

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

В.о. завідувач кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«__» _____ 2023 р.

Дипломний проєкт
на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма: Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології
на тему: Підвищення енергоефективності гірничо-збагачувального
комбінату

Виконав (-ла):

студент (-ка) III курсу, групи ОН-п01

Криштопайтис Богдан Михайлович _____

Керівник:

к.т.н., доц. Закладний Олег Олександрович _____

Консультанти:

Теплова частина

(назва розділу)

_____ к.т.н., доц. Шовкалюк М.М.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Охорона праці та пожежна безпека д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.

_____ (назва розділу)

_____ (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Нормоконтроль

(назва розділу)

_____ к.т.н., доц. Прокопенко І.Д.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент

_____ (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проєкті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент (-ка) _____

Київ – 2023 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Навчально-науковий інститут енергозбереження та
енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма: Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології

«До захисту допущено»

В.о. завідувач кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

« ____ » _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Криштопайтису Богдану Михайловичу

1. Тема проєкту **«Підвищення енергоефективності гірничо-збагачувального комбінату»**,

керівник проєкту к.т.н., доц. Закладний Олег Олександрович, затверджені наказом по університету від « 31 » травня 2023 р. №2097-с (надішлю, впишете пізніше)

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту “16” червня 2023 р.

3. Вихідні дані до проєкту: Електроживлення відбувається через трансформатор ТМ-800.

На підприємстві використовується наступне електричне обладнання :

1. Сверлильний станок VORSKLA ПМЗ 1800/20-16;
2. Станок с ЧПУ "Кречет 6012";
3. Компресорна установка ВК 30 ps FM/8 ;
4. Вентиляційна установка ВЦ 14-46 №5;

Будівля збудована в 1990р розташована в м.Кривий ріг, не має зовнішнього утеплення стін, до будівлі проведено централізоване водо постачання та опалення

4. Перелік розділів, які мають бути розроблені

1 Загальний опис об'єкту

2 Аналіз ефективності використання електричної енергії

3 Аналіз ефективності використання палива та теплової енергії на об'єкту

4 Система енергетичного менеджменту об'єкту

5 Оцінка можливостей застосування вторинних та відновлювальних джерел енергії на об'єкті

6 Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу конденсаторної установки

Аналіз ефективності використання електричної енергії

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Схема підключення конденсаторної установки

2. План-схема будівлі

3. Схема підключення газового котла

4. Електрична схема живлення, заходи

6. Консультанти розділів проєкту

Розділ (частина)	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<u>Теплова частина</u>	<i>к.т.н., доц. Шовкалюк М.М.</i>		
<u>Охорона праці та пожежна безпека</u>	<i>д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.</i>		
<u>Нормоконтроль</u>	<i>к.т.н., доц. Прокопенко І.Д.</i>		

7. Дата видачі завдання “22” травня 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проєкту

студентом Криштопайтисом Богданом Михайловичем

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту (роботи)	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
	Розрахунок електричної частини	23.05.-05.06.23	
	Розрахунок теплової частини	23.05.-05.06.23	
	Аналіз системи енергетичного менеджменту об'єкту	15.05.23-05.06.23	
	Оцінка можливостей застосування вторинних та відновлювальних джерел енергії на об'єкті	15.05.23-05.06.23	
	Розрахунок частини охорони праці та пожежної безпеки	23.05.-05.06.23	
	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-13.06.23	
	Захист дипломного проєкту	21.06.23	

Студент

Криштопайтис Б.М.

Керівник проєкту

Закладний О.О.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до дипломного проекту складається з п'яти розділів, містить 123 сторінок основного тексту. В основному тексті роботи наведено 38 ілюстрації, 43 таблиць та 42 бібліографічних найменувань та 5 додатків за переліком посилань.

Метою даного проекту є підвищенні рівня енергоефективності оздоровчого закладу. Для досягнення даної мети було запропоновано впровадити такі заходи: замінити лампи, трансформатор на більш економічно вигідні, встановити стабілізатор та конденсаторну установку, утеплити дах та стіни будівлі, прочистити систему подачі стисненого повітря, встановити газовий котел. Сумарний економічний ефект є прийнятним, тому що загальний простий термін окупності становить 12 років та 6 місяців.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ТЕПЛОВА ЕНЕРГІЯ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ, ВИТРАТИ, ВТРАТИ, ЕКОНОМІЯ, СПОЖИВАННЯ, ОГОРОДЖУВАЛЬНІ КОНСТРУКЦІЇ, РОЗРАХУНОК, ЗАХІД З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ, БАЛАНС

ABSTRACT

The explanatory note to the thesis project consists of five chapters and contains 123 pages of the main text. The main text of the work contains 38 illustrations, 43 tables and 42 bibliographic references and 5 appendices according to the list of references.

The aim of this project is to increase the energy efficiency of a health facility. To achieve this goal, it was proposed to implement the following measures: replace lamps and a transformer with more cost-effective ones, install a stabilizer and a capacitor unit, insulate the roof and walls of the building, clean the compressed air supply system, and install a gas boiler. The total economic effect is acceptable because the total simple payback period is 12 years and 6 months.

Keywords: ELECTRIC ENERGY, HEAT ENERGY, energy efficiency, energy saving, costs, losses, savings, consumption, ENVELOPE CONSTRUCTIONS, CALCULATION, ENERGY EFFICIENCY MEASURE, BALANCE

					HTУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗМІСТ

Вступ.....	11
1 ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС ОБ'ЄКТУ	12
1.1 Короткий опис об'єкту	12
1.2 Короткий опис інженерних мереж	13
1.2.1.Точки підключення	13
1.2.2 Балансова приналежність	13
1.2.3Внутрішньомайданчикові мережі	14
1.2.4 Постачальники енергії та ресурсів.....	14
1.2.5 Інженерні мережі цеху та інших виробничих одиниць.....	14
1.3 Коротка характеристика попередньої діяльності об'єкту у сфері енергоефективності.....	14
1.4 Аналіз динаміки споживання ПЕР за останні три роки.	15
Висновки по розділу 1.....	23
2 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ	24
2.1. Схема електропостачання об'єкта та її аналіз	24
2.2. Визначення, коротка характеристика та оцінка енерго-ефективності суттєвих споживачів електричної енергії.	24
2.3 Баланс електричної потужності.....	25
2.4 Визначення технологічно необґрунтованих втрат електроенергії в трансформаторах та впровадження заходу	28
2.5 Розрахунок системи внутрішнього електричного освітлення та впровадження заходу	47
2.6 Визначення технологічно необґрунтованих втрат від несиметрії напруг та впровадження заходу	51
2.7 Визначення технологічно необґрунтованих втрат від гармонійної складової	59
2.8 Оцінка рівня компенсації реактивної потужності об'єкту та впровадження заходу	62

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

НТУУ.002.8108.065 ПЗ

Лист
7

2.9	Визначення втрат електроенергії в системі стисненого повітря.....	68
2.9.1	Визначення технологічно необґрунтованих втрат електроенергії в системі стисненого повітря у ресиверах.....	68
2.9.2	Визначення технологічно необґрунтованих втрат електроенергії в системі стисненого повітря у трубах та впровадження заходу.....	71
2.10	Розроблення типових заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів електроенергії.....	76
	Висновки по розділу 2.....	84
3	АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ	86
3.1	Визначення теплової енергії, необхідної для забезпечення нормованих температурних показників у будівлі	86
3.2	Визначення теплового навантаження будівлі	87
3.3	Розрахунок геометричних характеристик будівлі	88
3.4	Розрахунок теплотехнічних характеристик будівлі	90
3.5	Заходи з енергозбереження.....	96
3.5.1	Розрахунок економії від утеплення стін.....	96
3.5.2	Розрахунок економії від утеплення перекриття над неопалюваним підвалом.....	99
3.5.3	Розрахунок економії від утеплення горищного перекриття.....	102
3.6	Розрахунок тепловитрат через огороження після проведення заходів.....	104
3.7	Заміна джерела теплоенергії	107
	Висновки до розділу 3	112
4	СИСТЕМА ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ОБ'ЄКТУ	113
4.1	Оцінка відповідності стану існуючої на об'єкті системи енергетичного менеджменту вимогам ДСТУ ISO 50001:2020.....	113

4.2	Визначення базового рівня споживання електроенергії та показників енергоефективності на рівні всього об'єкту.....	114
4.3.	Представлення «Енергетичної політики» підприємства.....	115
4.4	Планування впровадження заходів з енергоефективності, запропонованих в розділах 2 та 3.....	116
	Висновок до розділу 4.....	117
5	ОЦІНКА МОЖЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ВТОРИННИХ ТА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ.....	119
5.1	Обґрунтування вигоди застосування сонячних панелей на об'єкті.....	119
5.2	Опис метеорологічних умов міста Кривий ріг.....	119
5.3	Вибір сонячної панелі для сонячної електростанції	120
5.4	Розрахунок економічних показників реалізації заходу	123
	Висновки до розділу 5	123
6	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ КОНДЕНСАТОРНОЇ УСТАНОВКИ.....	124
6.1	Характеристика конденсаторної установки.....	124
6.2	Характеристика умов праці.....	125
6.3	Визначення шкідливих чинників та заходи по їх усуненню	127
6.4	Вибір технічних засобів і заходів безпеки під час встановлення конденсаторної установки	128
6.5	Заходи пожежної безпеки під час встановлення конденсаторної установки.....	129
6.6	Заходи з електробезпеки.....	129
	Висновки до розділу 6	132
	ВИСНОВКИ.....	134
	ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ПОСИЛАНЬ	135
	ДОДАТКИ.....	139
	Додаток А	139
	Додаток Б.....	144
	Додаток В.....	146

Додаток Г.....147

Додаток Д.....148

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вступ

Глобальні зміни у кліматі та зростаючі вартості енергії надихають промислові підприємства шукати шляхи для підвищення енергоефективності. Розробка та впровадження заходів щодо підвищення енергоефективності в гірничо-збагачувальному комбінаті є надзвичайно важливим завданням для забезпечення сталого розвитку та зменшення негативного впливу на довкілля.

Мета дослідження Головною метою даного дипломного проекту є розробка комплексної програми заходів з підвищення енергоефективності гірничо-збагачувального комбінату, що спрямована на оптимізацію енергетичних процесів, зменшення витрат енергії, а також підвищення загальної продуктивності підприємства.

Завдання дослідження. Для досягнення поставленої мети дипломного проекту необхідно вирішити наступні завдання:

Аналіз енергетичного стану гірничо-збагачувального комбінату, виявлення основних джерел споживання енергії та вуглецевих викидів.

Розробка комплексної програми заходів з підвищення енергоефективності, включаючи технічні, організаційні та управлінські заходи.

Оцінка економічної ефективності запропонованих заходів та їх впровадження на гірничо-збагачувальному комбінаті.

Визначення можливостей для подальшого розвитку та удосконалення енергоефективності на підприємстві.

Методологія дослідження У процесі дослідження будуть використовані методи аналізу та порівняльного аналізу, моделювання енергетичних процесів, економічного аналізу, а також методи системного підходу до управління енергоефективністю.

Структура роботи Дипломний проект складатиметься з наступних розділів: вступ, літературний огляд, аналіз енергетичного стану гірничо-збагачувального комбінату, розробка комплексної програми заходів з підвищення енергоефективності, оцінка економічної ефективності та впровадження заходів, висновки та рекомендації, список використаних джерел.

Отже, даний дипломний проект спрямований на розробку та впровадження комплексу заходів з підвищення енергоефективності гірничо-збагачувального комбінату, що сприятиме оптимізації енергетичних процесів, зменшенню витрат енергії та вуглецевих викидів, а також підвищенню загальної продуктивності підприємства.

1 ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС ОБ'ЄКТУ

1.1 Короткий опис об'єкту

ПАТ «Центральний гірничо-збагачувальний комбінат» (далі - ЦГЗК) є одним з ключових підприємств металургійної галузі, що належить до металургійної групи «Метінвест». Комбінат займає важливе місце у виробничій програмі групи, забезпечуючи важливий етап виробництва залізної руди та збагачення матеріалів для дальшого використання в сталевому виробництві[33].

Основна діяльність ЦГЗК пов'язана з видобутком і обробкою залізної руди. Комбінат працює за технологічними лініями, що включають в себе кар'єри, рудники, розмелювальні заводи та збагачувальні фабрики. Процес збагачення залізної руди включає фізичні та хімічні методи для видалення забруднень та покращення якості руди.

Виробнича програма ЦГЗК орієнтована на отримання високоякісних концентратів залізної руди, які використовуються в сталевому виробництві для отримання сталі. Комбінат забезпечує постачання продукції на міжнародні та внутрішні ринки, що дозволяє компанії займати стабільне положення на ринку та забезпечувати потреби металургійної галузі.

Графік роботи ЦГЗК залежить від потреб ринку та виробничих планів компанії. Комбінат працює в режимі цілодобового виробництва, що дозволяє забезпечувати постійне виробництво та вчасну поставку продукції.

У складі персоналу ЦГЗК працюють висококваліфіковані спеціалісти, включаючи інженерів, технологів, робітників з великим досвідом у гірничій та збагачувальній сферах. Комбінат приділяє велику увагу безпеці праці та розвитку персоналу, забезпечуючи навчання та

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ				
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дат	Загальний опис об'єкту	Лім	Арквш	Арквшів	
Розроб.		Криштопайтис.							
Перевір.		Закладний О.О.					12	12	
Реценз.						ІЕЕ, гр. ОН-71			
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.							
Затвер.									

підвищення кваліфікації своїх працівників.

Особливості забудови території ЦГЗК пов'язані з необхідністю розміщення технологічного обладнання, складських приміщень та інфраструктури для забезпечення безперебійного виробництва. Територія комбінату також включає необхідні інженерні мережі, водозабезпечення та інші системи, що гарантують ефективну роботу виробничих ліній.

ПАТ «Центральний гірничо-збагачувальний комбінат» є сучасним виробничим підприємством, що має важливе значення у виробництві залізної руди та збагаченні матеріалів для сталевих виробництв. Комбінат забезпечує стабільне виробництво, постачання якісної продукції на ринки та впливає на розвиток металургійної галузі в цілому[33].

1.2 Короткий опис інженерних мереж

ПАТ «Центральний гірничо-збагачувальний комбінат» (ЦГЗК) має розвинуту інфраструктуру інженерних мереж, яка забезпечує ефективну роботу комбінату. Основні характеристики інженерних мереж ЦГЗК включають наступні аспекти

1.2.1.Точки підключення

Комбінат має точки підключення до мереж електроенергії, водопостачання, каналізації та інших необхідних комунікаційних мереж. Це включає в себе підключення до централізованих мереж місцевих енергопостачальних компаній та водопровідних систем.

1.2.2 Балансова приналежність

ЦГЗК може мати власні інженерні мережі, але також може бути

підключений до централізованих комунікаційних систем місцевих владних органів або зовнішніх постачальників.

1.2.3 Внутрішньомайданчикові мережі

ЦГЗК має внутрішньомайданчикові мережі, які забезпечують постачання електроенергії, води, стисненого повітря та інших ресурсів до різних цехів та виробничих одиниць на території комбінату. Ці мережі включають в себе розподільні трансформаторні підстанції, насосні станції, теплові мережі та інші системи.

1.2.4 Постачальники енергії та ресурсів

ЦГЗК може отримувати енергію від зовнішніх постачальників, таких як місцеві енергопостачальні компанії або інші джерела енергії, наприклад, відновлювальні джерела енергії. Щодо ресурсів, таких як вода, комбінат може отримувати їх з місцевих водопровідних систем або мати власні джерела водопостачання, такі як свердловини або водойми.

1.2.5 Інженерні мережі цеху та інших виробничих одиниць

Кожен цех та виробнича одиниця ЦГЗК має свої власні інженерні мережі, які забезпечують постачання необхідних ресурсів для їх функціонування. Це можуть бути електромережі, газопостачання, паропостачання, водопостачання та інші системи, які відповідають потребам конкретного цеху чи виробничої одиниці.

1.3 Коротка характеристика попередньої діяльності об'єкту у сфері енергоефективності

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Саме на тому промисловому цеху, який було дано мені в якості проєкту з енергоаудиту , не проводилось ніяких заходів що до покращення енергоефективності , тому енергоаудит проводиться в перше з часу побудови даного об'єкту.

1.4 Аналіз динаміки споживання ПЕР за останні три роки

На підприємстві використовується наступне електричне обладнання :

1. Свердлильний станок VORSKLA ПМЗ 1800/20-16;
2. Станок с ЧПУ "Кречет 6012";
3. Компресорна установка ВК 30 ps FM/8 ;
4. Вентиляційна установка ВЦ 14-46 №5;

В таблиці 1.1 - 1.5 внесемо споживання електричної енергії обладнанням

Таблиця 1.1 - Споживання електроенергії Свердлильним станком VORSKLA ПМЗ 1800/20-16

Таблиця споживання	Сверлильний станок VORSKLA ПМЗ 1800/20-16		
Потужність 1 елементу, Вт	1800		
	Кількість	Час роботи за місяць, год	Сум.Потужність споживання кВт*год
Січень	4	150	1080
Лютий	4	120	864
Березень	4	150	1080
Квітень	4	144	1036,8
Травень	4	150	1080

Продовження таблиці 1.1

Таблиця споживання	Свердильний станок VORSKLA ПМЗ 1800/20-16		
Потужність 1 елементу, Вт	1800		
	Кількість	Час роботи за місяць, год	Сум.Потужність споживання кВт*год
Червень	4	108	777,6
Липень	4	102	734,4
Серпень	4	144	1036,8
Вересень	4	120	864
Жовтень	4	144	1036,8
Листопад	4	144	1036,8
Грудень	4	144	1036,8

Таблиця 1.2 - Споживання електроенергії Станком с ЧПУ "Кречет 6012"

Таблиця споживання	Станок с ЧПУ "Кречет 6012"		
Потужність 1 елементу, Вт	1000		
	Кількість	Час роботи за місяць, год	Сум.Потужність споживання кВт*год
Січень	4	150	600
Лютий	4	120	480
Березень	4	150	600
Квітень	4	144	576
Травень	4	150	600
Червень	4	108	432

Продовження таблиці 1.2

Таблиця споживання	Станок с ЧПУ "Кречет 6012"		
Потужність 1 елементу, Вт	1000		
	Кількість	Час роботи за місяць, год	Сум.Потужність споживання кВт*год
Липень	4	102	408
Серпень	4	144	576
Вересень	4	120	480
Жовтень	4	144	576
Листопад	4	144	576
Грудень	4	144	576

Таблиця 1.3 споживання електроенергії Компресорною установкою ВК 30 ps FM/8

Таблиця споживання	Компресорна установка ВК 30 ps FM/8		
Потужність 1 елементу, Вт	22000		
	Кількість	Час роботи за місяць, год	Сум.Потужність споживання кВт*год
Січень	1	100	2200
Лютий	1	80	1760
Березень	1	100	2200
Квітень	1	96	2112
Травень	1	100	2200
Червень	1	72	1584
Липень	1	68	1496
Серпень	1	96	2112

Продовження таблиці 1.3

Таблиця споживання	Компресорна установка ВК 30 ps FM/8		
Потужність 1 елементу, Вт	22000		
	Кількість	Час роботи за місяць, год	Сум.Потужність споживання кВт*год
Вересень	1	80	1760
Жовтень	1	96	2112
Листопад	1	96	2112
Грудень	1	96	2112

Таблиця 1.4 споживання електроенергії Компресорною установкою ВК 30 ps FM/8

Таблиця споживання	Компресорна установка ВК 30 ps FM/8		
Потужність 1 елементу, Вт	22000		
	Кількість	Час роботи за місяць, год	Сум.Потужність споживання кВт*год
Січень	1	100	2200
Лютий	1	80	1760
Березень	1	100	2200
Квітень	1	96	2112
Травень	1	100	2200
Червень	1	72	1584
Липень	1	68	1496
Серпень	1	96	2112
Вересень	1	80	1760

Продовження таблиці 1.4

Таблиця споживання	Компресорна установка ВК 30 ps FM/8		
Потужність 1 елементу, Вт	22000		
	Кількість	Час роботи за місяць, год	Сум.Потужність споживання кВт*год
Жовтень	1	96	2112
Листопад	1	96	2112
Грудень	1	96	2112

Таблиця 1.5 Споживання ЕЕ на побутові прилади, телефони, комп'ютери

Таблиця споживання	Споживання робітниками
Січень	2192,5
Лютий	1968,5
Березень	892,5
Квітень	347,7
Травень	192,5
Червень	278,9
Липень	534,1
Серпень	147,7
Вересень	168,5
Жовтень	547,7
Листопад	1647,7
Грудень	1947,7

На рисунках 1.1 - 1.3 покажемо графіки споживання електричної енергії

по місяцях за 2020 - 2022 роки



Рисунок 1.1 – Помісячний графік споживання електроенергії за 2020р



Рисунок 1.2 – Помісячний графік споживання електроенергії за 2021р



Рисунок 1.3 – Помісячний графік споживання електроенергії за 2022р

Як видно з графіків, за останні три роки споживання між роками змінюється не сильно, це зумовлено сталим робочим графіком, та однотипністю роботи, також з графіків ми можемо побачити що споживання електричної енергії збільшується на холодний період, причиною цього є недостатній рівень обігріву цеху, що змушує робітників використовувати електрообігрівачі.

До підприємства проведено централізоване опалення як можна побачити нижче на період Травень-Вересень, опалення взагалі відключається. Теплопостачання розраховано на тепловий графік 150/70 °С, що не виконується компанією-постачальником послуги централізованого теплопостачання. Отже, дотримання розрахункової внутрішньої температури в приміщеннях незадовільняється.

В таблиці 1.6, 1.7 внесено споживання теплової енергії на опалення та ГВП.

Таблиця 1.6 Споживання теплової енергії на опалення

	Споживання теплової енергії на опалення, Гкал		
Місяць	2020	2021	2022
Січень	230	170	180
Лютий	150	120	334,73
Березень	122,148	138,48	102,892
Квітень	9,34	76,4	13,98
Травень	0	0	0
Червень	0	0	0
Липень	0	0	0
Серпень	0	0	0
Вересень	0	0	0
Жовтень	13,372	27,6	0
Листопад	103,2	128,728	133,452
Грудень	125,772	138,308	150,044

На рисунках 1.4,1.5 графічно зображено споживання теплової енергії на опалення та ГВП

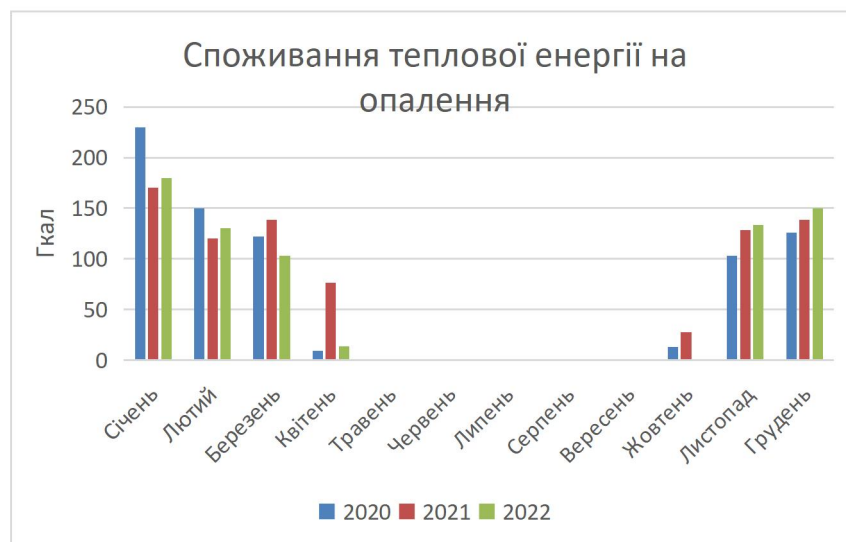


Рисунок 1.4 Помісячний графік споживання теплової енергії на опалення

Споживання ГВП визначається потребами робітників на гарячу воду , в виробничих процесах вода не приймає участі, тому значення доволі малі. Як видно з графіку використання падає в літній період, це зумовлено неактуальністю використання.

Таблиця 1.7 Споживання ГВП

	Споживання електроенергії, кВт·год		
Місяць	2020	2021	2022
Січень	51,604	54,684	48,524
Лютий	47,372	48,504	46,24
Березень	50,09	51,74	48,44
Квітень	47,726	46,6	48,852
Травень	46,572	38,912	28,092
Червень	41,396	33,372	39,708
Липень	23,028	28,592	37,864
Серпень	21,732	28,052	39,032
Вересень	23,788	41,316	35,712
Жовтень	26,068	48,288	49,756
Листопад	51,372	44,616	50,576
Грудень	54,372	48,084	56,18



Рисунок 1.5 Помісячний графік споживання теплової енергії на ГВП

Висновки по розділу 1

Дано двоповерхову будівлю що являється промисловим цехом на гірничо - збагачувальному підприємстві. В будівлі знаходяться станки для виточки деталей, плавильні печі малої потужності, система подачі стисненого повітря. Електроживлення відбувається через трансформатор 800 кВА , подача холодної та гарячої води , в тому числі і на опалення відбувається централізовано.

Основне до чого буде приділено увагу це використання ЕЕ та можливі фактори що приводять до збільшення втрат, можливість заміни системи опалення та ГВП та необґрунтовані втрати теплової енергії .

2 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ

2.1 Схема електропостачання об'єкту та її аналіз

Об'єктом дослідження є промисловий цех який живиться через трансформатор ТМ800, з локальної мережі 10 кВ, яка до цього трансформується з мережевої 110 кВ. Резервних джерел живлення не має, категорія споживача III.

2.2 Визначення, коротка характеристика та оцінка енергоефективності суттєвих споживачів електричної енергії

Енергоефективність суттєвих споживачів електричної енергії враховує ефективне використання електричної енергії для задоволення потреб виробничого процесу та мінімізацію енергетичних витрат. Для основних споживачів, таких як 8 станків для виточки металу та компресорна установка, важливо забезпечити оптимальну роботу та ефективність при використанні електричної енергії.

Станки для виточки металу є ключовими компонентами виробничого процесу і зазвичай вимагають значних електричних потужностей. Енергоефективність цих станків можна визначити за допомогою коефіцієнта використання електроенергії, який показує, наскільки ефективно вони перетворюють електричну енергію у роботу. Важливо забезпечити, щоб станки для виточки металу були належним чином обслуговані, утримувалися в робочому стані та використовували енергію ефективно.

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ				
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ	Лім	Арквнш	Арквншів	
Розроб.		Криштопайтис.							
Певевін.		Закладний О.О.					24	63	
Реценз.						ІЕЕ, гр. ОН-п01			
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.							
Затвер.									

Компресорна установка використовується для стиснення повітря або газу і також може бути значним споживачем електричної енергії. Оцінка енергоефективності компресорної установки може включати вимірювання ступеня стиснення, втрат тиску, а також аналіз споживання електроенергії відносно згенерованого стисненого повітря. Оптимізація режиму роботи компресорної установки та використання ефективних технологій стиснення можуть сприяти зменшенню енергетичних витрат.

Крім основних споживачів, слід також враховувати частку власних потреб персоналом. Це можуть бути освітлювальні системи, системи опалення, вентиляції та кондиціонування повітря, а також інші побутові споживачі. Для оцінки енергоефективності цих споживачів можуть використовуватись методи аудиту енергоспоживання, які дозволяють ідентифікувати джерела енерговитрат та запропонувати заходи щодо їх оптимізації.

Оцінка енергоефективності суттєвих споживачів електричної енергії є важливим кроком у забезпеченні ефективного використання енергії та зниженні витрат. Це допоможе підприємствам зменшити своє споживання електричної енергії, знизити витрати на енергозабезпечення та зменшити вплив на довкілля шляхом скорочення викидів парникових газів.[3]

2.3 Баланс електричної потужності

Баланс електричної енергії визначається з сумарного використання її на підприємстві та втрат, та повинен чисельно приблизно дорівнювати показам лічильника за визначаючий період.

Для розрахунку візьмемо січень 2020 року.

За січень 2020 року покази лічильника становили 144500 кВт

Витрати на обладнання зведемо в таблицю 2.1

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.1 витрати електроенергії за січень 2020 року на обладнання

Обладнання	Витрати , кВт·год/міс
Свердильний станок VORSKLA ПМЗ 1800/20-16	1080
Станок с ЧПУ "Кречет 6012"	600
Компресорна установка ВК 30 ps FM/8	2200
Вентиляційна установка ВЦ 14-46 №5	1927,5
Споживання робітниками	2192,5
Сума	8000

В таблицю 2.2 внесемо втрати електроенергії на різних технологічних ділянках

Таблиця 2.2 Втрати електроенергії

Вид втрат	Потужність,кВт·год/міс
Загальні втрати електроенергії в системі стисненого повітря, кВт·год/рік	3299,12
Річні втрати реактивної електроенергії, кВАр·год/рік	1146,100
Втрати електроенергії через гармонійну складову за рік	1759,52
Додаткові річні втрати активної електроенергії від несиметрії	1248,46
Сума активної потужності	6307
Розрахункова загальна сума	6410,38

На рисунках 2.1 та 2.2 графічно зображуємо покази таблиць 2.1 та 2.2



Рисунок 2.1 витрати електроенергії за січень 2020 року на обладнання

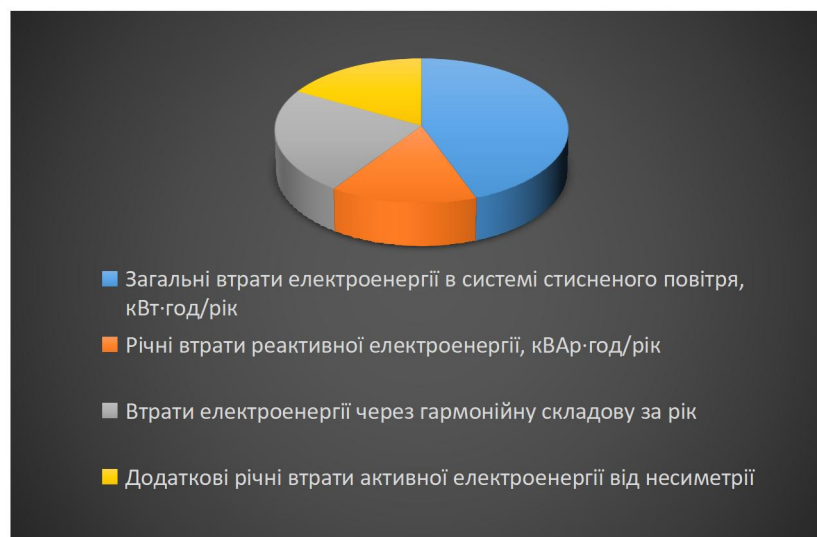


Рисунок 2.2 Втрати електроенергії

Як можна побачити втрати на електроенергії майже дорівнюють кількості корисно спожитої потужності, а баланс потужності збігається

$$14410,38 \approx 14500$$

2.4 Визначення технологічно необґрунтованих втрат електроенергії в трансформаторах та впровадження заходу

Для визначення розподілу завантаження трансформатора по часу, використовуються дані за один тиждень, або за одну добу, якщо вони є показовими за інформацією з підприємства і складаються з типових графіків споживання .

В таблиці 2.3 показана Сумарна потужність трансформатора

Таблиця 2.3 - Сумарна потужність трансформатора за вимірювальний час

Час вимірювання	Сумарна потужність, кВт
0:00:01	47,1
0:00:03	47,1
0:00:05	43,3
0:00:07	46,9
0:00:09	43,1
0:00:11	46,7

За даними наведеної таблиці будується гістограма значень періодичності потужностей протягом доби, показано на рисунку 2.1.

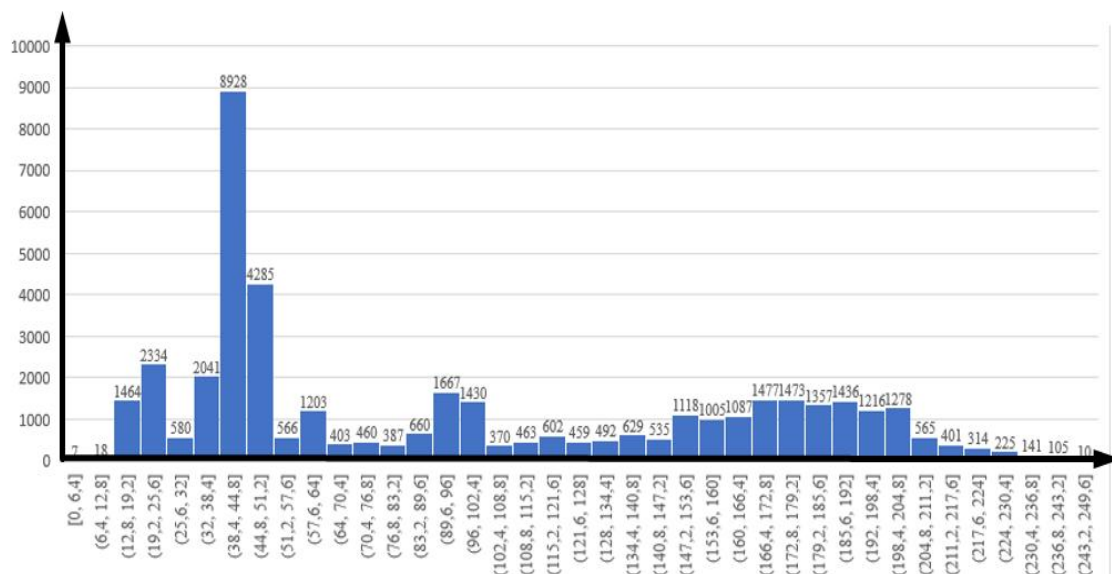


Рисунок 2.3 - Гістограма завантаження трансформатора

Дана гістограма відображає кількість показів аналізатора потужності за їх миттєвими значеннями. Тобто, на гістограмі наведено всі діапазони потужності, які проходили через трансформатор (вісь абсцис), та кількість зафіксованих показів (вісь ординат).

Для аналізу завантаження трансформатора, необхідно умовно розділити весь діапазон потужності на п'ять частин як вказано на рисунку 2.4

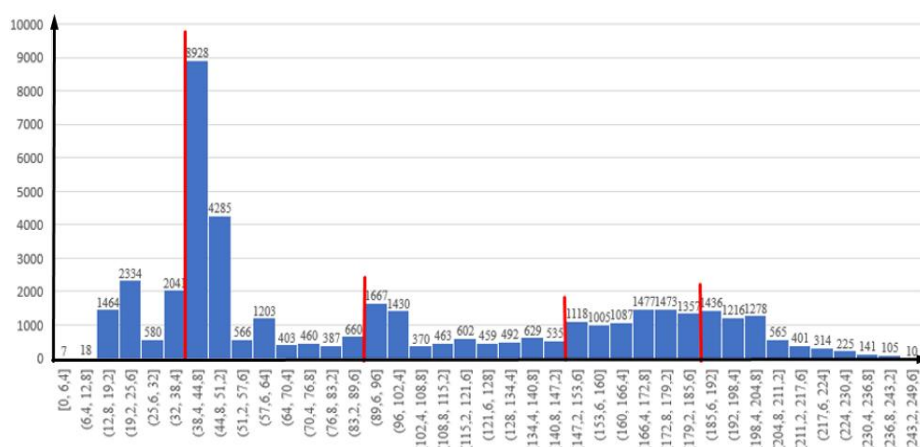


Рисунок 2.4 – Розподіл завантаженості трансформатора протягом доби

За отриманими даними необхідно заповнити Таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати поділу завантаження трансформатора за діапазонами

Номер діапазону	Діапазон потужності, кВт	Відсоток завантаження, %	Кількість показів в діапазоні, шт	Відсоток показів в діапазоні, %
1	0-38,4	4,8	6444	14,92
2	38,4-89,6	11,2	16892	39,11
3	89,6-147,2	18,4	6647	15,39
4	147,2-185,6	23,2	7517	17,40
5	185,6-249,6	31,2	5691	13,18

В колонці «Діапазон потужності» вказується діапазон від мінімального до максимального, як вказано на рисунку 2.5.

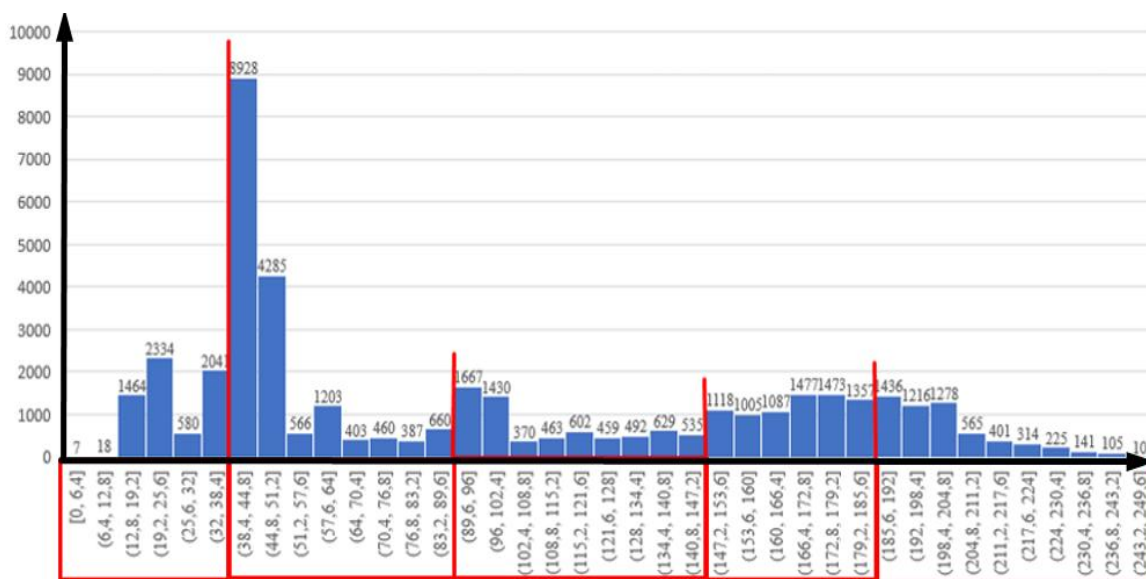


Рисунок 2.5 – Дані для колонки «Діапазон потужності»

У колонку «Відсоток завантаження» необхідно вставити максимальний відсоток завантаження трансформатора за кожний діапазон, який розраховується за формулою[1]

$$\alpha_1 = \left(\frac{P_{\text{макс1}}}{P_{\text{ном}}} \right) \cdot 100, \tag{2.1}$$

де $P_{\text{макс1}}$ – максимальне значення завантаження у діапазоні, кВт;
 $P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора за варіантом, кВт.

У колонку «Кількість показів в діапазоні» необхідно вставити суму показів у відповідному діапазоні, які визначаються сумою даних діапазонів на графіку, як вказано на рисунку 2.6

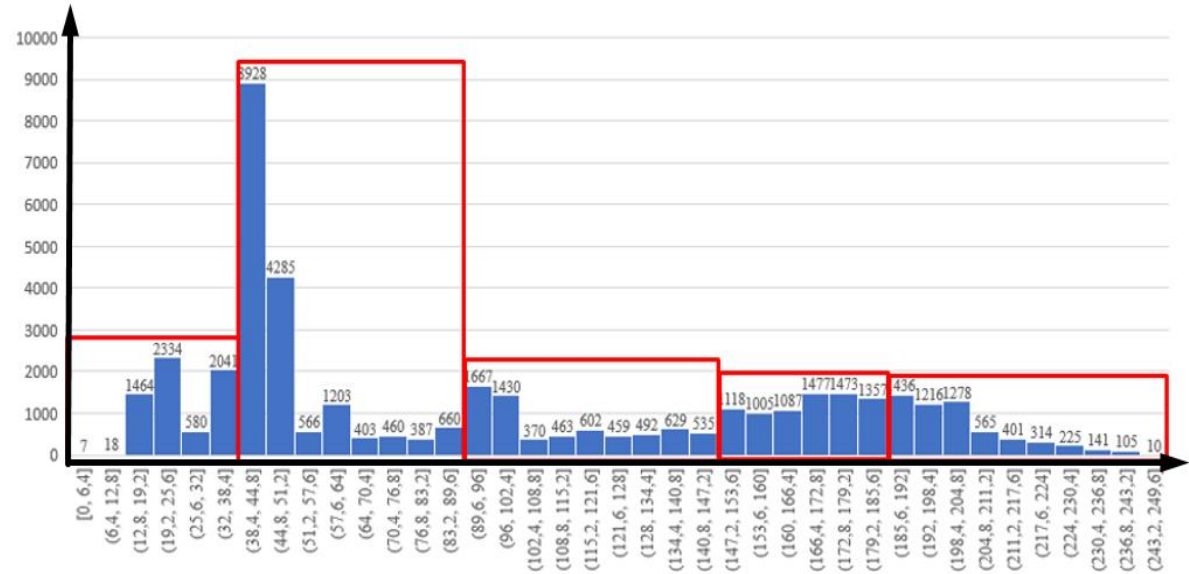


Рисунок 2.6 – Дані для колонки «Кількість показів в діапазоні»

В колонку «Відсоток показів» розраховуються значення за формулою

$$\kappa_1 = \left(\frac{\text{SUM}_1}{\text{SUM}_{\text{tot}}} \right) \cdot 100, \quad (2.2)$$

де SUM_1 – сумарна кількість показів в першому діапазоні, в.о.;

SUM_{tot} – сумарна кількість показів у всіх діапазонах, в.о.

Після заповнення таблиці, використовуємо колонки «Відсоток завантаження» та «Відсоток показів» для подальших розрахунків технологічних втрат трансформатора.

Втрати потужності в трансформаторах складаються з втрат, не залежних і залежних від навантаження.

За формулами, наведеними нижче, визначаються втрати трансформатора і заповнюється таблиця 2.5.

Таблиця 2.5 Розрахунок втрат потужностей трансформатора

Параметр, одиниці вимірювання	Значення
Втрати активної потужності в сталі трансформатора при номінальній напрузі, кВт	1,37
Втрати в обмотках трансформатора при робочому навантаженні трансформатора, кВт	0,02
	0,12
	0,33
	0,52
	0,93
Втрати реактивної потужності на намагнічування, кВАр	7,88

Продовження таблиці 2.5

Параметр, одиниці вимірювання	Значення
Втрати реактивної потужності розсіювання в трансформаторі при робочому навантаженні, кВАр	0,10
	0,55
	1,49
	2,37
	4,28

Визначаємо повні втрати активної потужності (кВт) в трансформаторі[2]

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{ст}} + \Delta P_{\text{об}} \cdot \beta^2, \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{\text{нав}} = \Delta P_{\text{об}} \cdot \beta^2, \quad (2.4)$$

де $\Delta P_{\text{ст}}$ - втрати активної потужності в сталі трансформатора при номінальній напрузі, кВт. Залежать тільки від потужності трансформатора і прикладеного до первинної обмотки трансформатора напруги. $\Delta P_{\text{ст}}$ прирівнюють до P_x - втрати холостого (неробочого) ходу трансформатора, кВт[2];

$\Delta P_{\text{об}}$ - втрати в обмотках трансформатора при номінальному навантаженні трансформатора, кВт. $P_{\text{об}}$ прирівнюють до P_k - втрати короткого замикання, кВт[2];

$\beta = P/S_{\text{ном}}$ - коефіцієнт завантаження трансформатора дорівнює відношенню фактичного навантаження трансформатора P (кВт) до його номінальної потужності $S_{\text{ном}}$, (кВА), в.о.[2];

$\Delta P_{\text{об}} \cdot \beta$ - Втрати в обмотках трансформатора при робочому

навантаженні трансформатора, кВт.[2]

Визначаємо втрати реактивної потужності трансформатора (кВАр)

$$\Delta Q_{\text{ст}} = Q_x, \quad (2.5)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{ст}} + \Delta Q_{\text{рас}} \beta^2, \quad (2.6)$$

де $Q_{\text{ст}}$ - втрати реактивної потужності на намагнічування, кВАр. $Q_{\text{ст}}$ прирівнюють до Q_x – потужність на намагнічування під час холостого (неробочого) ходу трансформатора, кВАр[2];

$Q_{\text{рас}}$ - втрати реактивної потужності розсіювання в трансформаторі при номінальному навантаженні, кВАр[2];

$\Delta Q_{\text{рас}} \cdot \beta^2$ - втрати реактивної потужності розсіювання в трансформаторі при робочому навантаженні, кВАр[2].

Значення $P_{\text{ст}}$ (P_x) і $P_{\text{об}}$ (P_k) приведення в каталогах виробників силових трансформаторів. Значення $Q_{\text{ст}}$ (Q_x) і $Q_{\text{рас}}$ визначаємо за даними каталогів з наступних виразів

$$\Delta Q_{\text{ст}} = \frac{I_x S_{\text{ном}}}{100}, \quad (2.7)$$

$$\Delta Q_{\text{рас}} = \frac{U_k S_{\text{ном}}}{100}, \quad (2.8)$$

де I_x - струм холостого ходу трансформатора, %;

U_k - напруга короткого замикання, %;

$S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА.

За визначеними значеннями визначаємо втрати електроенергії та зводимо в наступну таблицю 2.6.

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.6 Розрахунок втрат електроенергії трансформатора

Параметр, одиниці вимірювання	Значення
Втрати активної потужності в сталі трансформатора при номінальній напрузі, кВт·год	12001
Втрати в обмотках трансформатора при робочому навантаженні трансформатора, кВт·год	28,908
	412,57
	438,17
	787,78
	1078,6
Втрати реактивної потужності на намагнічування, кВАр·год	69045
Втрати реактивної потужності розсіювання в трансформаторі при робочому навантаженні, кВАр·год	132,5
	1891
	2008,3
Втрати реактивної потужності розсіювання в трансформаторі при робочому навантаженні, кВАр·год	3610,6
	4943,8
Загальні збитки через режим роботи трансформатора, грн/рік	30490

Втрати електроенергії визначаємо за наступною формулою[2] (2.9).

Втрати активної електроенергії в сталі трансформатора при номінальній напрузі, кВт·год

$$A_{\text{ст.акт}} = P_{\text{ст}} \cdot 8760, \quad (2.9)$$

$$A_{\text{ст.акт}} = 1,37 \cdot 8760 = 12001,2 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати електроенергії в обмотках трансформатора при робочому навантаженні трансформатора, кВт·год

$$A_{об.акт} = P_{об} \cdot 8760 \cdot v / 100, \quad (2.10)$$

dev – відсоток показів в діапазоні, %.

$$A_{об.акт} = 1,42 \cdot 8760 \cdot 0,02 / 100 = 28,91 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Втрати реактивної електроенергії на намагнічування, кВАр·год

$$A_{ст.реак} = Q_{ст} \cdot 8760, \quad (2.11)$$

$$A_{ст.реак} = 7,88 \cdot 8760 = 69044,75 \text{ кВАр} \cdot \text{год}.$$

Втрати реактивної електроенергії розсіювання в трансформаторі при робочому навантаженні, кВАр·год

$$A_{ст.рас} = Q_{ст} \cdot 8760 \cdot v / 100, \quad (2.12)$$

$$A_{ст.рас} = 0,10 \cdot 8760 \cdot 14,92 / 100 = 132,5 \text{ кВАр} \cdot \text{год}.$$

Для визначення збитків через втрати активної електроенергії, розраховуємо формулу[2]

$$\Gamma_{тр.акт} = (A_{ст.акт} + A_{об.акт1} + A_{об.акт2} + A_{об.акт3} + A_{об.акт4} + A_{об.акт5}) \cdot T_{акт}, \quad (2.13)$$

де $\Gamma_{тр.акт}$ – вартість річних збитків за втрати від режиму роботи трансформатора, грн/рік;

$T_{\text{акт}}$ – тариф за активну електроенергію, грн/кВт·год.

$$\Gamma_{\text{тр.акт}} = (12001 + 28,91 + 412,57 + 438,17 + 787,78 + 1078,6) \cdot 6 = 88482 \text{ грн/рік.}$$

Для визначення збитків через втрати реактивної електроенергії, розраховуємо формулу

$$\Gamma_{\text{тр.реакт}} = (A_{\text{ст.реакт}} + A_{\text{об.реакт1}} + A_{\text{об.реакт2}} + A_{\text{об.реакт3}} + A_{\text{об.реакт4}} + A_{\text{об.реакт5}}) \cdot T_{\text{реакт}}, \quad (1.14)$$

де $\Gamma_{\text{тр.реакт}}$ – вартість річних збитків за втрати реактивної електроенергії від режиму роботи трансформатора, грн/рік;

$T_{\text{реакт}}$ – тариф за активну електроенергію, $T_{\text{реакт}} = 4,75$, грн/кВт·год.

$$\Gamma_{\text{тр.реакт}} = (69045 + 132,5 + 1891 + 2008,3 + 3610,6 + 4943,8) \cdot 4,75 = 387748,2 \text{ грн/рік.}$$

Визначаємо загальні збитки через режим роботи трансформатора

$$\Gamma_{\text{тр}} = \Gamma_{\text{тр.акт}} + \Gamma_{\text{тр.реакт}}, \quad (2.15)$$

$$\Gamma_{\text{тр}} = 88482 + 387748,2 = 476230,2 \text{ грн/рік.}$$

Для зниження необґрунтованих збитків через нераціональний режим роботи трансформатора, обирається трансформатор, який буде завантажено в середньому на 50-60% при тому ж режимі роботи підприємства[2].

Для цього, виконуємо наступні розрахунки технологічних втрат

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

електроенергії від режиму роботи запропонованого трансформатора. Трансформатор обирається за інформацією з відкритих джерел[15].

Обираємо трансформатор ТМ-400.

За даними з таблиці 2.1 та характеристиками запропонованого трансформатора, необхідно заповнити Таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Результати поділу завантаження для запропонованого трансформатора за діапазонами

Номер діапазону	Діапазон потужності, кВт	Відсоток завантаження, %	Кількість показів в діапазоні, в.о.	Відсоток показів в діапазоні, %
1	0-38,4	7,68	6444	14,92
2	38,4-89,6	17,92	16892	39,11
3	89,6-147,2	29,44	6647	15,39
4	147,2-185,6	37,12	7517	17,40
5	185,6-249,6	49,92	5691	13,18

У колонку «Відсоток завантаження» необхідно ввести максимальний відсоток завантаження запропонованого трансформатора за кожний діапазон, який визначається:

$$\alpha_{i.\text{проп}} = (P_{\text{макс.і}} / P_{\text{ном.проп}}) \cdot 100, \quad (2.16)$$

де $P_{\text{макс.і}}$ – максимальне значення завантаження у діапазоні, кВт;

$P_{\text{ном.проп}}$ – номінальна потужність запропонованого трансформатора, кВт.

$$\alpha_{i.\text{проп}} = (38,4/400) \cdot 100 = 7,68\%.$$

Дані для колонки «Відсоток показів» визначаються

$$\kappa_{i.\text{проп}} = (\text{SUM}_i / \text{SUM}_{\text{tot}}) \cdot 100, \quad (2.17)$$

де SUM_i – сумарна кількість показів в першому діапазоні, в.о.;

SUM_{tot} – сумарна кількість показів у всіх діапазонах, в.о.

$$\kappa_{i.\text{проп}} = (6444 / 43191) \cdot 100 = 14,92\%.$$

Втрати потужності в запропонованому трансформаторі складаються з втрат, не залежних і залежних від навантаження[2].

За формулами, наведеними нижче, визначаємо втрати трансформатора і заповнюємо таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 – Втрати потужності в запропонованому трансформаторі

Параметр, одиниці вимірювання	Значення
Втрати активної потужності в сталі запропонованого трансформатора при номінальній напрузі, кВт	1,10
Втрати в обмотках запропонованого трансформатора при робочому навантаженні, кВт	0,03
	0,18
	0,48
	0,76
	1,37
Втрати реактивної потужності на намагнічування в запропонованому трансформаторі, кВАр	5,00

Продовження таблиці 2.8

Параметр, одиниці вимірювання	Значення
Втрати реактивної потужності розсіювання в запропонованому трансформаторі при робочому навантаженні, кВАр	0,12
	0,64
	1,73
	2,76
	4,98

Визначаємо втрати активної електроенергії, що залежать від завантаження запропонованого трансформатора, або втрати трансформатора на навантаження, кВт

$$P_{\text{нав.і.проп}} = P_{\text{об.проп}} \cdot \beta_{\text{і.проп}}^2, \quad (2.18)$$

де $P_{\text{об.проп}}$ - втрати в обмотках трансформатора при номінальному навантаженні трансформатора, кВт. $P_{\text{об}}$ прирівнюють до $P_{\text{к}}$ - втрати короткого замикання трансформатора, приймаються за паспортними даними трансформатора, кВт[2];

$$\beta_{\text{і.проп}} = \alpha_{\text{і.проп}}/100 - \text{частка завантаження трансформатора, в.о.}$$

$$P_{\text{нав.і.проп}} = 5,5 \cdot (7,68/100)^2 = 0,03 \text{ кВт.}$$

Визначаємо втрати реактивної потужності запропонованого трансформатора, що не залежать від завантаження, кВАр

$$Q_{\text{ст.проп}} = \frac{I_{\text{х.проп}} \cdot S_{\text{ном.проп}}}{100}, \quad (2.19)$$

де I_x - струм холостого ходу запропонованого трансформатора, %;

$S_{\text{ном.проп}}$ - номінальна потужність запропонованого трансформатора, кВА.

$$Q_{\text{ст.проп}} = \frac{1 \cdot 400}{100} = 5 \text{ кВАр.}$$

Визначаємо втрати реактивної потужності на розсіювання в запропонованому трансформаторі при номінальному навантаженні за формулою[2]

$$Q_{\text{роз.проп}} = \frac{U_{\text{к.проп}} \cdot S_{\text{ном.проп}}}{100}, \quad (2.20)$$

де $U_{\text{к.проп}}$ - напруга короткого замикання запропонованого трансформатора, %;

$S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність запропонованого трансформатора, кВА.

$$Q_{\text{роз.проп}} = \frac{4 \cdot 400}{100} = 20 \text{ кВАр.}$$

Визначаємо втрати реактивної потужності запропонованого трансформатора, що залежать від завантаження, кВАр

$$Q_{\text{нав.і.проп}} = Q_{\text{роз.проп}} \cdot \beta_{\text{і.проп}}^2, \quad (2.20)$$

де $Q_{\text{роз.проп}}$ - втрати реактивної потужності на розсіювання в запропонованому трансформаторі при номінальному навантаженні, кВАр;

$\beta_{\text{і.проп}} = \alpha_{\text{і.проп}}/100$ - частка завантаження запропонованого трансформатора, в.о.

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{\text{нав.і.проп}} = 20 \cdot (38,4/100)^2 = 0,12 \text{ кВАр.}$$

За формулами, наведеними нижче, визначаємо річні збитки запропонованого трансформатора і заповнюємо таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Визначення річних збитків через режим роботи запропонованого трансформатора

Параметр, одиниці вимірювання	Значення
Річні втрати активної електроенергії в сталі запропонованого трансформатора при номінальній напрузі, кВт·год/рік	9636
Річні втрати активної електроенергії на навантаження запропонованого трансформатора, кВт·год/рік	42,4
	605,10
	642,65
	1155,40
	1582,02
Річні втрати реактивної електроенергії в сталі запропонованого трансформатора при номінальній напрузі, кВАр·год/рік	43800
Втрати реактивної електроенергії на навантаження запропонованого трансформатора, кВАр·год/рік	154,18
	2200,38
	2336,91
	4201,47
Втрати реактивної електроенергії на навантаження запропонованого трансформатора, кВАр·год/рік	5752,79
Загальні річні збитки через режим роботи запропонованого трансформатора, грн/рік	27046

Визначаємо втрати активної електроенергії в сталі запропонованого трансформатора при номінальній напрузі, кВт·год

$$A_{\text{ст.акт.проп}} = P_{\text{ст.проп}} \cdot 8760, \quad (2.21)$$

де $P_{\text{ст.проп}}$ – втрати активної потужності в сталі запропонованого трансформатора при номінальній напрузі, кВт.

$$A_{\text{ст.акт.проп}} = 1,1 \cdot 8760 = 9636 \text{ кВт·год.}$$

Визначаємо втрати електроенергії в обмотках запропонованого трансформатора при робочому навантаженні трансформатора, кВт·год

$$A_{\text{нав.акт.і.проп}} = P_{\text{нав.і.проп}} \cdot 8760 \cdot \kappa_{\text{і.проп}} / 100, \quad (2.22)$$

де $P_{\text{нав.і.проп}}$ – втрати в обмотках запропонованого трансформатора при робочому навантаженні трансформатора, кВт;

$\kappa_{\text{і.проп}}$ – відсоток показів в діапазоні, %.

$$A_{\text{нав.акт.і.проп}} = 0,03 \cdot 8760 \cdot 14,92 / 100 = 42,4 \text{ кВт·год.}$$

Визначаємо втрати реактивної електроенергії на намагнічування запропонованого трансформатора, кВАр·год

$$A_{\text{ст.реакт.проп}} = Q_{\text{ст.проп}} \cdot 8760, \quad (2.23)$$

де $Q_{\text{ст.проп}}$ – втрати реактивної потужності на намагнічування запропонованого трансформатора, кВАр.

$$A_{\text{ст.реакт.проп}}=5\cdot 8760=43800 \text{ кВАр}\cdot\text{год}.$$

Визначаємо втрати реактивної електроенергії на навантаження в запропонованому трансформаторі при робочому навантаженні, кВАр·год[2]

$$A_{\text{нав.реакт.і.проп}}=Q_{\text{нав.і.проп}}\cdot 8760\cdot \kappa_{\text{і.проп}}/100, \quad (2.24)$$

де $Q_{\text{нав.і.проп}}$ – втрати реактивної потужності на навантаження в запропонованому трансформаторі при робочому навантаженні, кВАр;

$\kappa_{\text{і.проп}}$ – відсоток показів в діапазоні, %.

$$A_{\text{нав.реакт.і.проп}}=20\cdot 8760\cdot 14,39/100=154,18 \text{ кВАр}.$$

Визначаємо річні збитки через втрати активної електроенергії в запропонованому трансформаторі, грн/рік[2]

$$\Gamma_{\text{тр.акт.проп}}=(A_{\text{ст.акт.проп}}+A_{\text{нав.акт1.проп}}+A_{\text{нав.акт2.проп}}+A_{\text{нав.акт3.проп}}+A_{\text{нав.акт4.проп}}+A_{\text{нав.акт5.проп}})\cdot T_{\text{акт}}, \quad (2.25)$$

де $A_{\text{ст.акт.проп}}$ – втрати активної електроенергії в сталі запропонованого трансформатора при номінальній напрузі, кВт·год;

$A_{\text{нав.акт.і.проп}}$ – втрати активної електроенергії на навантаження в запропонованому трансформаторі при робочому навантаженні, кВАр·год;

$T_{\text{акт}}$ – тариф за активну електроенергію (приймається діючий тариф з ресурсу ОблЕнерго), грн/кВт·год.

$$\Gamma_{\text{тр.акт.проп}}=(9636+42,4+605,1+642,65+1155,4+1582,02)\cdot 6=81981,42 \text{ грн/рік}.$$

Визначаємо річні збитки через втрати реактивної електроенергії в запропонованому трансформаторі, грн/рік

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Gamma_{\text{тр.реакт.проп}} = (A_{\text{ст.реакт.проп}} + A_{\text{нав.реакт1.проп}} + A_{\text{нав.реакт2.проп}} + A_{\text{нав.реакт3.проп}} + A_{\text{нав.реакт4.проп}} + A_{\text{нав.реакт5.проп}}) \cdot T_{\text{реакт}}, \quad (2.26)$$

де $A_{\text{ст.реакт.проп}}$ – втрати реактивної електроенергії в сталі запропонованого трансформатора, кВАр·год; [2]

$A_{\text{нав.реакт.i.проп}}$ – втрати реактивної електроенергії на навантаження в запропонованому трансформаторі при робочому навантаженні, кВАр·год;

$T_{\text{реакт}} = 0,07$ – тариф за реактивну електроенергію, грн/кВАр·год.

$$\Gamma_{\text{тр.реакт.проп}} = (43800 + 154,18 + 2200,38 + 2336,91 + 4201,47 + 5752,79) \cdot 4,75 = 277616,79 \text{ грн/рік.}$$

Визначаємо загальні збитки через режим роботи запропонованого трансформатора

$$\Gamma_{\text{тр.проп}} = \Gamma_{\text{тр.акт.проп}} + \Gamma_{\text{тр.реакт.проп}}, \quad (2.27)$$

де $\Gamma_{\text{тр.акт.проп}}$ – річні збитки через втрати активної електроенергії в запропонованому трансформаторі, грн/рік;

$\Gamma_{\text{тр.реакт.проп}}$ – річні збитки через втрати реактивної електроенергії в запропонованому трансформаторі, грн/рік.

$$\Gamma_{\text{тр.проп}} = 81981,42 + 277616,79 = 359598,21 \text{ грн/рік.}$$

Розраховуємо дохід трансформатора за формулою

$$\Gamma_{\text{окуп.}} = \Gamma_{\text{оп.т.}} - \Gamma_{\text{оп.нт}}$$

$$\Gamma_{\text{окуп.}} = 476,23 - 277,61 = 198,62 \text{ тис.грн}$$

де $\Gamma_{\text{окуп}}$ – дохід при заміні трансформатора;

$\Gamma_{\text{оп.т.}}$ – загальні збитки через роботу наявного трансформатора;

$\Gamma_{\text{оп.нт}}$ – загальні збитки через роботу запропонованого трансформатора.

Далі розраховуємо NPV (not present value) трансформатора за формулою

$$NPV = \sum \frac{\Gamma_{\text{к.т.}}}{(1 + \text{дисконтна ставка})^{\text{номер року}}} - \text{капітальні інвестиції}$$

де $\Gamma_{\text{к.т.}}$ – дохід вибраної системи в рік;

дисконтна ставка – процентна ставка, яка застосовується до майбутніх платежів, щоб врахувати ризик і непевність, пов'язану з фактором часу, станом на червень 2020 року становить 18%[1].

$$NPV = \sum \frac{3,444}{(1 + 0,25)^{1-5}} - 105 = -422 \text{ тис.грн}$$

Розраховано IRR (внутрішня ставка дохідності) що визначає максимально прийнятну ставку дисконтування для забезпечення дохідності відповідних опцій (вданому випадку трансформатора):

-для нового трансформатора IRR становить -3%[15]

За результатами розрахунків заповнюємо таблицю 2.10

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.10- Окупність заміни трансформатора

Опція	Інвестиції, тис.грн	Заощадження тис. грн	Термін окупності, років	NPV тис. грн	IRR, %
Заміна наявного (ТМ800) транспорту на запропонований (ТМ400)	105	198,62	0,52	-422	-3

У випадку продажу старого трансформатора ТМ-800 можливе зменшення початкових капітальних втрат до 60 тис.грн

В додатку Б вказана детальна інформація що до вибраного трансформатора

2.5 Розрахунок системи внутрішнього електричного освітлення та впровадження заходу

Як приклад, виконаю розрахунок освітленості адміністративного приміщення розмірами 12×24×4,8 м, норма освітленості 400 лк.

Висота звисання світильників зі стелі за формулою

$$h_c = (H - h_p) \cdot (0,2 \dots 0,25), \quad (2,8)$$

де Н – висота приміщення (Н = 4,8 м);

h_p – висота виконання робіт ($h_p = 0,8$ м).

$$h_c = (4,8 - 0,8) \cdot 0,2 = 0,8 \text{ м.}$$

В подальших розрахунках приймаю лампу типу ЛБ-80 , при цьому дана лампа має тип кривої світла (КСС) . Так як робочі місця розташовані вздовж стін світильники розміщують в 2 ряди (довжина приміщення становить 24 м) при такій КСС відношення L/H становить 0,77; тоді відстань між світильниками буде становити $0,77 \cdot 4,8 = 3,7 \text{ м.}$ Визначаю кількість світильників в кожному ряду: $A/L = 24/3,1 = 6,5$ [11] (після розрахунку кількості світильників округлюю до цілого числа в більший бік), тобто 7 шт.) Загальна кількість ламп в світильниках $N = 28$ штук (в одному світильнику чотири лампи). Якщо в подальших розрахунках буде виконуватися умова $0,9\Phi_n < \Phi_{св} < 1,2\Phi_n$, то кількості ламп підібрали вірно, якщо ні – необхідно виконати перерахунок.[11]

Загальний світловий потік знаходиться за формулою

$$\Phi_{св} = \frac{E_{\min} \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (2.29)3$$

де $E_{\min}$ – мінімальна освітленість, лк;

K_3 – коефіцієнт запасу, враховує старіння (приймаю $K_3 = 1,6$);

Z – коефіцієнт нерівномірності освітлення (приймаю $Z = 1,1$);

η - коефіцієнт використання світлового потоку, визначається залежно від коефіцієнтів відбиття та індексу приміщення.

Індекс приміщення визначаю за виразом

$$I = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (2.30)$$

де A, B – довжина, ширина приміщення;

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

h – висота підвісу світильника.

$$h = H - h_p - h_c, \quad (2.31)$$

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

Тоді індекс приміщення

$$I = \frac{12 \cdot 24}{3,2 \cdot (12 + 24)} = 2,67.$$

Користуючись методом інтерполяції коефіцієнт становить $\eta = 0,76$, тоді світловий потік окремої лампи

$$\Phi_{\text{св}} = \frac{400 \cdot 288 \cdot 1,6 \cdot 1,1}{28 \cdot 0,76} = 5503 \text{ лм.}$$

В якості джерела світла приймаю лампи ЛБ-80 зі світловим потоком 5220 лм. Виконую перевірку умови $0,9\Phi_n < \Phi_{\text{св}} < 1,2\Phi_n = 4698 < 5503 < 6264$ лм.[11] Умова виконується. Так як умова виконується, за джерело світла приймаю лампи ЛБ-80 та розміщую в одному світильнику по чотири лампи. Загальна кількість ламп, 28 штук.

В даний час використовуються лампи розжарювання потужністю 40 Вт кожна, і з загальною кількістю що використовується 100 штук. Вони не забезпечують норму освітлення на робочих поверхнях в 500 лк.

Розрахунок споживання лампами потужностей за кожен сезон за формулою:

$$S = P \cdot n \cdot t$$

де : S - повне споживання електроенергії;

P - потужність однієї лампи;

n - кількість ламп;

t - час роботи ламп.

До заміни ламп.

Зима: $S=60 \cdot 100 \cdot 200=1200$ кВт·год

Весна: $S=60 \cdot 100 \cdot 140= 840$ кВт·год

Літо: $S=60 \cdot 100 \cdot 80 = 480$ кВт·год

Осінь: $S=60 \cdot 100 \cdot 170= 1020$ кВт·год

Після заміни ламп час їхньої роботи зменшиться так як на робочих місцях буде задовільнятися норма освітленості, розрахунок:

Зима: $S=80 \cdot 28 \cdot 120=403,2$ кВт·год

Весна: $S=80 \cdot 28 \cdot 120= 268,8$ кВт·год

Літо: $S=80 \cdot 28 \cdot 60 = 134,4$ кВт·год

Осінь: $S=80 \cdot 28 \cdot 150= 336$ кВт·год

Таким чином сумарне споживання електроенергії на освітлення становить - 3540 кВт·год(до заміни) і 1142,2 кВт·год(після заміни)

Враховуючи тариф на квітень 2023 року річні капітало-витрати на освітлення становлять - 21240 грн/рік , а після заміни становитимуть - 6854,4 грн/рік, економія становитиме -14385,6 грн/рік[16].

Капітало-вкладення. Загальні капітало-вкладення розраховуємо за формулою:

$$D = d_{\text{л.}} \cdot n + d_{\text{ПРА}} \cdot n_{\text{ПРА}}$$

де : D - загальні капітало-вкладення;

$d_{\text{л.}}$ - вартість однієї лампи(20грн);

n - кількість ламп;

$d_{\text{ПРА}}$ - вартість Пуско регулюючих апаратів для ламп

розжарювання, приймаються як 40% від вартості лампи($20 \cdot 0.4 = 8$ грн)

$n_{\text{ПРА}}$ - кількість необхідних ПРА, дорівнює кількості ламп.

$$D = 20 \cdot 28 + 8 \cdot 28 = 784 \text{ грн}$$

Загальні капітало вкладення без урахування роботи персоналу складають 784 грн, враховуючи економію в 14385,6 грн/рік, встановлення ламп окупиться менше ніж за місяць.

Детальний опис ламп ЛБ-80 наведений в додатку В

2.6 Визначення технологічно необґрунтованих втрат від несиметрії та впровадження заходу

Вплив несиметрії напруг на роботу електрообладнання виражається у наступному:

- збільшення втрат електроенергії;
- динамічна зміна швидкостей обертання роторів двигунів через виникнення магнітних полів, що обертаються зустрічно обертанню ротора;[11]
- зниження ресурсу роботи трансформаторного обладнання та електродвигунів (наприклад, при тривалій роботі з коефіцієнтом несиметрії по зворотній послідовності в межах 2...4%, термін служби електричної машини знижується на 10...15%, а якщо вона працює при номінальному навантаженні, термін служби знижується вдвічі[5].

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

За “ДСТУ EN 20160-2014 ХАРАКТЕРИСТИКИ НАПРУГИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЗАГАЛЬНОЇ ПРИЗНАЧЕНОСТІ”[8] визначаються коефіцієнти несиметрії напруги за нульовою та зворотною послідовністю.

Результати розрахунків зводимо у таблицю 2.11.

Таблиця 2.11 Розрахунок коефіцієнтів несиметрії напруг

№ вимірювання	Напруга зворотної послідовності, В	Коефіцієнт несиметрії зворотної послідовності, %	Напруга нульової послідовності, В	Коефіцієнт несиметрії нульової послідовності, %
1	3,12	0,78	0,25	0,11
2	3,10	0,78	0,77	0,33
3	3,10	0,77	0,55	0,24
4	2,96	0,74	0,26	0,11
5	2,77	0,69	0,27	0,12
6	2,84	0,71	0,26	0,11
7	2,87	0,72	0,88	0,38
8	2,93	0,73	0,26	0,11
9	2,97	0,74	0,43	0,18
Середнє	2,96	0,74	0,44	0,19

Обчислюємо значення напруги зворотної послідовності основної частоти $U_{2(1)i}$ за формулою[1]

$$U_{2(1)} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3} U_{AB(1)i} - \sqrt{4 U_{BC(1)i}^2 - \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} + U_{AB(1)i} \right)^2} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2 \right]}, \quad (2.32)$$

де $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$ – миттєве значення лінійної напруги першої гармоніки, В.

За даними із завдання необхідно довільним чином обрати дев'ять точок часу, щоб різниця часу між ними складала не менше 10 сек. Бажано обирати точки часу із однаковим інтервалом між ними.

Обчислюємо коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю K_{2U_i} у відсотках як результат i -го спостереження за формулою

$$K_{2ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (2.33)$$

де $U_{2(1)i}$ — діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної системи напруг в i -му спостереженні, В;

$U_{1(1)i}$ — діюче значення напруги прямої послідовності основної частоти в i -му спостереженні, В.

Середнє значення коефіцієнта несиметрії напруги за зворотною послідовністю K_{2U} у відсотках як результат усереднення дев'яти спостережень визначаємо за формулою[1]

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2Ui}^2}{N}}, \quad (2.34)$$

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^9 K_{2Ui}^2}{9}} = 0,74.$$

Діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти $U_{0(1)i}$ в i -му спостереженні визначаємо за формулою[1]

$$U_{0(1)i} = \frac{1}{6} \sqrt{\left[\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} - 3 \cdot \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right]^2 + \left[\sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(U_{AB(1)i} - \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2} - 3 \sqrt{4U_{B(1)i}^2 - \left(U_{AB(1)i} - \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2} \right]^2}, \quad (2.35)$$

де U_A, U_B – значення миттєвих фазних напруг, В.

$$U_{0(1)i} = \frac{1}{6} \sqrt{\left[\frac{409,2^2 - 409,8^2}{414,2} - 3 \cdot \frac{238,4^2 - 239,1^2}{414,2} \right]^2 + \left[\sqrt{4 \cdot 409,2^2 - \left(414,2 - \frac{409,2^2 - 409,8^2}{414,2} \right)^2} - 3 \sqrt{4 \cdot 238,4^2 - \left(414,2 - \frac{238,4^2 - 239,1^2}{414,2} \right)^2} \right]^2} = 0,25 \text{ кВ.}$$

Коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю K_{0Ui} у відсотках визначається як результат i -го спостереження за формулою

$$K_{0Ui} = \frac{\sqrt{3} U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (2.36)$$

де $U_{0(1)i}$ — діюче значення напруги нульової послідовності основної

частоти трифазної системи напруг в i -му спостереженні, В;

$U_{1(1)i}$ — діюче значення міжфазної напруги прямої послідовності основної частоти, В.

$$K_{0Ui} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,25}{239,1} \cdot 100 = 0,18\%.$$

Середнє значення коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0U} обчислюємо у відсотках як результат усереднення дев'яти спостережень K_{0Ui} за формулою

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0Ui}^2}{N}}, \quad (2.37)$$

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^9 0,18 + 0,56 \dots + 0,31}{9}} = 0,32\%.$$

Несиметрія напруги, викликана наявністю в системах електропостачання споживачів які спотворюють якість електричної енергії, є одним з факторів збільшують втрати в мережах і елементах розподілу електричної енергії. Способи визначення додаткових втрат активної потужності і електроенергії, викликаних відхиленням показників якості електричної енергії від діючих норм, представляють особливий інтерес, так як ці додаткові втрати можуть враховуватися для оцінки величини споживання енергії при симетричному і несиметричному режимах роботи[8].

Необхідно відзначити, що зниження ефективності роботи електрообладнання має місце навіть при зміні показників якості електричної енергії в допустимих нормативних діапазонах. Тому для визначення економічно обґрунтованих меж, їх зміни і доцільності застосування коригувальних пристроїв необхідна кількісна оцінка збитку, викликаного відхиленням показників якості електричної енергії.[34]

Розглянемо, як приклад, випадок роботи трифазного силового трансформатора з підключеною несиметричним навантаженням. Трансформатори - статичні пристрою, в яких на характер процесів, що протікають не впливає порядок чергування фаз. Несиметрія вхідних

напруг трансформатора або навантажувальних струмів, призводить до появи у нього несиметрії вихідних напруг, обумовлених складовими відповідно зворотної та нульової послідовності[2].

У силових трансформаторах додаткові втрати активної потужності від несиметрії, викликані протіканням в них струмів зворотної послідовності, можуть бути визначені виразом

$$\Delta P_{\text{доп.тр}} = K_{2U}^2 \left(\Delta P_{\text{х.х}} + \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{U_{\text{кз}}^2} \right), \quad (2.38)$$

де K_{2U} – середнє значення коефіцієнта несиметрії напруги за зворотною послідовністю, %;

$P_{\text{х}}$ – втрати холостого (неробочого) ходу, приймаються за паспортними даними трансформатора, кВт;

$P_{\text{к}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, приймаються за паспортними даними трансформатора, кВт;

$U_{\text{к}}$ – напруга короткого замикання трансформатора, приймаються за паспортними даними трансформатора, %.

$$\Delta P_{\text{доп.тр}} = 0,74^2 \left(1,37 + \frac{9,6}{5,5^2} \right) = 1,71 \text{ кВт.}$$

Дані розрахунків несиметрії зводимо в таблицю 2.12.

Таблиця 2.12 Результати розрахунків коефіцієнтів несиметрії

Параметр	Значення
Коефіцієнт несиметрії зворотної послідовності, %	0,74
Додаткові втрати активної потужності від несиметрії, кВт	1,71

Продовження таблиці 2.12

Параметр	Значення
Додаткові річні втрати активної електроенергії від несиметрії, кВт·год	14981,59
Вартість річних збитків за втрати від несиметрії, грн/рік	25169,07

Додаткові річні втрати активної електроенергії від несиметрії визначаються за формулою[2]

$$A_{\text{доп.тр}} = \Delta P_{\text{доп.тр}} \cdot 8760, \quad (2.39)$$

$$A_{\text{доп.тр}} = 1.71 \cdot 8760 = 14981,59 \text{ кВт.}$$

Для визначення збитків через втрати активної електроенергії, розраховуємо формулу[2]

$$\Gamma_{\text{акт.доп.тр}} = A_{\text{доп.тр}} \cdot T_{\text{акт}}, \quad (2.40)$$

де $\Gamma_{\text{акт.доп.тр}}$ – вартість річних збитків за втрати від несиметрії, грн/рік;

$T_{\text{акт}}$ – тариф за активну електроенергію, грн/кВт·год.

$$\Gamma_{\text{акт.доп.тр}} = 14981,59 \cdot 6 = 89889,54 \text{ грн/рік.}$$

Для зменшення впливу несиметрії напруги до нуля пропонується встановлення Стабілізатора напруги Мережик 9-11 (50А)

Це дозволить прибрати збитки за втрати від несиметрії тому річний прибуток дорівнює річному збитку , а саме 89889,54 грн/рік.

Термін окупності становить

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{25000}{89889,54} = 0,27 \text{ р}$$

Далі розраховуємо NPV (not present value) стабілізатора за формулою

$$NPV = \sum \frac{\Gamma_{\text{к.т.}}}{(1 + \text{дисконтна ставка})^{\text{номер року}}} - \text{капітальні інвестиції}$$

де $\Gamma_{\text{к.т.}}$ – дохід вибраної системи в рік;

дисконтна ставка – процентна ставка, яка застосовується до майбутніх платежів, щоб врахувати ризик і непевність, пов'язану з фактором часу, станом на червень 2023 року становить 25%.[13]

$$NPV = \frac{89889,54}{(1 - 0,25)^1} - 25000 = 99852,72$$

Розраховано IRR (внутрішня ставка дохідності) що визначає максимально прийнятну ставку дисконтування для забезпечення дохідності відповідних опцій (вданому випадку стабілізатора):

-для нового стабілізатора IRR становить -3%[13]

За результатами розрахунків заповнюємо таблицю 2.13

Таблиця 2.13- Окупність заміни трансформатора

Опція	Інвестиції, тис.грн	Заощадження тис. грн	Термін окупності, років	NPV тис. грн	IRR, %
Встановлення стабілізатора Мережик 9-11 (50A)	25	90	0,27	99852,72	-3

Детальний опис стабілізатора наведено в додатку Г

2.7 Визначення технологічно необґрунтованих втрат від гармонійної складової

За допомогою програмного забезпечення PowerView Metrel проводимо розрахунок втрат від гармонійної складової[35] . Вся послідовність дій внесена в Додаток 1.

Переводимо вольти у коефіцієнти за формулою[7]

$$K_{1\text{сер.}i} = \left(\frac{U_{1\text{сер.}1}}{U_{1\text{сер.}i}} \right) \cdot 100, \quad (2.41)$$

де $U_{1\text{сер.}1}$ – середнє значення гармоніки напруги за першою послідовністю першої фази, В;

$U_{1\text{сер.}i}$ – середнє значення гармоніки напруги i -ї послідовності, В.

$$K_{1\text{сер.}i} = \left(\frac{0,006}{236,93} \right) \cdot 100 = 0,006.$$

$$K_{1\text{макс.}i} = \left(\frac{U_{1\text{макс.}1}}{U_{1\text{макс.}i}} \right) \cdot 100, \quad (2.42)$$

де $U_{1\text{макс.}1}$ – максимальне значення гармоніки напруги за першою послідовністю першої фази, В;

$U_{1\text{макс.}i}$ – максимальне значення гармоніки напруги i -ї послідовності, В.

$$K_{1\text{макс.}i} = \left(\frac{0,025}{237,77} \right) \cdot 100 = 0,01.$$

За результатами складаємо таблицю 2.14.

Таблиця 2.14 - Максимальні та середні значення гармонік

Гармоніка	U1 кВ		U2 кВ		U3 кВ		Граничне значення ДСТУ
	Середнє	Максимальне	Середнє	Максимальне	Середнє	Максимальне	
0	0	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	
1	100	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	
2	0,01	0,04	0,01	0,04	0,01	0,05	2
3	1,34	1,46	1,44	1,59	2,25	2,41	5
4	0,02	0,04	0,02	0,04	0,02	0,04	1
5	1,08	1,27	1,02	1,25	0,90	1,09	6
6	0,02	0,04	0,02	0,04	0,01	0,04	0,5
7	0,64	0,78	0,71	0,81	0,16	0,35	5
8	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,5
9	0,45	0,53	0,38	0,49	0,45	0,53	1,5

Визначаємо потужність додаткових втрат електроенергії через гармонійну складову[7]

$$\Delta P_{\text{тр9}} = 0,607 \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{u_{\text{кз}}^2} \cdot \sum_{n=2}^9 \left(\frac{1}{n^{1,5}} + 0,05\sqrt{n} \right) K_{\text{Un}}^2, \quad (2.43)$$

де $\Delta P_{\text{кз}} = P_{\text{к}}$ – втрати короткого замикання (в паспортних даних трансформатора), кВт;

$u_{\text{кз}} = u_{\text{к}}$ – напруга короткого замикання (в паспортних даних трансформатора), %;

n – номер гармоніки;

K_{Un} – коефіцієнт гармоніки (максимальне значення з таблиці), %.

$$\Delta P_{тр9} = 0,607 \cdot \frac{9,6}{5,5^2} \cdot \sum_{n=2}^9 \left(\frac{1}{2^{1,5}} + 0,05\sqrt{2} \right) 0,51^2 = 2,41 \text{ кВт},$$

$$K_{U2} = \sqrt{\frac{K_{2\text{макс.ср.}U1}^2 + K_{2\text{макс.ср.}U2}^2 + K_{2\text{макс.ср.}U3}^2}{3}}. \quad (2.44)$$

де $K_{2\text{макс.ср.}U1}^2, K_{2\text{макс.ср.}U2}^2, K_{2\text{макс.ср.}U3}^2$ – максимальні значення коефіцієнтів другої гармоніки по трьом фазам, відповідно, %.

$$K_{U2} = \sqrt{\frac{0,04^2 + 0,04^2 + 0,04^2}{3}} = 0,04.$$

За даним прикладом розраховуються значення коефіцієнтів для гармонік з 2-ї по 9-ту включно.[7]

Втрати електроенергії через гармонійну складову за рік

$$A_{тр9} = \Delta P_{тр9} \cdot 8760, \quad (2.45)$$

$$A_{тр9} = 2,41 \cdot 8760 = 21114,35 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Для вартості річних збитків за втрати через гармонійну складову, розраховуємо формулу

$$\Gamma_{\text{акт.тр9}} = A_{тр9} \cdot T_{\text{акт}}, \quad (2.46)$$

де $\Gamma_{\text{акт.тр9}}$ – вартість річних збитків за втрати через гармонійну складову, грн/рік;

$T_{\text{акт}}$ – тариф за активну електроенергію «Діючий тариф з ресурсу ОблЕнерго», грн/кВт·год.[10]

$$\Gamma_{\text{акт.тр9}} = 21114,35 \cdot 1,68 = 35472,11 \text{ грн/рік.}$$

За розрахованими даними заповнюємо таблицю 2.15.

Таблиця 2.15 Результати розрахунків потужності додаткових втрат

Параметр	Значення
Потужність додаткових втрат електроенергії через гармонійну складову, кВт	2,41
Втрати електроенергії через гармонійну складову за рік, кВт·год/рік	21114,35
Вартість річних збитків за втрати через гармонійну складову, грн/рік	35472,11

2.8 Оцінка рівня компенсації реактивної потужності об'єкту та впровадження заходу

Для визначення втрат реактивної електроенергії, розраховуємо формулу[1]

$$A_q = (Q_1 + Q_2 + \dots Q_{24}) \cdot 365, \quad (2.47)$$

де A_q – річні втрати реактивної електроенергії, кВАр·год/рік;

Q_i – реактивна потужність втрат за відповідну годину доби, кВАр.

$$A_q = (40 + 40 + \dots + 40) \cdot 365 = 1146100 \text{ кВАр} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Для визначення збитків через втрати реактивної електроенергії, розраховуємо формулу

$$\Gamma_{\text{реакт}} = A_q \cdot T_{\text{реакт}}, \quad (2.48)$$

де $\Gamma_{\text{реакт}}$ – вартість річних збитків за втрати реактивної електроенергії, грн/рік;

$T_{\text{реакт}}$ – тариф за реактивну електроенергію, $T_{\text{реакт}} = 1,5$ грн/кВАр·год.

$$\Gamma_{\text{реакт}} = 1146100 \cdot 1,5 = 17119150 \text{ грн} / \text{рік}.$$

За розрахованими результатами заповнюємо таблицю 2.16.

Таблицю 2.16 Річні втрати електроенергії

Параметр	Значення
Річні втрати реактивної електроенергії, кВАр·год/рік	1146100
Вартість річних збитків за втрати реактивної електроенергії, грн/рік	17119150

За завданням будуємо гістограму «Генерації реактивної потужності»
рисунок 2.7

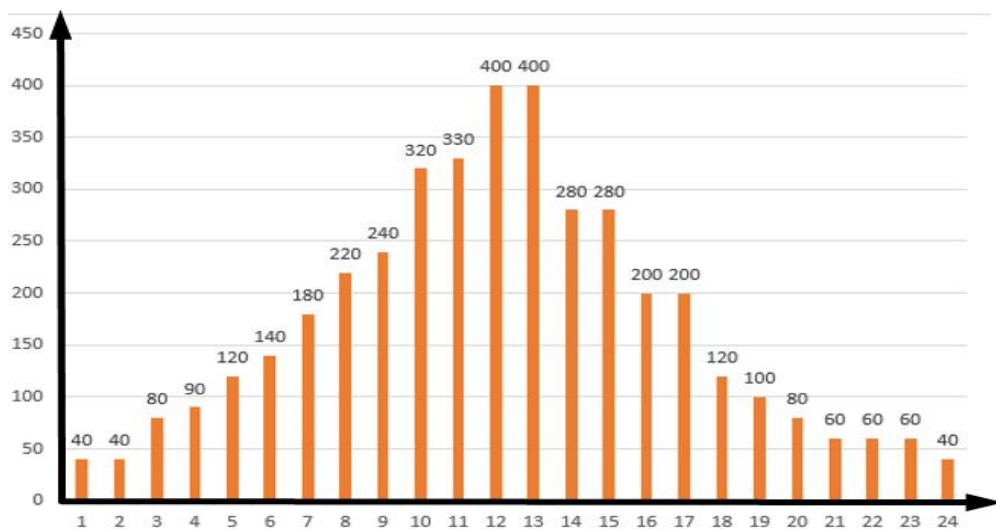


Рисунок 2.7- Стрибки реактивної потужності

За гістограмою визначаємо основні стрибки реактивної потужності які зображені на рисунку 2.7

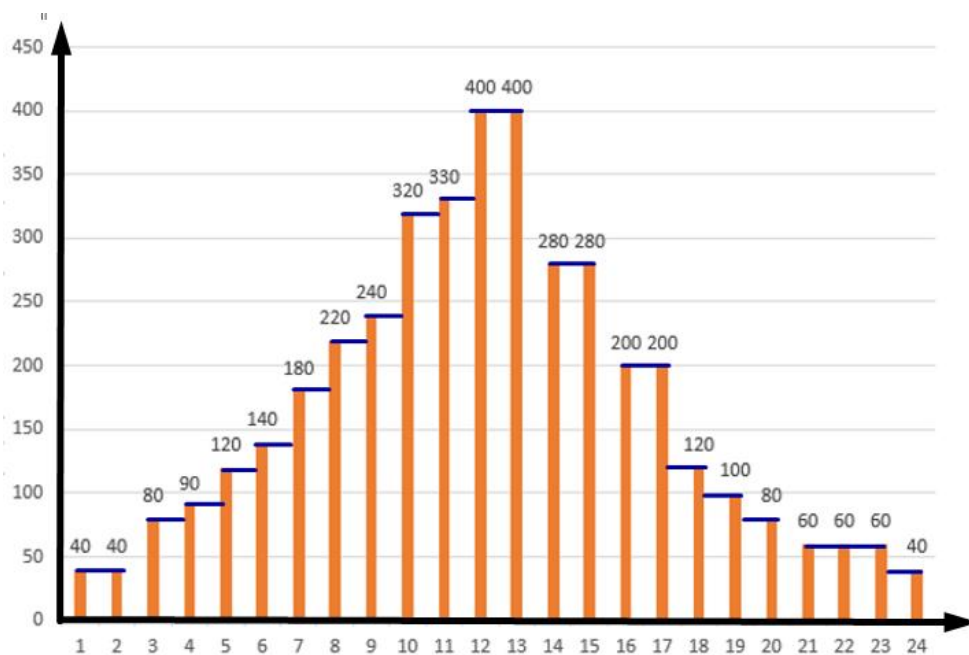


Рисунок 2.7 - Паралелі стрибків

За визначеними основними стрибками реактивної потужності визначаємо необхідні ступені конденсаторної установки для компенсації

реактивної потужності. Знаходимо за каталогами в інтернеті необхідну конденсаторну установку та заповнюємо таблицю 2.17.

Таблиця 2.17 Вибір конденсаторної установки

Параметр	Значення
Марка конденсаторної установки	КРМ «ВЕГ» 0,4 400/5 кВАр
Максимальна потужність конденсаторної установки, кВАр	400
Ступені конденсаторної установки, шт. х кВАр	$7 \times 50 + 25 + 2 \times 10 + 5$
Вартість конденсаторної установки, грн	60741

За стрибками реактивної потужності була вибрана конденсаторна установка марки КРМ «ВЕГ» 0,4 400/5 кВАр[36]

Нижче показана спрощена схема підключення конденсаторної установки.

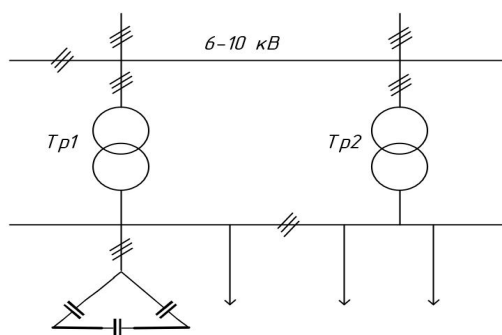


Рисунок 2.8 - Спрощена схема підключення конденсаторної установки

В таблиці 2.16ведений нижче наведено перелік відповідні блоки конденсаторної установки що спрацьовують на значення реактивної потужності.

Таблиця 2.18 Дані спрацювання конденсаторних батарей

№ стрибка	Робоча реактивна потужність, кВАр	Компенсуючі конденсаторні батареї
1	40	25+10+5
2	60	50+10
3	80	50+25+5
4	90	50+25+10+5
5	100	2×50
6	120	2×50+20
7	140	2×50+20+10+5
8	180	3×50+25+5
9	200	4×50
10	220	4×50+2×10
11	240	4×50+25+10+5
12	280	5×50+25+5
13	320	6×50+2×10
14	330	6×50+25+5
15	400	7×50+25+2×10+5

За вартістю конденсаторної установки, визначаємо термін окупності її встановлення за формулою

$$T_{\text{ок}} = \frac{B_{\text{ку}}}{\Gamma_{\text{реакт}}}, \quad (2.49)$$

де $T_{\text{ок}}$ – термін окупності, років.

$$T_{\text{ок}} = \frac{60741}{104244} = 0,6 \text{ років.}$$

Далі розраховуємо NPV (not present value) стабілізатора за формулою

$$NPV = \sum \frac{\Gamma_{к.т.}}{(1 + \text{дисконтна ставка})^{\text{номер року}}} - \text{капітальні інвестиції}$$

де $\Gamma_{к.т.}$ – дохід вибраної системи в рік;

дисконтна ставка – процентна ставка, яка застосовується до майбутніх платежів, щоб врахувати ризик і непевність, пов'язану з фактором часу, станом на червень 2023 року становить 25%.[13]

$$NPV = \frac{104244}{(1 + 0.25)} - 80000 = 3395,2$$

Розраховано IRR (внутрішня ставка дохідності) що визначає максимально прийнятну ставку дисконтування для забезпечення дохідності відповідних опцій (вданому випадку стабілізатора):

-для нового стабілізатора IRR становить -3%[13]

За результатами розрахунків наведені в таблицю 2.19

Таблиця 2.19- Окупність встановлення конденсаторної установки

Опція	Інвестиції, тис.грн	Заощадження тис. грн	Термін окупност і, років	NPV тис. грн	IRR, %
Встановлення конденсаторної установки КРМ «ВЕГ» 0,4 400/5 кВАр	80	104244	0,6	3,395	-20%

Детальний опис Конденсаторної установки знаходиться в додатку 5

2.9 Визначення втрат електроенергії в системі стисненого повітря

На підприємстві працює система стисненого повітря, представлена на рисунку 2.8.1.

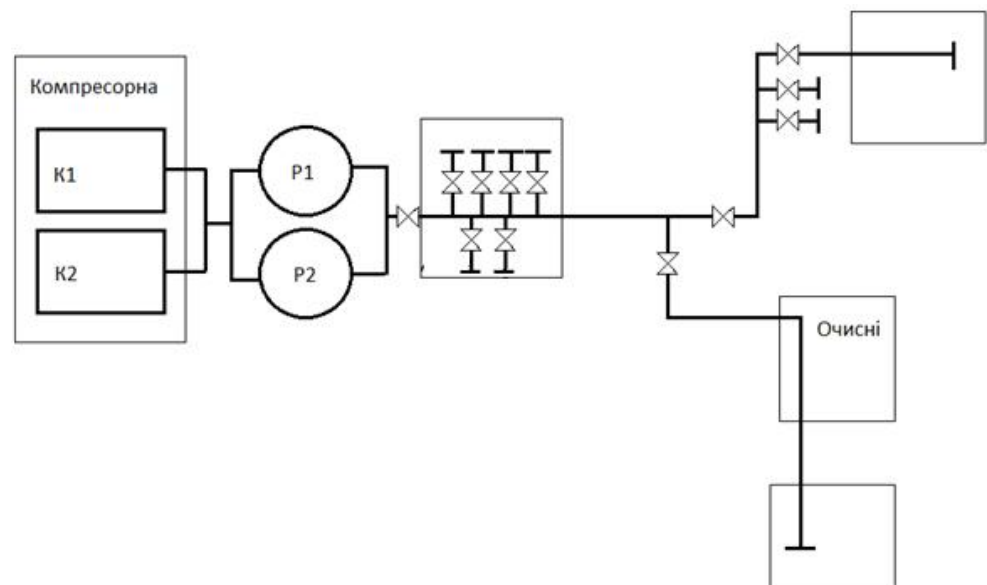


Рисунок 2.9 - Спрощена схема системи стисненого повітря

Відповідно до рисунку, на підприємстві працює два компресори та два ресивери. Відомо, що в системі є витоки стисненого повітря. Для їх визначення необхідно визначити витоки в ресиверах та витоки в трубній системі.

2.9.1 Визначення технологічно необґрунтованих втрат електроенергії в системі стисненого повітря у ресиверах

Для визначення витрати повітря у ресиверах, ресивери накачувались повітрям по максимуму та перемикались крани у положення «викл». Засікався час та за манометром визначалось падіння тиску. За цими даними розраховуємо наступну формула витрати повітря в ресиверах[2]

$$B_{\text{pec}} = (p_1 - p_2) \cdot \frac{V_{\text{pec}}}{t}, \quad (2.50)$$

де p_1, p_2 – тиск в ресиверах на початку та в кінці вимірів, аналогічно, бар;

V_{pec} – об'єм ресиверів, м^3 ;

t – час проведення вимірів, хв.

$$B_{\text{pec}} = (6 - 4) \cdot \frac{5 + 5}{4,45} = 4,49 \text{ м}^3.$$

Для визначення річної витрати стисненого повітря, визначаємо

$$B_{\text{pec.річне}} = B_{\text{pec}} \cdot T, \quad (2.51)$$

де T – кількість хвилин роботи у році компресора, хв/рік.

$$B_{\text{pec.річне}} = 4,49 \cdot 525600 = 2362247,191 \text{ л} \cdot \text{год}.$$

За паспортними даними компресора визначаємо питоме енергоспоживання компресора[37]

$$E_{\text{пит}} = \frac{P_{\text{комп}}}{Q_{\text{комп}}}, \quad (2.52)$$

де $P_{\text{комп}}$ – потужність компресора, кВт;

$Q_{\text{комп}}$ – продуктивність компресора, $\text{м}^3/\text{год}$.

$$E_{\text{пит}} = \frac{22}{192} = 0,11 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^3.$$

Так як працюють обидва компресори, проте із різною продуктивністю, то необхідно визначити частку продуктивності компресорів. Загальна продуктивність компресорів, м³/год

$$Q_{\text{комп.заг}} = (Q_{\text{комп1}} + Q_{\text{комп2}}) \cdot 60, \quad (2.53)$$

$$Q_{\text{комп.заг}} = ((3200 + 2500)1000) \cdot 60 = 342 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Частка роботи першого компресора, в.о.

$$\chi_{\text{комп1}} = \frac{Q_{\text{комп1}}}{Q_{\text{комп.заг}}}, \quad (2.54)$$

$$\chi_{\text{комп1}} = \frac{192}{342} = 0,56.$$

Частка роботи другого компресора, в.о.

$$\chi_{\text{комп2}} = 1 - \chi_{\text{комп1}}, \quad (2.55)$$

$$\chi_{\text{комп2}} = 1 - 0,56 = 0,44.$$

За розрахованими значеннями встановлюємо втрати електроенергії першого компресора на витоки стисненого повітря в ресивері

$$A_{\text{комп1,рес}} = V_{\text{рес.річне}} \cdot E_{\text{пит}} \cdot \chi_{\text{комп1}}, \quad (2.56)$$

$$A_{\text{комп1,рес}} = 2362247,191 \cdot 0,11 \cdot 0,56 = 151957,42 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

За розрахованими значеннями встановлюємо втрати електроенергії другого компресора на витоки стисненого повітря в ресивері

$$A_{\text{комп2,рес}} = B_{\text{рес,річне}} \cdot E_{\text{пит}} \cdot \eta_{\text{комп2}}, \quad (2.57)$$

$$A_{\text{комп1,рес}} = 2362247,191 \cdot 0,14 \cdot 0,44 = 151957,42 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Загальні втрати через витоки в компресорах складаємо

$$A_{\text{комп,рес}} = A_{\text{комп1,рес}} + A_{\text{комп2,рес}}, \quad (2.58)$$

$$A_{\text{комп,рес}} = 151957,42 + 151957,42 = 303914,84 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

2.9.2 Визначення технологічно необґрунтованих втрат електроенергії в системі стисненого повітря у трубах та впровадження заходу

Для визначення витрати повітря у трубах, труби накачувались повітрям по максимуму та перемикались крани у положення «викл». Засікався час та за манометром визначалось падіння тиску. За цими даними розраховуємо наступну формулу витрати повітря в ресиверах

$$B_T = (p_1 - p_2) \cdot \frac{V_T}{t}, \quad (2.59)$$

де p_1, p_2 – тиск в трубах на початку та в кінці вимірів, аналогічно, бар;

V_T – об'єм труб, м^3 ;

t – час проведення вимірів, хв.

$$B_T = (6-4) \cdot \frac{1,36}{2} = 1,36.$$

Для визначення річної витрати стисненого повітря, визначаємо

$$B_{T, \text{річне}} = B_T \cdot T, \quad (2.60)$$

де T – кількість хвилин роботи у році компресора, хв/рік.

$$B_{T, \text{річне}} = 1,36 \cdot 525600 = 714816.$$

За паспортними даними компресора визначаємо питоме енергоспоживання компресора

$$E_{\text{пит}} = \frac{P_{\text{комп}}}{Q_{\text{комп}}}, \quad (2.61)$$

де $P_{\text{комп}}$ – потужність компресора, кВт;

$Q_{\text{комп}}$ – продуктивність компресора, м³/год.

$$E_{\text{пит}} = \frac{(3200+2500) \cdot 60}{1000} = 342 \text{ кВт год/м}^3.$$

Так як працюють обидва компресори, проте із різною продуктивністю, то необхідно визначити частку продуктивності компресорів. Загальна продуктивність компресорів, м³/год

$$Q_{\text{комп.заг}} = Q_{\text{комп1}} + Q_{\text{комп2}}, \quad (2.62)$$

$$Q_{\text{комп.заг}}=192+150=342 \text{ мз/год.}$$

Частка роботи першого компресора, в.о.

$$\chi_{\text{комп1}} = \frac{Q_{\text{комп1}}}{Q_{\text{комп.заг}}}, \quad (2.63)$$

$$\chi_{\text{комп1}} = \frac{192}{342} = 0,56.$$

Частка роботи другого компресора, в.о.

$$\chi_{\text{комп2}} = 1 - \chi_{\text{комп1}}, \quad (2.64)$$

$$\chi_{\text{комп2}} = 1 - 0,56 = 0,44.$$

За розрахованими значеннями встановлюємо втрати електроенергії першого компресора на витоки стисненого повітря в трубах[2]:

$$A_{\text{комп1.т}} = B_{\text{т.річне}} \cdot E_{\text{пит}} \cdot \chi_{\text{комп1}}, \quad (2.65)$$

$$A_{\text{комп1.т}} = 714816 \cdot 0,11 \cdot 0,56 = 45982,32 \text{ кВт·год/рік.}$$

За розрахованими значеннями встановлюємо втрати електроенергії другого компресора на витоки стисненого повітря в трубах

$$A_{\text{комп2.т}} = B_{\text{т.річне}} \cdot E_{\text{пит}} \cdot \chi_{\text{комп2}}, \quad (2.66)$$

$$A_{\text{комп2.т}} = 714816 \cdot 0,15 \cdot 0,44 = 45982,32 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Загальні втрати через витоки в трубах в компресорах складають

$$A_{\text{комп.т}} = A_{\text{комп1.т}} + A_{\text{комп2.т}}, \quad (2.67)$$

$$A_{\text{комп.т}} = 45982,32 + 45982,32 = 91964,63 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Загальні втрати електроенергії в системі стисненого повітря визначаємо за формулою

$$A_{\text{комп}} = A_{\text{комп.рем}} + A_{\text{комп.т}}, \quad (2.68)$$

$$A_{\text{комп}} = 303914,84 + 91964,63 = 395879,48 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Для визначення збитків через втрати активної електроенергії в системі стисненого повітря, розраховуємо формулу

$$\Gamma_{\text{акт.сп}} = A_{\text{комп}} \cdot T_{\text{акт}}, \quad (2.69)$$

де $\Gamma_{\text{акт.сп}}$ – вартість річних збитків за в системі стисненого повітря, грн/рік;

$T_{\text{акт}}$ – тариф за активну електроенергію, грн/кВт·год [2].

$$\Gamma_{\text{акт.сп}} = 395879,48 \cdot 6 = 665077,52 \text{ грн} / \text{рік}.$$

За визначеними даними, заповнюємо таблицю 2.20.

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.20 Розрахунки загальних витрат електроенергії

Параметр	Значення
Загальні втрати електроенергії в системі стисненого повітря, кВт·год/рік	395879,48
Вартість річних збитків за в системі стисненого повітря, грн/рік	665077,52

Для зменшення збитків в системі стисненого повітря пропонується провести генеральне очищення труб та їх ремонт для зменшення витоків це допоможе збільшити ККД використання компресорів, так як більша частка повітря доходитиме до обладнання, в середньому це зменшить збитки на 40% тому річний дохід складатиме[4]

$$\Gamma_p = \Gamma_{\text{акт.сп}} \cdot 0,4 = 665077,52 \cdot 0,4 = 266031,008 \text{ грн/рік.}$$

Капітало вкладення складаються з оренди обладнання та роботи спеціалістів в м.Кривий ріг для нашого обладнання вартість цієї послуги становитиме 50 тис.грн[17].

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{50000}{266031,008} = 0,18 \text{ р}$$

Далі розраховуємо NPV (not present value) заходу за формулою

$$NPV = \sum \frac{\Gamma_{\text{к.т.}}}{(1 + \text{дисконтна ставка})^{\text{номер року}}} - \text{капітальні інвестиції}$$

де $\Gamma_{\text{к.т.}}$ – дохід вибраної системи в рік;

дисконтна ставка – процентна ставка, яка застосовується до майбутніх платежів, щоб врахувати ризик і непевність, пов'язану з фактором часу, станом на червень 2023 року становить 25%.[13]

$$NPV \frac{266031,008}{(1-0.25)^1} - 50000 = 3497080$$

IRR (внутрішня ставка дохідності) не визначається для даного заходу так як це не є обладнанням і брати кредит на виконання даної послуги немає сенсу

За результатами розрахунків заповнюємо таблицю 2.21[1]

Таблиця 2.21- Окупність заходу

Опція	Інвестиції, тис.грн	Заощадження тис. грн	Термін окупності, років	NPV тис. грн
Прочистка та ремонт труб	50	266,03	0,18	3497,08

2.10 Розроблення типових заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів електроенергії

Враховуючи нинішні проблеми, а саме втрати електроенергії в сталі трансформатора, вплив гармонік, несиметрії та велику частку реактивної потужності я запропоную два заходи:

1) Заміна трансформатора:

Захід з енергоаудиту, пов'язаний з заміною трансформатора, передбачає детальний аналіз енергосистеми та визначення можливостей для

покращення її ефективності. Основна мета цього заходу - заміна старого трансформатора на новий, більш енергоефективний, що дозволить знизити енергоспоживання та витрати на електроенергію. Давайте розглянемо технічні та економічні плюси та мінуси такого заходу.

Технічні плюси:

- Підвищена енергоефективність: Новий трансформатор зазвичай має вищий коефіцієнт корисної дії та менші втрати електроенергії під час трансформації, що дозволяє знизити енергоспоживання системи.
- Покращена надійність: Старі трансформатори, зазвичай, мають більшу ймовірність виникнення поломок та вимагають частішого обслуговування. Заміна їх новими моделями забезпечує більшу надійність та зменшує ризик виникнення аварійних ситуацій.
- Сумісність зі сучасними технологіями: Нові трансформатори можуть бути встановлені з функціями моніторингу та дистанційного керування, що дозволяє зручно контролювати та оптимізувати роботу енергосистеми.

Технічні мінуси:

- Вартість заміни: Заміна трансформатора є складним процесом, який вимагає фінансових витрат. Вартість нового трансформатора, його доставка та встановлення можуть становити значну суму.
- Термін виконання робіт: Заміна трансформатора може зайняти певний час, особливо якщо це пов'язано зі зупинкою роботи енергосистеми. Це може створити деякі тимчасові нестабільності у постачанні електроенергії.

Економічні плюси:

- Зниження витрат на електроенергію: Новий енергоефективний трансформатор дозволяє знизити споживання електроенергії та, відповідно, зменшити витрати на її закупівлю.
- Збільшення тривалості служби: Нові трансформатори, зазвичай, мають більш довгий термін служби, що дозволяє уникнути регулярних

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

витрат на ремонт та заміну протягом тривалого часу.

Економічні мінуси:

- Початкові витрати: Встановлення нового трансформатора потребує значних фінансових витрат на придбання та монтаж. Це може становити проблему для деяких організацій з обмеженими бюджетами.
- Перерва у роботі: Заміна трансформатора може вимагати зупинки електропостачання на певний період часу, що може призвести до тимчасових незручностей для споживачів.

2) Встановлення конденсаторної установки.

Захід з енергоаудиту, пов'язаний з встановленням конденсаторної установки, є ефективним способом підвищення енергоефективності системи живлення будівель або промислових підприємств. Встановлення конденсаторної установки полягає у використанні конденсаторів для компенсації реактивної потужності, що сприяє зниженню енергоспоживання та збереженню електричної енергії.

Технічні плюси встановлення конденсаторної установки:

- Компенсація реактивної потужності: Конденсатори допомагають знижувати реактивне навантаження, яке може виникати через використання індуктивних навантажень, таких як двигуни, трансформатори тощо. Це дозволяє зменшити загальне споживання електричної енергії та поліпшити ефективність системи живлення.
- Покращення напруги: Конденсаторна установка здатна покращити напругу в електричній мережі, забезпечуючи стабільнішу роботу електричних приладів та знижуючи можливі перепади напруги.
- Зниження втрат енергії: Встановлення конденсаторної установки допомагає зменшити втрати електроенергії в електричній мережі. Це досягається завдяки зниженню струму реактивної потужності, що зменшує ефективну потужність, яку необхідно постачати з головної мережі.

Економічні плюси встановлення конденсаторної установки:

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

- Зменшення витрат на електроенергію: Компенсація реактивної потужності допомагає знизити електричні розрахунки, оскільки зменшується необхідність в оплаті реактивної енергії. Це може призвести до значних економій для підприємства або будинку.

- Покращення енергетичної ефективності: Встановлення конденсаторної установки дозволяє використовувати електричну енергію більш ефективно та зменшує навантаження на електричну мережу. Це може призвести до зниження витрат на обслуговування та ремонт електричних систем.

Незважаючи на переваги, встановлення конденсаторної установки також має деякі мінуси:

- Висока вартість: Конденсаторні установки можуть бути досить витратними, особливо для великих систем або промислових підприємств. Вартість встановлення, обладнання та обслуговування може бути значним фактором, який варто враховувати при прийнятті рішення.

- Потреба у підтримці та обслуговуванні: Конденсаторні установки потребують регулярного обслуговування та моніторингу для забезпечення їх надійної роботи. Це може вимагати додаткових витрат на персонал та ресурси.

- Потенційні проблеми зі струмом: Неправильне встановлення або експлуатація конденсаторної установки може призвести до проблем зі струмом, включаючи перенавантаження або відключення електроустаткування. Тому важливо мати належні знання та досвід при встановленні та експлуатації таких систем.

3) Встановлення стабілізатора.

Захід з енергоаудиту, пов'язаний із встановленням стабілізатора, є важливим етапом у виявленні та оптимізації споживання енергії. Встановлення стабілізатора має як технічні, так і економічні плюси та мінуси, які потрібно врахувати.

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технічні плюси:

- Стабілізація напруги: Основною функцією стабілізатора є забезпечення стабільної напруги в електричній мережі. Він захищає підключені до нього пристрої від коливань напруги, які можуть виникати через перепади навантаження або зовнішні фактори. Стабільна напруга допомагає запобігти пошкодженню електричного обладнання та забезпечує нормальну роботу електричних пристроїв.
- Захист від перенапруг: Стабілізатори також можуть відновлювати роботу після перенапруги або зниження напруги, що дозволяє захистити електронні пристрої від пошкодження. Вони допомагають уникнути витрат на ремонт або заміну обладнання.
- Зниження споживання електроенергії: Стабілізатори здатні компенсувати високі втрати енергії через незрівняну напругу, що дозволяє знизити споживання електроенергії. Це може призвести до економії коштів на електроенергії та сприяти збереженню ресурсів.

Економічні плюси:

- Зниження витрат на ремонт обладнання: Стабілізатори допомагають зменшити витрати на ремонт або заміну електричного обладнання, яке може постраждати від коливань напруги. Це може позитивно вплинути на бюджет підприємства або власника будівлі.
- Підвищення ефективності електронних пристроїв: Стабілізатори допомагають підтримувати стабільну роботу електронних пристроїв, таких як комп'ютери, сервери, медичне обладнання тощо. Це дозволяє підвищити їхню продуктивність та надійність, що може вплинути на ефективність роботи підприємства або організації.

Мінуси:

- Вартість: Встановлення стабілізатора може бути додатковим витратним пунктом. Вартість залежить від потужності та функціональності стабілізатора, а також від розміру та складності системи, в яку він буде встановлюватися.

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

- Потужність: При виборі стабілізатора потрібно враховувати його потужність, щоб він відповідав потребам системи. Якщо стабілізатор обрано з недостатньою потужністю, він може не забезпечити ефективну стабілізацію напруги.

- Технічне обслуговування: Стабілізатори потребують регулярного технічного обслуговування та перевірки їхньої роботи. Це може становити додаткові витрати та затримки у виробничому процесі.

4) Прочищення та ремонт труб в системі стисненого повітря.

1. Аналіз трубопроводів: Спеціаліст проводить детальний аналіз трубопроводів системи стисненого повітря. Він оцінює стан труб, виявляє можливі проблеми, такі як утворення відкладень, забруднення, пошкодження або витоки. Цей аналіз дозволяє зрозуміти, які ремонтні роботи необхідно виконати.

2. Прочищення трубопроводів: Після аналізу трубопроводів фахівець розробляє план очищення трубопроводів. Цей процес включає в себе видалення утворених відкладень, бруду та інших забруднень, які можуть утруднювати потік стисненого повітря. Для цього можуть використовуватись різні методи, такі як механічна чистка, водяна струя, вакуумне очищення або використання хімічних розчинників.

3. Ремонт трубопроводів: Після очищення трубопроводів можуть виявлятися пошкодження або витоки, які потребують ремонту. Фахівець визначає місця пошкоджень і проводить відповідні ремонтні роботи, такі як заміна пошкоджених ділянок, ремонт з'єднань або заміна ущільнювачів.

Технічні плюси:

- Підвищення ефективності системи: Прочищення та ремонт трубопроводів дозволяють покращити потік стисненого повітря та зменшити втрати тиску. Це призводить до підвищення продуктивності системи та зниження енергоспоживання.

- Забезпечення безперебійної роботи: Регулярне обслуговування

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

трубопроводів зменшує ризик витоку повітря та потенційних аварій. Це допомагає забезпечити безперебійну роботу системи стисненого повітря.

Економічні плюси:

- Зниження енерговитрат: Прочищення та ремонт трубопроводів дозволяють зменшити опори потоку повітря, що допомагає знизити витрати на енергію, пов'язані з компресорами та іншими елементами системи.
- Збільшення терміну служби обладнання: Чисті та вільні від пошкоджень трубопроводи зменшують знос та корозію обладнання. Це сприяє збільшенню терміну його служби та зниженню витрат на його заміну.

Мінуси:

- Витрати на проведення заходу: Прочищення та ремонт трубопроводів можуть займати час і вимагати витрат на працю фахівців та можливо на придбання спеціалізованого обладнання. Однак, ці витрати зазвичай окупаються за рахунок зменшення енерговитрат та запобігання аварій.
- Тимчасове припинення роботи системи: Процес очищення та ремонту може вимагати тимчасового припинення роботи системи стисненого повітря. Це може призвести до зупинки деяких виробничих процесів або призвести до необхідності запасних джерел повітря.

Узагалі, проведення очищення та ремонту трубопроводів в системі стисненого повітря є важливим кроком для забезпечення ефективної та безперебійної роботи системи, зменшення енерговитрат та продовження терміну служби обладнання.

В таблицю 2.22 вносимо всі заходи , що були впроваджені до електричної частини

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Таблиця 2.22 - Короткий опис кожного заходу пов'язаний з використанням електроенергії

Назва заходу	Інвестиції, тис.грн	Заощадження тис. грн	Термін окупності, років	NPV тис. грн
Прочистка та ремонт труб	50	266,03	0,18	3497,08
Встановлення конденсаторної установки КРМ «ВЕГ» 0,4 400/5 кВАр	80	104244	0,6	26,2
Заміна наявного (ТМ800) трансформатора на запропонований (ТМ500)	105	198,62	0,52	235
Встановлення стабілізатора Мережик 9-11 (50А)	25	90	0,27	99852,72
Заміна старих ламп розжарювання на нові ЛБ-80	0,8	14,38	0,05	5,5

Висновки по розділу 2

В результаті проведеного енергоаудиту електрообладнання було виявлено значні втрати електричної енергії, які суттєво підвищували витрати на енергозабезпечення та негативно впливали на загальну енергоефективність системи. Для зменшення цих втрат та покращення енергоефективності було реалізовано кілька ключових заходів.

Одним із найважливіших заходів стало встановлення конденсаторної установки. Це дозволило компенсувати реактивну потужність, що виникає при роботі індуктивних навантажень, таких як електродвигуни. Завдяки цьому установка стала ефективнішою використовувати електричну енергію та зменшити зовнішнє навантаження на електричну мережу.

Додатково було проведено розрахунок втрат в обмотці трансформатора, втрат від несиметрії та втрат через вплив гармонік. Ці розрахунки дозволили ідентифікувати основні джерела втрат електричної енергії та вжити заходів для їх зниження. Впровадження правильного режиму роботи та використання відповідних захисних пристроїв допомогли знизити ці втрати до мінімуму.

Також був проведений розрахунок втрат в компресорній установці. Це дозволило оцінити ефективність компресора та виявити можливості для оптимізації його роботи. Шляхом вдосконалення режиму роботи та використання ефективних технологій стиснення повітря було досягнуто значних знижень енергетичних втрат у компресорній установці.

В цілому, завдяки проведенню енергоаудиту та впровадженню відповідних заходів, енергоефективність системи була істотно покращена. Зменшення втрат електричної енергії сприяло зниженню витрат на енергозабезпечення та позитивно позначилося на стані довкілля шляхом зменшення викидів парникових газів. Проведений енергоаудит став важливим етапом у впровадженні енергоефективних заходів та

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

підвищенні ефективності використання електричної енергії в системі.

Формули для розрахунку розділу були взяті з літератури [1],[2],[3],[11]

3 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ

3.1 Визначення теплової енергії, необхідної для забезпечення нормованих температурних показників у будівлі

До нормативної бази, що регулює вимоги до енергетичної ефективності в будівлях належать документи [4],[6]:

Згідно [6] до мінімально допустимого опору теплопередачі (таблиця 3.1)

Таблиця 3.1 - Мінімально допустимі опори теплопередачі

Ч.ч.	Вид огорожувальної конструкції	Значення R_{min} , м ² ·К/Вт, для температурної зони	
		I	II
1	Зовнішні стінові огорожувальні конструкції	4,00	3,50
2	Суміщені покриття, що межують із зовнішнім повітрям	7,00	6,00
3	Покриття опалюваних горищ (технічних поверхів), мансард, горищні перекриття неопалюваних горищ	6,00	5,50
4	Перекриття, що межують із зовнішнім повітрям, та над неопалюваними підвалами	5,00	4,00
5	Світлопрозорі огорожувальні конструкції	0,90	0,70
6	Зенітні ліхтарі	0,80	0,70
7	Зовнішні двері	0,70	0,60

Закон України «Про енергетичну ефективність будівель» вимагає, щоб нові будівлі або будівлі після впровадження енергоефективних заходів мали клас енергоефективності не нижче ніж «С».[4]

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ			
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Криштопайтис				АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ	Літ	Аркуш	Аркушів
Перевір.	Закладний О.О.						86	27
Реценз.						ІЕЕ, гр. ОН-п01		
Н. Контр.	Прокопенко І.Д.							
Затвер.								

3.2 Визначення теплового навантаження будівлі Огороджувальні конструкції

Підприємство знаходиться в м.Кривий Ріг (І температурна зона).[6]

Зовнішні стіни будівлі виконані з Керамзитобетон на керамзитовому піску густиною 1200 кг/м³ 0,55 м. Зі сторони приміщень нанесено штукатурку: розчин складний (пісок, вапно, цемент), $\delta_2=0,03\text{м}$

Таблиця 3.2 – Загальна характеристика будівлі

Місто	Тип будинку	Поверховість		Орієнтація основного фасаду	Фасади[м]		Висота, м	
		кількість, шт	Висота поверху Нп, м		а	б	Цокольного поверху	Горищного поверху
Кривий Ріг	Промисловий	2	3	Захід	15	12	3	1

Зі сторони приміщень нанесено штукатурку: розчин складний (пісок, вапно, цемент), $\delta_2=0,03\text{м}$

Таблиця 3.3 – Геометричні розміри вікон/балконних блоків, [м]

Показник	Висота	Ширина	Кількість
значення	2	1.5	15

Розміри входних дверей у парадні: Ш:Н=1.5:2 м,

Опір теплопередачі металевих входних дверей $R_{\text{дв}}=0,3 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$.

3.3 Розрахунок геометричних характеристик будівлі

Визначення площ зовнішніх огорожень виконаємо в наступному порядку:

1) Визначення площі фасадів.

Використовуючи план та зовнішній вигляд будівлі, при цьому враховуючи кількість поверхів, що задана за індивідуальними варіантами, потрібно визначити площу фасадів за зовнішніми обмірами за сторонами світу (Пн, Пд, Зх, Сх або Пн-Зх, Пд-Зх, Пн-Сх, Пд-Сх).[10]

Площа довгого фасаду:

$$F_a = a \cdot (H_{\text{пов}} \cdot n_{\text{пов}} + H_{\text{цок}} + H_{\text{гор}}), \quad (3.1)$$

Де a – довжина основного фасаду, [м];

$H_{\text{пов}}$ – висота одного поверху будівлі, [м];

$n_{\text{пов}}$ – кількість поверхів ;

$H_{\text{цок}}$ – висота цоколя будівлі, [м];

$H_{\text{гор}}$ – висота горіщного поверху будівлі, [м];

$$F_a = 15 \cdot (3 \cdot 2 + 3) = 135 \text{ м}^2.$$

Площа торцевого фасаду:

$$F_b = b \cdot (H_{\text{пов}} \cdot n_{\text{пов}} + H_{\text{цок}} + H_{\text{гор}}), \quad (2.2)$$

Де b – довжина торцевого фасаду, [м];

$$F_b = 12 \cdot (3 \cdot 2 + 3 + 3) = 144 \text{ м}^2.$$

2) Визначення площі, $F_{ск}$, світлопрозорих конструкцій (СК)
(вікна/балконніблоки) за типами з орієнтацією по сторонам світу.

$$F_{ски} = n \cdot a \cdot b$$

де

a – довжина конструкції, [м];

b – висота конструкції, [м];

n – кількість конструкцій за стороною світу ;

$$F_{ск.3х.} = 5 \cdot 2 \cdot 1,5 = 15 \text{ м}^2,$$

$$F_{ск.пн.} = 5 \cdot 2 \cdot 1,5 = 15 \text{ м}^2,$$

$$F_{ск.пд.} = 5 \cdot 2 \cdot 1,5 = 15 \text{ м}^2,$$

$$\sum F_{ск.3х.} = 15 + 15 + 15 = 45 \text{ м}^2.$$

3) Визначення площі, $F_{дв}$, входних дверей (Дв).

$$F_{дв.3х} = 3 \cdot 1,5 \cdot 2 = 9 \text{ м}^2.$$

4) Визначення площі зовнішніх стін за орієнтацією по сторонам світух[2]:

–основний фасад (ЗС₁);[10]

$$F_{пн} = 135 - 45 = 90 \text{ м}^2,$$

$$F_{3х} = F_a - F_{ск.3х} - F_{дв.3х} = 135 - 45 - 90 = 81 \text{ м}^2,$$

$$F_{пд} = 135 - 45 = 90 \text{ м}^2,$$

$$F_{ск} = 6 \cdot 12 = 72$$

$$F_{зс1} = F_{пн} + F_{Сх} + F_{пд} + F_{ск} = 90 + 90 + 81 + 72 = 333 \text{ м}^2$$

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5) Визначення площі перекриття над неопалювальним підвалом, F_{Π} , тобто підлоги першого поверху (П). [10]

$$F_{\Pi} = a \cdot b$$

$$F_{\Pi} = 15 \cdot 12 = 135 \text{ м}^2.$$

6) Визначення площі горищного перекриття, F_{Γ} , тобто перекриття між останнім житловим поверхом та приміщенням горища (Г). [10]

$$F_{\Pi} = a \cdot b$$

$$F_{\Pi} = 15 \cdot 12 = 135 \text{ м}^2.$$

3.4 Розрахунок теплотехнічних характеристик будівлі

Визначимо теплотехнічні характеристики зовнішніх огорожувальних конструкцій:

- 1) Опір теплопередачі існуючих дерев'яних вікон/балконних блоків.
- 2) Опір теплопередачі вікон/балконних блоків, що були замінені на металопластикові.
- 3) Опір теплопередачі стін (основний фасад та цегляна кладка), горищного перекриття та перекриття над неопалювальним підвалом визначаємо за формулою згідно з [10] для термічно однорідної непрозорі огорожувальної конструкції:

$$R_{\Sigma} = \frac{1}{\alpha_B} + \sum_{i=1}^n R_i + \frac{1}{\alpha_S} = \frac{1}{\alpha_B} + \sum_{i=1}^k \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_S}$$

$\alpha_{в}, \alpha_{з}$ — коефіцієнти тепловіддачі внутрішньої і зовнішньої поверхонь огорожувальної конструкції, [Вт/(м²·К)];

R_i — тепловий опір i -го шару конструкції, [(м²·К)/Вт];

δ_i — товщина i -го шару конструкції, [м], що задано для кожного типу огороження згідно з індивідуальним варіантом;

λ_i — теплопровідність матеріалу i -го шару конструкції в розрахункових умовах експлуатації (параметри Б), [Вт/(м·К)];

k — кількість шарів огорожувальної конструкції

4) Опір теплопередачі входних дверей (металеві): $R_{дв}=0,3 \text{ м}^2\cdot\text{К}/\text{Вт}$ [6].

Результати розрахунків опорів теплопередачі огорожень внесимо до таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 — Результати розрахунків опорів теплопередачі існуючих зовнішніх огорожувальних конструкцій будівлі

Найменування огороження	Позн.	Шар	$\delta, \text{ м}$	$\lambda, \frac{\text{Вт}}{(\text{м}\cdot\text{К})}$	$\frac{\alpha_{вн}, \text{ Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$	$\frac{\alpha_{з}, \text{ Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$	$R, \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$
1		3					
Зовнішня стіна (основний фасад)	ЗС	розчин складний	0,03	0,87	8,7	23	1,25
		Керамзитобетон на керамзитовому піску густиною 1200 кг/м ³	0,55	0,52			
Світлопрозорі конструкції	СК _д	Подвійне застління металевих сполучених плетіннях	-	-	-	-	0,34

Продовження таблиці 3.4

Найменування огородження	Позн	Шар	$\delta, \text{м}$	$\lambda, \frac{\text{Вт}}{(\text{м} \cdot \text{К})}$	$\frac{\alpha_{\text{вн}}, \text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$	$\frac{\alpha_{\text{з}}, \text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$	$R, \text{м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$
1		3	4	5	6	7	8
Вхідні двері	Дв	Металеві	-	-	-	-	0,30
Перекрыття неопалю- вального підвалу	П	керамічна плитка	0,01 5	1,1	8,7	6	2,65
		розчин складний	0,02	0,87			
		Плити пінополістирольні екструзійні густиною 35 кг/м3	0,08	0,03 7			
		Бетон на гравії або щебені з природного каменю	0,32	1,86			
Горищне перекрыття	Г	Блоки кремнезитоцементні густиною 700 кг/м3	0,2	0,23	8,7	6	2,26
		Гравій керамзитовий густиною 400 кг/м3	0,11	0,14			
		Гравій керамзитовий густиною 400 кг/м3	0,04	0,14			

Згідно нормативного значення для зовнішніх стінових огорожувальних конструкцій значення термічного опору не відповідає мінімальному допустимому значенню приведенного опору теплопередачі[6]

Тепловтрати через зовнішні огороження визначаються за формулою

$$Q_0 = \sum (K_i \cdot F_i \cdot \Delta t_i) b_u (1 + \Sigma \beta) = \sum \left(\frac{1}{R_i} \cdot F_i \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}) \right) b_u (1 + \Sigma \beta),$$

Де K_i – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·К), що розраховується за формулою:

$$K_i = \frac{1}{R_i},$$

R_i – опір теплопередачі i -ого огороження, [м²· К/Вт],

F_i – площа i -ої огорожувальної конструкції, [м²];

$t_{вн}$ – розрахункова температура внутрішнього повітря, [°С], ;

$t_{р.о}$ – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення, [°С];

b_u – поправочний коефіцієнт урахування зменшення розрахункової різниці температур між кондиціонованим та некондиціонованим об'ємом/зоною; для усіх інших огорожень $b_u = 1$ [10];

- сумарні додаткові втрати теплоти в частках від основних тепловтрат, які враховуються для зовнішніх вертикальних огорожувальних конструкцій будівлі (стіни, двері і вікна) [10], орієнтовані на:

- північ, схід, північний-схід і північний-захід – $b_u = 0,1$;
- південний-схід і захід – $b_u = 0,5$;
- для усіх інших огорожень $b_u = 0$.

Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.6.

Таблиця 3.5 – Тепловтрати через зовнішні огородження будинку, Вт

Огородження	Орієнтація	$R, \text{м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$	$F, \text{м}^2$	$\Delta t, ^\circ\text{C}$	b_u	$1+\Sigma\beta$	$Q_o, \text{Вт}$
ЗС ₁ ,	Пн	1,25	90	37	1	1,1	2930,4
	Пд	1,25	90	37	1	1	2664,0
	З	1,25	81	37	1	1,5	3596,4
	Сх	1,25	72	37	1	1,1	2344,3
СК _{мп}	З	0,34	45	37	0,6	1,5	4407,4
	Пн	0,34	45	37	0,6	1,1	3232,1
	Пд	0,34	45	37	0,6	1	2938,2
Дв	З	0,3	6	37	1	1,5	1110,0
П	-	2,65	172	37	0,3	-	720,5
Г	-	2,26	172	172	0,9	-	3927,1
Разом							27870,3

Витрати теплоти на потреби природної інфільтрації для існуючих промислових будівель, що експлуатуються, визначаємо за формулою[10]

$$Q_{\text{інф}} = 0,337 \cdot n_{\text{об}} \cdot V \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}),$$

де

$n_{\text{об}}$ – кратність повітрообміну у житлових приміщеннях, приймаємо

$$n_{\text{об}} = 0,7 \text{ год}[4];$$

V – кондиціонований (опалювальний) об'єм приміщень будівлі, $[\text{м}^3]$, який визначимо наступним чином[27]

$$V = (a - 2\delta_{\text{ст}})(b - 2\delta_{\text{ст}}) \cdot H_{\text{пов}} \cdot n_{\text{пов}}$$

де

a – довжина основного фасаду, $[\text{м}]$;

b – довжина торцевого фасаду, $[\text{м}]$;

$\delta_{\text{СТ}}$ – товщина зовнішньої стіни (з урахуванням внутрішньої штукатурки),
[м];

$H_{\text{ПОВ}}$ – висота поверху, [м];

$n_{\text{пов}}$ – кількість поверхів.[26]

$$V = (15 - 2 \cdot 0,55)(12 - 2 \cdot 0,55) \cdot 3 \cdot 2 = 909,06 \text{ м}^3,$$
$$Q_{\text{інф}} = 0,337 \cdot 0,7 \cdot 909,06 \cdot (20 - (-17)) = 7934,54 \text{ Вт}.$$

Сумарні теплові втрати будинку, [Вт]

$$Q_{\Sigma} = Q_o + Q_{\text{інф}}.$$

$$Q_{\Sigma} = 27870 + 7934,54 = 35804 \text{ Вт} = 225568 \text{ ккал/год}.$$

Річна витрата теплової енергії для існуючої будівлі, [Гкал/рік]

$$Q_{\text{рік}}^{\text{існ}} = Q_{\Sigma} \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{с.о.}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}} \cdot n_o \cdot 24 \cdot \frac{10^{-6}}{1,163},$$

де

$t_{\text{с.о.}}$ – середня температура за опалювальний період [10];

n_o – кількість днів опалювального періоду [6].

$$Q_{\text{рік}}^{\text{існ}} = 225568 \frac{20 - 0,2}{20 + 17} \cdot 171 \cdot 24 \cdot \frac{10^{-6}}{1,163} = 425,95 \frac{\text{Гкал}}{\text{рік}}$$

3.5 Заходи з енергозбереження

3.5.1 Розрахунок економії від утеплення стін

Так як опір теплопередачі зовнішніх огорожувальних конструкцій не відповідає нормі ,пропонується провести захід по утепленню стін, для доведення опору теплопередачі до існуючих норм.

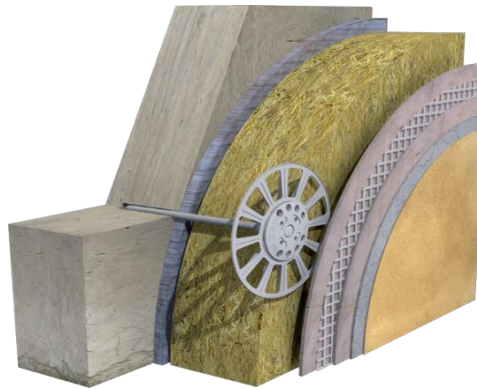


Рисунок 3.1 – Технологія утеплення фасаду будівлі

Спочатку потрібно визначити, який тип огороження зовнішньої стіни має менший коефіцієнт теплопередачі R , $[m^2K/Вт]$. Зважаючи на це, потрібно обрати необхідну товщину шару ізоляційного матеріалу.

Знаходимо мінімально допустиме значення товщини ізоляції, $[м]$: [28]

$$\delta_{із} = \left[R_{q \min} - \left(\frac{1}{\alpha_{в}} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_4}{\lambda_4} + \frac{1}{\alpha_3} \right) \right] \cdot \lambda_{із}$$

δ_1, λ_1 – відповідно товщина, $[м]$, та коефіцієнт теплопровідності, $[Вт/(м \cdot K)]$, внутрішньої штукатурки будівлі;

δ_2, λ_2 – відповідно товщина, $[м]$, та коефіцієнт теплопровідності, $[Вт/(м \cdot K)]$, основного фасаду будівлі; $[Вт/(м \cdot K)]$, ізоляційного шару будівлі, який потрібно обрати самостійно, обґрунтовуючи свій вибір з економічної

та технологічної точки зору[2];

δ_4, λ_4 – відповідно товщина, [м], та коефіцієнт теплопровідності, [Вт/(м·К)], зовнішньої штукатурки будівлі із складного розчину;

R_{qmin} – мінімально допустиме значення приведенного опору теплопередачі для зовнішньої стіни відповідно до вимог [14].

Для ізоляції обираємо матеріал з пінополістиролу з густиною 50 кг/м³. Він є відносно дешевим, надійним утеплювачем та має гарні характеристики для нашого випадку[3].

$$\delta_{i3} = \left[4 - \left(\frac{1}{8,7} + \frac{0,03}{0,87} + \frac{0,55}{0,52} + \frac{0,02}{0,87} + \frac{1}{23} \right) \right] 0,045 = 0,122 \text{ м} = 120 \text{ мм}.$$

Після підрахунку результат потрібно округлити до значень, що відповідають існуючим на ринку теплоізоляційних матеріалів: 50 мм, 100 мм, 120 мм, 150 мм, 170 мм, 200 мм, 250 мм[4].

$$R_{yt} = \left(\frac{1}{\alpha_b} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_3} \right) = \left(\frac{1}{\alpha_b} + \left(\frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_{i3}}{\lambda_{i3}} + \frac{\delta_4}{\lambda_4} \right) + \frac{1}{\alpha_3} \right)$$

За формулою визначимо опір теплопередачі [м² · К/Вт] утепленого огороження для:

- основного фасаду:

$$R_{yt3C} = \frac{1}{8,7} + \frac{0,03}{0,87} + \frac{0,55}{0,52} + \frac{0,150}{0,045} + \frac{0,02}{0,87} + \frac{1}{2,3} = 4,99 \text{ м}^2 \text{ К/Вт}$$

Порівняльний аналіз опору теплопередачі стін після ізоляції з нормативним значенням

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\frac{R_{\text{ут.ЗС}}}{4.9} \quad \frac{R_{\text{q min}}}{4}$$

Зменшення теплових втрат через зовнішні стіни за рахунок утеплення,
[Вт]:

- основного фасаду:

$$\Delta Q_{\text{ЗС}} = \gamma \left(\frac{1}{R_{\text{ЗС}}} - \frac{1}{R_{\text{ут.ЗС}}} \right) F_{\text{ЗС}} (t_{\text{вн}} - t_{\text{ро}}) b_u (1 + \gamma_B)$$

Де ЗС – опір теплопередачі для зовнішньої стіни відповідно основного
фасаду та цегляної кладки, розрахований раніше та занесений до таблиці 3.5

Річна економія теплової енергії за рахунок утеплення зовнішніх стін
будівлі, [Гкал/рік]:

$$\Delta Q_{\text{рік}}^{\text{ут.ЗС}} = \Delta Q_{\text{ЗС1}} \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{с.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}} n_0 24 \frac{10^{-6}}{1.163}$$

$$\Delta Q_{\text{рік}}^{\text{ут.ЗС}} = 3590.26 \frac{20 - 0.2}{20 + 17} 171 24 \frac{10^{-6}}{1.163} = 6.77 \frac{\text{Гкал}}{\text{рік}}$$

Річна економія грошових витрат, [грн/рік]: [25]

$$\Delta E = \Delta Q_{\text{рік}}^{\text{ут.ЗС}} \cdot T,$$

$$\Delta E = 6,77 \cdot 2756 = 18658,12 \text{ грн/рік.}$$

$$T_{\text{ок}} = \Delta I / E$$

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

де I – необхідні інвестиції для реалізації заходу, [грн], що включають витрати на матеріали та будівельно-монтажні роботи та інші витрати;

В місті Кривий ріг було прийнято користуватися послугами компанії “Будуй дім”, вартість 1 м^2 600 грн[19], тоді

$$I = 600 \cdot F_{\text{зс}} = 600 \cdot 333 = 199800 \text{ грн}$$

T – тариф на теплову енергію [грн/Гкал] при централізованому теплопостачанні, що обирається на сайтах енергетичних компаній міст (2756 грн/Гкал для міста Кривий ріг[6]).

Простий термін окупності заходу з утеплення зовнішніх стін,

$$T_{\text{ок}} = 199800 / 18658,12 = 10,7 \text{ р}$$

3.5.2 Розрахунок економії від утеплення перекриття над неопалюваним підвалом

Для покращення коефіцієнту опору перекриття над підвалу пропонується провести утеплення цього перекриття шляхом наклеювання ППС(плити пінополістирольні екструзійні 35 кг/м^3).

Опір теплопередачі після утеплення перекриття підвалу повинен перевищувати мінімальні вимоги[28]

$$R_{\text{ут.П}} \geq R_{\text{min}}$$

Знаходимо мінімально допустиме значення товщини ізоляції перекриття підвалу, [м]:

$$\delta_{i3} = \left[R_{q \min} - (R_{\Pi} + \frac{\delta_{шт}}{\lambda_{шт}}) \right] \cdot \lambda_{i3}$$

де

R_{Π} , – опір теплопередачі існуючого перекриття підвалу, [м²К/Вт], що визначено раніше та занесено до таблиці 3.5;

δ_{i3} , λ_{i3} – відповідно товщина, [м], та коефіцієнт теплопровідності, [Вт/(м·К)], ізоляційного шару ;

$\delta_{шт}$, $\lambda_{шт}$ – відповідно товщина, [м], та коефіцієнт теплопровідності, [Вт/(м·К)], шару штукатурки із складного розчину;

$R_{\min}$ —мінімально допустиме значення приведенного опору теплопередачі для перекриття над неопалювальним підвалом відповідно до вимог приймаємо 5м²·К/Вт [10],

$$\delta_{i3} = 5 - 2,65 + \frac{0,01}{0,87} \cdot 0,037 = 0,086 = 90 \text{ мм}$$

Опір теплопередачі перекриття над неопалювальним підвалом після утеплення [м²К/Вт] визначимо за формулою

$$R_{\text{ут.П.}} = R_{\Pi} + \frac{\delta_{i3}}{\lambda_{i3}} + \frac{\delta_{шт}}{\lambda_{шт}}$$

$$R_{\text{ут.П.}} = 2,65 + \frac{0,1}{0,037} \frac{0,01}{0,087} = 5,4 \text{ м}^2\text{К/Вт}$$

Зменшення теплових втрат за рахунок утеплення перекриття підвалу [Вт]

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta Q_{\Pi} = \left(\frac{1}{R_{\Pi}} - \frac{1}{R_{\text{ут.}\Pi}} \right) \cdot F_{\Pi} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}) \cdot b_u;$$

де F_{Π} – площа перекриття підвалу, [м²]

$$\Delta Q_{\Pi} = \frac{1}{2,65} - \frac{1}{5,4} \cdot 172 \cdot 37 \cdot 0,3 = 366,89 \text{ Вт}$$

Річна економія теплової енергії за рахунок утеплення перекриття підвалу, [Гкал/рік][10]

$$\Delta Q_{\text{рік}}^{\text{ут.}\Pi} = \Delta Q_{\Pi} \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{с.о.}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}} \cdot n_o \cdot 24 \frac{10^{-6}}{1,163},$$

$$\Delta Q_{\text{рік}}^{\text{ут.}\Pi} = 366,89 \frac{20 - 0,2}{20 + 17} \cdot 171 \cdot 24 \frac{10^{-6}}{1,163} = 0,66 \frac{\text{Гкал}}{\text{рік}}$$

Річна економія грошових витрат, [грн/рік]:

$$\Delta E = \Delta Q_{\text{рік}}^{\text{ут.}\Pi} \cdot T$$

де T – тариф на теплову енергію [грн/Гкал]. [25]

$$\Delta E = 0,66 \cdot 2756 = 1818,96 \text{ грн.}$$

Простий термін окупності заходу з утеплення перекриття підвалу, [років]:

$$T_{\text{ок}} = I/E$$

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Де І це вартість робіт, до роботи буде залучено майстрів з фірми “Будуй дім Кривий ріг”, вартість 1 м² дорівнює 295 грн[18], тоді

$$I = 295 \cdot 172 = 50740$$

$$T_{ок} = 50740 / 1818,96 = 27,8 \text{ р}$$

3.5.3 Розрахунок економії від утеплення горищного перекриття

Пропонується здійснити утеплення перекриття між приміщенням горища та останнім поверхом будівлі. Утеплюємо підлогу горища, шляхом нанесення шару ізоляції - плити мінераловатні між дерев’яними лагами по основній плиті перекриття (вироби теплоізоляційні з мінеральної вати на основі скляного штапельного волокна) з покриттям із плит деревностружкових товщиною 1,5 см [28].

Опір теплопередачі після утеплення горищного перекриття повинен перевищувати мінімальні вимоги

$$R_{ут.П} \geq R_{min}$$

Знаходимо мінімально допустиме значення товщини ізоляції горищного перекриття, [м]:

$$\delta_{із} = \left[R_{q \text{ min}} - \left(R_{Г} + \frac{\delta_{пок}}{\lambda_{пок}} \right) \right] \cdot \lambda_{із}$$

$R_{Г}$ – опір теплопередачі існуючого горищного перекриття, [м² · К/Вт], що визначено раніше та занесено до таблиці 3.5;

$\delta_{із}$, $\lambda_{із}$ – відповідно товщина, [м], та коефіцієнт теплопровідності [Вт/(м·К)], ізоляційного шару (вироби теплоізоляційні з мінеральної вати на основі скляного штапельного волокна 70 кг/м³);

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\delta_{\text{пок}}, \lambda_{\text{пок}}$ – відповідно товщина, [м], та коефіцієнт теплопровідності [Вт/(м·К)], шару покриття (плити деревноволокнисті та деревностружкові 600 кг/м³); [10]

– мінімально допустиме значення приведенного опору теплопередачі для перекриття техповерху відповідно до вимог, залежно від температурної зони розташування міста[12]

$$\delta_{\text{із}} = \left[6 - \left(2,26 + \frac{0,015}{0,12} \right) \right] \cdot 0,045 = 0,162 \text{ м} = 200 \text{ мм.}$$

Опір теплопередачі горищного перекриття після утеплення [м² · К/Вт]:

$$R_{\text{ут.Г}} = R_{\text{Г}} + \frac{\delta_{\text{із}}}{\lambda_{\text{із}}} + \frac{\delta_{\text{пок}}}{\lambda_{\text{пок}}}$$

$$R_{\text{ут.Г}} = 2,26 + \frac{0,2}{0,045} + \frac{0,015}{0,12} = 6,82 \text{ м}^2 \cdot \frac{\text{К}}{\text{Вт}}$$

Зменшення тепловтрат за рахунок утеплення горищного перекриття,[Вт];[18]

$$\Delta Q_{\text{Г}} = \left(\frac{1}{R_{\text{Г}}} - \frac{1}{R_{\text{ут.Г}}} \right) \cdot F_{\text{Г}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}) \cdot b_u;$$

$F_{\text{Г}}$ – площа горищного перекриття, [м²], наведено у табл. 3.5.

$$\Delta Q_{\text{Г}} = \frac{1}{2,26} - \frac{1}{6,82} \cdot 172 \cdot (20 - (-17)) \cdot 0,9 = 1796,28 \text{ Вт}$$

Річна економія теплової енергії за рахунок утеплення перекриття техповерху, [Гкал/рік]:

$$\Delta Q_{\text{рік}}^{\text{ут.Г}} = (\Delta Q_{\text{Г}}) \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{с.о.}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}} \cdot n_o \cdot 24 \frac{10^{-6}}{1,163'}$$

$$\Delta Q_{\text{рік}}^{\text{ут.г.}} = 1796,28 \frac{20 - 0,2}{20 + 17} \cdot 171 \cdot 24 \cdot \frac{10^{-6}}{1,163} = 3,39 \frac{\text{Гкал}}{\text{рік}}$$

Річна економія грошових витрат, [грн/рік]:

$$\Delta E = \Delta Q_{\text{рік}}^{\text{ут.г.}} \cdot T,$$

де

T – тариф на теплову енергію [грн/Гкал].[25]

$$\Delta E = 3,39 \cdot 2756 = 9342 \text{ грн}$$

Простий термін окупності заходу з утеплення горищного перекриття, [років]:

$$T_{\text{ок}} = \frac{372 \cdot 172}{9342} = 6,84 \text{ р}$$

3.6 Розрахунок тепловитрат через огороження після проведення заходів

Тепловтрати через зовнішні огороження визначаються за формулою

$$Q_o = \sum (K_i \cdot F_i \cdot \Delta t_i) b_u (1 + \sum \beta) = \sum \left(\frac{1}{R_i} \cdot F_i \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}) \right) b_u (1 + \sum \beta),$$

Де K_i – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·К), що розраховується за формулою[10]:

$$K_i = \frac{1}{R_i},$$

R_i – опір теплопередачі i -ого огороження, [м²· К/Вт],

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

F_i – площа i -ої огорожувальної конструкції, $[m^2]$;

$t_{вн}$ – розрахункова температура внутрішнього повітря, $[^{\circ}C]$, ;

$t_{p.o}$ – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення, $[^{\circ}C]$;

b_u – поправочний коефіцієнт урахування зменшення розрахункової різниці температур між кондиціонованим та некондиціонованим об'ємом/зоною; для усіх інших огорожень $b_u = 1$ [6];

- сумарні додаткові втрати теплоти в частках від основних тепловтрат, які враховуються для зовнішніх вертикальних огорожувальних конструкцій будівлі (стіни, двері і вікна) [3], орієнтовані на:

- північ, схід, північний-схід і північний-захід – $b_u = 0,1$; [10]
- південний-схід і захід – $b_u = 0,5$; [10]
- для усіх інших огорожень $b_u = 0$. [10]

Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Тепловтрати через зовнішні огороження будинку, Вт

Огородження	Орієнтація	$R, m^2 \cdot K / W$	F, m^2	$\Delta t, ^{\circ}C$	b_u	$1 + \Sigma \beta$	Q_o, W
ЗС ₁ ,	Пн	4,6	90	37	1	1,1	796,3
	Пд	4,6	90	37	1	1	723,9
	З	4,6	81	37	1	1,5	977,3
	Сх	4,6	72	37	1	1,1	637,0
СК _{мп}	З	0,34	45	37	0,6	1,5	4407,4
	Пн	0,34	45	37	0,6	1,1	3232,1
	Пд	0,34	45	37	0,6	1	2938,2
Дв	З	0,3	6	37	1	1,5	1110,0
П	-	2,65	172	37	0,3	-	720,5
Г	-	6,82	172	172	0,9	-	3904,0
Разом							19446,7

Сумарні теплові втрати будинку після впровадженню заходів, [Вт][27]

$$Q_{\Sigma} = Q_o + Q_{\text{інф}}.$$

$$Q_{\Sigma} = 19446,7 + 7934,54 = 27381,24 \text{ Вт} = 172501 \text{ ккал/год.}$$

Річна витрата теплової енергії для існуючої будівлі, [Гкал/рік]

$$Q_{\text{рік}}^{\text{існ}} = Q_{\Sigma} \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{с.о.}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}} \cdot n_o \cdot 24 \cdot \frac{10^{-6}}{1,163},$$

де

$t_{\text{с.о.}}$ – середня температура за опалювальний період [10];

n_o – кількість днів опалювального періоду [6].

$$Q_{\text{рік}}^{\text{існ}} = 172501 \frac{20 - 0,2}{20 + 17} \cdot 171 \cdot 24 \cdot \frac{10^{-6}}{1,163} = 325,74 \frac{\text{Гкал}}{\text{рік}}$$

В таблицю 3.8 внесемо всі заходи по утепленню з фінансовими і енергетичними показниками

Таблиця 3.8 Заходи по утепленню огорожень і перекриттів

Захід	Енергетичний показник,Вт	Фінансовий показник,грн	Термін окупності,р
Утеплення горищного перекриття	1796,28	9342	6,84
Утеплення перекриття над неопалюваним підвалом	366,89	1818,96	27,8

Продовження таблиці 3.8

Захід	Енергетичний показник,Вт	Фінансовий показник,грн	Термін окупності,р
Утеплення стін	3590,26	18658,12	10,7
Сума	5753,43	29819,08	-

Як видно з даної таблиці найефективнішими заходами буде захід по утепленню стін та горищного перекриття, вони дозволять в коротший термін досягнути економії.

3.7 Заміна джерела теплоенергії

Для покращення показників теплоносія, а також для самостійного регулювання теплоподачі на підприємстві пропонується встановлення газового котла, для цього необхідно підібрати котел річна продуктивність якого дорівнюватиме річному показнику тепловитрат.[1]

$$Q_{\text{сум}} = Q_{\Sigma} + Q_{\text{інф}} = 19446,7 + 7934 = 27380 \text{ Вт}$$

Методом підбору вибираємо двух контурний котел марки Virgo RTN 28, номінальна тепла потужність якого становить 28 кВт

Визначаємо річну продуктивність газового котла[1]

$$Q_{\text{річ.г.}} = n_0 \cdot Q_{\text{роб.г.}}, \quad (3.17)$$

де $Q_{\text{роб.г.}}$ – Витрата газу, м³/год.

n_0 - час роботи котла, враховуємо термін опалювального періоду , а також час який буде застосовано для ГВП;

$$Q_{\text{річ.г.}}=4104 \cdot 3,2=13132,8 \text{ м}^3/\text{рік.}$$

Розраховуємо річну вартість газу

$$\Gamma_{\text{г.}}=B_{\text{г}} \cdot Q_{\text{річ.г.}} \cdot 0,6, \quad (3.18)$$

де $B_{\text{г}}$ – вартість газу, грн/м³[2];

$Q_{\text{річ.г.}}$ – річна продуктивність газового котла, м³/рік.

0.6 - коефіцієнт використання котла;

$$\Gamma_{\text{г.}}=15 \cdot 13132,8 = 196992 \text{ грн/рік.}$$

Визначаємо амортизаційні відрахування на експлуатацію газового котла

$$\Gamma_{\text{ам.г.}}=0,15 \cdot \Gamma_{\text{г.}}$$

де $\Gamma_{\text{г}}$ – річна вартість газу , грн/рік.

$$\Gamma_{\text{ам.г.}}=0,15 \cdot 196992 = 29548,8 \text{ грн/рік.}$$

Визначаємо загальні операційні витрати на експлуатацію газового котла

$$\Gamma_{\text{оп.г.}}= \Gamma_{\text{г}} + \Gamma_{\text{ам.г}}$$

де $\Gamma_{\text{г}}$ – річна вартість газу , грн/рік;

$\Gamma_{\text{ам.г.}}$ – амортизаційні відрахування на експлуатацію газового котла, грн/рік.

$$\Gamma_{\text{оп.г.}}= 196992 + 29548,8 = 226540 \text{ грн/рік}$$

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Розраховуємо вартість доставки, встановлення та введення в експлуатацію газового котла

$$\Gamma_{\text{вст.г.}} = 0,3 \cdot \Gamma_{\text{г.к}},$$

де $\Gamma_{\text{г.к}}$ – вартість газового котла, грн.

$$\Gamma_{\text{вст.г.}} = 0,3 \cdot 18 = 5,4 \text{ тис. грн.}$$

Встановлюємо капітальні інвестиції на газовий котел

$$\Gamma_{\text{к.г}} = \Gamma_{\text{вст.г}} + \Gamma_{\text{г.к}},$$

де $\Gamma_{\text{вст.г}}$ – вартість доставки, встановлення та введення в експлуатацію газового котла, грн;

$\Gamma_{\text{г.к}}$ – вартість газового котла, грн[6].

$$\Gamma_{\text{к.г}} = 5,4 + 18 = 23,4 \text{ тис.грн.}$$

До будівлі вже підведено газопостачання, тому затрати на проведення газопостачання не враховуються.

Фінансові показники встановлення та експлуатація газового котла зводимо до таблиці 3.9.[20]

Таблиця 3.9

Параметр, одиниці вимірювання	Значення
Газовий котел	
Марка	Virgo RTN28
Вартість обладнання, тис. грн	18
Вартість доставки, встановлення та введення в експлуатацію, тис. грн	5.4
Капітальні інвестиції, тис. грн	23.4
$Q_{розр.п}$, кВт	28
$Q_{роб}$, кВт	30.5
Продуктивність, м ³ /год	3.2
Річна продуктивність, м ³ /рік	13132,8
Вартість газу, грн/м ³	15
Вартість енергоносія, тис. грн/рік	74,88
Амортизаційні відрахування, грн/рік	29548,8
Загальні операційні витрати, тис. грн/рік	226540

Капітальна економія при встановленні газого котла розраховується за формулою

$$E = E_{впр} - E_{існ}$$

Де $E_{впр} = \Gamma_{.г.}$ (річний вартості газу)

$E_{існ}$ шукається за формулою

$$Q_{сум} \cdot B = 176062,82 \cdot 2756 = 485229143 \text{ грн/рік}$$

Де В - вартість опалення[25]

$$E = 485229,143 - 72014,04 = 413215,103 \text{ тис.грн/рік}$$

Простий термін окупності заходу зі встановлення газового котла,
[років]:

$$T_{\text{ок}} = I/E$$

Де І це капітальні витрати , і розраховуються за формулою

$$I = 100 \cdot 172 = 17200$$

$$T_{\text{ок}} = 991716 / 413215,103 = 2.4 \text{ р}$$

Таблиця 3.10 Фінансові показники встановлення газового котла

Опція	Інвестиції, тис.грн	Заощадження тис. грн	Термін окупності, років	NPV тис. грн
Встановлення газового котла	23,4	413,215	2,4	160,25

Висновок до розділу 3

У ході виконання даного розділу було виконано:

1. Розрахунок опору огорожувальних конструкцій, перериттів, вікон та дверей, та встановлено , що вони були значно менші норми, зважаючи на це було запропоновано зовнішнє утеплення фасаду, утеплення підвального та горищного перекриттів , що дозволить економити в сумі 29819,08 грн/рік.
2. Було прораховано загальні тепловтрати через огорожувальні конструкції після впровадження заходів, вони виявились задовільними.
3. Було запропоновано встановлення газового котла , щоб замінити централізоване опалення та ГВП, вибрано котел марки Nova Florida Altair RTN E 18, після розрахунків було визначено , що річна економія складатиме 413215,103 тис.грн/рік, в порівнянні з централізованим опаленням.

Проведення енергоаудиту теплової частини підприємства, в сумі дасть економію 413235,508 тис.грн/рік.

В енергетичному плані завдяки запропонованим заходам, ми досягли незалежності в плані постання опалення та ГВП, а також спромоглися покращення енергетичних показників на 5753,43 Вт.

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 СИСТЕМА ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ОБ'ЄКТУ

4.1 Оцінка відповідності стану існуючої на об'єкті системи енергетичного менеджменту вимогам ДСТУ ISO 50001:2020

У промисловому цеху встановлена система автоматизованого контролю та обліку енергетичних ресурсів (АСКОЕ), яка відіграє важливу роль у забезпеченні ефективного функціонування та оптимізації енергоспоживання в промисловому масштабі. Система АСКОЕ базується на використанні передових технологій і пристроїв для збору, вимірювання, аналізу та контролю різних енергетичних параметрів та показників виробничого процесу.[39]

Можливості системи АСКОЕ безмежні і дозволяють здійснювати комплексний моніторинг та управління енергетичними ресурсами в реальному часі. Система здатна вимірювати споживання електроенергії, газу, води, тепла, а також інших енергетичних носіїв на різних ділянках цеху та обладнанні. Зібрані дані обробляються і аналізуються для виявлення енерговитратних ділянок, втрат та можливостей їх оптимізації.

Значення системи АСКОЕ в промисловому масштабі надзвичайно велике. Вона дозволяє:[39]

Ефективно контролювати та відстежувати енергетичні показники та параметри в режимі реального часу.

Виявляти енергетичні витрати та втрати на різних етапах виробничого процесу та знаходити шляхи їх зменшення.

Оцінювати та прогнозувати енергетичні резерви та можливості для оптимізації споживання енергії.

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ				
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дат	СИСТЕМА ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ОБ'ЄКТУ	Лім	Аркуш	Аркушів	
Розроб.		Криштопайтис							
Перевір.		Закладний О.О					113	8	
Реценз.						ІЕЕ, гр. ОН-п01			
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.							
Затвер.									

Автоматично виконувати налаштування обладнання та систем контролю для досягнення оптимального рівня енергоефективності.

Забезпечувати детальний звітність та аналітику щодо енергетичних показників, яка допомагає приймати обґрунтовані рішення щодо оптимізації виробничих процесів та зменшення енерговитрат.

Завдяки системі АСКОВЕ промислові підприємства мають змогу ефективно управляти своїми енергетичними ресурсами, знижувати витрати та покращувати енергоефективність виробничих процесів. Встановлення такої системи є важливим кроком у напрямку сталого розвитку та зменшення негативного впливу на навколишнє середовище, одночасно сприяючи економічним вигодам для підприємства.[39]

4.2 Визначення базового рівня споживання електроенергії та показників енергоефективності на рівні всього об'єкту

Базовий рівень споживання електроенергії та вартість обладнання що було відремонтовано представлено в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 Базовий рівень споживання електричної енергії по рокам

Місяць	Спожито електричної енергії			Відремонтовано обладнання на суму		
Рік	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Січень	14500	14935	14065	5800	5452	6148
Лютий	12687,5	13068,125	12306,875	6100	5734	6466
Березень	12143,75	12508,0625	11779,4375	5950	5593	6307
Квітень	10875	11201,25	10548,75	6020	5659	6381
Травень	10875	11201,25	10548,75	5760	5414	6106
Червень	9062,5	9334,375	8790,625	5500	5170	5830
Липень	9243,75	9521,0625	8966,4375	5540	5208	5872
Серпень	10512,5	10827,875	10197,125	5900	5546	6254
Вересень	9425	9707,75	9142,25	6300	5922	6678
Жовтень	11237,5	11574,625	10900,375	6000	5640	6360
Листопад	13231,25	13628,1875	12834,3125	6200	5828	6572
Грудень	13775	14188,25	13361,75	5930	5574	6286

4.3. Представлення «Енергетичної політики» підприємства

Енергетична політика Центрального гірничо-збагачувального комбінату Метінвест є важливою складовою його стратегії сталого розвитку. Головна мета такої політики - забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів та зменшення негативного впливу на навколишнє середовище.

Основні принципи енергетичної політики можуть включати:

Енергоефективність: Впровадження передових технологій та практик, спрямованих на зменшення енерговитрат та підвищення енергоефективності виробничих процесів. Це може включати модернізацію обладнання, використання енергозберігаючих технологій та оптимізацію енергетичних систем.

Використання відновлювальних джерел енергії: Поступове заміщення традиційних джерел енергії відновлюваною енергією, такою як сонячна, вітрова, гідроенергія тощо. Це сприяє зменшенню споживання вуглецю та інших шкідливих викидів.

Моніторинг та аналіз: Систематичний контроль та аналіз енергетичних показників, що дозволяє виявляти можливості для покращення та оптимізації споживання енергії. Це може включати впровадження систем моніторингу, збору та аналізу даних.

Навчання та свідомість: Залучення персоналу до участі у програмах навчання та підвищення свідомості щодо енергоефективності та важливості збереження енергії. Це може включати тренінги, семінари та інформаційні кампанії.

Співпраця зі зацікавленими сторонами: Взаємодія з урядовими органами, спільнотами, іншими підприємствами та організаціями для спільного розв'язання енергетичних проблем та обміну кращими практиками.

Важливо зазначити, що конкретна енергетична політика Центрального гірничо-збагачувального комбінату Метінвест може бути визначена самим підприємством відповідно до його потреб, ресурсів та вимог законодавства.

4.4 Планування впровадження заходів з енергоефективності, запропонованих в розділах 2 та 3

Планування впровадження заходів з енергоефективності для Центрального гірничо-збагачувального комбінату Метінвест може включати наступні заходи:

Встановлення конденсаторної установки: Впровадження конденсаторної установки допоможе знизити споживання реактивної потужності та покращити коефіцієнт потужності. Конденсатори компенсують реактивну потужність, що дозволяє зменшити втрати електроенергії та покращити ефективність електричних систем.

Заміна трансформатора: Застарілі трансформатори можуть мати великі втрати енергії через неефективність трансформації. Заміна таких трансформаторів на нові, більш ефективні моделі допоможе знизити втрати енергії та поліпшити загальну енергоефективність системи.

Встановлення газового котла: Впровадження газового котла для опалення та нагріву води може бути енергоефективним рішенням. Газові котли зазвичай мають вищий коефіцієнт корисної дії порівняно з іншими видами опалювальних систем, такими як вугільні або нафтові котли. Це дозволяє знизити споживання енергії та викиди шкідливих речовин.

Впровадження цих трьох заходів допоможе Центральному гірничо-збагачувальному комбінату Метінвест знизити споживання енергії, зменшити втрати енергії та покращити загальну енергоефективність виробничих процесів. Крім того, ці заходи сприятимуть зменшенню

негативного впливу на навколишнє середовище та зниженню витрат на енергопостачання.

Висновок до розділу 4

В ході проведеного аналізу споживання електричної енергії підприємством було виявлено, що енергоефективність компанії не досягала оптимального рівня. Для покращення ситуації було проаналізовано енергетичну політику компанії, яка включала ряд заходів спрямованих на зниження енергетичних втрат та покращення загальної енергоефективності. У результаті цього аналізу було виділено три основних заходи, які мають значний потенціал для поліпшення енергоефективності будівлі:

Встановлення конденсаторної установки: Впровадження конденсаторної установки допоможе знизити споживання реактивної потужності та покращити коефіцієнт потужності. Це впливає на зменшення втрат електроенергії та ефективне використання електричних систем.

Заміна трансформатора: Застарілі трансформатори можуть мати великі втрати енергії через неефективність трансформації. Заміна таких трансформаторів на нові, більш ефективні моделі допоможе знизити втрати енергії та поліпшити загальну енергоефективність системи.

Встановлення газового котла: Впровадження газового котла для опалення та нагріву води є ефективним рішенням з точки зору енергоефективності. Газові котли відзначаються високою ефективністю та коефіцієнтом корисної дії, що дозволяє забезпечити оптимальне використання теплової енергії.

Впровадження цих трьох заходів має потенціал для значного покращення енергоефективності будівлі та зменшення споживання електричної енергії. Це сприятиме зниженню енергетичних витрат

компанії, покращенню екологічних показників та сталому розвитку. Рекомендується реалізувати ці заходи в найближчому майбутньому для досягнення оптимальної енергоефективності та економічних переваг для підприємства.

					НТУУ.002.8108.065 ПЗ	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 ОЦІНКА МОЖЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ВТОРИННИХ ТА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ

4.1 Обґрунтування вигоди застосування сонячних панелей на об'єкті

Місто Кривий ріг отримує середню кількість сонячного світла протягом року, в середньому від 1100 до 1300 годин сонячного світла на рік сонячні панелі, встановлені на підприємстві у Кривому розі, можуть бути ефективно використані для генерації електричної енергії. [21]

Сонячні панелі допоможуть значно зменшити залежність цеху від постачання енергії ззовні, та допомогти компенсувати пікові затрати без шкоди для мережі, також зменшити вплив використання вуглецевих ресурсів у вироблені електричної енергії

В Україні введено так званий “Зелений тариф” при якому споживачі що самостійно генерують електричну енергію, мають змогу купляти з ринку потужності за зменшеними цінами.[42]

В даному розділі ми розрахуємо встановлення такої кількості сонячних панелей, щоб їх генерація повністю або майже повністю покривала потреби на освітлення після заміни ламп розжарювання на світлодіодні.

4.2 Опис метеорологічних умов міста Кривий ріг

Клімат міста Кривого рогу помірно-континентальний, із м'якою зимою і теплим літом. Середньомісячні температури січня -7°C , липня $+26^{\circ}\text{C}$ згідно [21].

На рисунку 5.1 наведемо карту сонячного випромінювання .

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ			
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата	ОЦІНКА МОЖЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ВТОРИННИХ ТА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ	Літ	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Криштопайтис						119	2
Перевір.	Закладний О.О.							
Реценз.								
Н. Контр.	Прокопенко І.Д.					ІЕЕ, гр. ОН-п01		
Затвер.								



Рисунок 5.1 – Карта сонячного випромінювання

На рисунку 5.2 наведемо таблиці з середньомісячною температурою, кількістю дощових днів та опадів згідно [21].

	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Температура	7°C	4°C	7°C	15°C	21°C	24°C	26°C	26°C	22°C	15°C	9°C	9°C
Атмосферні опади	31mm	26mm	24mm	35mm	35mm	61mm	50mm	43mm	30mm	34mm	35mm	37mm

Рисунок 5.2 – Погодні умови міста Кривий ріг

Втаблиці 5.1 покажемо показники сонячної інсоляції в місті Кривий ріг.

Таблиця 5.1 Показники сонячної інсоляції в місті Кривий ріг[22]

Кривий ріг	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,70	5,08	3,66	2,27	1,20	0,96	3,36
------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

5.3 Вибір сонячної панелі для сонячної електростанції

Обираємо для встановлення сонячну батарею ABI Solar AB530-72МНС, яка має наступні характеристики [23]:

1. Тип - стаціонарна;
2. Тип фотомодуля - монокристалічна кремнієва;
3. Номінальна потужність - 530 Вт;
4. Кількість комірок - 144;
5. Напруга в максимальній точці - 41 В;

6. Струм в максимальній точці – 12,94 А;
7. Струм короткого замикання – 13,66 А;
8. Клас захисту – IP68;
9. Ефективність фотомодуля – 20,7%;
10. Розміри фотомодуля - 2256×1133×40 мм;
11. Робоча температура – від -40° С до 85° С;
12. Вага модуля – 28,5 кг.

На рисунку 5.3 наведемо вигляд описаного вище фотомодуля.



Рисунок 5.3 – Фотомодуль ABI Solar AB530-72МНС

Для покриття потреби в електроенергії на освітлення, 1142 кВт·год необхідно 3 панелей, які вироблятимуть на рік 1590 кВт·год при куті нахилу 35° згідно (додаток Е), але враховуючи що цех знаходиться на гірничо-збагачувальному підприємстві ефективність панелей падає на 40% [24], тому для забезпечення норми необхідно брати більше панелей, а саме 7

$$P_{\text{кор}} = P_{\text{пан}} \cdot n \cdot 0,4 = 530 \cdot 7 \cdot 0,4 = 1272 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Площа, яка необхідна для встановлення – 17,52 м².

Далі наведемо середньомісячний прогноз генерації електроенергії на рисунку 5.5.[21]

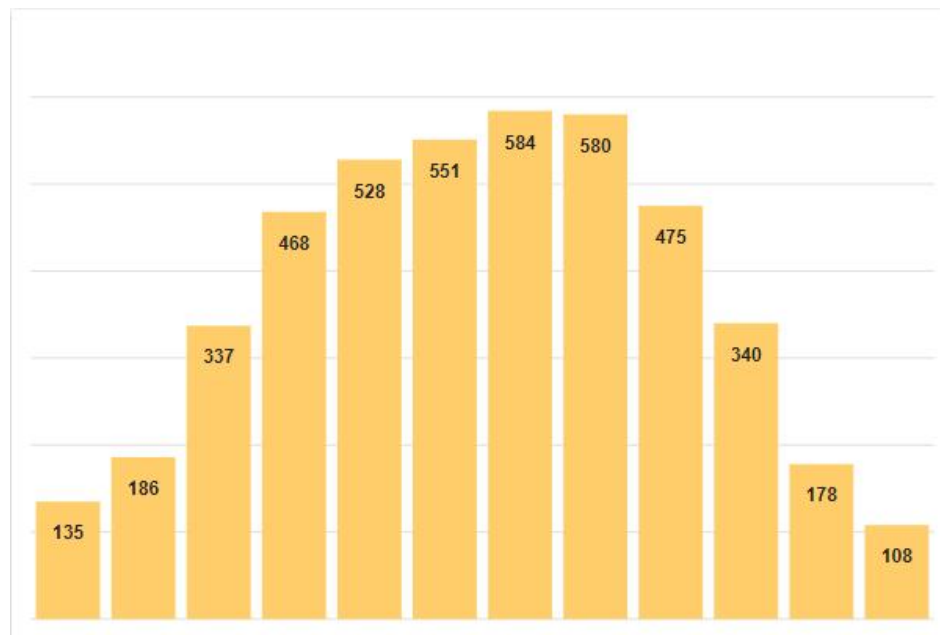


Рисунок 5.4 – Прогноз генерації сонячної станції по місяцях

Також наведемо середньодобовий прогноз генерації електричної енергії на рисунку 5. 5.[21]



Рисунок 5.5 – Середня генерація станції за добу, залежно від місяця

5.4 Розрахунок економічних показників реалізації заходу

Згідно отриманої пропозиції, капітальні витрати складаються з:

1. Вартість основного обладнання системи – 62279 грн. (при курсі 1\$ = 37,45 грн.);
2. Додаткові матеріали – 6227,9 грн.;
3. Монтажні роботи – 41726 грн[20].

Отже, загальні інвестиції в проєкт становлять 110232,9 грн. Термін експлуатації сонячних панелей – 25 років, експлуатаційні витрати складають 1% від капітальних витрат.

При тарифі на електричну енергію 6 грн/ кВт·год, за споживання системою освітлення місць загального користування сплачується 6852 грн. Далі потрібно врахувати експлуатаційні витрати, які складають 11023,2 грн./рік. Отже, щорічна економія складе -11023,2 грн./рік. Проєкт не має доцільності.

Висновки до розділу 5

В даному розділі наведено рорахунок доцільності встановлення сонячної електростанції на даху ремонтного цеху, описано метеорологічні умови м.Кривий ріг, зважаючи на запиленість середовища яке знижує ефективність панелей, проєкт не має доцільності у зв'язку з вигіднішим використанням централізованого електроживлення.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ КОНДЕНСАТОРНОЇ УСТАНОВКИ

6.1 Характеристика конденсаторної установки

Під час проведення енергоаудиту було визначено надмірний вплив реактивної потужності в мережі 380/220 В, тому було прийнято рішення про встановлення конденсаторної установки марки КРМ «ВЕГ» 0,4 400/5 кВАр.[36]

Конденсаторна установка є комплексною системою, яка використовується для компенсації реактивної потужності в електричних мережах. Основною функцією конденсаторної установки є зниження втрат електроенергії та покращення ефективності електричної системи. Нижче наведено характеристики, які характеризують конденсаторну установку:

Потужність: Конденсаторна установка має певну потужність, а саме 400 кВА, яка визначається розміром та кількістю підключених конденсаторів. Вона вимірюється в кіловольт-амперах (кВА) або варах (ВА).[36]

Напруга: Конденсатори в установці підключаються до певної напруги, в нашому випадку в мережу 380/220 В. Зазвичай конденсаторні установки доступні для напруги від низьковольтного (LV) до середньовольтного (MV) рівня.

Компенсаційний фактор потужності: Конденсаторна установка дозволяє компенсувати реактивну потужність, покращуючи коефіцієнт потужності (косинус фі). Компенсаційний фактор потужності вимірюється від 0 до 1, де 1 відповідає повній компенсації реактивної потужності.

Керування: Деякі конденсаторні установки мають можливість автоматичного керування, що дозволяє регулювати компенсаційну потужність в залежності від змін споживання електроенергії.

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ			
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дат	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ КОНДЕНСАТОРНОЇ УСТАНОВКИ	Лім	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Криштопайтис					124	10
Перевір.		Закладний О.О				ІЕЕ, гр. ОН-п01		
Реценз.								
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.						
Затвер.								

Захисні пристрої: Конденсаторні установки мають вбудовані захисні пристрої, такі як запобіжники або вимикачі, які забезпечують безпеку та надійну роботу установки.

Заземлення: Конденсаторна установка повинна бути правильно заземлена, щоб забезпечити захист від перенапруг та ураження електричним струмом.

Для конденсаторних установок, заземлення виконується з метою забезпечення належного розподілу електричного струму, попередження перенапруги та захисту обладнання від пошкоджень. Відповідне заземлення конденсаторної установки є важливим кроком для забезпечення безпечної та ефективної роботи системи.[32]

6.2 Характеристика умов праці

Умови праці в розподільних установках (РУ) з напругою 0,4 кВ (кіловольт) можуть бути пов'язані з ризиком від електричного струму. При цьому потенційні небезпеки, які виникають, пов'язані саме з незадовільними умовами праці. Основні заходи для покращення умов праці в таких установках включають:[40]

Освітлення: Умови праці в РУ-0.4 кВ передбачають достатній рівень освітленості, а саме 500 лк/м² .[4]

Чистота повітря: Під час виконання робіт можливе підняття природнього та будівельного пилу, що може затруднити виконання робіт, а також до травм що зумовлюються забрудненням дихальних шляхів, та попадання пилу в очі.
Напруга: Дана робота виконується з повним відключенням РУ-0.4 кВ, тому в самій РУ не буде елементів що знаходитимуться під напругою.

Напруженість праці: Дана робота передбачає виконання її за 5-ти денний робочий тиждень, необхідно прорахувати час роботи кожного робітника та недопущення перепрацювання.[29]

В таблиці 6.1 будуть наведені чинники, які впливають на умови праці робітників.[40]

Таблиця 6.1 – Чинники умов праці робітників та їх характеристики

Чинники умов праці робітників та їх характеристики			
Найменування чинника	Основні характеристики	Фактичні числові значення показника	Визначення допустимості або шкідливості показників
Параметри мікроклімату у приміщенні	Температура повітря	$T = 18 - 21^{\circ}\text{C}$	Допустимі
	Вологість	$W = 60-70 \%$	
Важкість праці	Переміщення вантажів	-	Допустимі
	Робоче положення	«стоячи», «навприсядки»	
Найменування чинника	Основні характеристики	Фактичні числові значення показника	Визначення допустимості або шкідливості показників

Продовження таблиці 6.1

Чинники умов праці робітників та їх характеристики			
Найменування чинника	Основні характеристики	Фактичні числові значення показника	Визначення допустимості або шкідливості показників
Важкість праці	Статичні та динамічні навантаження	Періодичні, до 55 Вт	Допустимі
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	60 % робочого часу	Допустимі
	Тривалість активних дій	80 % робочого часу	
	Змінність	1 зміна, 9 годин	
	Напруженість органів чуття: зір	60 % робочого часу	

6.3 Визначення шкідливих чинників та заходи по їх усуненню

При встановленні конденсаторної установки з точки зору охорони праці можуть виникати різні шкідливі чинники, які потрібно враховувати та уникати. Основні шкідливі чинники при встановленні конденсаторної установки включають:

Освітлення: Для забезпечення достатнього рівня освітленості буде встановлено 2 лампи типу ЛБ-80[42] , їхня сумарна потужність становитиме 450 лк, доля природнього освітлення зумовлюється 1 вікном розміром 100x150 см,

Чистота повітря: Для підтримання достатнього рівня чистоти та вологості повітря буде встановлено вентиляційну установку потужністю 100 Вт

Напруга: Всі елементи що будуть під'єднані до ЩТП повинні бути заізолювані , та під'єднані до заземленої шини.[31]

Напруженість праці: Виконання даної роботи буде проводитися бригадою з 3-х чоловік, з понеділка по п'ятницю з 9 до 18 години, з перервою на обід з 13 до 14, що допоможе уникнути перенапруженості праці.[40]

6.4 Вибір технічних засобів і заходів безпеки під час встановлення конденсаторної установки

Безпека праці енергетичних підприємствах реалізується впровадженням трьох складників:

- технічні заходи і засоби;
- організаційні заходи;
- ЗІЗ, електроізолювальні та електровимірювальні засоби. [40]

Розберемо кожен пункт окремо.

Технічні заходи і засоби. Під час виконання роботи необхідно провести наступні заходи:

- встановлення освітлення;
- встановлення ЩТП(щитка тимчасових підключень)
- підведення заземлення до ЩТП;
- встановлення вентиляційної установки;
- встановлення заземлення на шини 0.4 кВ;[40]

Організаційні заходи.Під час виконання роботи необхідно провести наступні заходи:

- виписка наряду, з чітко зазначеними членами бригади, часу роботи та дат в які буде проводитись робота;
- інструктаж , під час якого керівник робіт доносить до членів бригади зону робочого місця, порядок виконання робіт, проводить перевірку морально - фізичного стану працівників та стан їх посвідчень.[31]

ЗІЗ, електроізолювальні та електровимірювальні засоби. Перед початком робіт проводиться перевірка ЗІЗ , а саме :

- діелектричних рукавиць(на дефекти та дату останнього випробування) ;
- показчиків напруги (на дефекти та дату останнього випробування);
- захисних рукавиць;
- стану робочого одягу робітників;
- переносного заземлення (на дефекти, відповідність нормам та дату останнього випробування).[31]

6.5 Заходи пожежної безпеки під час встановлення конденсаторної установки

Під час виконання зварбвальних робіт , робоча зона повинна бути огорожена , а працівники що не мають допуску до даних видів робіт виведені з РУ.[30]

Також на час виконання даного типу робіт необхідно перенести засоби пожежогасіння, а саме вогнегасник типу ВП , в зону видимості персоналу що виконує роботу.

В приміщенні РУ забороняється курити, будь які типи нікотинових засобів, тому буде виконано місце для паління за межами РУ та не ближче 10 м до нього.[30]

6.6 Заходи з електробезпеки

Одним з основних засобів захисту людини від ураження електричним струмом в аварійних ситуаціях є встановлення захисного заземлення, занулення та ізоляції струмоведучих частин ЕУ[29].

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		129

У внутрішній частині РУ-0.4 кВ буде встановлено ЩТП до якого буде підключено систему освітлення, вентиляційну установку, та зварювальний апарат.

Далі наведемо розрахунок захисного заземлення, згідно методики [32].

Визначаємо число вертикальних заземлювачів та довжини сполучної смуги. За правилами опір контуру заземлення не повинний перевищувати 4 Ом для напруги живлення до 1000 В. Для несприятливих умов опір одиночного заземлювача розрахуємо за наступною формулою[32]:

$$R_{cm} = 0,366 \frac{\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H+l}{4H-l} \right) \quad (6.1)$$

В якості заземлювача обираємо стержень з такими характеристиками: довжина $l = 1,5 \text{ м}$, діаметр $d = 0,016 \text{ м}$, відстань від поверхні до половини стержня $H = 1 \text{ м}$, питомий опір по ґрунту $\rho = 10^2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Підставимо ці значення у формулу (6.1):

$$R_{cm} = 0,366 \frac{10^2}{1,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 1,5}{0,016} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 1 + 1,5}{4 \cdot 1 - 1,5} \right) = 59,64 \text{ Ом}.$$

Кількість одиночних заземлювачів n розрахуємо по формулі:

$$n = \frac{R_{cm}}{r_{н.з.} \cdot \eta_{cm}}, \quad (6.2)$$

де $r_{н.з.}$ – значення контурного заземлення, згідно [32], $r_{н.з.} = 4 \text{ Ом}$;

η_{cm} – коефіцієнт використання одиночного заземлювача для стержнів $\eta_{cm} = 0,66$.

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		130

Підставимо значення у формулу (6.2):

$$n = \frac{59,64}{4 \cdot 0,66} = 22,6 \approx 23.$$

Опір сполучної смуги, що сполучає одиночні заземлювачі, розраховуємо за наступною формулою[32]:

$$R_{пол} = 0,366 \frac{\rho}{l} \lg \frac{2 \cdot l^2}{0,04 \cdot H} \quad (6.3)$$

де l – довжина смуги, $l = a \cdot n = 82,8$ м;

a – відстань між стержнями, $a = 3,6$ м;

H – глибина закладання смуги $H = 0,1$ м.

Підставимо значення у формулу (6.3):

$$R_{пол} = 0,366 \frac{10^2}{82,8} \lg \frac{2 \cdot 82,2^2}{0,04 \cdot 0,1} = 2,87 \text{ Ом.}$$

Далі наведемо схематичне зображення стержня.

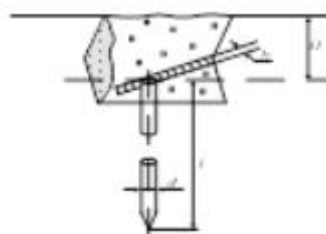


Рисунок 6.1 – Стержень захисного заземлення

Опір штучного контурного заземлення визначаємо за формулою[32]:

$$R_{к.з.} = \frac{R_{ст} \cdot R_{пол}}{R_{ст} \cdot \eta_{пол} + n \cdot R_{пол} \cdot \eta_{ст}}, \quad (6.4)$$

де $\eta_{пол} = 0,4$ – коефіцієнт використання з'єднуючої полоси в контурі із вертикальних електродів.

Підставимо значення у формулу[32] (6.4):

$$R_{к.з.} = \frac{59,64 \cdot 2,87}{59,64 \cdot 0,4 + 23 \cdot 2,87 \cdot 0,66} = 2,54 \text{ Ом.}$$

Розраховане значення опору захисного заземлення задовольняє вимогам електробезпеки. [32]

Висновок до розділу 6

В даному розділі було проведено аналіз небезпечних чинників та умов праці та заходи по їх усуненню, а саме:

Освітлення: Для забезпечення достатнього рівня освітленості буде встановлено 2 лампи типу ЛБ-80 , їхня сумарна потужність становитиме 450 лк, доля природнього освітлення зумовлюється 1 вікном розміром 100x150 см,

Чистота повітря: Для підтримання достатнього рівня чистоти та вологості повітря буде встановлено вентиляційну установку потужністю 100 Вт[29]

Напруга: Всі елементи що будуть під'єднані до ЩТП повинні бути заізолювані , та під'єднані до заземленої шини.

Напруженість праці: Виконання даної роботи буде проводитися бригадою з 3-х чоловік, з понеділка по п'ятницю з 9 до 18 години, з перервою на обід з 13 до 14, що допоможе уникнути перенапруженості праці.[40]

Також було проведено аналіз пожежної безпеки та вказані вимоги під час виконання певних видів робіт.

В останньому розділі проведено розрахунок заземлюючого контуру що буде під'єднано до ЩТП, до якого в подальшому буде під'єднано все необхідне обладнання та елементи.[31]

ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту було проведено енергетичний аудит промислового цеху гірничо-збагачувального підприємства ЦГЗК Метінвест. З точки зору енергоефективності стан інженерних систем та огорожувальних конструкцій не задовільний. Частина споживачів електричної енергії має низькі показники енергоефективності.

1. Було прораховано втрати ЕЕ на трансформаторі, втрати від несиметрії напруги, , розрахунок втрат від реактивної потужності, втрати від неефективного рівня освітленості ,втрати від гармонійної складової, по всім окрім останнього були запропоновані заходи для зменшення цих втрат.

2. Було пораховано опори тепловіддачі через огорожувальні конструкції та перекриття, так як їх показник був незадовільним було проведено розрахунок системи утеплень, показники тепловіддачі після впровадження заходів та їх економічну ефективність .

Також було проведено розрахунок впровадження нової системи подачі теплової енергії , а саме шляхом встановлення газового котла , розраховано його енергетичну та економічну ефективність.

3.Було описано комплекс заходів з Охорони праці , що дозволять безпечно виконання робіт при встановленні конденсаторної установки, оцінено можливі ризики, а також проведено опис кожного зпходу для усунення цих ризиків.

4.Було проведено аналіз можливості встановлення відновлювальних джерел електроенергії , висновком є те що в даний період і в даній місцевості встановлення ВДЕ є недоцільним.

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ	Арк.
						134
Змн.	Арк.	№ докум.	Підис	Дата		

Список використаних джерел

1. Енергетичний менеджмент Під. ред. А.В. Праховника. К.:ІЕЕ НТУУ. «КПІ». 2001
2. Дзядикевич Ю.В., Буряк М.В., Розум Р.І. Енергетичний менеджмент 2010
3. Роголь Г.Л. Енергозбереження 2006
4. ISO 5001:2020 [електронний ресурс] - Режим доступу https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/dstu_iso_50001_2020.pdf
5. ДСТУ 9191:2022 Теплоізоляція будівель. Метод вибору теплоізоляційного матеріалу для утеплення будівель.
6. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 Будівельна кліматологія. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2010. 130 с
7. Стандарти якості ДСТУ EN 50160:2014
8. ДСТУ EN 20160-2014 ХАРАКТЕРИСТИКИ НАПРУГИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЗАГАЛЬНОЇ ПРИЗНАЧЕНОСТІ
9. Підготовка бакалаврських кваліфікаційних робіт. Організація, вимоги до структури, змісту та оформлення [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: Дерев'янка Д. Г., Бориченко О. В., М. М. Шовкалюк – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 63 с. – Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/52305>
10. Енергозбереження будівель та споруд: Розрахункова робота [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 144 «Теплоенергетика» та 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: М.М. Шовкалюк, О.І. Яценко – Електронні текстові дані (1 файл: 2,1 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 57 с.

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		135

11. Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему “Енергетичний аудит”

12. Кліматичні показники м.Кривий ріг [електронний ресурс] - <http://hikersbay.com/climate-conditions/ukraine/kryvyryh/klimatichni-umovi-v-krivii-rig.html?lang=ua> (дата звернення 05.06.2023)

13. Фінансові показники [електронний ресурс] - <https://index.minfin.com.ua> (дата звернення 05.06.2023)

14. ДБН В.2.6-31:2021 Теплова ізоляція та енергоефективність будівель. Вид. офіц. Київ: Державні норми України, 2021. - 23 с

15. Дані по трансформатору ТМ-400[електронний ресурс] - <https://flagma.ua/transformator-tmg-800-kva-10-0-4-kv-o3007045.html>

16. Офіційний сайт постачальника електричної енергії для підприємств [електронний ресурс] - <https://yasno.com.ua>

17. Надання ремонтних та монтажних послуг в м.Кривий ріг [електронний ресурс] - <https://www.rabotniki.ua/uk/>

18. Надання ремонтних та монтажних послуг в м.Кривий ріг з послуги утеплення перекриттів [електронний ресурс] - <https://www.rabotniki.ua/uk/price/uteplenie-perekrytiy>

19. Надання ремонтних та монтажних послуг в м.Кривий ріг з послуги утеплення стін [електронний ресурс] - <https://www.rabotniki.ua/uk/price/uteplenie-sten-minvatoy>

20. Газовий котел Virgo RTN28 [електронний ресурс] - <https://vencon.ua/ua/products/nova-florida-virgo-rtn-28>

21. Solar Technology [електронний ресурс] – Режим доступу: <https://solartechnology.com.ua/services/installation> (дата звернення: 08.06.2023)

22. Показники сонячної інсоляції в Дніпропетровській області [електронний ресурс] - <https://www.artenergy.com.ua/novosti/karta-solnechnoi-insoliatsii-ukrainy>

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ	Арк.
						136
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

23. Сонячні панелі ABi-Solar AB530-72MHC [електронний ресурс] - <https://vencon.ua/ua/products/abi-solar-ab530-72mhc-530-wp>
24. Показники запиленості сонячних панелей та їх вплив на ефективність [електронний ресурс] - <https://avenston.com/articles/soiling-assessment/>
25. Вартість опалення для підприємств в м.Кривий ріг [електронний ресурсі] - https://kr.gov.ua/ua/news/pg/191022699773135_n/
26. ДБН В.2.5-39:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі»
27. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування. Вид. офіц. Київ: Державні будівельні норми України, 2013. - 141 с
28. ДСТУ 9191:2022 Теплоізоляція будівель. Метод вибору теплоізоляційного матеріалу для утеплення будівель.
29. Правила улаштування електроустановок [електронний ресурс] – Режим доступу: <https://art-energetyka.com.ua/> (дата звернення: 05.06.2023)
30. Первинні засоби пожежогасіння [електронний ресурс] – Режим доступу: <https://studfile.net/preview/7417865/page/7/> (дата звернення: 05.06.2023)
31. Правила безпечної експлуатації електро установок споживачів (НПАОП 40.1-1.21-98.[електронний ресурс] - https://dnaop.com/html/2029/doc-НПАОП_40.1-1.21-98
32. Дослідження опору заземлювачів [електронний ресурс] – Режим доступу: <http://lib.kart.edu.ua/bitstream/123456789/5240/1/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D0%B8%D1%87%D0%BD%D1%96%20%D0%B2%D0%BA%D0%B0%D0%B7%D1%96%D0%B2%D0%BA%D0%B8.pdf> (дата звернення: 04.06.2023)
33. Центральний гірничо-збагачувальний комбінат Метінвестгруп [електронний ресурс] - <https://cgok.metinvestholding.com/ua>

					НТУУ 002.8108.065 ПЗ	Арк.
						137
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

34. Кодекс систем розподілу [електронний ресурс] - <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/yakist-elektropostachannya/yakist-elektrichnoyi-energiyi>
35. Програмне забезпечення SW 0802 PowerView3 [електронний ресурс] - <https://www.metrel.si/en/shop/software/pc-software/sw-0802-powerview3.html>
36. Конденсаторна установка КРМ БЕГ [електронний ресурс] - <https://avelectric.com.ua/ua/g77561771-ustanovki-kompensatsii-reaktivnoj>
37. Компресорна установка ВК 30 ps FM/8 [електронний ресурс] - <https://xkz.com.ua/ua/p1405196655-kompresornaya-ustanovka-fm8.html>
38. Мінімальні вимоги до енергетичної ефективності будівель [електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1257-20#Text> (дата звернення: 31.05.2023)
39. Автоматизована система контролю і обліку електроенергії [електронний ресурс] - https://uk.wikipedia.org/wiki/Автоматизована_система_комерційного_обліку_електричної_енергії
40. Засоби індивідуального захисту під час виконання робіт [електронний ресурс] - https://uk.wikipedia.org/wiki/Засоби_індивідуального_захисту
41. Зелений тариф на електричну енергію [електронний ресурс] - https://uk.wikipedia.org/wiki/Зелений_тариф
42. Характеристика ламп ЛБ-80 [електронний ресурс] - <http://www.electropromopt.ho.ua/produksiya/istochniki-sveta/lb-80>

Додатки

Додаток А

Порядок дій при використовуванні програми PowerView Metrel

Відкриваємо поле реєстрації даних які вказані на рисунку 1.1, порядок кроків обводимо червоним кольором.

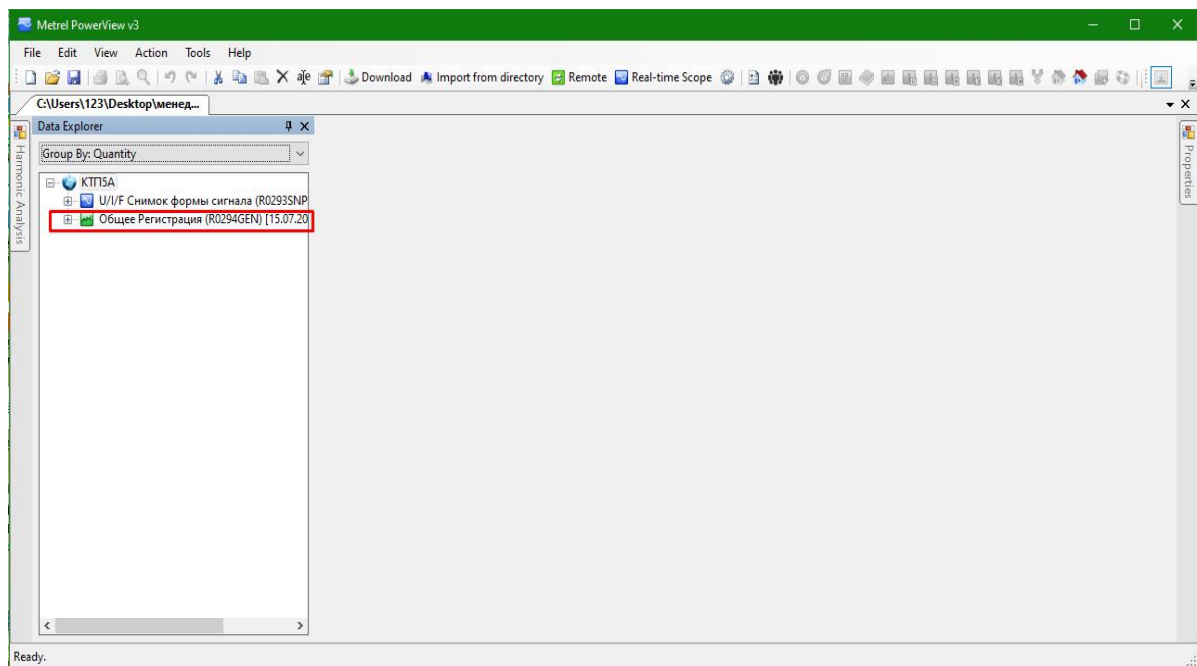


Рисунок А.1 – Крок 1. Вибір параметрів напруги

У відкритому полі меню обираємо гармоніки напруги як вказано на рисунку А.2.

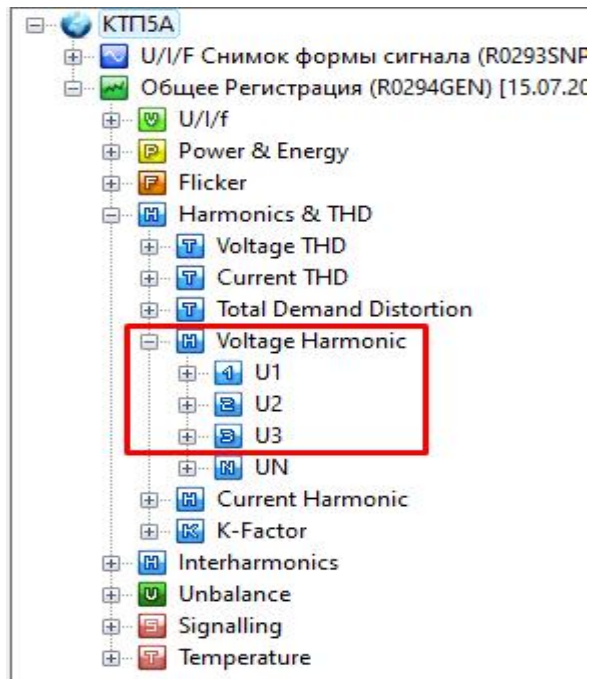


Рисунок А.2 - Крок 2. Вибір параметрів напруги

За фазою 1 вибираємо гармоніки до 9-ї включно та натискаємо кнопку «Таблиця» для виведення даних на екран, показано на рисунку А.3.

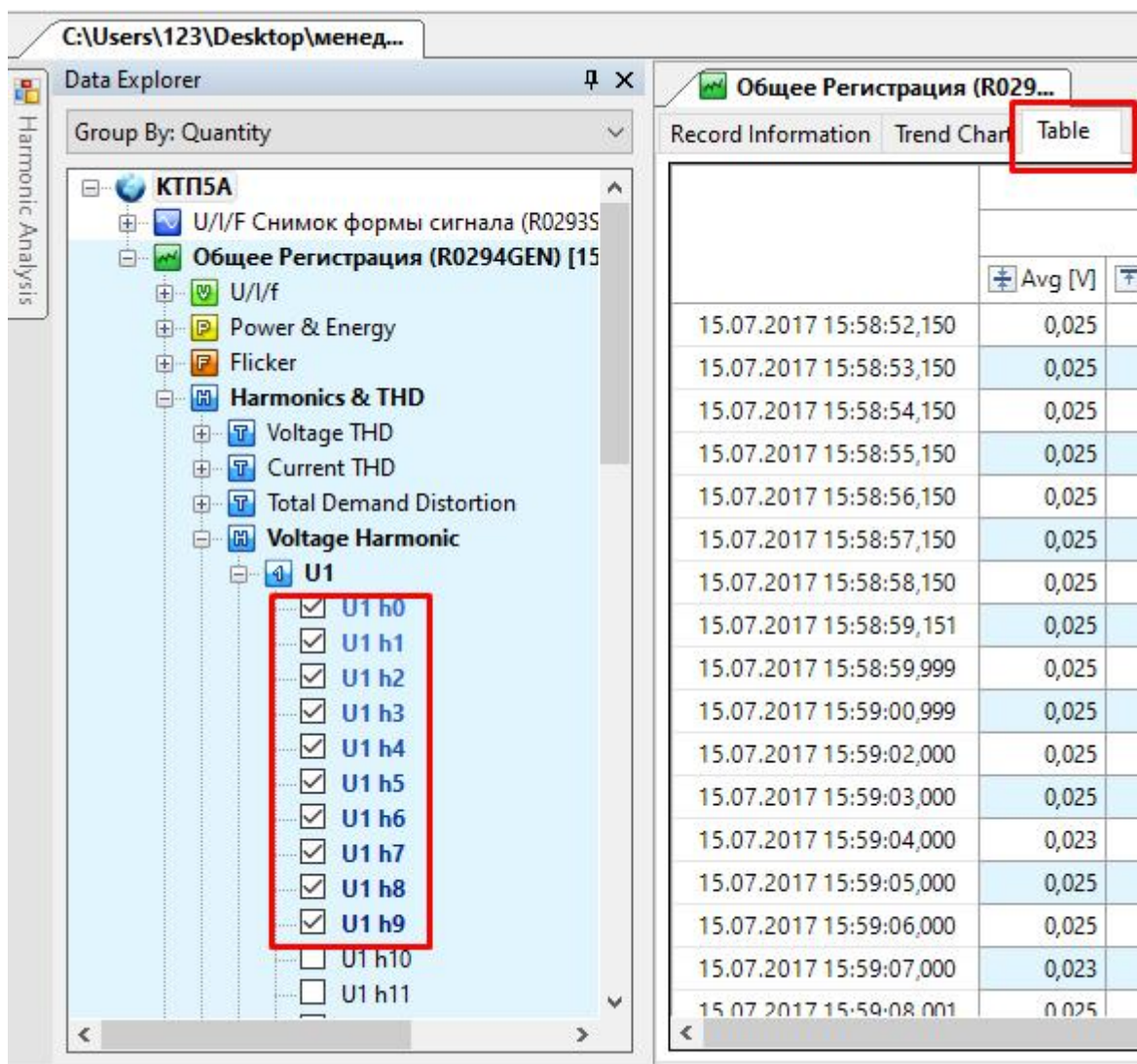


Рисунок А.3 - Крок 3. Вибір параметрів напруги

Для копіювання даних в ексель-таблицю натискаємо на кнопку
пустого поля вказано на рисунку А.4



Рисунок А.4 - Крок 4. Вибір параметрів напруги

Аналогічно копіюються дані всіх трьох фаз в ексель як вказано на рисунку А.5.

Time [UTC]	U1 h0[h@THDMax] [V]	U1 h1[h@THDMax] [V]	U1 h2[h@THDMax] [V]	U1 h3[h@THDMax] [V]	U1 h4[h@THDMax] [V]	U1 h5[h@THDMax] [V]	U1 h6[h@THDMax] [V]
58:52,1	0,025	237,417	0	3,176	0,031	2,75	0,051
58:53,2	0,025	237,41	0,018	3,157	0,031	2,696	0,031
58:54,1	0,025	237,468	0,036	3,117	0,031	2,613	0,036
58:55,1	0,025	237,507	0,06	3,136	0,044	2,652	0,054
58:56,1	0,025	237,383	0,054	3,145	0,031	2,711	0,025
58:57,1	0,025	237,391	0	3,142	0,036	2,703	0,031
58:58,1	0,025	237,453	0,025	3,167	0,031	2,699	0,025
58:59,2	0,025	237,531	0,018	3,116	0,025	2,768	0,018
59:00,0	0,025	237,573	0,054	3,164	0,036	2,807	0,031
59:01,0	0,025	237,497	0,04	3,117	0,025	2,749	0,048
59:02,0	0,025	237,44	0,018	3,13	0,036	2,749	0,04
59:03,0	0,025	237,481	0,018	3,13	0,036	2,704	0,048
59:04,0	0,025	237,516	0,018	3,13	0,036	2,699	0,051
59:05,0	0,025	237,444	0,054	3,131	0,018	2,754	0,036
59:06,0	0,025	237,489	0,067	3,182	0,018	2,783	0,082
59:07,0	0,025	237,522	0,06	3,182	0,048	2,789	0,06
59:08,0	0,025	237,527	0,018	3,169	0,04	2,738	0,044
59:09,0	0,025	237,594	0,018	3,156	0,04	2,732	0,036

Рисунок А.5 - Крок 5. Вибір параметрів напруги

В ексель таблиці мають залишитись тільки колонки із значеннями «U1

$h_0(h@THD_{Max}) [V]$ » по кожній гармоніці до дев'ятої включно для трьох фаз. По результатам з колонок визначаються середні та максимальні значення за всім діапазоном чисел як вказано на рисунку А.6, А.7.

09:53,0	0
09:54,0	0
09:55,0	0
09:56,0	0
09:57,0	0
09:58,0	0
09:59,0	0
10:00,0	0
10:01,2	0
10:02,2	0
10:03,2	0
МАКС	0,025
СЕРЕД	=AVERAGE(B2:B673)

Рисунок А.6 - Визначення середнього значення напруги

09:53,0	0
09:54,0	0
09:55,0	0
09:56,0	0
09:57,0	0
09:58,0	0
09:59,0	0
10:00,0	0
10:01,2	0
10:02,2	0
10:03,2	0
МАКС	=MAX(B2:B673)

Рисунок – А.7 Визначення максимального значення напруги

Додаток Б



Рисунок Б.1 - Трансформатор силовий ТМГ - 400 кВа.

Герметичні силові масляні трифазні трансформатори ТМГ-400 служать для роботи в енергетичних мережах споживачів і забезпечення власних потреб енергооб'єктів. Для ступінчастого регулювання напруги трансформатор ТМГ-400 комплектується пристроєм ПБЗ (перемикання без збудження), яке має 5 ступенів з діапазоном регулювання $2 \times 2,5\%$ від номінальної напруги. Для перемикання ступенів ПБЗ потрібно повністю знімати напругу з усіх висновків трансформатора ТМГ 400. Термін служби даного трансформатора становить не менше 25 років при дотриманні всіх вимог і рекомендацій керівництва по експлуатації.

Таблиця Б.1 - Технічні показники трансформатора

Тип трансформатора	Потужність трансформатора, кВА	Номінальна вища напруга, кВ	Номінальна нижча напруга, кВ	Схема і група з'єднання	Втрати х.х., Вт
ТМГ 400	400	6, 10	0,4	У/У _Н -0	410

Продовження Таблиці Б.1

Втрати к. з., кВт*	U _к , %	I _{хх} , %
2700	4,5	1,2

Трансформатор ТМГ-400 має ряд переваг, головні з яких:

1. Значне зниження шуму. Забезпечується застосуванням технології попереднього обпресування обмоток.
2. Відсутність шлюбу. Нові методи ультразвукової діагностики зварювальних швів дозволяють на етапі виготовлення визначити внутрішні дефекти бака.
3. Чи не вимогливість у догляді. Трансформатор ТМГ 400 не вимагає регенерації олії, проведення профілактичних ремонтів та ревізії протягом усього періоду експлуатації.
4. Можливість контролю рівня олії. Для точного контролю значення олії використовують скляний показчик на стінці бака.
5. Наявність спеціальних гаків під верхньою рамою бака. Вони забезпечують зручність підйому трансформатора у зборі або баку окремо.

6. Безпека експлуатації. Спеціальний запобіжний клапан забезпечить компенсацію температурного розширення у разі різких перепадів.

Додаток В

Люмінесцентна лампа ЛБ-80 має високу світлову віддачу, тривалий термін служби, сприятливу кольоровість випромінювання, що визначає економічну доцільність їхнього використання під час розв'язання завдань з освітлення об'єктів.



Лампа ЛБ-80 призначена для внутрішнього освітлення виробничих і адміністративних приміщень.

Люмінесцентна лампа експлуатується в електричних мережах змінного струму частотою 50 Гц номінальною напругою 220В з відповідною пускорегулювальною апаратурою, що забезпечує запалювання лампи, нормальний режим роботи та усунення радіоперешкод.

Технічні характеристики:

- Тип лампи: ЛБ80
- Потужність: 80Вт
- Колір випромінювання: білий
- Колба: 40мм
- Габарит довжина 1513мм
- Тип цоколя: G13

Додаток Г



Рисунок В.1 - Стабілізатор напруги Мережик 9-11

Особливості стабілізатора напруги Мережик

- Мікропроцесорне управління - Atmel, США;
- Тип трансформатора - тороїдальний;
- Цифровий індикатор режимів роботи;
- Електронний режим "Транзит" ("Bypass") з цифровою індикацією як у режимі стабілізації;
- Захисту від:
 - підвищеної напруги на вході;
 - зниженої напруги на вході;
 - підвищеної напруги на виході;
 - перегріву силових ключів (симісторів) і трансформатора - 45°C - вентилятор примусового охолодження; 80°C - вимкнення навантаження, підключення - 55°C;
 - перевантаження;
 - короткого замикання (електронна);

- перевантаження і короткого замикання (механічна) - автоматичний вимикач.

Виробник: МЕРЕЖИК (Україна)

Назва укр: Стабілізатор напруги Мережик 9-11

Тип стабілізації: Симісторні

Оптимальні рішення для: Будинки

Кількість фаз: Однофазні

Потужність, кВт: 11

Нижній граничний поріг вхідної напруги, В: 80

Верхній граничний поріг вхідної напруги, В: 295

Нижній поріг стабілізації робочої напруги, В: 140

Верхній поріг стабілізації робочої напруги, В: 280

Вихідна напруга, В: 220

Точність стабілізації, %: 5

Кількість ступенів регулювання: 9

Додаток Д

Таблиця Д1 Характеристика конденсаторної установки

Тип конденсаторної установки	Потужність, кВАр	Номінальний струм	Номінальний струм ввідного запобіжника	Мінімальний ступінь, кВАр	Габаритні розміри, мм
КРМ «ВЕГ» 0,4 400/5 кВАр	400	580	1000	40	2000x1200 x400