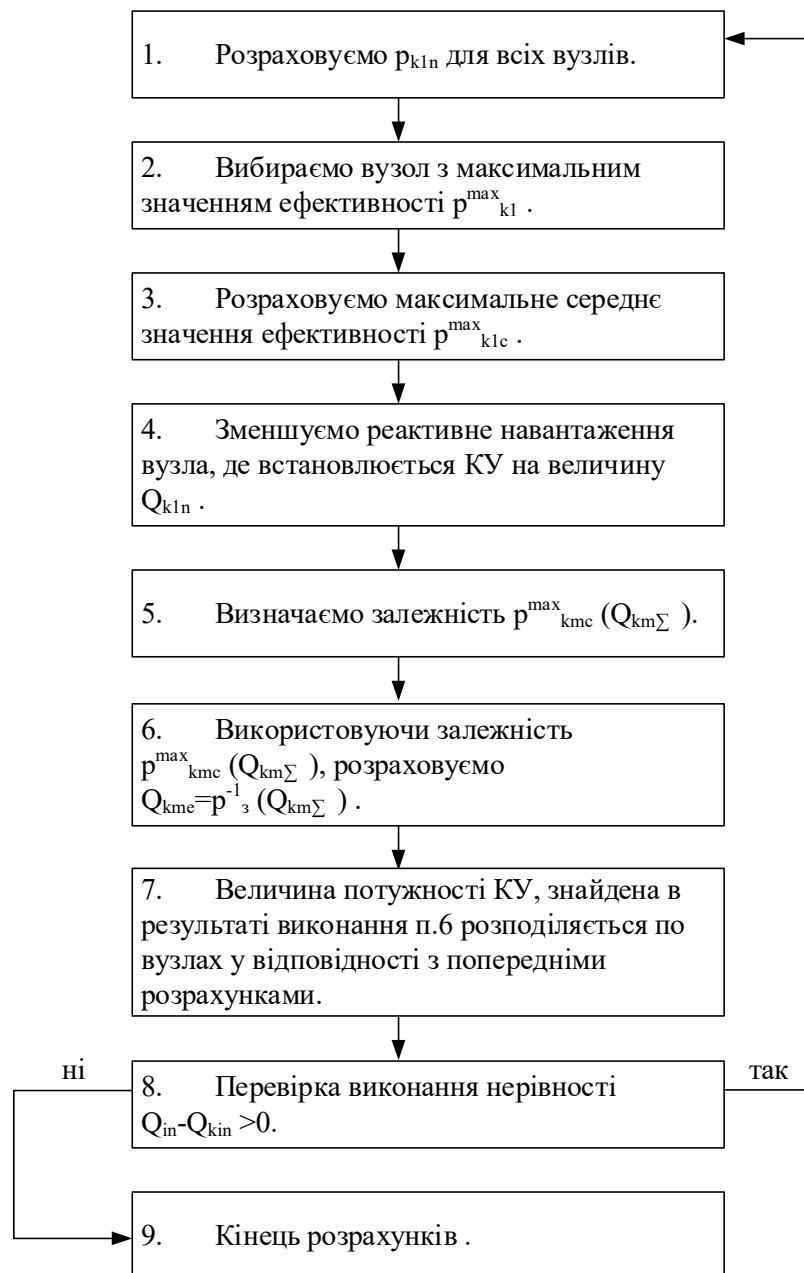


Рисунок 3.2 - Алгоритм розрахунку оптимального впровадження КУ при заданій економічній ефективності.

Для розрахунку потужності і місця встановлення конденсаторної установки скористаємося алгоритмом розрахунку впровадження КУ при заданій економічній ефективності.

На рисунку 3.3 показано розрахункову схему електромережі підприємства; тариф на активну електроенергію $T=2$ грн/кВт·год; питома вартість КУ $c_k=100$ грн/квар; номінальна напруга мережі 0,4 кВ; середня тривалість роботи КУ

$T_{КУ}=4000$ год; сумарний відсоток відрахувань від КУ на амортизацію, поточний ремонт та їх обслуговування $p=17\%$; потужність КУ яка встановлюється на кожному кроці $Q_{kin}=50$ квар. Економічний еквівалент реактивної потужності $D=0,001$ кВт/квар. Річна ефективність капіталовкладень дорівнює 0,416.

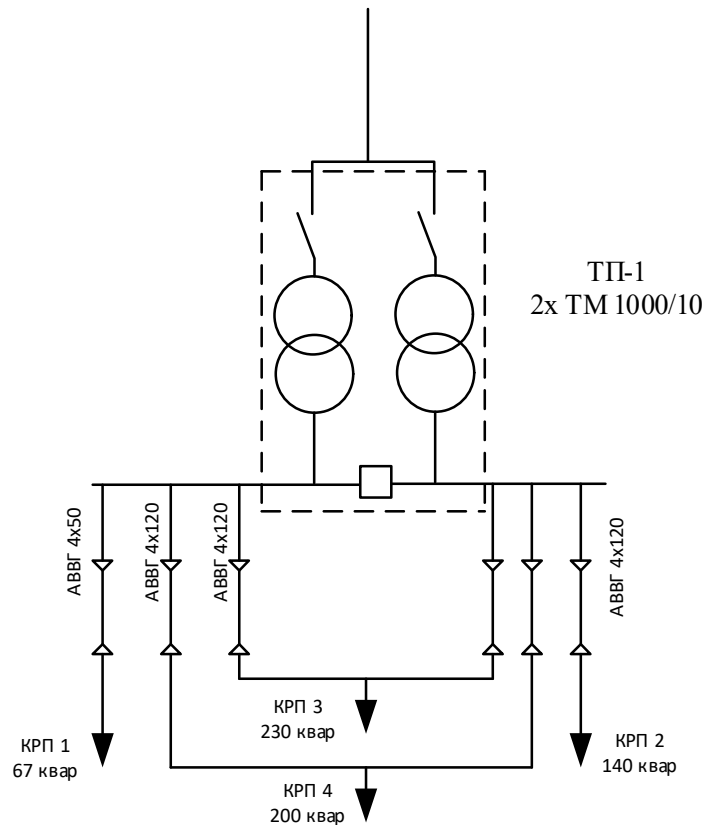


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема ЕМ підприємства

Згідно схеми активний опір трансформатора $R=1,05\Omega$.

1. За формулою (3.2) розраховуємо величину $p_{квузла}$ для всіх вузлів при встановлені КУ потужністю 50 квар.

$$p_{квузла} = \frac{4000 \cdot 2 \cdot 10^{-3}}{100 \cdot 10^3} \left[\frac{1}{0,4^2} (2 \cdot 67 \cdot 0,85 - 50 \cdot 0,85 + 2 \cdot (100 + 115) \cdot 1,05) + 0,001 \right] - 0,17 = 0,091$$

Аналогічно знаходимо величини ефективності для інших вузлів:

$$p_{к12}=0,159; p_{к13}=0,441; p_{к14}=0,428;$$

2. Знаходимо вузол з максимальним значенням ефективності.

Таким чином максимальна величина економічної ефективності на першому етапі – 0,441, що відповідає установленню КУ потужністю 50 квар в третьому вузлі .

3. Максимальне середнє значення ефективності на першому етапі $p_{klc}^{\max}=0,441$.

4. Зменшуємо реактивне навантаження четвертого вузла на 50 квар

$$Q_{c24}=230-50=180(\text{квар})$$

5. Оскільки нерівність виконується , то пункти 1-3 повторюються.

Аналогічно проводимо розрахунки для інших етапів.

В результаті ми одержуємо наступну послідовність вузлів, в яких установлюються КУ 4-3-4-3-4-3:

6. За результатами розрахунків на рис. 3.4 побудовано залежність $p_{kmc}^{\max}(Q_{km\Sigma})$

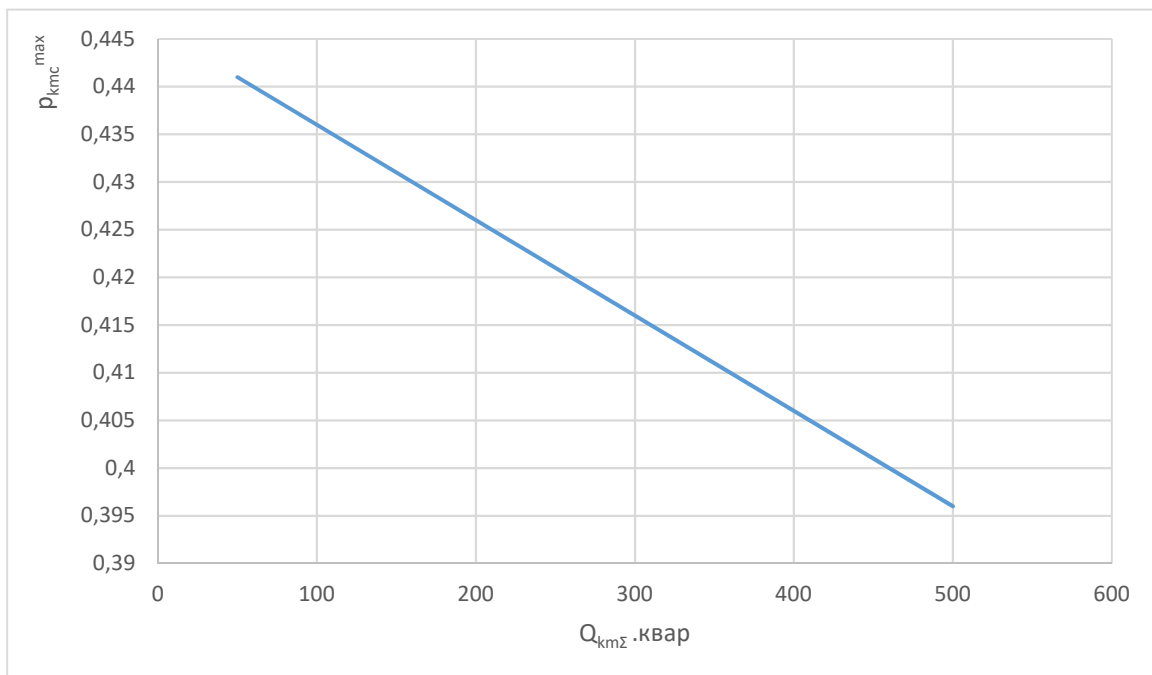


Рисунок 3.4- Залежність максимального середнього значення ефективності встановлення КУ p_{kmc}^{\max} від їх потужності.

7. Відповідно до заданої ефективності 0,416 по одержаному графіку в п.6 знаходимо $Q_{km\Sigma}=300$ квар.

8. Розрахунки проведені в пунктах 1-3 показують що КУ потужністю $Q_{km\Sigma}=300$ квар необхідно розділити : в третьому вузлі-150 квар; в четвертому вузлі- 150 квар.

Таким чином економічну ефективність впровадження КУ можна значно змінювати за рахунок зміни їх потужностей та місць установлення, а величина потужності КУ, яку доцільно встановити в ЕМ підприємства , визначається економічними можливостями підприємства у виробничій та комерційній діяльності.

Застосування конденсаторних батарей в електричних мережах систем електропостачання є широко розповсюдженою практикою покращення ефективності їх функціонування. Вибір потужності та розташування конденсаторних батарей у цих мережах здійснюють за вимогами підвищення коефіцієнта потужності, покращення умов регулювання напруги, зниження завантаження струмопроводів і трансформаторів, зменшення втрат активної потужності.

Під час ввімкнення конденсаторної установки виникає стрибок струму, а при вимкненні—відбувається перенапруга.

Встановивши односекційну конденсаторну установку, знизиться якість електричної енергії, тобто виникне явище як коливання напруги, що негативно впливатиме на споживачів. Для вирішення цієї проблеми потрібно встановити багатосекційну КУ. На рисунку 3.5 показано багатосекційну конденсаторну установку з регулятором потужності 1.

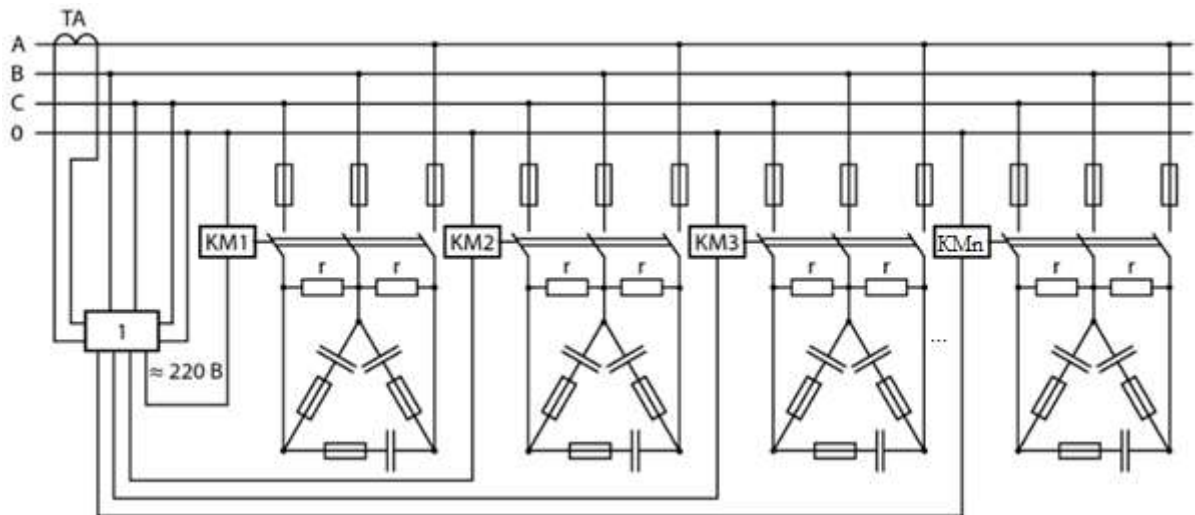


Рисунок 3.5- Принципова схема багатосекційної конденсаторної установки з регулятором потужності
1-регулятор потужності, КМ-контактор

Конденсаторна установка має дискретне регулювання потужності. Регулятор обладнаний спеціальними реле, а комутація секцій здійснюється контакторами КМ. Кожна з секцій захищена запобіжниками.

Далі постає питання яку ж кількість секцій потрібно встановити для забезпечення значення напруги в допустимих межах.

Тут є одне правило - кількість секцій КУ має бути оптимальним, мінімально-необхідним і кратним базової потужності секції. Зрозуміло, можна зробити КУ з надмірною кількістю секцій і КУ буде виконувати свої функції в повній мірі. Але в цьому варіанті є недолік - така система буде дорожче коштувати.

Для більш повної і точної компенсації потрібно застосовувати якомога менше значення базової потужності секцій КУ. Це дозволяє зробити систему компенсації максимально гнучкою в процесі роботи і максимально наблизитися до заданого коефіцієнту потужності ($\cos \phi$). При цьому слід врахувати, що якщо застосувати невиправдано завищене значення базової секції, то можуть бути негативні наслідки у вигляді «перекомпенсації» або «недокомпенсації» реактивної енергії.

Для енергопостачальної організації «перекомпенсація» це найбільш невідповідний варіант. В даному режимі роботи КУ починає генерувати енергію (вносить в мережу надлишкову реактивну потужність), що є неприйнятним. За це штрафують і оплата за генерацію реактивної енергії набагато більше, ніж за споживання.

Для даного підприємства вибираємо дві десятисекційні конденсаторні установки потужністю 150 квар кожна типу УКРМ-0,4-150-15 УЗ.

Висновок.

В даному розділі розглядалися заходи і засоби з енергозбереження та підвищення ефективності електропостачання. Для підвищення ефективності електропостачання вибрали потужність і місце встановлення конденсаторної батареї та її секційність.

РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок капіталовкладень систему електропостачання

4.1.1 Мета розрахунків та характеристика вихідних даних

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рис. 4.1, та вихідних даних, приведених у табл. 4.1 – табл. 4.3 проведемо необхідні розрахунки.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Підстанція	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів	Факт. потужність підстанції, кВА
ТП 1	ТМ-1000	2	767,583

Таблиця 4.3 – Потужність цехів підприємства

Назва цеху	К-сть змін	Sp, кВА	Tм, год.	cos φ
Прохідна №1	2	0,14	4000	0,9
Адміністрація	2	48,99	4000	0,9
Склад ТМЦ	2	48,68	4000	0,9
Виробничий цех	2	772,28	4000	0,8
Склад готової продукції	2	30,46	4000	0,9
ВЛХО	2	65,52	4000	0,8
Прохідна №2	2	0,14	4000	0,9
Склад газів	2	1,70	4000	0,9
Артсвердловина	2	15,10	4000	0,75
Roof-top	2	210,81	4000	0,8
Котельня	2	5,33	4000	0,8

Рекомендації до виконання:

1. Умовно прийняти, що в кожному цеху встановлено одну ТП (номером ТП прийняти номер цеху).
2. Кількість вимикачів визначається відповідно до даної схеми (рис. 4.1).

3. Оплату за спожиту електроенергію розраховують за одноставковим тарифом: 2,00 грн/кВт·год;

4. Прийняти норму амортизації – 6%,

5. Нарахування:

– в пенсійний фонд – 33%,

– у фонд зайнятості – 1,5%,

– на соціальне страхування – 1,5%.

6. Якщо заводська мережа складається тільки з живильного кабелю 10 кВ і однієї ТП 10/0,4 кВ, то необхідно розраховувати капіталовкладення і експлуатаційні витрати для мережі 0,38 кВ [16].

За умови відсутності інформації щодо вартості високовольтних вимикачів можна прийняти вартість вимикача 10 кВ рівною 30–40 тис. грн., а вимикача 110 кВ – 70–80 тис.грн.

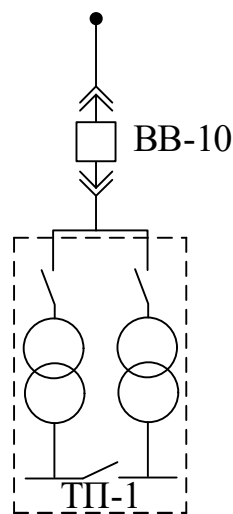


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

4.1.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^l K_{\text{псі}} + K_{\text{пост}}, \quad (4.1)$$

де $K_{\text{псі}}$ – вартість однієї ТП, тис. грн. (табл. 2.7 і табл. 2.8 [17]);

$K_{\text{пост}}$ - постійні витрати, що практично не залежать від потужності підстанції і пов'язані з устроєм території, зі створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла тощо, тис. грн.

З табл. 2.7–2.8 [19] визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторних підстанцій, наприклад, для ТП–1:

$$K_{\text{пс1}} = 561,896 + 64,52 = 626,416 \text{ тис.грн.}$$

Результати розрахунків заносимо в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип тр-ра	Кількість т-рів	$K_{\text{од}}$, тис.грн	$K_{\text{пост}}$, тис.грн	$K_{\text{пс}}$, тис.грн
ТП-1	ТМ-1000	2	1561,896	64,52	626,916
Всього					626,416

Сумарна вартість вимикачів:

$$K_{\text{в}} = 1 \cdot 35 = 35 \text{ тис. грн.}$$

Вартість підстанцій з вимикачами

$$K_{\text{пс}} = 626,416 + 35 = 661,416 \text{ тис. грн.}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 0 + 661,416 = 661,416 \text{ тис. грн.}$$

4.2 Розрахунок поточних витрат

4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі

Чисельність робітників, яка необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування та мереж, визначається виходячи з трудомісткості виконуваних робіт. При цьому рекомендується скористатися

нормативами системи планово-попереджувальних робіт промислових електричних мереж.

Трудомісткість технічного обслуговування не залежить від змінності роботи споживачів, тому планується в розмірі 10% від трудомісткості поточного ремонту всіх прокладених електромереж, а для мереж заземлення та заземлювальних пристроїв, поточний ремонт для яких не планується, у розмірі 3% від вказаної в таблиці трудомісткості капітального ремонту [18].

Планова трудомісткість, відповідно, визначається як, люд.-год./рік:

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (4.2)$$

де Π – кількість ремонтів даного виду за рік, на одиницю обладнання;

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. (табл.2.12 [1]);

h – кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить до цього виду ремонтних робіт.

Для схеми, представленої на рис.4.1 трудомісткість ремонту вимикачів 110кВ, люд.-год./рік:

$$T = 1 \cdot 16 \cdot 1 = 16.$$

Проводимо розрахунки трудомісткості ремонту іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.6.

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і пов'язана з ними розрахункова кількість ремонтів за рік, розроблені для енергоустаткування, яке працює в двох змінах, тобто при $K_{\text{зм}}=2$. При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт β_p [18].

Планова трудомісткість технічного обслуговування кожної групи енергетичного устаткування і мереж складає, люд.-год./рік:

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (4.3)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год. (табл. 2.13 [1]);

K_{cp} – коефіцієнт складності ремонту, який показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування одиниці енергетичного обладнання і мереж на кожен місяць планованого року, $1/міс$, $K_{c.p} = 0,1$.

n – кількість обладнання в групі.

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.7.

Таблиця 4.6 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-ть	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю облад. рем/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудомісткість люд.год.	К-сть на одиницю облад. огл/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудомісткість люд.год.
Вимикач 10кВ	1	1	16	16	12	1	12
ТМ-1000	2	0,33	120	79,2	12	9	216
Разом				95,2			228

Таблиця 4.7 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-ть	Технічне обслуговування				Загальна
		Змінність роботи	Коеф. складності і	К-ть місяці в	Загал. трудомісткість люд.год.	трудомісткість обслуговування люд.год.
Вимикач 10кВ	1	2	0,1	12	38,4	50,4
ТМ-1000	2	2	0,1	12	576	792
Разом					614,4	842,4

Якщо ремонтний персонал виконує лише поточні ремонти, то його чисельність [21]:

$$H_{np} = \frac{T_{np}}{\Phi_d \cdot K_{в.н}}, \quad (4.4)$$

експлуатаційні робітники, чол.:

$$H_{обс} = \frac{T_{обс}}{\Phi_{обс} \cdot K_{в.н}}, \quad (4.5)$$

де T_{np} – річна планова трудомісткість поточного ремонту, люд·год;

Φ_d – дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робітника за рік; приймається рівним 1850-1900 год;

$K_{в.н}$ – плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках приймаємо для ремонтного персоналу $K_{в.н} = 1,10$, а для експлуатаційного - $K_{в.н} = 1,05$;

$T_{обс}$ – річна планова трудомісткість технічного обслуговування з урахуванням витрат праці на огляди, люд·год.

Знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$H_{обс} = \frac{842,4}{1900 \cdot 1,05} = 0,42,$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{np} = \frac{95,2}{1900 \cdot 1,1} = 0,05.$$

Приймаємо $H_{np} = 1$ чол., $H_{обс} = 1$ чол.

4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників рекомендується використовувати погодинно-преміальну систему, а для ремонтного персоналу – відрядно-преміальну. Преміювання експлуатаційних робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання та мереж, економію

енергоресурсів, компенсацію реактивної потужності. Ремонтний персонал преміюється за високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт.

Величина премії (відповідно до категорій енергоперсоналу) може бути прийнята в розмірі 20 і 25% [17].

Фонд прямої заробітної плати:

а) для робітників, зайнятих на роботах по експлуатації й обслуговуванню енергообладнання і мереж, розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_e = N_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{ге}} \cdot \Phi_d \quad (4.6)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{\text{ге}} = ((K3 + K4) / 2) \cdot C_I, \quad (4.7)$$

де K3, K4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно [16];

C_I – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду, визначається за формулою:

$$C_I = \frac{Z_{\text{min}} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (4.8)$$

де Z_{min} – мінімальний розмір заробітної плати;

$k_{r,i}$ – тарифний коефіцієнт робітника i-го розряду;

Φ_H – номінальний місячний фонд робочого часу ($\Phi_H = 22 \cdot 8 = 176$ год).

$$C_I = 4723 \cdot 1 / 176 = 26,84 \text{ грн./год.}$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{\text{ге}} = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 26,84 = 32,88 \text{ грн./год.};$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 32,88 \cdot 1900 = 112449,6 \text{ грн./рік};$$

б) для робітників, які виконують поточний ремонт енергоустаткування, фонд прямої заробітної плати розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_p = T_{\text{пр}} \cdot t_{\text{гр}}, \quad (4.9)$$

$$t_{\text{гр}} = ((K4 + K5) / 2) \cdot C_I, \quad (4.10)$$

де K4, K5 – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно [16].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{гр} = ((1,27+1,36)/2) \cdot 26,84 = 35,3 \text{ грн./год};$$

$$\Phi_p = 95,2 \cdot 35,3 = 3360,56 \text{ грн./рік.}$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0,05+0,01+\alpha), \quad (4.11)$$

де Φ – тарифний фонд Φ_e експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати Φ_p ремонтного персоналу, грн./рік;

0,01 – частка доплат за роботу у святкові дні;

0,05 – частка доплат за роботу в нічний час;

α – частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 112449,6 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 147308,96 \text{ грн./рік,}$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 3360,56 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 4402,33 \text{ грн./рік.}$$

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15% від фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з врахуванням додаткової заробітної плати складе, грн./рік:

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15; \quad (4.12)$$

$$\Phi_{оед} = 147308,98 \cdot 1,15 = 169405,33 \text{ грн./рік;}$$

$$\Phi_{орд} = 4402,33 \cdot 1,15 = 5062,7 \text{ грн./рік.}$$

З метою утворення фонду соціального страхування здійснюються нарахування на заробітну плату. З цього фонду кошти витрачаються на виплату по тимчасовій втраті працездатності, оплату відпусток по вагітності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку працівників, оздоровчі заходи для дітей працівників та інше.

Крім того, на заробітну плату здійснюються нарахування в пенсійний фонд та фонд зайнятості. Отже, витрати по заробітній платі ($C_{зп}$) розраховуються так, грн./рік [17]:

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{п} + \beta_{з} + \beta_{с}}{100}\right), \quad (4.13)$$

де $\beta_{п}$ – нарахування в пенсійний фонд, $\beta_{п} = 33\%$;

β_3 – нарахування у фонд зайнятості, $\beta_3 = 1,5\%$;

β_c – нарахування на соціальне страхування, $\beta_c = 1,5\%$.

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{зпе} = 169405,33 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 230391,25 \text{ грн./рік};$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{зпр} = 5062,7 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 6885,3 \text{ грн./рік}.$$

Таблиця 4.8 – Розрахунок витрат по заробітній платі

Показник		Заробітна плата
Φ_e	Заробітна плата експлуатаційного персоналу	112449,6 грн.
Φ_p	Заробітна плата ремонтного персоналу	8778,83 грн.
Φ_{oe}	Величина основної ЗП експлуатаційного персоналу	147308,98 грн.
Φ_{op}	Величина основної ЗП ремонтного персоналу	11500,27 грн.
Φ_{oed}	Основний фонд ЗП експлуатаційного персоналу	169405,33 грн.
Φ_{ord}	Основний фонд ЗП ремонтного персоналу	13225,3 грн.
$C_{зпе}$	Витрати по ЗП експлуатаційного персоналу	230391,25 грн.
$C_{зпр}$	Витрати по ЗП ремонтного персоналу	17986,4 грн.

4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Розрахунок необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування та мереж розробляється на основі трудомісткості і існуючих норм витрат матеріалів [16]. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство розробляє їх самостійно і затверджує.

Розрахунок трудомісткості спрощується при виконанні його в табличній формі. Оскільки вартість конкретного виду матеріалу можна визначити як

добуток норми його витрат на ціну, то доцільно по кожному виду устаткування і мереж визначити підсумкову вартість усіх матеріалів, а потім її помножити на трудомісткість поточного ремонту чи технологічного обслуговування.

Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.4.

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_m = 0,01 \times \left(\sum_{i=1}^n C_{oi} \cdot T_i + L \cdot C_{ло} \right) \quad (4.14)$$

де C_{oi} – питома вартість витратних матеріалів на обслуговування i -го виду трансформаторів,

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

$C_{ло}$ – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Таблиця 4.9 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування				Вартість матеріалу, грн.			
		1000	1600	2500	10000	1000	1600	2500	10000
Силові трансформатори		1000	1600	2500	10000	1000	1600	2500	10000
Сталь сортова, кг	7,5	6	7	7	10	44,95	52,44	52,44	74,91
Провід установлюваний, м	3,1	0,5	0,5	0,5	0,5	1,55	1,55	1,55	1,55
Мідь-алюміній (гола), кг	69,8	62	73	73	79	4324,5	5091,7	5091,7	5510,2
Картон електроізоляційний, кг	33,6	1,4	1,6	1,6	1,7	47,08	53,81	53,81	57,17
Лакотканина (ширина 700мм), м	93,3	0,2	0,21	0,21	0,3	18,65	19,59	19,59	27,98

Продовження таблиці 4.9 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування				Вартість матеріалу, грн.			
Кабельний папір, кг	27,5	0,6	0,6	0,6	0,6	16,50	16,50	16,50	16,50
Стрічка кіперна, кг	336,3	40	41	41	42	13452	13788,3	13788,3	14124,6
Стрічка тафтяна, кг	249,8	18	24	24	28	4497,1	5996,16	5996,1	6995,5
Стрічка азбестова, м	7,4	0,05	0,08	0,08	0,09	0,37	0,59	0,59	0,66
Лаки ізоляційні, кг	40,2	1,5	1,6	1,6	1,8	60,35	64,37	64,37	72,41
Емалі ґрунтові, кг	44,1	2,5	3,1	3,1	3,2	110,33	136,80	136,80	141,22
Масло трансформаторне, кг	13,6	0,58	1,2	1,2	1,3	7,91	16,36	16,36	17,73
Бензин, кг	6,9	0,7	0,9	0,9	1	4,84	6,23	6,23	6,92
Розчиники кг	19,5	0,8	1	1	1,2	15,60	19,50	19,50	23,40
Маслостійка гума, кг	50,0	0,4	0,5	0,5	0,6	20,00	25,01	25,01	30,01
Припій олов'яно-свинцевий, кг	476,1	0,02	0,02	0,02	-	9,52	9,52	9,52	
Припій мідно-фосфорний, кг	88,5	0,03	0,03	0,03	-	2,66	2,66	2,66	
Електроди, кг	16,4	0,15	0,2	0,2	0,3	2,47	3,29	3,29	4,93
Засоби кріплення, кг	20,9	2	2,5	2,5	3	41,88	52,35	52,35	62,82

Продовження таблиці 4.9 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування				Вартість матеріалу, грн.			
Дріт кручений,	2,7	0,3	0,3	0,3	0,37	0,82	0,82	0,82	1,01
Матеріали обтиску, кг	27,3	0,4	0,5	0,5	0,5	10,91	13,64	13,64	13,64
Разом:						22696	25376	25376	27188
Кабельні лінії									
Сталь сортова, кг	7,5	2				15,0			
Електроди, кг	16,5	0,1				1,6			
Разом:						16,6			

Отже, вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{\text{мр}} = 0,01 \cdot (79,2 \cdot 22696 + 0) = 17975,23 \text{ грн/рік};$$

і вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \cdot (22696 \cdot 792 + 0) = 179752,32 \text{ грн/рік}.$$

Таблиця 4.10 – Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Назва обладнання	Вартість витрат матеріалів на 100 норм.год	Ремонт		Обслуговування	
		Загальна трудомісткість ремонтів	Вартість витрат матеріалів грн.	Загальна трудомісткість обслуговування	Вартість витрат матеріалів грн.
ТМ-1000	22696	79,2	17975,32	79,2	17975,32
Всього витрат на матеріали			17975,32		17975,32

Отже, можна розрахувати:

витрати на обслуговування електроустановок і мереж, тис. грн/рік:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зпе}} + C_{\text{мто}}, \quad (4.15)$$

$$C_{\text{обс}} = 230391,25 + 179752,32 = 410143,57 \text{ грн/рік};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{зпр}} + C_{\text{мпр}}, \quad (4.16)$$

$$C_{\text{пр}} = 6885,3 + 179752,32 = 24860,53 \text{ грн/рік}.$$

4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.17)$$

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 661416 = 39684,96 \text{ грн/рік}.$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат виділяються інші витрати. Вони включають витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частину загальнозаводських витрат. Їх можна приймати в розмірі 20 - 30% від суми витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизацію, тис. грн/рік [21]:

$$C_{\text{іп}} = \beta_{\text{іп}}(C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a); \quad (4.18)$$

де $\beta_{\text{іп}}$ – коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$C_{\text{іп}} = 0,25 \cdot (410143,57 + 24860,53 + 39684,96) = 118674,76 \text{ грн/рік}.$$

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передавання і розподілення електроенергії, зведемо їх в таблицю 4.11.

Таблиця 4.11 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації обладнання	410143,4	69,12176
Витрати на поточний ремонт	24860,53	4,189763
Витрати на амортизацію	39684,96	6,688135
Інші витрати	118674,8	20,00034
Разом	593363,6	100

4.3 Розрахунок собівартості електроенергії

4.3.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію

Розрахунок обсягу споживання визначається, виходячи з розрахункової потужності, яка визначається як добуток установленної (номінальної) потужності усіх електроприймачів, коефіцієнта попиту і кількості годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік [20]:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{п} \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (4.19)$$

де P_p – розрахункова потужність і-го цеху, кВт;

T_{mi} – річна тривалість використання максимуму активного навантаження і-ого цеху, год.;

$K_{п}$ – коефіцієнт попиту.

Річна кількість годин використання максимуму активної потужності по галузях промисловості при різній кількості робочих змін приводяться в галузевих інструкціях і довідкових матеріалах. Величина T_m у середньому за рік складає: для освітлювальних навантажень – 1500 – 2000 год.; для однозмінних

підприємств – 2000 – 3000 год.; для двозмінних – 3000 – 4500 год і тризмінних 4500 – 8000 год.

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для першого цеху:

$$E_{a1} = 114,08 \cdot 4000 = 456321,33 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Аналогічно визначаємо річні витрати активної електроенергії для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.12.

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Таблиця 4.12– Річні витрати активної електроенергії по цехах

Назва цеху	К-сть	Sp, кВА	Tм,	cos	Pp, кВт	Ea,кВт·год./рік
Прохідна №1	2	0,14	4000	0,9	0,1296	518,40
Адміністрація	2	48,99	4000	0,9	44,288	177152,00
Склад ТМЦ	2	48,68	4000	0,9	44,584	178336,00
Виробничий цех	2	772,28	4000	0,8	638,9456	2555782,40
Склад готової	2	30,46	4000	0,9	27,83968	111358,72
ВЛХО	2	65,52	4000	0,8	53,032	212128,00
Прохідна №2	2	0,14	4000	0,9	0,1296	518,40
Склад газів	2	1,70	4000	0,9	1,5296	6118,40
Артсвердловина	2	15,10	4000	0,75	11,556	46224,00
Roof-top	2	210,81	4000	0,8	168,768	675072,00
Котельня	2	5,33	4000	0,8	4,39856	17594,24
Разом						3980802,56

Для визначення повної потреби підприємства в електроенергії необхідно до отриманого результату додати втрати електроенергії в лініях і трансформаторах [20].

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{л} = 3 \cdot n \cdot I_{м}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.20)$$

де $I_{м}$ – максимальний струм у лінії, А;

τ – час максимальних втрат, год./рік.

R – активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом;

n – кількість кабелів в лінії.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (4.21)$$

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 2.25 [1]),

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження T_M :

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405,28 \text{ год}$$

Для лінії ЦРП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ЦРП до ТП1.:

$$R = 0,549 \cdot 0,062 = 0,034 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ЦРП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 0 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Аналогічно виконуємо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до табл. 4.13.

Втрати електроенергії в трансформаторах визначають за формулою, тис. кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.22)$$

де n - кількість трансформаторів;

$\Delta P_{\text{КЗ}}$ і $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – величини номінальних втрат у трансформаторах, відповідно, при короткому замиканні і холостому ході, кВт;

T_p - час роботи трансформаторів, год./рік (приймається рівним 8760 год./рік);

S_{ϕ} - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

S_H - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,1 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{1196,9}{1000} \right)^2 \cdot 2405,28 = 54883,42 \text{ Вт}\cdot\text{год./рік.}$$

Для інших ТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип т-ра	К-сть	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_H , кВА	ΔE_T , кВт·год./рік
ТП-1	ТМ-1000	2	2,1	0,5	1196,9	1000	54889,42
Разом							54889,42

Загальна потреба підприємства в електроенергії, кВт·год./рік:

$$E = E_a + \Delta E_{\text{л}} + \Delta E_T ; \quad (4.23)$$

$$E = 3980802,56 + 0 + 54883,42 = 4035685,98 \text{ кВт·год./рік.}$$

Оплата за електроенергію при одноставковому тарифі визначається як:

$$П_1 = v \cdot E / 100, \text{ грн.}, \quad (4.24)$$

де v – ставка тарифу за 1 кВт·год споживаної активної електроенергії, грн.;

E – кількість енергії, що споживається, врахована по лічильнику.

$$П_1 = 2,00 \cdot 4035685,98 = 8071371,955 \text{ грн.}$$

4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВт·г:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.24)$$

де $C_{\text{сум}}$ – величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис.грн/рік;

E_a – річна кількість корисно споживаної підприємством електроенергії, тобто без врахування втрат у лініях і трансформаторах, кВт·год./рік.

Промислові підприємства, що споживають електроенергію від зовнішнього джерела, з одного боку, оплачують кількість отриманої енергії за тарифом, а з іншого – несуть додаткові витрати при передаванні та розподілі електроенергії від мереж енергосистеми до цехових споживачів. Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік [20]:

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\Pi}, \quad (4.25)$$

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

C_{Π} – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії.

Річні витрати промислового підприємства, зв'язані з передаванням і розподілом електричної енергії, включають такі складові, тис.грн/рік:

$$C_{\Pi} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{а}} + C_{\text{ір}}, \quad (4.26)$$

де $C_{\text{обс}}$ – витрати підприємства на матеріали та зарплату персоналу при обслуговуванні електромереж і устаткування, грн/рік.;

$C_{\text{пр}}$ – річні витрати на поточний ремонт устаткування і мереж, грн/рік;

$C_{\text{а}}$ – амортизаційні відрахування при експлуатації електроустановок підприємства, грн/рік;

$$C_{\Pi} = 410143,57 + 24560,53 + 39684,96 + 118674,76 = 593363,82 \text{ грн/рік.}$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 8071371,955 + 593363,82 = 8664735,775 \text{ грн/рік.}$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{8664735,775 \cdot 100}{3980802,56} = 217,66 \text{ коп./кВт}\cdot\text{год.}$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 3.15.

Таблиця 4.15 –Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	E_a	3591358,26	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	E	3659421,74	кВт·год.
Плата за електроенергію	$П_1$	7318843,488	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	$C_{п}$	820773,81	грн.
Сумарні витрати під-ва	$C_{сум}$	8139617,298	грн.
Собівартість ел.енергії	S	226,64	коп/кВт·год.

Висновок: В даному розділі було проаналізовано вхідні дані та розраховано розмір капіталовкладень в систему електропостачання, розраховано поточні витрат підприємства та амортизаційних відрахувань та розраховано величину собівартості електроенергії. Внаслідок впровадження інноваційних рішень на підприємстві з'явиться змога здешевити процес виготовлення продукції.

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випусковій магістерській роботі розглянуто заходи з енергозбереження та підвищення ефективності електропостачання ТОВ «Грін Кул» м. Вінниця. Підприємство з виробництва холодильного обладнання ТОВ «Грін Кул» має у своєму складі велику кількість обладнання з різними виробничими потужностями, умовами експлуатації, та характером середовища, в якому встановлене дане обладнання. Підприємство відноситься до I категорії електропостачання, живлення здійснюється від двох підстанцій 10/0,4 кВ.

На електромонтерів з обслуговування технологічного обладнання для металообробки впливають за ГОСТ 12.0.003-74 такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухливість повітря;
- рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Електробезпека

Живлення здійснюється від п/ст 10/0,4 кВ кабельними лініями, що прокладені в траншеях. У приміщеннях цехів підприємства використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

Електропривод насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними. Безпечні відстані між огороженнями і не ізолюваними струмоведучими частинами регламентується ПУЕ і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями - 5см. Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустановкам. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де

працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м. Постійний контроль за ізоляцією, тому що протягом часу відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробію і створити небезпеку при дотику людини до ізольованих проводів. Використовують наступні кольори для маркування ізоляції: чорна - для силових ланцюгів; червона - для ланцюгів керування.

Обов'язкова установка захисного заземлення та захисного відключення. При роботі з електроустановками використовуються основні і додаткові електрозахисні засоби. До основних відносяться: ізолюючі штанги; ізолюючі і струмовимірювальні кліщі; слюсарно-монтажні інструменти з ізолюючим руків'ям. До додаткових відносяться: діелектричні рукавички; переносне заземлення; огорожуючі пристосування; плакати та знаки безпеки.

На ключах керування і приводах роз'єднувачів віддільників і вимикачах навантаження, а також на підставках запобіжників, за допомогою яких може бути подана напруга до місця робіт, вивішують плакат: "Не включати - працюють люди". На вентилях, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи таких апаратів, вивішується плакат: "Не відкривати - працюють люди".

Передбачена проектом апаратура повинна експлуатуватися у відповідності з паспортними значеннями номінального струму та напруги. В процесі експлуатації слід постійно контролювати стан контактних сполучень та ізоляції апаратури, відсутність слідів дуги та оплавлення ошиновування, опір ізоляції силових та освітлювальних мереж, правильність підключення. На всіх підготовлених місцях роботи після накладається заземлення вивішується плакат "Працювати тут".

5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Зону обробки універсальних верстатів, призначених для обробки заготовок діаметром до 630 мм включно, необхідно обгороджувати захисним пристроєм (екраном). З боку, протилежного робочому місцю, у цій зоні також повинен бути екран. Затискні патрони універсальних токарних та токарно-револьверних

верстатів повинні мати огороження, яке можна легко відводити убік під час установлювання та знімання заготовок, не обмежуючи технологічні можливості верстатів.

Допускається закріплювати в кулачковому патроні без підпирання центром задньої бабки тільки короткі, завдовжки не більше двох діаметрів, зрівноважені деталі; в іншому разі для підпирання необхідно використовувати задню бабку. Для обробки в центрах деталей завдовжки 12 діаметрів і більше, а також у разі швидкісного та силового різання деталей завдовжки 8 діаметрів і більше необхідно застосовувати додаткові опори (люнети). Перед обробкою деталей в центрах спочатку необхідно перевірити закріплення задньої бабки і тільки після встановлення деталі змастити центр; задній центр під час виконання робіт також повинен періодично змащуватись, а у разі обробки довгомірних деталей – повинен перевірятись також осьовий затискач.

Пруткові токарні автомати та пруткові револьверні верстати повинні мати по всій довжині прутків огороження, оснащене шумопоглинальним пристроєм. У разі застосування огороження у вигляді напрямних труб, що обертаються разом із прутками (або коли прутки із заднього боку виступають за межі огорожі), прутковий магазин повинен мати кругове огороження по всій довжині. Розміщений зовні верстата пристрій для подавання прутків повинен мати огороження, яке не перешкоджає доступу до цього пристрою. Універсальні верстати у разі використання їх для обробки прутків повинні бути, за необхідності, оснащені пристроєм, який обгороджує пруток з боку задньої частини шпинделя. Пруток не повинен виступати за відгороджувальний пристрій. Прутковий матеріал, який подається для обробки на верстат, не повинен мати кривизни.

Забороняється під час виконання робіт на металообробних верстатах токарної групи:

- користуватись затискними патронами, – якщо спрацьовані робочі площини кулачків;
- працювати з необертаним центром задньої бабки – у разі швидкісного

різання;

- працювати без закріплення патрона сухарями – для запобігання самовідвертанню у разі реверсування;

- гальмувати обертання шпинделя натискуванням руки на обертіві частини верстата або деталі;

- залишати в револьверній головці інструмент, який не використовується для обробки даної деталі;

- перебувати між деталлю та верстатом – під час установлення деталі на верстат;

- притримувати руками кінець важкої деталі або заготовки, що відрізається;

- класти деталі, інструмент та інші предмети на станину верстата та кришку передньої бабки;

- закладати та подавати рукою у шпиндель оброблюваний пруток – у разі ввімкненого верстата;

- вимірювати оброблювану деталь скобою, калібром, масштабною лінійкою, штангенциркулем, мікрометром тощо – до повного зупинення верстата, відведення супорта та револьверної головки на безпечну відстань;

- заточувати короткі різці без застосування відповідної оправки.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [23].

Мікроклімат цеху характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання.

Робота з обслуговування верстатного обладнання відноситься до категорії

Пб по важкості праці.

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1- Допустимі норми параметрів повітря на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху, X
Холодний	Пб	13-23	75	не більше 0,4
Теплий		15-29	70 при 25 °С	0,2-0,5

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

При металообробці виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні верстатника

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [23]:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які

встановленні безпосередньо на ділянках біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;

- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;
- застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

Підприємство знаходиться у Вінницькій області, система природного освітлення цеху - бокове.

Характеристика зорової роботи – дуже малої точності;

Розряд - VI;

Контраст об'єкту розпізнавання - незалежно від характеристик фону і контрасту об'єкту з фоном;

Характеристика фону - незалежно від характеристик фону і контрасту об'єкту з фоном;

Бокове КЕО, %:

-природне 0,5;

-суміщене 0,3.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна. Нормовані значення КЕО для будинків визначаються за формулою:

$$e_N = e_n \cdot m_N , \quad (5.1)$$

де e_n - значення КЕО для будинків;

m - коефіцієнт сонячності клімату - 0,85, вікна зорієнтовані на схід.

Природне: $e_N = 0,5 \cdot 0,85 = 0,4 \%$,

суміщене: $e_N = 0,3 \cdot 0,85 = 0,2 \%$.

Штучне освітлення. Використовується штучне освітлення двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення - освітлення, яке створюється світильниками, концентруючими світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Штучне освітлення, лк:

- загальне 150 лк;

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

5.2.4 Виробничий шум

На підприємстві джерелом шуму є обладнання, машини, механізми та верстати - механічний шум.

Шум - це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

Постійна дія сильного шуму може не лише негативно вплинути на слух, але й викликати інші шкідливі наслідки - дзвін у вухах, запаморочення, головний біль, підвищення втоми, зниження працездатності.

Шум має кумулятивний ефект, тобто акустичні подразнення, накопичуючись в організмі людини, все сильніше пригнічують нервову систему. Тому перед втратою слуху від впливу шумів виникає функціональний розлад центральної нервової системи. Особливо шкідливий вплив шуму позначається на нервово-психічній діяльності людини. Процес нервово-психічних захворювань вищий серед осіб, що працюють у гомінких умовах, ніж у людей, що працюють у нормальних звукових умовах.

Відповідно до [25] рівень звуку вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 10\lg(I/I_0) = 10\lg(p/p_0) = 10\lg(U/U_0) \quad (5.2)$$

де L - рівень шуму, дБ;

p - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, 5-10 м/с;

P_0 - нульове значення звукового тиску, умовно прийняте рівним $2 \cdot 10^5$ Па.

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи:

-нормування за гранично допустимим спектром шуму;

-нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра.

За характером спектру шум - широкопasmовий з безперервний спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням - гідродинамічний.

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23-85 і наведені в таблиці 5.3 .

Таблиця 5.3 - Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для зменшення рівня шуму до допустимого в цеху двигуни виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові

деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину.

5.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сідниці).

Таблиця 5.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація:	<u>1,3</u> 108	<u>0,45</u> 99	<u>0,22</u> 93	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	-	-	-	-
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях										

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

а) Класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кг/м):

Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт);

При регіональному навантаженні(для чоловіків) - 12 000(40);

При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) - 40 000(80);

Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи:

При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60000;

При регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 30000;

Статичне навантаження (кг/с):

Двома руками (чоловіки) – до 70 000;

За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза:

Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни

Нахил тулуба:

Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів;

Переміщення у просторі(переходи задля технологічного процесу) – більше

12

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження:

Зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом;

Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій;

Розподіл функцій за ступенем складності завдання - обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження:

Зосередження (%за зміну) - до 50;

Щільність сигналів (звукові за 1 год) - до 150;

Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80;

Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності - є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний;

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці:

Тривалість робочого дня – не більше 8 год;

Змінність роботи – двозмінна.

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях.

Дослідження безпеки роботи системи електропостачання ТОВ «Грін Кул» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Надзвичайні ситуації природного характеру формуються внаслідок природних явищ, як повені, землетруси, посухи тощо. Загалом надзвичайні ситуації розрізняють за конкретними природними явищами, що викликають ці ситуації. До них належать великі повені, катастрофічні затоплення, землетруси та зсувні процеси, лісові та польові пожежі, великі снігопади та ожеледі, урагани, смерчі та шквальні вітри тощо.

Утворення ожеледі на проводах призводить до появи значного механічного навантаження на дроти, троси і опори у вигляді додаткових вертикальних сил. Це знижує запас міцності проводів, тросів і опор ліній. В результаті ожеледиці і утворень бурульок виникають обриви проводів і поломки опор, зближення і

дотикання проводів з перекриттям ізоляційних проміжків не тільки при перенапруженнях, а й при нормальній робочій напрузі.

Дія радіації на матеріали і деталі апаратури залежить від виду випромінювання, дози радіації, природи опромінюваної речовини та умов навколишнього середовища. Саме тому в обладнанні виробничих підприємств використовують обладнання, яке виготовлене з таких матеріалів: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та ін. серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

Внаслідок дії радіації виникають оборотні і необоротні процеси, що спричиняють порушення роботи елементів схеми та пошкодження апаратури.

В схемах електропостачання ТОВ «Грін Кул» заводу використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники, діелектрики, смоли та ін. Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

В елементах схем електропостачання ТОВ «Грін Кул» радіація викликає оборотні і необоротні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схем, що приведе до пошкодження роботи блоків і СЕП в цілому.

Результатом впливу ЕМП може бути вихід із ладу різних пристроїв та спорядження. Особливо негативний вплив електромагнітного імпульсу на обладнання, яке не має спеціального захисту (різні «домішки» до системи проводів, електромагнітне екранування і т.п.).

Електромагнітний імпульс викликає високі імпульси струмів і напруг в провідниках і кабелях зв'язку, електропередач, систем обчислювальних машин і автоматичних систем управління, антенах радіостанцій тощо.

Електромагнітний імпульс являє собою велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від дії інших вражаючих факторів. Тому захист апаратури від механічних пошкоджень не захищає від дії електромагнітного імпульсу. Саме

тому, обов'язковим є дослідження безпеки роботи обладнання СЕП під час дії електромагнітного імпульсу та іонізуючого випромінювання.

5.3.1 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання ТОВ «Грін Кул» в умовах дії іонізуючого випромінювання

Критерієм оцінки безпеки роботи об'єкта в умовах дії іонізуючого випромінювання є максимальне значення потужності дози, що може викликати зміни параметрів елементів системи електропостачання заводу з порушенням роботи системи.

Елементами систем електропостачання підприємства від яких залежить її функціонування є транзистори, діоди, конденсатори, магнітні матеріали, напівпровідники, випрямлячі, діелектричні матеріали, резистори.

Таблиця 5.5 - Експозиційні дози для матеріалів і елементів обладнання СЕП ТОВ «Грін Кул»

№	Елементи СЕП		$D_{грі,Р}$	$D_{гр,Р}$
1	Блок живлення	Мікросхема LH0021	10^4	10^4
		Резистор С5-35	10^6	
		Конденсатор Х7R	10^5	
2	Блок обробки сигналу	Операційний підсилювач LH0021	10^5	
		Резистор С2-23	10^6	
		Конденсатор К10-17	10^5	
3	Мікропроцесорний блок	Мікроконтролер	10^5	

По мінімальному значенню визначаємо границю стійкості роботи РЕА в цілому $P_{гр}=10^4$ Р. Можливий час роботи СЕП ТОВ «Грін Кул» $t_k=10$ років $=58600$ год при $K_{осл}=1$. Визначимо максимально допустимий рівень радіації на об'єкті:

$$D_{гр} = \frac{2 \cdot P_{1max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{нос}} [P] \Rightarrow$$

$$\Rightarrow P_{1\max} = \frac{D_{zp} \cdot K_{noc}}{2 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})} [P / \text{год}], \quad (5.3)$$

$$P_{1\max} = \frac{10^4 \cdot 1}{2 \cdot (\sqrt{58600} - \sqrt{1})} = 5,68 (P / \text{год}).$$

4) Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{D_{zp} \cdot K_{nocl} + 2 \cdot P_{1\max} \sqrt{t_P}}{2 \cdot P_{1\max}} \right)^2 [\text{год}] \quad (5.4)$$

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 5,68 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,68} \right)^2 = 776657,4 (\text{год})$$

Отже, допустимий час роботи РЕА складатиме близько року, система електропостачання буде безпечно працювати в умовах дії іонізуючих випромінювань, якщо максимальне значення рівня радіації не перебільшуватиме 5,68 Р/год.

5.3.2 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання ТОВ «Грін Кул» в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій безпеки роботи системи електропостачання або окремих їх елементів в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки:

$$K_B = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (5.5)$$

де U_d - допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{B(\Gamma)}$ - наруга наведення за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

Для живлення використовується мережа живлення змінної напруги 220 В, для кола керування - постійної ± 9 В.

Таблиця 5.6 - Параметри блоків системи електропостачання

№	Блоки системи електропостачання	l_B (м)	l_r (м)	U_r (В)	U_B (В)
1	Блок живлення	2	2,5	0,09	0,09
2	Блок обробки сигналу	1	1,5	2,31	35,57
3	Мікропроцесорний блок	0,8	1	3,99	63,84

Допустимі коливання напруги живлення для різних ділянок:

$$U_D = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N [B]$$

(5.6)

Де $U_{ж}$ – напруга живлення, В;

N – допустимі коливання, %

Вся система живиться від змінної напруги 380(В) та напруги 220(В), а коло управління від 24(В) з допустимим коливанням $N=5\%$.

Допустимі коливання великого кола:

$$U_D = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 (B) .$$

Допустимі коливання кола:

$$U_D = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 (B) .$$

Допустима напруга для кола керування($U_{ж}=24$ В):

$$U_D = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 (B) .$$

Визначення напруги ($U_{ж}=380$ В) наведеної у струмопровідній частині:

- вертикальної:

$$U_B = \frac{399}{10^2} = 3,99 (B) ;$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля.

$$E_r = \frac{3,99}{2} = 1,995 (B / m) .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля.

$$E_B = \frac{E_\Gamma}{10^{-3}} [B / M] ;$$

$$E_B = \frac{1,9}{10^{-3}} = 1995 (B / M) .$$

Визначення напруги ($U_{ж}=220V$) наведеної у струмопровідній частині:
- вертикальної:

$$U_B = \frac{231}{10^2} = 2,31 (B) ;$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля.

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B ;$$

$$E_\Gamma = \frac{U_B}{l_B} [B / M] ;$$

$$E_\Gamma = \frac{2,31}{1} = 2,31 (B / M) .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля.

$$E_B = \frac{E_\Gamma}{10^{-3}} [B / M] ;$$

$$E_B = \frac{2,31}{10^{-3}} = 2310 (B / M) .$$

Визначення напруги ($U_{ж}=24 V$) наведеної у струмопровідній частині:
- вертикальної:

$$U_B = \frac{25,2}{10^2} = 0,252 (B) ;$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля.

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B ;$$

$$E_\Gamma = \frac{U_B}{l_B} [B / M] ;$$

$$E_\Gamma = \frac{0,252}{0,8} = 0,315 (B / M) .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля.

$$E_B = \frac{E_\Gamma}{10^{-3}} [B / M] ;$$

$$E_B = \frac{0,3}{10^{-3}} = 315 (B / M) .$$

Отже, система електропостачання буде безпечно працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу за умови, що вертикальна складова напруженості електричного поля не буде перебільшувати $E_{\text{Вгр}}=300 \text{ В/м}$.

5.3.3 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи системи електропостачання ТОВ «Грін Кул» в умовах надзвичайних ситуацій

Основними заходами щодо підвищення радіаційної безпеки можуть бути: використання в апаратурі радіаційної стійких елементів і матеріалів; застосування для захисту різних апаратних масивних екранів або активного захисту від дії радіації. При імпульсній дії іонізаційних випромінювань крім перерахованих заходів використовують: схеми малочутливі до зміни електричних параметрів; зменшення чутливості перемикальних схем до зміни вхідних сигналів і напруг джерел живлення; зниження напруги живлення на аноді і збільшення негативного зміщення сіток газорозрядних приладів; застосування пристроїв, що вимикають радіотехнічні схеми на час дії радіації; збільшення відстані між елементами, які знаходяться під навантаженням та ін.

В умовах дії електромагнітного імпульсу, доцільно виконати захисне екранування даного обладнання, що дасть змогу зменшити його вплив. В якості матеріалу для екрану вибираємо сталь, для якої перехідне затухання визначається за формулою:

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f} \text{ [дБ]}; \quad (5.6)$$

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}} \text{ [см]}.$$

де t – товщина стінки екрана, см;

$f=15000 \text{ Гц}$.

Визначаємо з даної формули товщину стінки пасивного екрану з сталі для кожного блоку системи:

$$t_1 = \frac{72,8}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,12 \text{ (см)}$$

$$t_2 = \frac{53,2}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,08 \text{ (см)}$$

$$t_3 = \frac{66,7}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см)}$$

Отже застосування сталевих екранів суттєво підвищить стійкість роботи системи електропостачання.

Також, в даному розділі проаналізовано основні шкідливі фактори іонізуючих випромінювань та ЕМІ, можливі наслідки їх дій на електричну мережу, розроблено методи по підвищенню безпеки роботи електропостачання ТОВ «Грін Кул».

При проведенні оцінки безпеки роботи елементів електропостачання в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу було визначено, що обладнання СЕП в умовах впливу на нього цих факторів буде працювати безпечно, оскільки під час експлуатації виконуватимуться наступні умови: рівень радіації $P_1 \leq 5,68$ Р/год, вертикальна складова напруженості електричного поля $E_B \leq 315$ В/м.

ВИСНОВОК

Визначено оптимальні параметри системи електропостачання, а саме розрахунок втрат потужності в цехових ТП, визначення кількості та потужності цехових ТП, оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення.

Висвітлені питання щодо розрахунку капіталовкладень в системі електропостачання, які включають в себе розрахунки собівартості електроенергії, потреби в робочій силі, витрат по заробітній платі та інших поточних витрат.

Розглянуто питання організації та розроблено норми по охороні праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях на товаристві з обмеженою відповідальністю «ГРІН КУЛ», а саме: розробка технічних рішень з організації робочого місця, електробезпеки та гігієни праці і виробничої санітарії. Розроблено заходи щодо безпеки в надзвичайних ситуаціях, що включили в себе дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій, в умовах дії іонізуючих випромінювань, в умовах дії електромагнітного імпульсу та розробка заходів по підвищенню безпеки її роботи.

Дані, що використовувалися під час розрахунків, були отримані в ході проходження переддипломної практики на ТОВ «ГРІН КУЛ».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням /Коцар О.В. – Дніпро: «Середняк Т.К.», 2017. – 44 с.
2. Правила Оптового ринку електроенергії України (Правила ринку). Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електроенергії / Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України 02.10.1997 р.
3. Справочник по проектированию электроснабжения. /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576с.
4. Бурбело Михайло Йосипович. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків: навчальний посібник - 2-ге вид., перероб. і доп. / М.Й. Бурбело. –Вінниця: УНІВЕРСУМ, 2005 – 148 с. ISBN 966-641-145-8.
5. Правила улаштування електроустановок. - 5-ге вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2014.
6. 4. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок.
7. Коэффициенты Кс и Ки [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://eom.com.ua/index.php?PHPSESSID=1uan485eu6hrv4cq9m1pkhkss0&action=dlattach;topic=13993.0;attach=12790> (дата звернення 27.01.2015). — Назва з екрана.
8. ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
9. СН 174-75 Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятия.
10. РД 153-34.0-15.501-00 Контроль качества электрической энергии
11. Приемы работы с Excel [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://msexcel.ru/content/blogcategory/25>
12. Конспект лекції з дисципліни САПР СЕП.

13. Демов О.Д. Оптимізація впровадження та використання компенсувальних установок у розподільчих електричних мережах енергопостачальних компаній: Монографія/О.Д. Демов-Вінниця: ВНТУ, 2016.-92с.
14. Демов О.Д. Оптимізація впровадження та використання компенсувальних установок у розподільчих електричних мережах споживачів: Монографія/О.Д. Демов, Ю.Ю. Півнюк.-Вінниця: ВНТУ, 2018.-80с.
15. Впровадження стратегії енергозбереження на промислових підприємствах [Електронний ресурс]– Режим доступу: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=5916>
16. Демов О. Д., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Розрахунок собівартості електроенергії на промисловому підприємстві: Навчальний посібник / О.Д. Демов, О.О. Бірюков, Л.М. Мельничук – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 92 с.
17. Економіка підприємства: Навчальний посібник / За ред. А. В. Шегди – К.: Знання, 2005. – 431 с.
18. Плоткін Я. Д., Янушкевич О. К. Організація і планування виробництва на машинобудівному підприємстві: Навч. видання / Я.Д. Плоткін, О.К. Янушкевич – Львів: Світ, 1996. – 352 с.
19. Афанасьев Н. А., Юсипов М. А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий / Н.А. Афанасьев, М.А. Юсипов – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
20. Демов О. Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах / О.Д. Демов – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 95 с.
21. Гительман Л. Д., Ратников Б. Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002. – 544 с.

22. Енергоощадливість. Методика аналізу та розрахування питомих витрат енергоресурсів // ДСТУ 4110- 2002, ДЕРЖСПОЖИВСТАНДАРТ України, 2003. - 35 с.
23. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. Неклепаев Борис Николаевич. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Москва: Энергоатомиздат, 1989 – 607 с. ISBN 5-283-01086-4.
25. ОНТП 24-86. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности.
26. В.Ф. Сакевич, М.А. Томчук. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах / В.Ф. Сакевич, М.А. Томчук – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 141 с.
27. Справочник по охране труда на промышленном предприятии/ [Ткачук К.Н., Иванчук Д.Ф., Сабарно Р.В. та ін.]. – К.: Техника, 1991.- 285 с.
28. Леонід Борисович Терешкевич. Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Терешкевич Л.Б., Демов О.В., Шулле Ю.А. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 41 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ” _____ 2019р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
“ ” _____ 2019 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи
на тему:

«Енергозбереження та підвищення ефективності електропостачання
Товариства з обмеженою відповідальністю «Грін Кул» міста Вінниця»

08-17.МКР.005.00.00.101 ТЗ

Науковий керівник:

д.т.н., проф. Савуляк В.І. _____
(підпис)

Виконавець: студентка гр. ЕСЕ - 18м

Петелько В.С. _____
(підпис)

Вінниця 2020 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № ____ від ____ . ____ .20р.

Дата початку роботи ____ . ____ .20р.

Дата закінчення роботи ____ . ____ .20р.

2. МЕТА І ПРИЗНАЧЕННЯ МКР. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРОБКИ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

а) мета – визначення основних засобів та методів енергозбереження та підвищення ефективності електропостачання та перевірка розрахунку компенсації реактивної потужності при заданій економічній ефективності капіталовкладень.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

генплан підприємства (об'єкта); план цеха (об'єкта, дільниці, приміщення) із розташуванням обладнання; відомості про особливості технологічних процесів та навколишнього середовища (внутрішнього та зовнішнього); відомості про електричні навантаження підприємства (цеха, об'єкта, дільниці, приміщення); відомості про джерела живлення, їх віддаленість; графіки електричних навантажень (для діючого підприємства, енергетичного району); основні техніко-економічні показники.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Леонід Борисович Терешкевич. Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Терешкевич Л.Б., Демов О.В., Шулле Ю.А. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 41 с.

3.2 Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2014.

3.3. М.Й. Бурбело «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків».- Вінниця: ВНТУ, 2005р.

3.4 ДБН В.2.5-28-2006. Природне і штучне освітлення.

3.5 Демов О. Д. «Економія електроенергії на промислових підприємствах».
– Вінниця: ВНТУ, 2006р.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження		
4.2 Проведення дослідних розрахунків		
4.3 Розробка робочих креслень		
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи		

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстровані матеріали, анотація до МКР українською та іноземною мовою.

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

Робота приймається на проміжних контрольних перевірках, попередньому захисті та захисті в ДЕК.

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

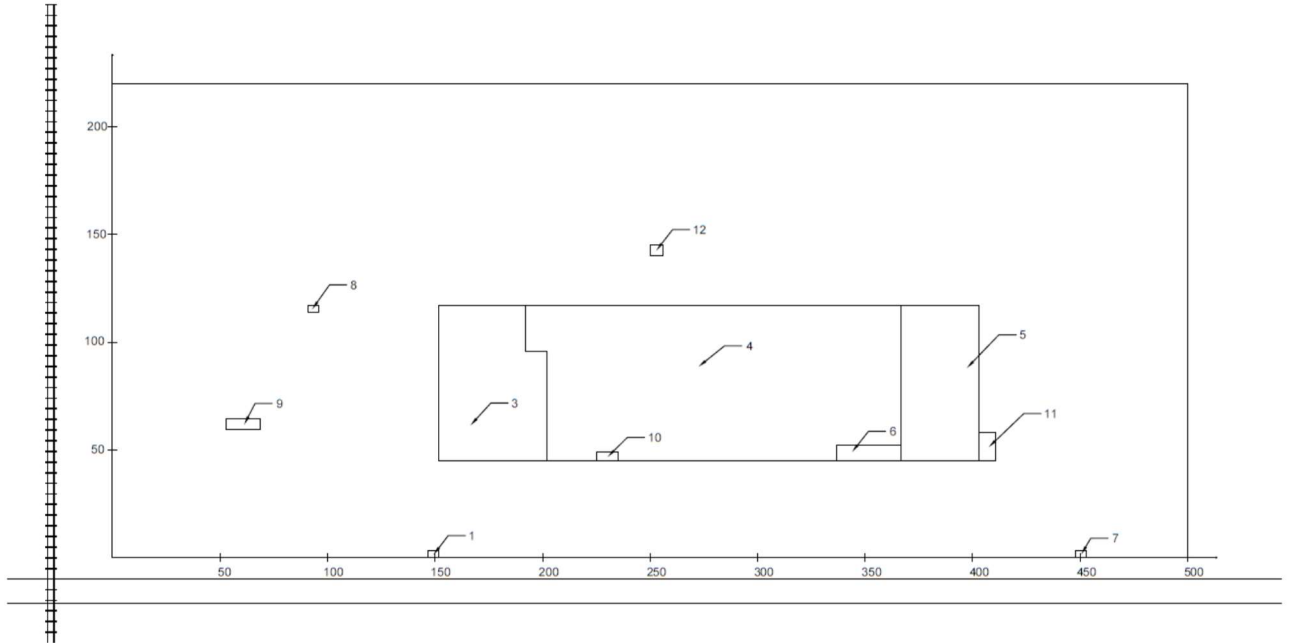
Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток Б

Вихідні дані для виконання МКР: Генеральний план ТОВ «ГРІН КУЛ»

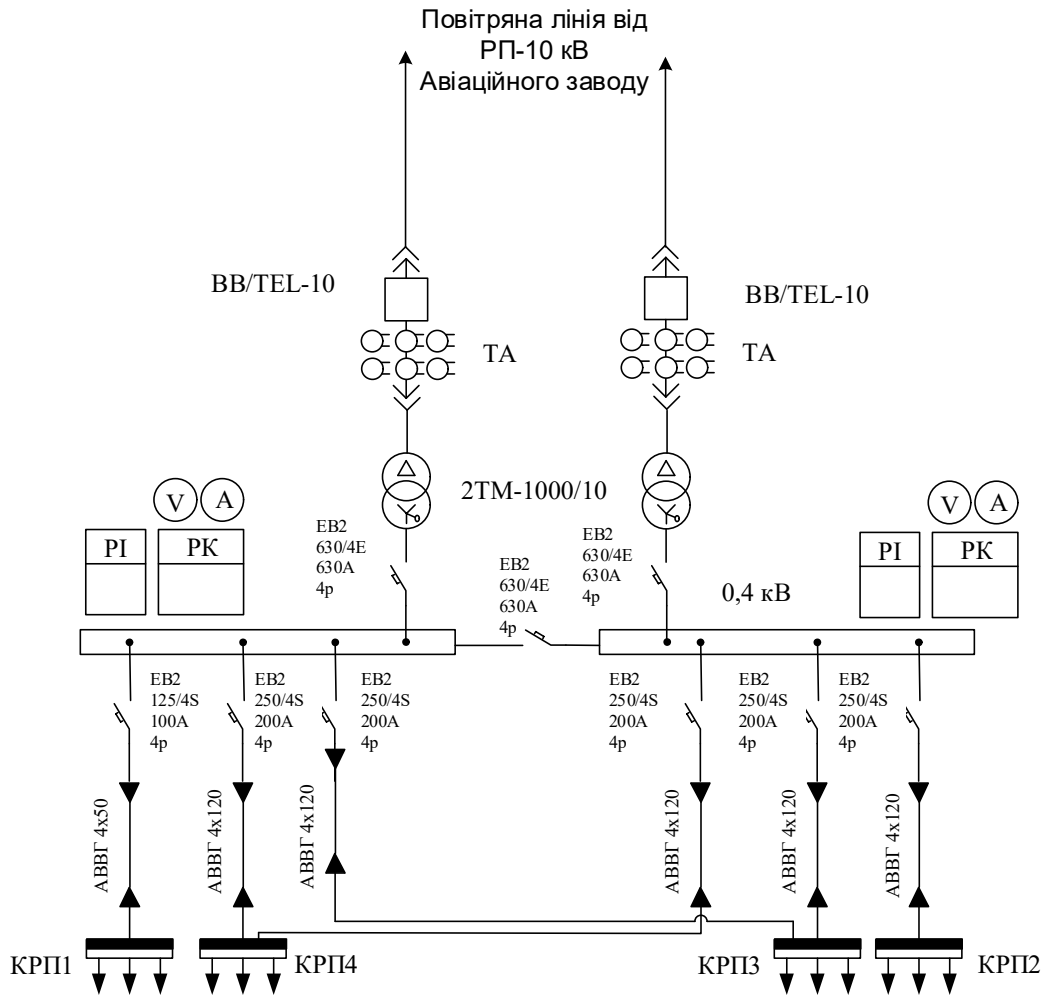


Таблиця 1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

№ на плані	Назва цеху	Р _н , кВт	cosφ/tgφ	F, м ²
1	Прохідна №1	5	0,9/0,48	15
2	Адміністрація	50	0,9/0,48	1075
3	Склад ТМЦ	10	0,9/0,48	4350
4	Виробничий цех	710	0,8/0,75	7393
5	Склад готової продукції	10	0,9/0,48	2412
6	ВЛХО	70	0,8/0,75	210
7	Прохідна №2	5	0,9/0,48	15
8	Склад газів	2	0,9/0,48	15
9	Артсвердловина	15	0,75/0,88	55
10	Roof-top	240	0,8/0,75	40
11	Котельня	5	0,8/0,75	104

Додаток В

Однолінійна схема електропостачання ТОВ «Грін Кул»



Додаток Г

Принципова схема багатосекційної конденсаторної установки з регулятором потужності

