

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

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ А.В. Попов

«__» _____ 20__ р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Спеціалізації: Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології

**на тему: «Вибір стратегії підвищення енергетичної ефективності системи
холодопостачання молокозаводу»**

Виконав:

студент IV курсу, групи ОН-72

Гоєнко Андрій Олександрович

Керівник:

к.т.н., доц. Чернявський А.В.

Консультанти:

Теплова частина к.т.н., доц.Виноградов-Салтиков О.В.

(назва розділу)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Охорона праці д.т.н., проф.Третьякова Л.Д.

(назва розділу)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль ас.Прокопенко І.Д.

(назва розділу)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент *к.т.н., доц.*

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

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

Студент _____

Київ – 2021 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації: Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ А.В. Попов

« ____ » _____ 20__ р.

**ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Гоєнко Андрію Олександровичу**

1. Тема проекту «Вибір стратегії підвищення енергетичної ефективності системи холодопостачання молокозаводу.»

керівник проекту *к.т.н., доц. Чернявський А.В.*, затверджені наказом по університету від «27» травня 2021 р. №1353-с

2. Термін здачі студентом закінченого проекту «14» червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проекту: схема електро- та теплопостачання, характеристика об'єкту, динаміка виробничої діяльності та споживання енергетичних ресурсів, перелік електроприймачів.

4. Перелік розділів, які мають бути розроблені

- а) Аналіз ефективності використання електричної енергії на молокозаводі;
- б) Аналіз ефективності використання палива та теплової енергії на молокозаводі;
- в) Система енергетичного менеджменту молокозаводу;
- г) Оцінка можливостей застосування вторинних та відновлюваних джерел енергії на молокозаводі;
- д) Охорона праці та пожежна безпека під час модернізації системи холодопостачання;

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Однолінійна схема електропостачання молокозаводу.

2. Результати енергетичного аудиту системи розподілу та споживання електроенергії на молокозаводі.
3. Аналіз ефективності використання теплової енергії на молокозаводі.
4. Теплова схема котельні молокозаводу та результати енергетичного аудиту теплопостачальної системи молокозаводу.

6. Консультанти:

Теплова частина: к.т.н., доц. Виноградов-Салтиков В.О.

Охорона праці: д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.

Нормоконтроль: ас. Прокопенко І.Д.

7. Дата видачі завдання «17» травня 2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проекту

студентом Гоєнко Андрієм Олександровичем

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Позначки керівника про виконання завдань
1.	Загальний опис молокозаводу	18.05.21 – 21.05.21	
2.	Аналіз ефективності використання електричної енергії на молокозаводі	21.05.21 – 24.05.21	
3.	Аналіз ефективності використання палива та теплової енергії на молокозаводі	24.05.21 – 28.05.21	
4.	Система енергетичного менеджменту молокозаводу	28.05.21-01.06.21	
5.	Оцінка можливостей застосування вторинних та відновлюваних джерел енергії на молокозаводі	01.06.21-02.06.21	
6.	Охорона праці та пожежна безпека під час модернізації системи холодопостачання	02.06.21 – 06.06.21	
7.	Підготовка графічного матеріалу	06.06.21 – 12.06.21	
8.	Захист бакалаврського проекту	14.06.2021	

Студент

А.О. Гоєнко

Керівник проекту

А.В. Чернявський

РЕФЕРАТ

Дипломний проект на тему: «Вибір стратегії підвищення енергетичної ефективності системи холодопостачання молокозаводу».

Пояснювальна записка складається з шести розділів, містить 130 сторінок, має 29 рисунків, 57 таблиць, 45 літературних джерел, 4 додатки та 4 робочі креслення.

Метод даного проекту є вибір стратегії підвищення енергетичної ефективності системи холодопостачання молокозаводу, що знаходиться у Черкаській області. В ході виконання проекту був проведений аудит систем електро- та теплопостачання, із запровадженням заходів з енергозбереження.

Крім цього в дипломному проекті розглянуто такі питання: аналіз ефективності використання електричної енергії, аналіз ефективності використання палива та теплової енергії, аналіз системи енергетичного менеджменту, оцінка можливостей застосування відновлюваних джерел енергії, охорона праці під час модернізації системи холодопостачання молокозаводу.

Ключові слова: ГЕЛЮКОЛЕКТОРИ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ПОВЕРНЕННЯ КОНДЕНСАТУ, ТУМАНОУТВОРЕННЯ, ТЕПЛОВТРАТИ, ФРЕОНОВИЙ КОМПРЕСОР, ХОЛОДОПОСТАЧАННЯ.

ABSTRACT

Diploma project on the topic: "Choosing a strategy to increase the energy efficiency of the refrigeration system of the dairy".

The explanatory note consists of six sections, contains 130 pages, has 29 figures, 57 tables, 45 references, 4 appendices and 4 working drawings.

The purpose of this project is to choose a strategy to increase the energy efficiency of the refrigeration system of a dairy plant located in Cherkasy region. During the project implementation, an audit of electricity and heat supply systems was conducted, with the introduction of energy saving measures.

In addition, the diploma project addresses the following issues: analysis of electricity efficiency, analysis of fuel and heat efficiency, analysis of energy management system, assessment of the possibility of using renewable energy sources, labor protection during the modernization of the refrigeration system of the dairy.

Key words: CONDENSATE RETURN, ENERGY EFFICIENCY, ELECTRICITY SUPPLY, FOG FORMATION, FREON COMPRESSOR, HELIOCOLLECTORS, HEAT LOSS.

ЗМІСТ

ВСТУП	11
1 ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС МОЛОКОЗАВОДУ	12
1.1 Короткий опис об'єкту.....	12
1.2 Аналіз динаміки виробничої діяльності за останні три роки	13
1.3 Аналіз динаміки споживання ПЕР за останні три роки	16
1.4 Оцінка тарифної політики щодо покупних.....	20
1.5 Коротка характеристика попередньої діяльності об'єкту у сфері енергоефективності.....	20
Висновки до розділ	21
2 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА МОЛОКОЗАВОДІ.....	22
2.1 Схема електропостачання об'єкта та її аналіз.....	22
2.2 Визначення, коротка характеристика та оцінка енергоефективності суттєвих споживачів електричної енергії.....	23
2.3 Повірочний розрахунок навантажень об'єкту	25
2.4 Повірочний розрахунок системи внутрішнього електричного освітлення	30
2.5 Оцінка завантаженості ТП	33
2.6 Оцінка рівня компенсації реактивної потужності об'єкту	39
2.7 Розрахунок основних складових для складання балансу споживання електричної енергії об'єкту в аналітичній формі	41
2.8 Оцінка стану та ефективності систем обліку та моніторингу споживання електричної енергії на об'єкті.....	44

2.9 Розроблення типових заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів електричної енергії	45
Висновки до розділу	59
3 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ НА МОЛОКОЗАВОДІ	61
3.1 Схеми паливо- та теплопостачання об'єкта та їх аналіз	61
3.2 Коротка характеристика та оцінка енергоефективності суттєвих споживачів палива та теплової енергії.....	63
3.3 Повірочний розрахунок теплових навантажень об'єкту (будівлі, цеху)	65
3.4 Оцінка стану теплової ізоляції огорожувальних конструкцій будівлі об'єкту	74
3.5 Оцінка стану теплової ізоляції розподільних тепломереж об'єкту	75
3.6 Розрахунок основних складових для складання балансу споживання теплової енергії об'єкту у аналітичній формі	76
3.7 Оцінка ефективності роботи джерела теплової енергії.....	78
3.8 Оцінка стану та ефективності систем обліку та моніторингу споживання теплової енергії на об'єкті.....	78
3.9 Розроблення типових заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів теплової енергії	79
Висновки до розділу	90
4 СИСТЕМА ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ МОЛОКОЗАВОДУ	91
4.1 Оцінка відповідності стану існуючої на об'єкті системи енергетичного менеджменту вимогам ДСТУ ISO 50001:2020.....	91
4.2 Визначення базового рівня споживання електроенергії та показника ..	93
4.3 Представлення «Енергетичної політики» підприємства.....	94

4.4	Планування впровадження заходів з енергоефективності, запропонованих в розділах 2 та 3	94
	Висновки до розділу	95
5	ОЦІНКА МОЖЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ВТОРИННИХ ТА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА МОЛОКОЗАВОДІ	96
5.1	Короткий опис можливостей застосування геліоколекторів на об'єкті	96
5.2	Визначення оптимального кута нахилу панелей	96
5.3	Визначення нормативної витрати води на ГВП.....	98
5.4	Вибір геліоколектору та перевірка	98
5.5	Економічне обґрунтування доцільності встановлення геліоколекторів.....	99
	Висновки до розділу:	100
6	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ ХОЛОДОПОСТАЧАННЯ	101
6.1	Загальна характеристика об'єкта.....	101
6.2	Визначення обсягів і послідовності робіт	102
6.3	Визначення показників умови праці.....	103
6.4	Визначення небезпек	104
6.5	Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	104
6.6	Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	106
6.7	Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж та вибухів	107
6.8	Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації	107
	Висновки до розділу	109
	ВИСНОВКИ.....	111

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	112
ДОДАТКИ.....	117

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		9

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

БРЕ – базовий рівень енергоспоживання;

ГВП – гаряче водопостачання;

ГРП – газорозподільний пункт;

ДБН – державні будівельні норми;

ДСТУ – державний стандарт України;

ЕП – електроприймач;

ЕУ – електроустановка;

ЗІЗ – засіб індивідуального захисту;

ЗС – зовнішні стіни;

КЛ – кабельна лінія;

КУ – конденсаторна установка;

ОК – огорожувальна конструкція;

ПАТ – приватне акціонерне товариство;

ПДВ – податок на додану вартість;

ПЕЕ – показник енергоефективності;

ПЕР – паливно-енергетичні ресурси;

СЕС – сонячна електростанція;

СЗС – суха знежирена сироватка;

CIP – Cleaning-In-Place (автоматична станція мийки обладнання);

ТМ – трансформатор масляний;

ТМГ – трансформатор масляний герметичний;

ТМЗ - трансформатор масляний заземлений;

ТП – трансформаторна підстанція.

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	10
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

ВСТУП

Метою дипломного проекту був вибір стратегії підвищення ефективності системи холодопостачання молокозаводу. Дана тема була обрана тому, що на даний час питання енергетичної неефективності є принциповим, як для підприємств, так і для країни. Щороку енергетичні апетити людства зростають, а разом з ними зростає і ціна на енергоресурси, тому для ефективної роботи підприємства молочної галузі намагаються розвиватися у сфері енергоефективності. Розвинені країни поступово і впевнено рухаються до підвищення енергоефективності та використання альтернативних джерел енергії, підприємствам, які не йдуть у ногу з часом, буде все складніше продавати свою продукцію та володіти часткою ринку. Система холодопостачання є вкрай важливою для молокозаводів, так як це основа телогічних процесів, а також суттєва частка в споживанні електричної енергії.

Основні задачі дипломного проекту:

- аналіз динаміки виробничої діяльності молокозаводу;
- аналіз динаміки споживання ПЕР;
- аналіз ефективності використання електричної енергії;
- розробка заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів;
- аналіз ефективності використання палива та теплової енергії;
- розробка заходів для споживачів теплової енергії;
- аналіз системи енергоменеджменту;
- оцінка можливостей застосування вторинних або відновлюваних джерел енергії;
- аналіз питань охорони праці та пожежної безпеки при модернізації системи холодопостачання;

Вирішивши дані задачі, можна буде зробити висновок, щодо стратегії та можливостей підвищення енергоефективності системи холодопостачання молокозаводу.

1 ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС МОЛОКОЗАВОДУ

1.1 Короткий опис об'єкту

Об'єктом енергетичного аудиту є молокозавод. Основними видами продукції є тверді сири, масло. Підприємство переробляє в середньому 200 т/добу, пікові показники переробки до 280 т/добу, можлива (проектна) продуктивність при двозмінній роботі – 400 т/добу. Існуючі обмеження по переробці – сировинна база по молоку та частково реалізація продукції (Росія виключена з переліку ринків збуту з кінця 2013 року).

Схема виробництва класична для виробництва твердих сирів: приймання молока і його обробка, подача його в сир цехи і варка сиру, подальше формування, дозрівання та зберігання сиру, використання залишків продукції у вигляді знежиреного рідкого молока для переносу його на наступний день виробництва (використовується як середовище що без сепарації знижує жирність молока до необхідної без процесу сепарації та суміжних з ним), сироватки для виготовлення СЗС, високо жирних вершків з сепарації молока та залишків масла з сироватки в масло цеху для виготовлення масла.

Споживання електроенергії та газу здійснюється від сторонніх організацій, та використовується для виробничих процесів таких як генерація холоду, стисненого повітря, пари у вигляді проміжних енергоносіїв, в процесі сушки сироватки використовується гаряче повітря, що нагрівається на теплогенераторах.

До складу підприємства входять фреонова компресорна, адміністративний корпус, котельна, фасувальне відділення, цех сироватки, маслоцех, сирцех, апаратний цех, камери дозрівання, ділянка згущення, склад.

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ						
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Гоєнко А.О.			Загальний опис молокозаводу			Лім	Аркуш	Аркушів	
Перевір.		Чернявський А.В.								12	25
Реценз.											
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.						ІЕЕ, гр. ОН-72			
Затвер.											

Парова котельня на газовому паливі. В наявності три парові котли. В роботі на даний час є можливість експлуатувати один котел – достатня паропродуктивність. Повернення конденсату відсутнє.

1.2 Аналіз динаміки виробничої діяльності за останні три роки

В таблиці 1.1 наведено дані виробництва твердих сирів, вершкового масла та сухої знежиреної сироватки за 2017-2020 роки.

Таблиця 1.1 - Обсяги виробництва підприємства з 2017 по 2020 роки.

Найменування продукції	Річний обсяг виробництва продукції, т			
	2017	2018	2019	2020
Сир	7 789,73	7 634,56	8 274,74	7 841,05
Масло вершкове	1 090,60	857,08	741,97	816,36
Сироватка молочна суха	4 407,52	4 346,00	4 054,59	4 455,43
Всього	13 287,85	12 837,65	13 071,30	13 112,84

Помісячна зміна загального відпуску продукції показана на рисунку 1.1. Помісячна динаміка продукції за типами за 2017-2020 роки наведено на рисунках 1.2 – 1.4.

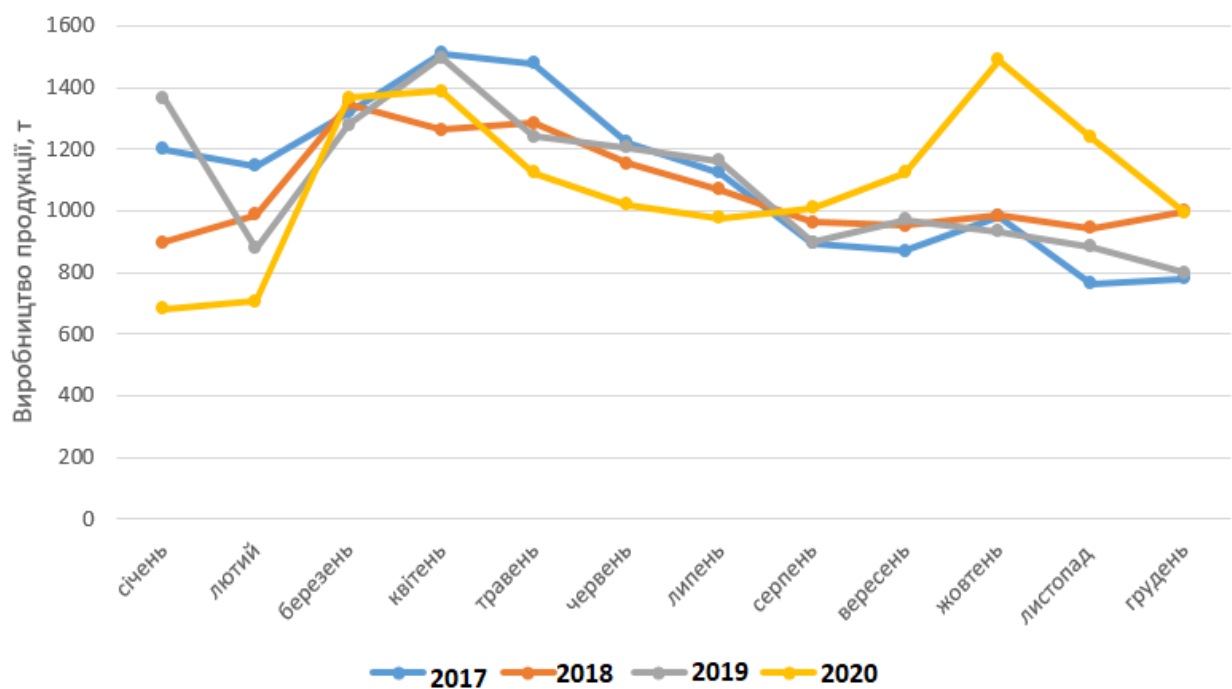


Рисунок 1.1 - Динаміка щомісячних обсягів виробництва продукції, 2017-2020 рр.

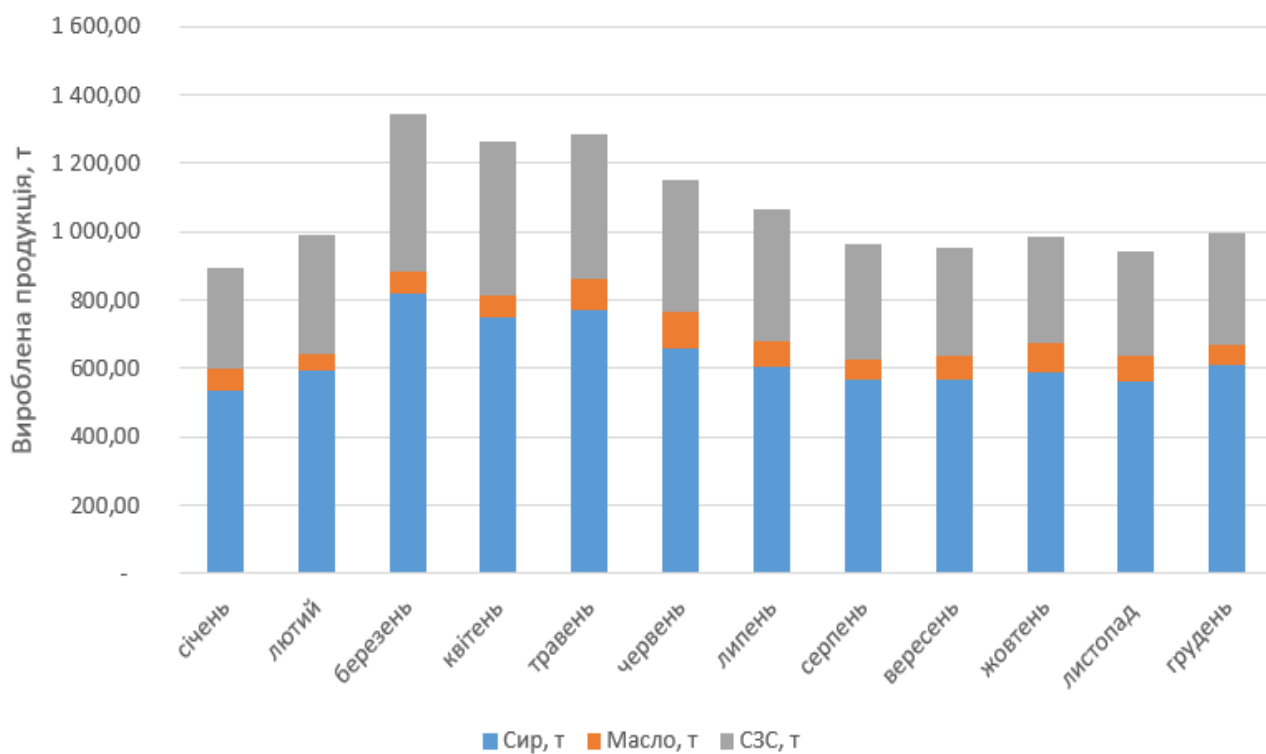


Рисунок 1.2 - Динаміка щомісячних обсягів виробництва продукції по типах за 2018 року.

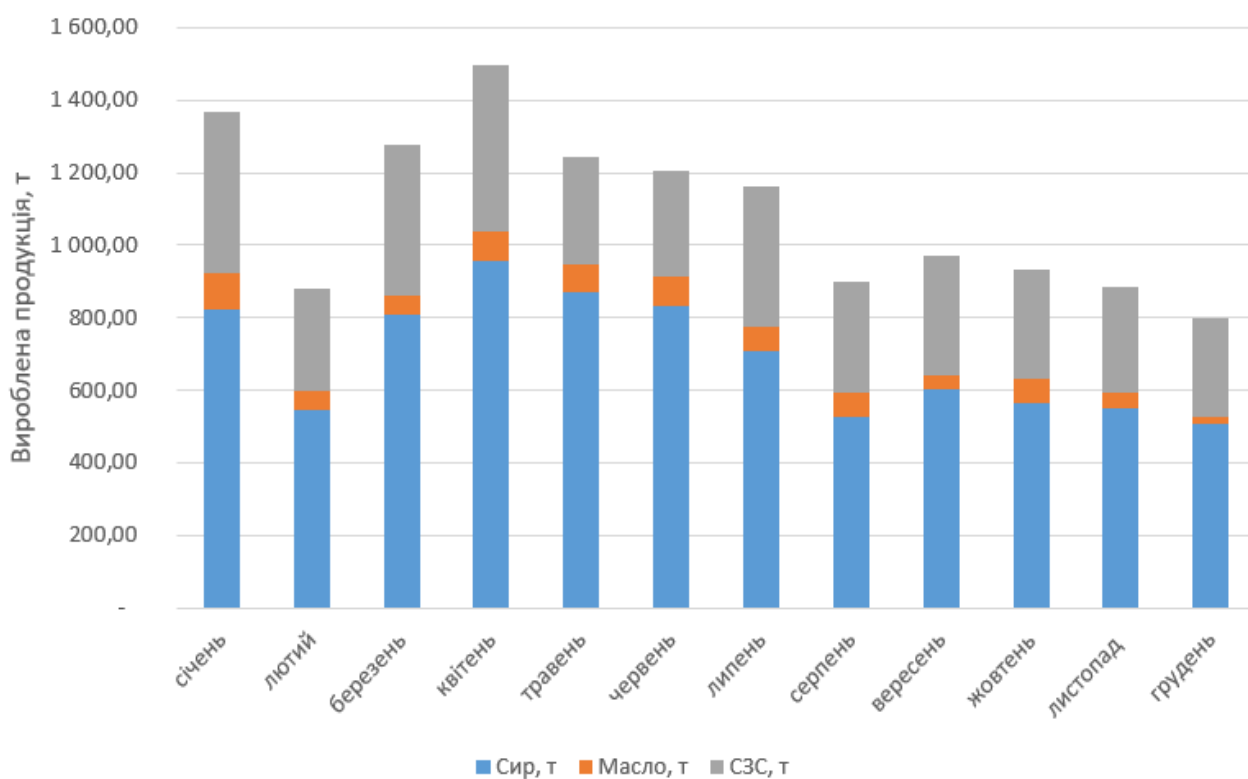


Рисунок 1.3 – Динаміка щомісячних обсягів виробництва продукції по типах за 2019 рік

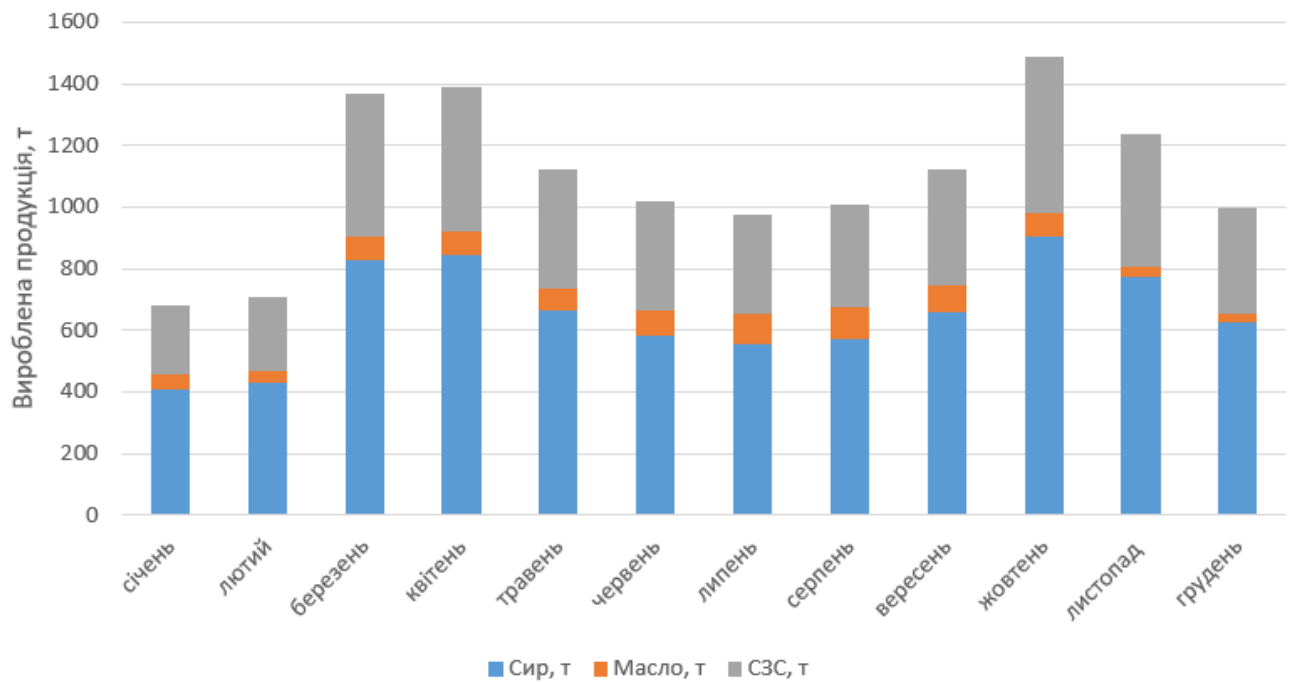


Рисунок 1.4 – Динаміка щомісячних обсягів виробництва продукції по типах за 2020 рік

Додатково приведено обсяги переробки молока (таблиця 1.2) за 2 роки. Графік наведено на рисунку 1.5.

Таблиця 1.2 - Обсяги помісячного приймання молока.

Місяць	Обсяг прийнятого молока, л	
	2019	2020
Січень	8 090 178	4 308 129
Лютий	5 635 072	4 791 308
Березень	8 391 851	9 157 537
Квітень	9 994 374	8 431 452
Травень	9 652 055	7 357 935
Червень	9 503 181	6 910 283
Липень	7 600 035	6 769 026
Серпень	6 118 968	7 141 178
Вересень	6 623 042	7 627 788
Жовтень	5 999 843	9 570 139
Листопад	5 588 942	7 821 100
Грудень	5 342 097	6 645 945
Всього	88 539 638	86 531 819

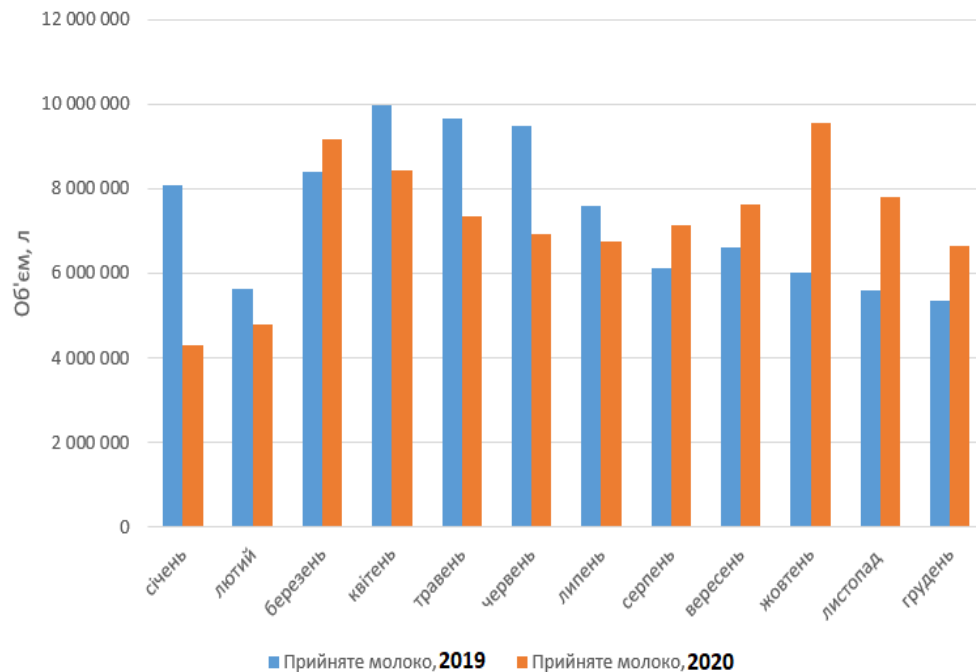


Рисунок 1.5 - Динаміка щомісячних обсягів приймання молока за 2019-2020 роки

1.3 Аналіз динаміки споживання ПЕР за останні три роки

Помісячне споживання електричної енергії за 2017-2020 рр представлено в таблиці 1.3 та на рисунку 1.6.

Таблиця 1.3 – Помісячне споживання електричної енергії

Період	Споживання електричної енергії, кВт·год			
	2017	2018	2019	2020
Січень	1 060 846	904 438	1 141 267	817 773
Лютий	995 538	933 242	890 760	782 347
Березень	1 116 214	1 092 148	1 122 263	1 086 684
Квітень	1 190 173	1 055 205	1 204 051	1 148 065
Травень	1 218 319	1 136 554	1 173 664	1 127 350
Червень	1 154 034	1 126 927	1 204 788	1 089 179
Липень	1 197 187	1 139 131	1 202 214	1 142 926
Серпень	1 122 157	1 061 778	1 063 540	1 175 220
Вересень	969 664	919 775	947 472	1 115 493
Жовтень	910 149	914 151	947 532	1 251 287
Листопад	804 019	937 313	856 260	1 119 348
Грудень	856 060	985 783	868 230	1 010 451
Всього	12 594 360	12 206 445	12 622 041	12 866 123

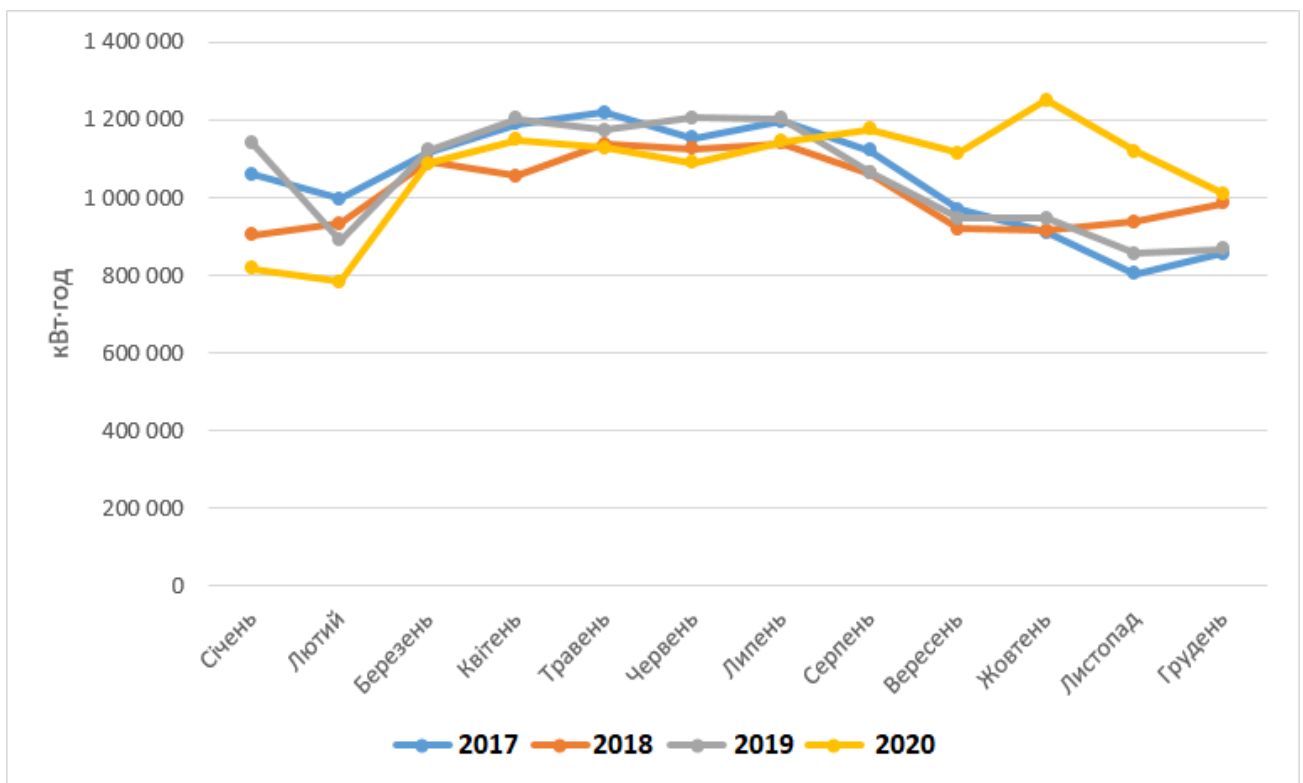


Рисунок 1.6 - Помісячне споживання електричної енергії

Молокозавод використовує природний газ для роботи котельного обладнання, розташованого на території підприємства. Природний газ поступає на підприємство з міської мережі, пониження тиску відбувається в газорозподільному пункті (ГРП). Дані про споживання газу підприємством занесені до таблиці 1.4 та представлені на рисунку 1.7.

Таблиця 1.4 – Щомісячне споживання газу

Період	Споживання газу, тис. м ³			
	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5
Січень	384	345	476	315
Лютий	341	328	357	295
Березень	369	391	408	427
Квітень	369	327	380	361
Травень	349	319	302	318
Червень	299	286	305	290

Продовження таблиці 1.4

1	2	3	4	5
Липень	308	285	320	286
Серпень	314	269	260	274
Вересень	306	265	267	284
Жовтень	292	295	286	373
Листопад	270	325	291	393
Грудень	298	369	310	308
Всього	3 901	3 804	3 963	3 924

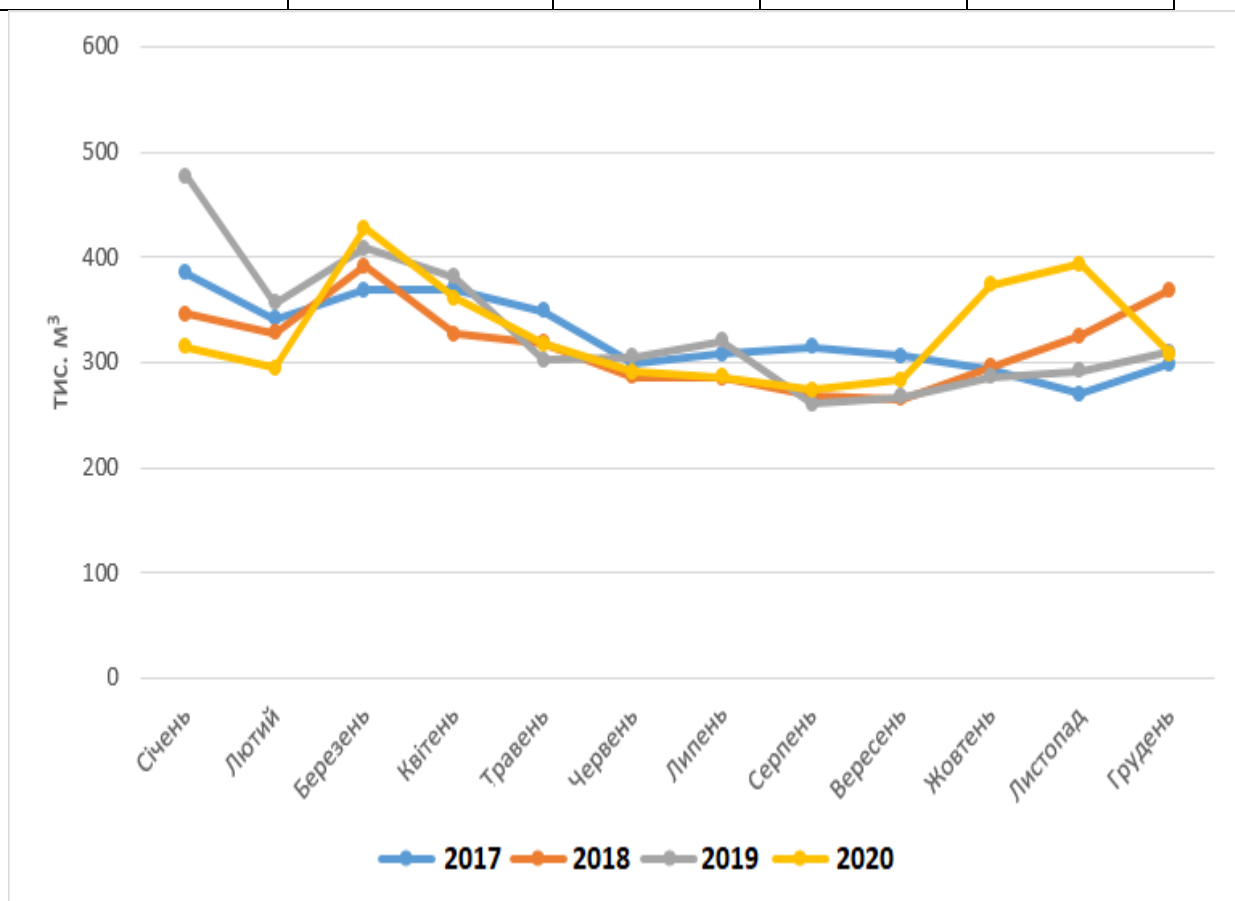


Рисунок 1.7- Щомісячне споживання газу

На підприємстві також споживається холодна вода, дані занесено до таблиці 1.5 та відображено на рисунку 1.8.

Таблиця 1.5 – Щомісячне споживання води

Період	Об'єм стоків по роках, м ³ /міс			
	2017	2018	2019	2020
Січень	25 318	23 865	31 013	32 421
Лютий	25 676	23 300	26 491	30 648
Березень	27 288	26 469	25 496	39 310
Квітень	30 349	28 549	30 202	37 056
Травень	30 070	29 692	27 809	34 683
Червень	24 922	28 328	32 327	31 989
Липень	27 482	27 644	30 990	29 134
Серпень	27 333	27 579	28 090	31 744
Вересень	24 530	23 682	23 333	33 784
Жовтень	24 401	24 208	24 777	37 900
Листопад	21 688	25 479	24 254	34 725
Грудень	23 483	26 357	31 040	30 771
Всього	312 541	315 151	335 822	404 165

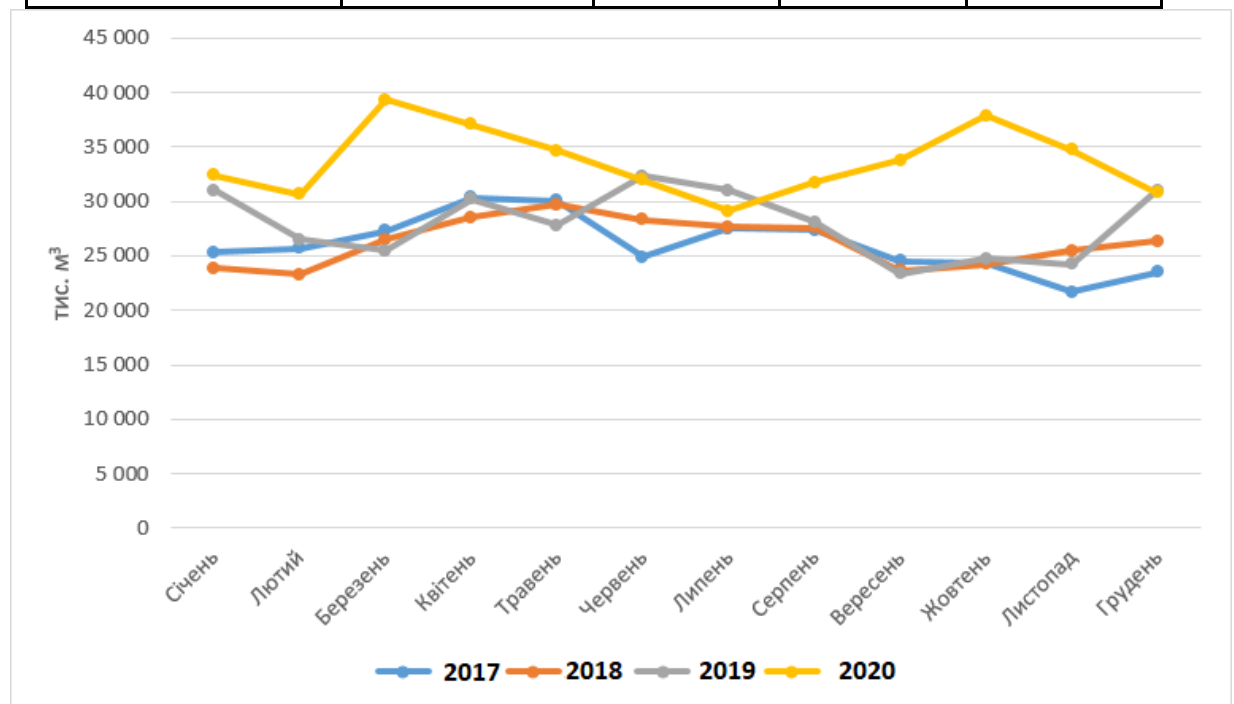


Рисунок 1.8 - Щомісячне споживання води

Споживання води на графіках носить досить нерівномірний характер.

1.4 Оцінка тарифної політики щодо покупних

Діючі тарифи на енергоресурси станом на наведено в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Тарифи на енергоносії, станом на 09.03.2021

Вид енергоресурсу.	Природний газ	Електрична енергія
Розмірність	грн./тис. м ³	грн/кВт·год
Діючий тариф	13255	3,86

Тарифи вказані з врахуванням ПДВ. Постачання газу здійснюється від АТ «Черкасигаз» (<http://www.chergas.ck.ua/tarifi/poslugi-rozpodilu>), електроенергія від ПАТ «Черкасиобленерго». (<http://www.cherkasyoblenergo.com/spojivacham/tarif/>)

1.5 Коротка характеристика попередньої діяльності об'єкту у сфері енергоефективності

Серед впроваджених, чи частково впроваджених заходів з енергозбереження слід відзначити:

- реконструкція сушильної установки (збільшення виходу продукту однієї з сушок);
- проведений капітальний ремонт котла №2: замінені труби теплообмінної зони, повністю замінена футеровка;
- встановлена на котел новий пальник, що значно зменшило встановлену потужність електроспоживання (на мінімальних теплових режимах котла - дозволяє працювати без димососу);
- теплоізоляція будівлі лабораторного корпусу (проведена близько 5 років тому);
- встановлено додаткові точки технічного обліку електроенергії;

– проведена закупівля обладнання для виключення роботи трансформаторів (КЛ на 0,4 кВ та лотки) на ТП-2 – для виключення холостого ходу трансформаторів;

– встановлено частотний перетворювач на димосос котельної;

Висновки до розділ

Проаналізувавши динаміку виробництва продукції за 3 роки помічено, що кількість виробленої продукції зростає у весняний період. Переважним продуктом є сир, у 2020 році обсяги якого склали 60% від всієї випущеної продукції. Графіки споживання електричної енергії показали збільшення споживання в літній період з 900 тис. до 1200 тис. кВт*год/місяць, це обумовлене різкою температурною залежністю роботи фреонових компресорів, що є основними споживачами електроенергії на заводі. Споживання газу стабільне протягом року, але спостерігається несуттєве збільшення під час опалювального періоду. Споживання води на графіках має нерівномірний характер.

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		21

2 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА МОЛОКОЗАВОДІ

2.1 Схема електропостачання об'єкта та її аналіз

Електропостачання підприємства здійснюється від ПЛ-110. Безпосереднє електропостачання електроспоживачів заводу здійснюється від ТП-1 та ТП-2. Живлення від ТП-1 здійснюється від 4-х секцій шин 10 кВ за допомогою 2-х трансформаторів ТМЗ 1600 та 2-х трансформаторів ТМГ 1600. В ТП-2 встановлені 2 трансформатори ТМ 630(рисунок 2.1).

Облік електроенергії виконаний на виводах 10 кВ кожного із трансформаторів. Компенсація реактивної потужності відсутня.

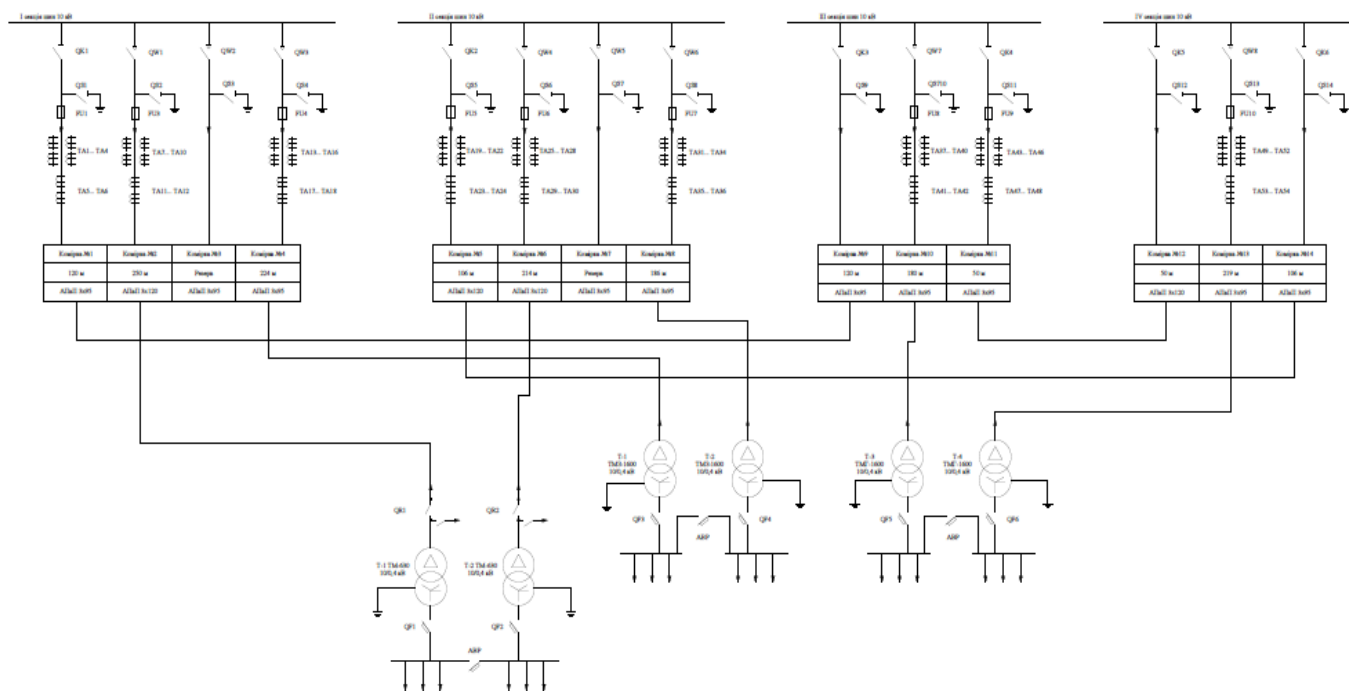


Рисунок 2.1 – Схема електропостачання підприємства

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ		
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата	<div>Аналіз ефективності використання електричної енергії на молокозаводі</div> <div>Лім Аркуш Аркушів</div> <div>22 25</div> <div>ІЕЕ, гр. ОН-72</div>		
Розроб.	Гоєнко А.О.						
Перевір.	Чернявський А.В.						
Реценз.							
Н. Контр.	Прокопенко І.Д.						
Затвер.							

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

На заводі представлено досить велика кількість обладнання, яку можна поділити на такі групи:

- компресори;
- насоси;
- сушилки;
- сепаратори;
- конденсатори;
- обладнання для фасування(машини для упаковки, пристрої для маркування, системи фасовки та пакування);
- резервуари;
- бактофуги;
- сироварні котли;
- транспортери;
- пастеризатори;
- обладнання для миття(мийні станції, мийні машини, установки водопідготовки і.т.д);
- інше технологічне обладнання(фільтри, преси, мостові крани, опорожнювачі форм і.т.д);

В таблицю 2.1 занесемо кількість обладнання, встановлену потужність, середню потужність та середню тривалість роботи на добу.

Таблиця 2.1 – Характеристики обладнання підприємства

Назва обладнання	Кількість, шт	Загальна потужність, кВт	Тривалість роботи, год/добу
1	2	3	4
Компресори	20	1958,57	11,4
Насоси	129	1007,608	12,62
Сушилки	5	229,44	12,82
Сепаратори	8	171	12,82

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4
Обладнання для фасування	3	120,685	12,82
Резервуари	34	85,6	12,82
Бактофуги	2	67	12,82
Сироварні котли	7	25	12,82
Транспортери	26	11,24	12,82
Пастеризатори	8	63,5	12,82
Обладнання для миття	14	116,5	4,25
Інше технологічне обладнання	42	461,42	12,82
Всього	306	4538,363	

Силові електроприймачі розраховані на напругу 380 В, струм змінний трифазний, частотою 50 Гц. Всі електроприймачі відносяться до II категорії по надійності електропостачання [1]. Режим роботи обладнання – неперервна робота з постійною і змінною продуктивністю. Найбільшу загальну потужність мають компресори та насоси. Все обладнання підприємства знаходиться в справному стані, та придатне для використання за призначенням.

Використовуючи результати розрахунку складових електричного балансу покажемо суттєвих споживачів електричної енергії на рисунку 2.2, без урахування втрат енергії в лінії та трансформаторах і освітлення.

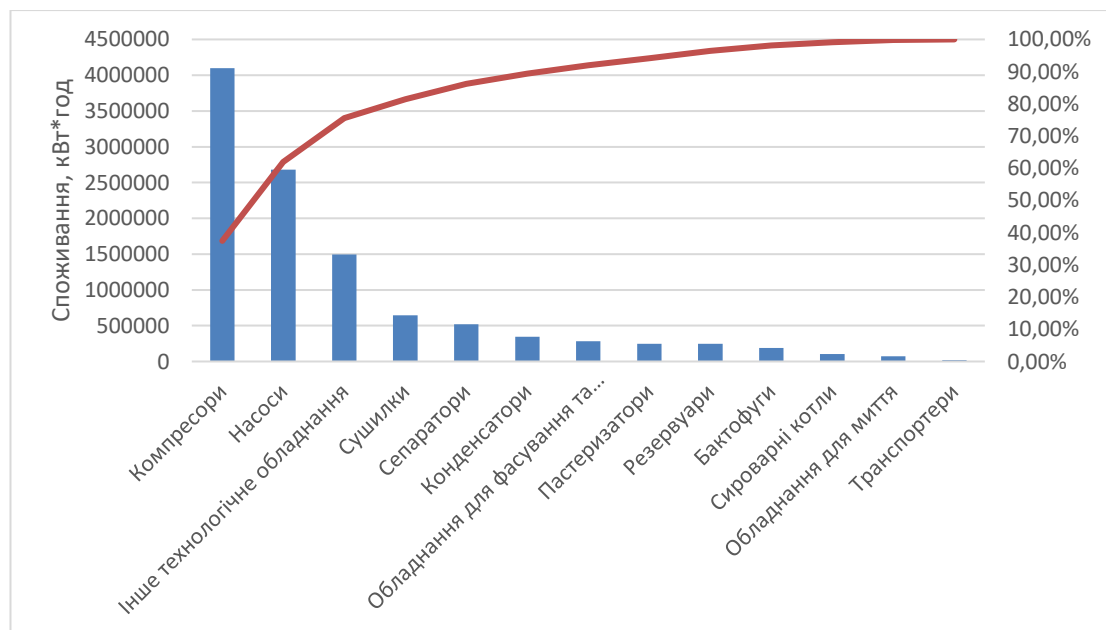


Рисунок 2.2 – Структура споживання електричної енергії обладнанням

Суттєвими споживачами є компресори та насоси, це обладнання має і найбільшу потужність на підприємстві. Середній коефіцієнт корисної дії насосів складає 45%, такий ККД пов'язаний з застарілістю обладнання та частими змінами необхідної продуктивності, нові насоси невеликої потужності при максимальному навантаженні мають ККД на рівні 75%. З урахуванням зміни необхідної продуктивності ККД буде складати 60-65%. З компресорами ситуація краща, на фреоновій компресорній станції встановлені нові гвинтові компресори з високим ККД – 80-90% [2].

2.3 Повірочний розрахунок навантажень об'єкту

Приклад повірочного розрахунку навантажень виконано для фреоновій компресорної, за методикою описаною в [3]. Електропостачання компресорної відбувається безпосередньо від ТП-1, а саме від двох трансформаторів ТМГ-1600/10/0,4. До таблиці 2.2 занесемо перелік електроприймачів компресорної. Всі розрахункові коефіцієнти взяті з [3].

Таблиця 2.2 – Перелік силових ЕП фреоновій компресорної

№	Назва обладнання	Кіль-к, шт	Потужність, кВт	Коефіцієнт використання	Коефіцієнт реактивної потужності
1	Компресор	16	110	0,75	0,7
2	Насос	16	22,5	0,7	0,8
3	Конденсатори	8	27,6	0,6	0,75

1. Проміжна активна потужність обладнання:

$$P_{\text{п}} = P_{\text{н}} \cdot n \cdot K_{\text{в}} \quad (2.1)$$

де $K_{\text{в}}$ - коефіцієнт використання;

n – кіль-к електроприймачів;

$P_{\text{н}}$ – номінальна потужність одного електроприймача, кВт.

За формулою (2.1) визначимо проміжну активну потужність обладнання:

$$P_{\text{п1}} = 110 \cdot 16 \cdot 0,75 = 1320 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{п2}} = 22,5 \cdot 16 \cdot 0,7 = 252 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{п3}} = 27,6 \cdot 8 \cdot 0,6 = 132,48 \text{ кВт}$$

2. Проміжна реактивна потужність обладнання:

$$Q_{\Pi} = P_n \cdot \operatorname{tg}(\varphi) \quad (2.2)$$

$$\operatorname{tg}(\varphi) = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (2.3)$$

де $\cos \varphi$ - коефіцієнт реактивної потужності;

За формулою (2.2) та (2.3) визначимо проміжну активну потужність обладнання:

$$Q_{\Pi 1} = 1320 \cdot 1,02 = 1346,4 \text{ кВАр}$$

$$Q_{\Pi 2} = 252 \cdot 0,75 = 189 \text{ кВАр}$$

$$Q_{\Pi 3} = 132,48 \cdot 0,88 = 116,58 \text{ кВАр}$$

3. Груповий коефіцієнт використання:

$$K_B = \frac{\sum P_{\Pi i}}{\sum P_{\Pi} \cdot n} \quad (2.4)$$

Тоді, підставивши у формулу (2.4), отримаємо:

$$K_B = \frac{1320 + 252 + 132,48}{110 \cdot 16 + 22,5 \cdot 16 + 27,6 \cdot 8} = 0,728$$

4. Ефективна кількість електроприймачів:

$$\frac{P_{\max}}{P_{\min}} = \frac{110}{22,5} = 4,888 > 3, \text{ отже}$$

$$n_e = \frac{2 \cdot (\sum P_{\Pi i})}{P_{\max}} \quad (2.5)$$

Тоді за формулою (2.5) будемо мати:

$$n = \frac{2 \cdot 2340,8}{110} = 42,56$$

5. Коефіцієнт розрахункового навантаження

$$K_B = 0,85$$

6. Розрахункове навантаження силових електроприймачів:

$$P_p = \sum P_{\Pi i} \cdot K_p \quad (2.6)$$

$$Q_p = \sum Q_{\Pi i} \cdot K_p \quad (2.7)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.8)$$

Підставивши у формули (2.6), (2.7) та (2.8), отримаємо:

$$P_p = (1320 + 252 + 132,48) \cdot 0.85 = 1448,8 \text{ кВт}$$

$$Q_p = (1346,4 + 189 + 116,58) \cdot 0.825 = 1404,183 \text{ кВАр}$$

$$S_p = \sqrt{1448,8^2 + 1404,183^2} = 2017,61 \text{ кВА}$$

Повірочний розрахунок по інших підрозділам виконаємо методом укрупнень[3], за формулами:

$$P_p = \sum P_{ni} \cdot K_{вик} \quad (2.9)$$

$$Q_p = \sum P_{ni} \cdot tg\varphi_i \cdot K_{вик} \quad (2.10)$$

де $K_{вик}$ – коефіцієнт використання для структурного підрозділу. Виконаємо такий розрахунок для всіх підрозділів, результати розрахунку занесемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Значення розрахункових потужностей структурних відділів підприємства

Структурне відділення	Встановлена потужність, кВт	Груповий коефіцієнт використання	Розрахункова активна потужність, кВт	Розрахункова реактивна потужність, кВАр
1	2	3	4	5
Приймання молока	34	0,700	23,800	17,850
Зберігання молока	81,2	0,694	56,389	57,528
Стандартизація, термізація, деаерація, охолодження суміші	160	0,638	102,000	76,500
Сирцех	95,5	0,662	63,177	64,453
Обробка згустку, формовка та пресування	54,5	0,686	37,371	26,085
Обробка згустку, формовка та пресування	28	0,700	19,600	12,147
Збір та охолодження вершків	1,35	0,650	0,878	0,544
Зберігання та пастеризація вершків	5,25	0,750	3,938	2,953

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5
Сепарування та нормалізація вершків	28,7	0,650	18,655	19,032
Збір та охолодження маслянки	23,05	0,680	15,674	18,325
Пакувальне відділення	107	0,500	53,500	40,125
Відділення дрібної фасовки	13,685	0,500	6,843	5,132
Підготовка сироватки	41,74	0,700	29,218	18,108
Пастеризація та сепарування сироватки	97	0,700	67,900	79,384
Збір, охолодження та зберігання підсирних вершків	13,4	0,667	8,933	6,509
Зберігання, нанофільтрація сироватки. Зберігання ретентату	182,4	0,660	120,384	140,744
Згущення сироватки. Кристалізація згущеної сироватки	166,2	0,733	121,880	107,488
Цех СЗМ №1	113	0,600	67,800	50,850
Цех СЗМ №2 Ділянка сушки	113	0,600	67,800	50,850
Миття автоцистерн	33,708	0,467	15,730	11,798
Пастеризація технологічної води	57	0,720	41,040	41,869
Централізована мийка апаратного відділення	12	0,500	6,000	7,015

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5
Маслоцех	5,5	0,700	3,850	4,501
Підготовка, води, мийка обладнання для сушки	110,5	0,583	64,458	56,847
Цех СЗМ №1. Резервування підготовленої води	16,4	0,667	10,933	9,642
Теплогенераторна	30	0,800	24,000	18,000
Повітряна компресорна	138,44	0,650	89,986	91,804
Сирцех №1	47,32	0,517	24,483	21,592
Відділення соління сиру №1	68,92	0,480	33,082	29,175
Відділення централізованої мийки сирцеху №1	15	0,550	8,250	6,188
Сирцех №2	91,31	0,529	48,318	56,490
Відділення соління сиру №2	50,82	0,490	24,902	21,961
Відділення приготування розсолу	125,5	0,667	83,667	73,787
Фреонова компресорна	2340,8	0,619	1448,800	1404,183
Фреонова компресорна масло цеху	63,57	0,750	47,678	48,641

Загальна встановлена потужність обладнання складає – 4565,763 кВт, розрахункова активна потужність – 2868,915 кВт, реактивна – 2708,1 кВАр.

2.4 Повірочний розрахунок системи внутрішнього електричного освітлення

Повірочний розрахунок системи внутрішнього освітлення виконаємо на прикладі адміністративного корпусу. В будівлі адміністративного корпусу встановлено люмінесцентні лампи типу ЛД (ЛБ) - 36 у кількості 72 шт. Довідкові дані: $P = 0,036$ кВт, $\cos\varphi = 0,95$, $\operatorname{tg}\varphi = 0,33$ [4], коефіцієнт попиту $K_{\Pi} = 1$. Розраховуємо навантаження на ЩО.

Розраховуємо активну потужність:

$$P_{\text{р.осв}} = K_{\Pi} \cdot P_{\text{ЛД-36}} \cdot n, \quad (2.11)$$

де n – кількість ламп, шт;

K_{Π} – коефіцієнт попиту ламп;

$P_{\text{ЛД-36}}$ – потужність однієї лампи, кВт;

Згідно з формулою (2.11) будемо мати:

$$P_{\text{р.осв}} = 1 \cdot 0,036 \cdot 72 = 2,592 \text{ кВт}$$

Розраховуємо реактивну потужність:

$$Q_{\text{р.осв}} = P_{\text{р.осв}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{осв}} \quad (2.12)$$

За формулою (2.12) будемо мати:

$$Q_{\text{р.осв}} = 2,592 \cdot 0,33 = 0,855 \text{ кВАр}$$

Розраховуємо повне навантаження:

$$S_{\text{р.осв.}} = \sqrt{P_{\text{р.осв.}}^2 + Q_{\text{р.осв.}}^2} \quad (2.13)$$

Згідно з формулою (2.13) будемо мати:

$$S_{\text{р.осв.}} = \sqrt{2,592^2 + 0,855^2} = 2,729 \text{ кВА}$$

Методом коефіцієнта використання світлового потоку визначимо рівень освітленості в адміністративному корпусі, методика та всі коефіцієнти вказані в [5], визначимо. Площа корпусу складає – 120 м², висота приміщення – 5 метрів. Згідно [6] нормоване значення освітленості на робочому місці складає 400 люкс. Стеля приміщення свіжопобілена $\rho_{\text{сл}} = 70\%$, стіни мають світлосірий колір $\rho_{\text{сн}} = 50\%$, підлога світло-коричнева $\rho_{\text{п}} = 30\%$. Висота робочої поверхні $h_p = 0,8$ м.

Підрахуємо індекс приміщення за формуло:

$$i = \frac{a \cdot b}{h \cdot (a + b)} \quad (2.14)$$

де, $a = 10$ м – довжина приміщення;

$b = 12$ м – ширина приміщення;

h – висота підвісу світильника, м;

Відомо, що висота стелі приміщення H становить 5 м. Відстань від стелі до світильника $h_c = 0,2$ м. Висота робочої поверхні $h_p = 0,8$ м.

Тоді висоту підвісу світильника визначимо за формулою:

$$h = H - h_p - h_c, \quad (2.15)$$

Тоді за формулою (2.15) будемо мати:

$$h = 5 - 0,2 - 0,8 = 4 \text{ м}$$

Підставивши значення у формулу (2.14) будемо мати:

$$i = \frac{10 \cdot 12}{4 \cdot (10 + 12)} = 1,363$$

Виходячи з індексу приміщення та коефіцієнтів відбиття стелі, стін і підлоги ($\rho_{\text{ст}}=70\%$, $\rho_{\text{стн}}=50\%$, $\rho_{\text{п}}=30\%$), коефіцієнт використання світлового потоку[7], для світильника ПВЛ, складає $\eta = 0,4$.

Визначимо фактичне значення освітленості в приміщенні $E_{\text{ф}}$:

$$E_{\text{ф}} = \frac{F_{\text{л}} \cdot N \cdot n \cdot \eta}{S \cdot k_3 \cdot z} \quad (2.15)$$

Тоді, підставивши у формулу (2.15), отримаємо:

$$E_{\text{ф}} = \frac{2000 \cdot 18 \cdot 4 \cdot 0,4}{120 \cdot 1,1 \cdot 1,1} = 396,694 \text{ лк}$$

де $F_{\text{л}}=2000$ лм – світловий потік лампи;

$N=18$ – кількість світильників;

$n = 4$ – кількість ламп в світильнику;

k_3 – коефіцієнт запасу;

z – коефіцієнт нерівномірності;

Порівняємо фактичне значення освітленості з нормативним, беручи до уваги, що допускається відхилення фактичного значення від нормативного на

±10%, оскільки зменшення освітленості неприпустимо з гігієнічної точки зору, а збільшення - економічно недоцільно.

$$\left| \frac{E_n - E_{\phi}}{E_n} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{400 - 396,69}{400} \right| \cdot 100\% = 0,827\%.$$

Відхилення фактичного значення від нормативного становить 0,827%, штучне освітлення приміщення задовольняє норми. Аналогічний розрахунок проведемо для зовнішнього та внутрішнього освітлення інших приміщень, результати розрахунку занесемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Значення освітленості та потужності систем освітлення будівель підприємства

Назва приміщення	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВАр	Повна потужність, кВА	E_{ϕ} , лк	E_n , лк	Кількість ламп, шт
Фреонова компресорна	0,864	0,285	0,910	211,100	200	24
ТП	1,800	0,594	1,895	198,500	200	50
Адміністративний корпус	2,592	0,855	2,729	396,69	400	72
Котельня	4,536	1,497	4,777	216,600	200	126
Фасувальне відділення	7,920	2,614	8,340	289,900	300	220
Цех сироватки	11,520	3,802	12,131	199,400	200	320
Маслоцех	10,800	3,564	11,373	195,080	200	300
Сирцех	10,800	3,564	11,373	202,930	200	300
Апаратний цех	5,688	1,877	5,990	192,080	200	158
Камери дозрівання	4,320	1,426	4,549	208,000	200	120
Ділянка згущення	1,440	0,475	1,516	208,960	200	40
Склад	2,160	0,713	2,275	208,900	200	60
Зовнішнє освітлення	15,000	9,296	17,647	53,600	50	60

Внутрішнє освітлення всіх будівель здійснюється люмінісцентними лампами ЛД-36, зовнішнє освітлення лампами ДРЛ-250. Загальна активна потужність освітлення складає 79,44 кВт, загальна реактивна потужність 30,561 кВАр. Всього ламп ЛД-36 встановлено 1790 шт, ламп ДРЛ-250 встановлено 60 шт.

2.5 Оцінка завантаженості ТП

На підприємстві встановлено ТП-1 та ТП-2. Живлення від ТП-1 здійснюється від 4-х секцій шин 10 кВ за допомогою 2-х трансформаторів ТМЗ 1600 та 2-х трансформаторів ТМГ 1600. В ТП-2 встановлені 2 трансформатори ТМ 630. Два трансформатори ТМГ-1600, живлять фреонову компресорну станцію, графік активного та реактивного навантаження першого та другого трансформатора наведені в додатку А. Максимальні значення активної та реактивної потужності для першого трансформатора складають:
 $P_{\text{макс ТМГ-1600 (1)}} = 724,4 \text{ кВт}$ та $Q_{\text{макс ТМГ-1600 (1)}} = 702,1 \text{ кВАр}$, для другого:
 $P_{\text{макс ТМГ-1600 (2)}} = 717,156 \text{ кВт}$ та $Q_{\text{макс ТМГ-1600 (2)}} = 695,071 \text{ кВАр}$.

Максимальне повне навантаження:

$$S_{p \text{ ТМ}} = \sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2} \quad (2.16)$$

За формулою (2.16) визначимо максимальне навантаження на трансформатори ТМГ-1600:

$$S_{p \text{ ТМГ1600(1)}} = \sqrt{724,4^2 + 702,1^2} = 1008,81 \text{ кВА}$$

$$S_{p \text{ ТМГ1600(2)}} = \sqrt{717,156^2 + 695,071^2} = 998,717 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаженості трансформатора розрахуємо за формулою:

$$K_z = \frac{S_p}{S_{\text{ном}}} \quad (2.17)$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

Тоді, підставивши у формулу (2.16), отримаємо:

$$K_{z \text{ ТМГ1600(1)}} = \frac{1008,81}{1600} = 0,63$$

$$K_{z \text{ ТМГ1600(2)}} = \frac{S_p}{S_{\text{ном}}} = \frac{998,717}{1600} = 0,624$$

Трансформатори мають приблизно рівні коефіцієнти завантаження, вони є достатніми для двотрансформаторної підстанції. Визначимо річні втрати в трансформаторах методом поелементних розрахунків [8]. Параметри ТМГ-1600 наведено до таблиці 2.5:

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		33

$$\Delta W_{\text{ТП}} = \frac{1}{N_{\text{тр}}} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{н}}^2} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i + N_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_p \quad (2.18)$$

де $N_{\text{тр}}$ – кількість трансформаторів ТП;

T_p – час роботи трансформатора;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання, кВт;

$S_{\text{н}}$ – повна потужність трансформатора, кВА;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – втрати холостого ходу, кВт;

P_i та Q_i активне та реактивне навантаження за період часу Δt_i ;

Таблиця 2.5 – Параметри ТМГ-1600 [9]

Параметр	Значення
Номінальна напруга ВН, кВ	6,10
Номінальна напруга НН, кВ	0,4
Втрати ХХ, кВт	1,95
Втрати КЗ, кВт	16
Струм ХХ, %	2
Напруга КЗ, %	6

Втрати потужності, за формулою (2.18) складуть:

$$\begin{aligned} & \Delta W_{\text{ТМГ-1600(1)}} \\ &= \frac{1}{1} \cdot \frac{16}{1600^2} \cdot ((181,1^2 + 175,5^2) \cdot 325 + \dots + (543,3^2 + 526,569^2) \\ & \cdot 325) + 1 \cdot 1,95 \cdot 2600 = 5083,319 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \Delta W_{\text{ТМГ-1600(2)}} \\ &= \frac{1}{1} \cdot \frac{16}{1600^2} \cdot ((217,32^2 + 210,627^2) \cdot 325 + \dots + (543,3^2 + 526,569^2) \\ & \cdot 325) + 1 \cdot 1,95 \cdot 2600 = 5082,787 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Аналогічно розрахуємо втрати та коефіцієнти завантаженості в двох трансформаторах ТМЗ-1600 та ТМ-630. В таблицю 2.6 занесемо структурні підрозділи, що отримують живлення від 2-х трансформаторів ТМЗ. В таблицю 2.7 занесемо структурні підрозділи, що отримують живлення від 2-х трансформаторів ТМ. Паспортні дані трансформатора ТМЗ-1600 занесено до таблиці 2.8, трансформатора ТМ-630 до таблиці 2.9. Результати розрахунків

занесемо до таблиці 2.8. Графіки навантаження всіх трансформаторів наведені в додатку А.

Таблиця 2.6 – Список структурних підрозділів, що отримуються живлення від двох трансформаторів ТМЗ-1600

Назва структурного відділу
Пастеризація та сепарування сироватки
Збір, охолодження та зберігання підсирних вершків
Зберігання, нанофільтрація сироватки. Зберігання ретентату
Згущення сироватки. Кристалізація згущеної сироватки
Цех СЗМ №1
Цех СЗМ №2 Ділянка сушки
Миття автоцистерн
Пастеризація технологічної води
Централізована мийка апаратного відділення
Маслоцех
Підготовка, води, мийка обладнання для сушки
Цех СЗМ №1. Резервування підготовленої води
Теплогенераторна
Повітряна компресорна
Сирцех №1
Відділення соління сиру №1
Відділення централізованої мийки сирцеху №1
Сирцех №2
Відділення соління сиру №2
Відділення приготування розсолу
Фреонова компресорна масло цеху

Таблиця 2.7 - Список структурних підрозділів, що отримуються живлення від двох трансформаторів ТМ-630

Назва структурного підрозділу
1
Приймання молока
Зберігання молока
Стандартизація, термізація, деаерація, охолодження суміші
Сирцех
Обробка згустку, формовка та пресування
Обробка згустку, формовка та пресування
Збір та охолодження вершків
Зберігання та пастеризація вершків

1
Сепарування та нормалізація вершків
Збір та охолодження маслянки
Пакувальне відділення
Відділення дрібної фасовки
Підготовка сироватки

Таблиця 2.8 – Параметри трансформатора ТМЗ-1600 [9]

Параметр	Значення
Номінальна напруга ВН, кВ	6,10
Номінальна напруга НН, кВ	0,4
Втрати ХХ, кВт	2,65
Втрати КЗ, кВт	16,5
Струм ХХ, %	1
Напруга КЗ, %	6

Таблиця 2.9 – Параметри трансформатора ТМ-630 [9]

Параметр	Значення
Номінальна напруга ВН, кВ	6,10
Номінальна напруга НН, кВ	0,4
Втрати ХХ, кВт	1,3
Втрати КЗ, кВт	7,6
Струм ХХ, %	0,9
Напруга КЗ, %	5,5

Таблиця 2.10 – Втрати потужності в трансформаторах

Трансформатор	Максимальне значення		Коефіцієнт завантаженості	Втрати потужності, кВт*год
	Активної потужності, кВт	Реактивної потужності, кВАр		
Т-1 ТМГ-1600	724,400	702,092	0,631	5083,319
Т-2 ТМГ-1600	717,156	695,071	0,624	5082,787
Т-3 ТМЗ-1600	475,821	467,568	0,417	23225,758
Т-4 ТМЗ-1600	475,821	453,541	0,411	23225,672
Т-1 ТМ-630	215,521	179,391	0,445	11400,275
Т-2 ТМ-630	211,210	175,803	0,436	11397,794
Всього				79415,604

Коефіцієнт завантаженості трансформаторів ТМЗ та ТМ дуже низький, при роботі двох трансформаторів паралельно він має складати близько 0,6-0,7 [10]. Трансформатори недовантажені їх потужності використовуються неефективно, доцільним буде відімкнути трансформатори ТМ, а навантаження спрямувати на ТМЗ для збільшення завантаженості. Визначимо втрати потужності в лініях

електропередач низької напруги, в таблиці 2.11 наведено марки, перерізи та параметри ліній, що відходять від трансформаторів.

Таблиця 2.11 – Параметри ліній електропередач[11]

Номер кабелю	Марка кабелю	Максимальне навантаження, кВА	Опір жил, Ом/км		Довжина ліній, км	Струм, А	Трансформатор
			Активний	Індуктивний			
1	АВВГ 4х150	126,13	0,206	0,059	0,01	191,635	Т-1 ТМ-630
2		142,007			0,03	215,758	
1	АВВГ 4х150	151,277			0,016	229,841	Т-2 ТМ-630
2		143,798			0,011	218,478	
1	АВВГ 4Х240	236,842	0,125	0,058	0,024	359,845	Т-1 ТМ3-1600
2		243,835			0,021	370,469	
3		223,181			0,016	339,089	
1	АВВГ 4Х240	235,304			0,011	357,508	Т-2 ТМ3-1600
2		218,895			0,024	332,576	
3		201,459			0,053	306,085	
1	АВВГ 4Х240	201,7			0,052	306,451	Т-3 ТМГ-1600
2		202,8			0,032	308,123	
3		212,6			0,043	323,012	
4		200,9			0,052	305,236	
5		203,3			0,038	308,882	
1	АВВГ 4Х240	201,9			0,048	306,755	Т-4 ТМГ-1600
2		213,6			0,019	324,532	
3		214,9			0,038	326,507	
4		199,5			0,011	303,109	
5		201,1			0,019	305,54	

Втрати електроенергії визначимо методом числа годин максимальних втрат, за формулою:

$$\Delta W = \frac{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_l \cdot L \cdot \tau_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_l \cdot L \cdot \tau_{\text{макс}} \quad (2.19)$$

де L – довжина лінії, км;

r_l – питомий опір, Ом/км;

$\tau_{\text{макс}}$ – число годин максимальних втрат, що визначається за формулою:

$$\tau_{\text{макс}} = \frac{K_3 + 2 \cdot K_3^2}{3} \cdot T_p \quad (2.20)$$

де K_3 – коефіцієнт завантаженості;

T_p – час роботи трансформатора, год;

Розрахуємо втрати для першого кабелю першого трансформатора ТМ-630, за формулами (2.19) та (2.20):

$$\tau_{\max} = \frac{0,44 + 2 \cdot 0,44^2}{3} \cdot 8760 = 2415,42 \text{ год}$$

$$\Delta W_{1 \text{ АВВГ } 4 \times 150 \text{ ТМ-630 (1)}} = \frac{\left(\frac{126,13}{1000}\right)^2}{0,38^2} \cdot 0,206 \cdot 0,01 \cdot 2415,42 = 0,557 \text{ МВт} \cdot \text{год} = 557,55 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Аналогічний розрахунок проведемо для інших ліній, результати занесемо до таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Втрати електричної енергії в лініях

Номер кабелю	Марка кабелю	T max	Втрати, кВт*год
1	АВВГ 4х150	2456,654	557,55
2		2456,654	2120,25
1	АВВГ 4х150	2384,845	1245,733
2		2384,845	773,849
1	АВВГ 4Х240	2232,675	2601,946
2		2232,675	2413,119
3		2232,675	1540,293
1	АВВГ 4Х240	2185,396	1152,192
2		2185,396	2175,477
3		2185,396	4069,318
1	АВВГ 4Х240	4162,67	7623,07
2		4162,67	4742,427
3		4162,67	7003,413
4		4162,67	7562,72
5		4162,67	5659,436
1	АВВГ 4Х240	4098,059	6941,206
2		4098,059	3075,227
3		4098,059	6225,546
4		4098,059	1553,1
5		4098,059	2725,83
Сумарно			71761,704

Загальні втрати електроенергії (в трансформаторах та лініях електропередач) складають:

$$\Delta W_{\text{ТР+ЛЕП}} = \sum \Delta W_{\text{ТР}} + \sum \Delta W_{\text{ЛЕП}} \quad (2.21)$$

Тоді, підставивши у формулу (2.21), отримаємо:

$$\Delta W_{\text{ТР+ЛЕП}} = 79415,604 + 71761,704 = 150877,308 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2.6 Оцінка рівня компенсації реактивної потужності об'єкту

В таблиці 2.13 показано розрахункове реактивне навантаження на кожну з трансформаторних підстанцій, яке розраховане в підрозділі 2.3.

Таблиця 2.13 – Навантаження на трансформатори

Трансформатор	Максимальне значення			Коефіцієнт завантаженості
	Активної потужності, кВт	Реактивної потужності, кВАр	Повна потужність, кВА	
T-3 ТМГ-1600	724,400	702,092	1008,805	0,631
T-4 ТМГ-1600	717,156	695,071	998,717	0,624
T-1 ТМЗ-1600	475,821	467,568	667,102	0,417
T-2 ТМЗ-1600	475,821	453,541	657,347	0,411
T-1 ТМ-630	215,521	179,391	280,411	0,445
T-2 ТМ-630	211,210	175,803	274,803	0,436

Розрахуємо коефіцієнт реактивного навантаження для кожної ТП без урахування компенсації:

$$\cos \varphi = \frac{P_{\text{тр}}}{S_{\text{тр}}} \quad (2.22)$$

Тоді за формулою (2.22) будемо мати:

$$\cos \varphi_{\text{ТМГ-1600 (1)}} = \frac{724,4}{1008,805} = 0,718$$

Аналогічно розрахуємо коефіцієнт реактивного навантаження для інших, результати занесемо до таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Коефіцієнти реактивного навантаження трансформаторів

Трансформатор	Коефіцієнт реактивного навантаження
T-3 ТМГ-1600	0,718
T-4 ТМГ-1600	0,718
T-1 ТМЗ-1600	0,713
T-2 ТМЗ-1600	0,724
T-1 ТМ-630	0,769

T-2 ТМ-630	0,769
------------	-------

Коефіцієнт реактивної потужності згідно договору про постачання електричної енергії має бути не менше 0,95, жоден трансформатор не задовільняє ці умови.

Розрахуємо значення реактивної потужності, яку необхідно компенсувати. Для цього визначимо значення реактивної потужності при якому коефіцієнт реактивної потужності буде 0,95, за формулою:

$$Q_{\text{необх ТР}} = P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.23)$$

Тангенс розрахуємо за формулою (2.3):

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - 0,95^2}}{0,95} = 0,32$$

Розрахунок проведемо на прикладі першого трансформатора ТМГ-1600, підставимо відповідні значення в формулу (2.23) і отримаємо:

$$Q_{\text{необх ТМ-1600 (1)}} = 724,4 \cdot 0,32 = 233,981 \text{ кВАр}$$

За формулою визначимо мінімальну величину реактвної потужності, яку необхідно компенсувати:

$$Q_{\text{компенсації ТМ-1600 (1)}} = Q_{\text{ТР}} - Q_{\text{необх ТР}} \quad (2.24)$$

Тоді, підставивши у формулу (2.24), отримаємо:

$$Q_{\text{компенсації ТМ-1600 (1)}} = 702,095 - 233,981 = 468,11 \text{ кВАр}$$

Аналогічно розрахуємо для інших трансформаторів, результати розрахунку наведено в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Значення реактивної потужності трансформаторів, яку необхідно компенсувати

Трансформатор	Реактивна потужність, кВАр	Необхідне значення реактивної потужності, кВАр	Мінімальна потужність яку необхідно компенсувати, кВАр
T-3 ТМГ-1600	702,092	233,981	468,110
T-4 ТМГ-1600	695,071	231,641	463,429
T-1 ТМЗ-1600	467,568	153,690	313,877
T-2 ТМЗ-1600	453,541	153,690	299,850

T-1 ТМ-630	179,391	69,613	109,778
T-2 ТМ-630	175,803	68,221	107,582

2.7 Розрахунок основних складових для складання балансу споживання електричної енергії об'єкту в аналітичній формі

Електричний баланс складемо по типам обладнання, на підприємстві є наступні типи: компресори, насоси, сушилки, конденсатори, пастеризатори, резервуари, бактофуги, котли, транспортери, обладнання для миття, обладнання для фасовки та пакування, сепаратори та інше технологічне обладнання(системи циркуляції розсолу, підвісні крани, теплогенератори, вакуум-випарні установки та інше). Значення споживання електричної енергії засенемо до таблиці 2.16, більш детальний опис обладнання, та проміжні розрахунки наведено в додатку Б. Споживання розраховано за формулою:

$$W_{\text{обл}} = n \cdot P_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}} \cdot T \quad (2.25)$$

де n – кількість обладнання, шт;

$P_{\text{н}}$ – номінальна потужність одиниці, кВт;

$K_{\text{в}}$ - коефіцієнт використання;

T – час роботи в рік, год;

Таблиця 2.16 – Електричний баланс по типам обладнання

Стаття витрат	Споживання електроенергії, кВт*год	Частка в загальному споживанні, %
Освітлення	463929,6	4,01%
Втрати	150877,308	1,31%
Компресори	4097390,7	35,46%
Насоси	2678672,464	23,18%
Інше технологічне обладнання	1495068,12	12,94%
Сушилки	644267,52	5,57%
Сепаратори	520182	4,50%
Конденсатори	344448	2,98%
Обладнання для фасування та пакування	282402,9	2,44%
Пастеризатори	245466	2,12%
Резервуари	245232	2,12%
Бактофуги	188136	1,63%
Сироварні котли	105300	0,91%
Обладнання для миття	74168	0,64%

Транспортери	21041,28	0,18%
Всього	11556581,89	100,00%

Покажемо електричний баланс по структурним підрозділам підприємства, в таблиці 2.17 наведені дані про споживання електричної енергії структурними підрозділами, споживання розраховано за формулою (2.25). Більш детальний опис обладнання структурних підрозділів наведено в додатку Б.

Таблиця 2.17 – Електричний баланс по підрозділам

Структурне відділення	Споживання електроенергії, кВт*год	Частка в загальному споживанні, %
1	2	3
Фреонова компресорна	4431648	38,35%
Згущення сироватки. Кристалізація згущеної сироватки	617479,2	5,34%
Зберігання, нанофільтрація сироватки. Зберігання ретентату	591739,2	5,12%
Стандартизація, термізація, деаерація, охолодження суміші	480168	4,15%
Освітлення	463 930	4,01%
Повітряна компресорна	451919,52	3,91%
Відділення приготування розсолу	370702,8	3,21%
Цех СЗМ №1	317304	2,75%
Цех СЗМ №2 Ділянка сушки	317304	2,75%
Пастеризація та сепарування сироватки	316134	2,74%
Сирцех	314589,6	2,72%
Сирцех №2	269591,4	2,33%
Зберігання молока	252813,6	2,19%
Пакувальне відділення	250380	2,17%
Фреонова компресорна масло цеху	223130,7	1,93%
Пастеризація технологічної води	190944	1,65%
Відділення соління сиру №1	186582,24	1,61%
Обробка згустку, формовка та пресування	174798	1,51%
Підготовка сироватки	143984,88	1,25%
Сирцех №1	144368,64	1,25%
Відділення соління сиру №2	133323,84	1,15%
Теплогенераторна	112320	0,97%

Підготовка, води, мийка обладнання для сушки	94097	0,81%
--	-------	-------

Продовження таблиці 2.14

1	2	3
Обробка згустку, формовка та пресування	91728	0,79%
Сепарування та нормалізація вершків	86767,2	0,75%
Збір та охолодження маслянки	75160,8	0,65%
Миття автоцистерн	63764,064	0,55%
Цех СЗМ №1. Резервування підготовленої води	51620,4	0,45%
Збір, охолодження та зберігання підсирних вершків	41090,4	0,36%
Відділення дрібної фасовки	32022,9	0,28%
Приймання молока	30940	0,27%
Централізована мийка апаратного відділення	28080	0,24%
Зберігання та пастеризація вершків	18954	0,16%
Маслоцех	18018	0,16%
Відділення централізованої мийки сирцеху №1	14225,5	0,12%
Збір та охолодження вершків	4071,6	0,04%
Втрати	150877,308	1,31%
Всього	11556572,39	100,00%



Рисунок 2.3 – Електричний баланс по структурним підрозділам

2.8 Оцінка стану та ефективності систем обліку та моніторингу споживання електричної енергії на об'єкті

Облік електроенергії виконаний на виводах кожного із трансформаторів. Наявні окремі прилади обліку на фреонову компресорну. На підприємстві ведеться подовгий облік обсягів спожитих енергоресурсів, виготовленої та переробленої продукції, зовнішньої температури повітря. Ведеться розрахунок питомого споживання на одиницю продукції, проте це дані розрахункові, а не фактичні. За підсумками місяця будуються графіки залежностей споживання електричної енергії та виробництва продукції. На підприємстві відсутня система енергоменеджменту та посада енергоменеджера, обов'язки покладені на головного енергетика. Енергетична політика відсутня, показники енергоефективності не розроблені. Рекомендовано впровадити систему енергетичного менеджменту на базі ISO 50001 з метою підвищення ефективності процесів управління енергією.

2.9 Розроблення типових заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів електричної енергії

2.9.1 Модернізація системи внутрішнього освітлення

На підприємстві присутня значна кількість люмінесцентних ламп низького тиску з світловіддачею 40-60 Лм/Вт (показник знижується в процесі експлуатації). На даний час під типорозмір світильників з ЛЛ та 36 Вт випускаються світлодіодні лампи з аналогічним електроз'єднанням та світловіддачею 95-110 Лм/Вт. Пропонується провести заміну ЛЛ типу Т8 на світлодіодні лампи (рисунок 2.4) без заміни світильників. Доцільність заміни окремих світильників слід визначити під час проектування та написання технічного завдання.

Розрахунок проведено для переважної більшості освітлювальних приладів за умови збереження їхніх паспортних характеристик. Результати зведено до таблиці 2.18



Рисунок 2.4 – Світлодіодні лампи, пропоновані на заміну

Таблиця 2.18 – Параметри ламп

Параметр	Наявні лампи	Пропоновані на заміну
Тип	ЛЛ	LED
Потужність одиниці, кВт	0,036	0,022

Світловий потік, Лм	2000	2200
Кількість, шт.	1790	1790
Час роботи, год/рік	3650	3650
Коефіцієнт втрат пуско-регулюючої апаратури	1,1	-

Споживання електричної енергії старими ЛЛ лампами складає:

$$W_{\text{ЛЛ}} = N_{\text{ЛЛ}} \cdot K_{\text{ПРА}} \cdot P_{\text{ЛЛ}} \cdot T_p = 1790 \cdot 1,1 \cdot 0,036 \cdot 3650 = 258726,6 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Споживання електричної енергії новими LED лампами складає:

$$W_{\text{LED}} = N_{\text{LED}} \cdot K_{\text{ПРА}} \cdot P_{\text{LED}} \cdot T_p = 1790 \cdot 1 \cdot 0,022 \cdot 3650 = 143737 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Економія електричної енергії буде складати:

$$\Delta W = W_{\text{ЛЛ}} - W_{\text{LED}} = 258726,6 - 143737 = 114989,6 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

$$\Delta E = \Delta W \cdot \text{Тариф} = 114989,6 \cdot 3,86 = 443859,856 \text{ грн}$$

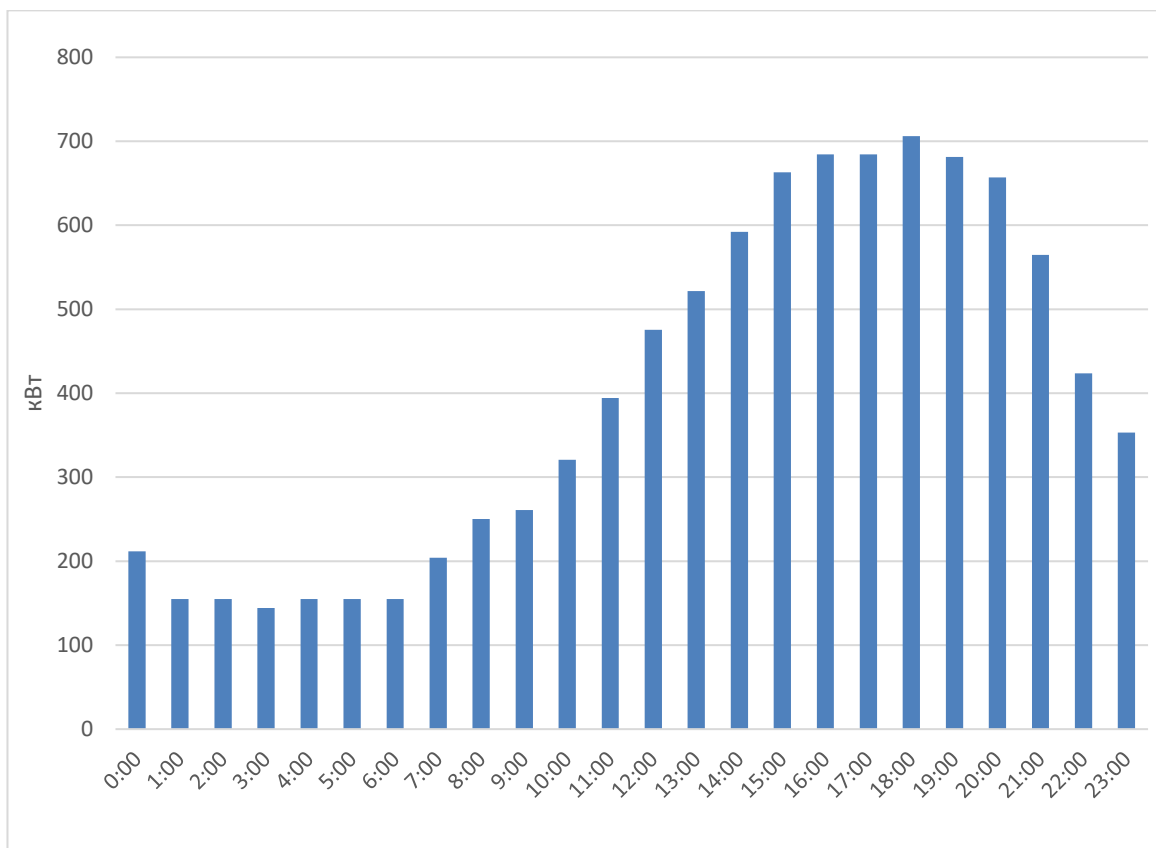
Вартість обладнання складає 447000 грн [12], вартість роботи із заміни ламп складає 90000 грн. Капітальні витрати (CE) складають 537000 грн.

Простий термін окупності:

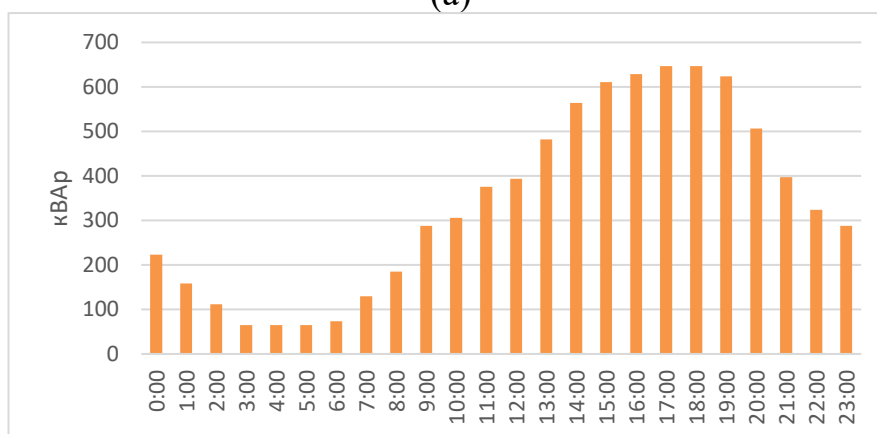
$$T_{\text{ок}} = \frac{CE}{\Delta E} = \frac{447000 + 90000}{443859,856} = 1,2 \text{ роки}$$

2.9.2 Виведення з експлуатації трансформаторів ТП-2

На даний час завантаження трансформаторів ТП-2 дуже низьке, крім того один з трансформаторів у дуже поганому стані. Пропонується реалізувати живлення секцій ТП 2 по стороні 0,4 кВ від секцій 0,4 кВ ТП-1, а саме від трансформаторів ТМЗ, за допомогою КЛ 0,4 кВ, повітряного прокладання. Економію можна оцінити перерахувавши втрати в трансформаторах ТМЗ та ТМ та лініях електропередач. Новий графік навантаження(рисунок 2.5 та рисунок 2.6) обох трансформаторів ТМЗ отримано додаванням старого графіка та графіка навантаження трансформаторів ТМ(всі графіки наведені в додатку А).

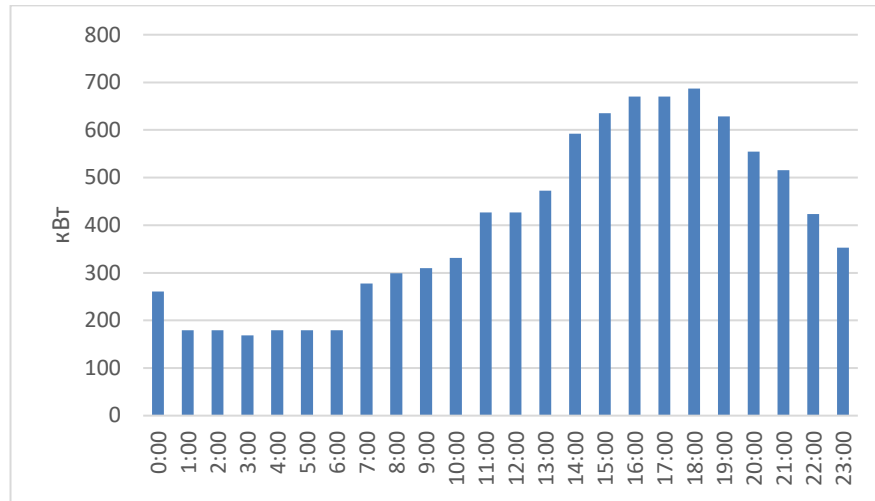


(а)

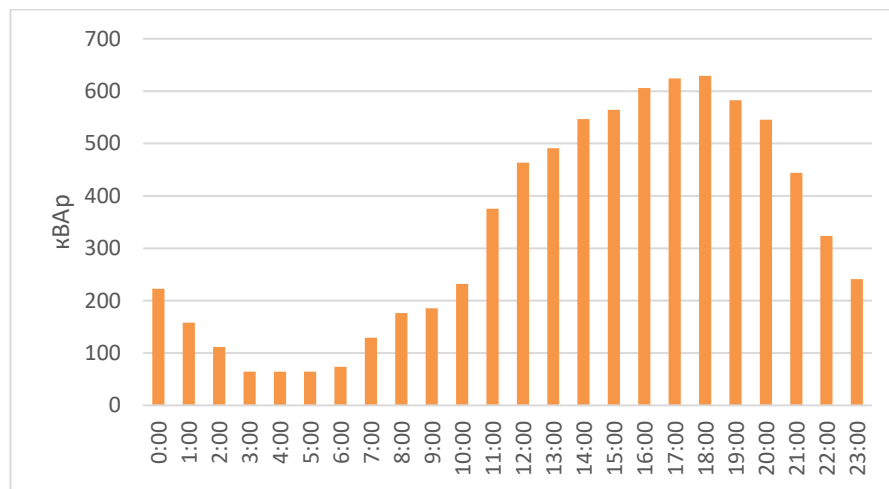


(б)

Рисунок 2.5 – Графік активного(а) та реактивного(б) навантаження першого трансформатора ТМЗ



(а)



(б)

Рисунок 2.6 – Графік активного(а) та реактивного(б) навантаження дургого трансформатора ТМЗ

Втрати в трансформаторах ТМЗ після відключення ТП-2 визначимо методом поелементних розрахунків, як це виконано в підрозділі 2.5. Живлення секцій ТП-2 від ТП-1 буде реалізовуватись за допомогою прокладання додаткових кабелів(100 метрів АВВГ 4х150) в повітрі, це збільшить загальну протяжність кабелю, а отже збільшить і втрати електроенергії в ньому. Проведемо розрахунки всіх втрат та занесемо результати до таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Втрати до та після реалізації заходу

ТР	Номер кабелю	Марка кабелю	Втрати до заходу, кВт*год		Втрати до після кВт*год	
			В лініях	В трансформаторі	В лініях	В трансформаторі
	1		557,550	11400,275	1951,426	0,000

T-1 ТМ-630	2	АВВГ 4x150	2120,250		3887,124	
T-2 ТМ-630	1	АВВГ	1245,733	11397,794	3192,192	0,000
	2	4x150	773,849		2532,598	
T-1 ТМЗ-1600	1	АВВГ 4X240	2601,946	23225,758	2601,946	23225,758
	2		2413,119		2413,119	
	3		1540,293		1540,293	
T-2 ТМЗ-1600	1	АВВГ 4X240	1152,192	23225,672	1152,192	23225,672
	2		2175,477		2175,477	
	3		4069,318		4069,318	
T-3 ТМГ-1600	1	АВВГ 4X240	7623,070	5083,319	7623,070	5083,319
	2		4742,427		4742,427	
	3		7003,413		7003,413	
	4		7562,720		7562,720	
	5		5659,436		5659,436	
T-4 ТМГ-1600	1	АВВГ 4X240	6941,206	5082,787	6941,206	5082,787
	2		3075,227		3075,227	
	3		6225,546		6225,546	
	4		1553,100		1553,100	
	5		2725,830		2725,830	
Всего			151177,308		135245,197	

Економія енергії в трансформаторах складе:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ТР+ЛЕП}} - \Delta W'_{\text{ТР+ЛЕП}} = 151177,308 - 135245,197 \\ = 15932,11 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Економія в гривнях складе:

$$\Delta E = \Delta W \cdot \text{Тариф} = 15932,11 \cdot 3,86 = 61497,948 \text{ грн/рік}$$

Вартість 1 метра кабелю АВВГ 4x150 складає 264,83 грн[13]. Монтажні роботи планується проводити силами фахівців підприємства. Орієнтовна вартість 50000 грн у вигляді надбавки до заробітної плати. Капітальні витрати складуть(CE):

$$CE = 100 \cdot 264,83 + 50000 = 76483 \text{ грн}$$

Простий термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{CE}{\Delta E} = \frac{76483}{61497,948} = 1,24 \text{ року}$$

2.9.3 Встановлення системи туманоутворення для фреонової компресорної

На даний час фреонова компресорна є найбільш вагомим споживачем електричної енергії. Добове споживання електроенергії в залежності від кількості первинної сировини та сезону складає до 20 тис. кВт год/добу (пікове споживання в літній період). Частка споживання на насосні групи крижаної води та розсолу не залежить від температури і постійна протягом року. Загалом залежність споживання електроенергії фреоною компресорною від температури можна побачити на рисунку 2.7.

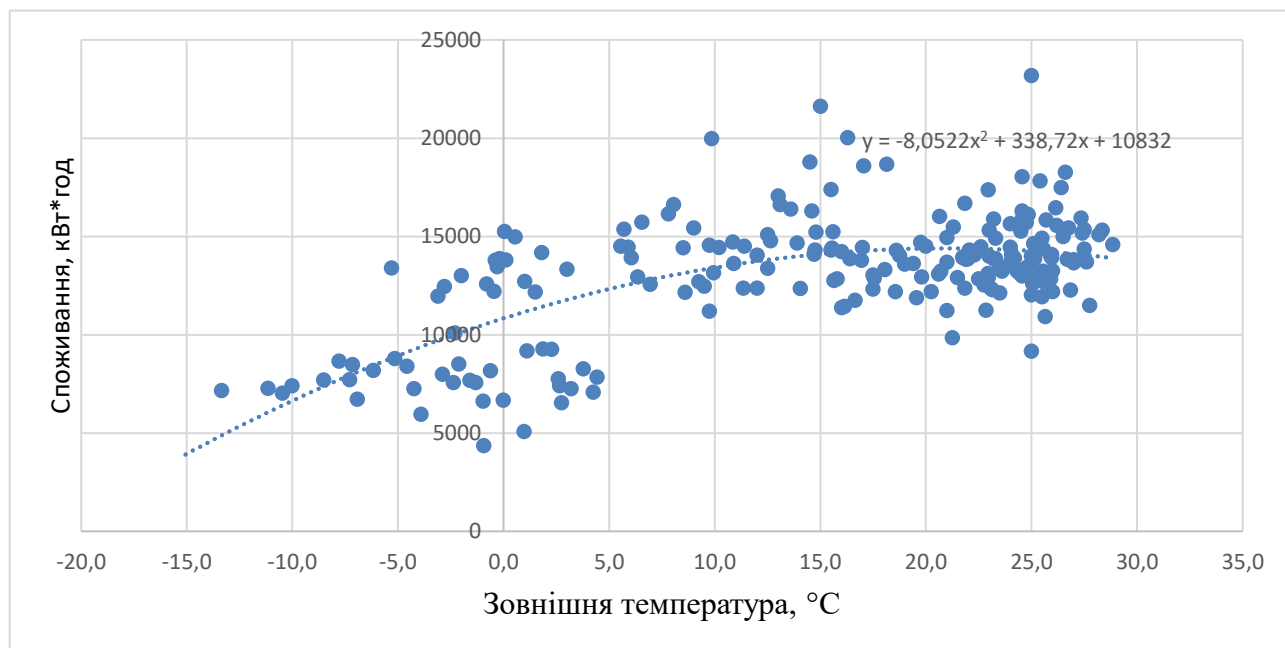


Рисунок 2.7 – Залежність між електроспоживанням компресорної та температурою зовнішнього повітря

Існує стандартний варіант зниження температури повітря, що поступає на конденсатори фреону у вигляді штучного туману рисунок 2.8. Дану технологію широко застосовують в тепличних господарствах на півдні країни.



Рисунок 2.8 – Зниження температури повітря, що поступає на конденсатори фреону у вигляді штучного туманоутворення

Результат зниження електроспоживання залежить від рівня зниження температури повітря. В літній час він буде максимальний, тому розрахунок ведеться лише на цей період. В холодний період року для виключення розморожування системи її продувають стисненим повітрям і консервують. Пропонується з метою зменшення електроспоживання встановити на конденсатори фреону систему штучного туманоутворення, що буде зменшувати температуру повітря протягом року за виключенням зимового періоду. Для виключення засолювання поверхонь конденсаторів фреону ззовні в системі туманоутворення пропонується використовувати обезсолену воду, що пройшла установку осмосу (рисунок 2.9). Даний захід виключить можливість відбору тепла на нагрів води при модернізації фреонового контуру.



Рисунок 2.9– Установка зворотного осмосу

Економічний ефект може бути обчислено як покращення коефіцієнту перетворення за рахунок зниження температури фреону після конденсаторних установок. Розрахунок наведено нижче. Добовий попит на холод складає 33000 кВт·год. Масова витрата холодоносія:

$$m = \frac{Q_c}{L} = \frac{33\,000}{205/3600} = 579\,512 \text{ кг},$$

де L – питома теплота пароутворення фреону кДж/кг;

Q_c – холодильна енергія, кВт·год.

Передбачається розпилення води для туманоутворення у розмірі 10 м³/добу. Таким чином, обсяг теплової енергії, що поглинається під час утворення туману можна визначити:

$$Q_w = \rho \cdot V \cdot r = 1000 \cdot 10 \cdot \frac{2258}{3600} = 6272.2 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де ρ – густина води, кг/м³;

V – об'єм води, м³;

r – питома теплота пароутворення води, кДж/кг.

Враховуючи, що не вся тепла енергія буде поглинута з фреону, а також втрати холоду в мережах, прийmemo коефіцієнт утилізації на рівні 50%. Тоді зниження температури конденсації фреону становитиме:

$$\Delta t = \frac{\eta \cdot Q_w}{c \cdot m} = 0,5 \cdot \frac{6272.2}{\frac{1.5}{3600} \cdot 579\,512} = 13 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

де η – коефіцієнт утилізації,

Q_w – обсяг теплової енергії, що поглинається розпиленою водою, кВт·год;

c – теплоємність фреону, кДж/кг;

m – масова витрата фреону, 579512 кг.

Згідно з інформацією по продуктивності компресорів Bitzer[2], за умови зниження температури конденсації фреону з 60 до 50 °С, коефіцієнт перетворення зростає з 2,7 до 3,8. Враховано що дане підвищення ефективності актуальне лише для літнього періоду.

Відповідно споживання компресорами в літній період можна оцінити як:

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		52

$$W^{\text{до}} = k_{\text{в}} \cdot n \cdot P_{\text{н}} \cdot t = 0,75 \cdot 16 \cdot 110 \cdot 24 \cdot 90 = 2851200 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де $k_{\text{в}}$ – коефіцієнт використання встановленої потужності;

n – кількість установок, шт.;

$P_{\text{н}}$ – номінальна електрична потужність компресора, кВт;

t – час роботи установок, год (за літній період).

Споживання компресорами в літній період після впровадження заходу визначено:

$$W^{\text{після}} = k_{\text{в}} \cdot n \cdot P_{\text{н}} \cdot t \cdot \frac{K_{\text{с}}}{K_{\text{н}}} = 0,75 \cdot 16 \cdot 110 \cdot 24 \cdot 90 \cdot \frac{2,7}{3,8} = 2025852,63 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

де $K_{\text{с}}$ – коефіцієнт перетворення наявний;

$K_{\text{н}}$ – коефіцієнт перетворення після впровадження заходів.

Економія становитиме:

$$\Delta E = (W^{\text{до}} - W^{\text{після}}) \cdot \text{Тариф} = 825347,368 \cdot 3,86 = 3185840,842 \text{ грн}$$

Остаточно капіталовкладення може бути визначено після проектування. Попередньо вартість прийнято згідно інформації компанії Rain&Fog [14] в таблиці 2.20 наведено необхідне обладнання та його ціна.

Таблиця 2.20 – Капіталовкладення на впровадження системи штучного туманоутворення

Стаття витрат	Кількість, шт.	Ціна одиниці, грн.	Вартість, грн.
Форсунки розпилення	32	1 000	32 000
Насосна група	2	30 000	60 000
Установка зворотного осмосу	1	949 575	949 575
Трубопроводи та витратні матеріали	-	300 000	300 000
Монтажні роботи	-	100 000	100 000
Проектна документація	1	50 000	50 000
Всього			1 491 575

Капітальні витрати складуть 1491575 грн, доставка буде організована силами підприємства. Розрахуємо економічні показники, термін експлуатації основного обладнання необхідного для реалізації повернення конденсату складає 12 років. Витрати на амортизацію при часі життя проекту 12 років будуть складати 8,33%, експлуатаційні витрати визначимо за формулою:

$$OE = CE \cdot \frac{A}{100} \quad (2.26)$$

де A – амотризаційні витрати, %;

CE – капітальні витрати, грн;

Підставивши значення у формулу (2.26), отримаємо:

$$OE = 1491575 \cdot \frac{8,33}{100} = 124248,19 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$$

Грошовий потік розрахуємо за формулою:

$$CF_n = \Delta E_n - (CE_n + OE_n) \quad (2.27)$$

де n – відповідний рік життя проекту;

Підставивши у формулу (2.17), отримаємо:

$$CF_0 = 0 - (1491575 + 0) = -1491575 \text{ грн}$$

Грошовий потік КУСУМ розрахуємо за формулою:

$$CF_{n \text{ КУСУМ}} = CF_n + CF_{n-1} \quad (2.28)$$

Тоді, підставивши у формулу (2.28) відповідні значення, отримаємо:

$$CF_{0 \text{ КУСУМ}} = -1491575 + 0 = -1491575 \text{ грн}$$

Аналогічний розрахунок проведемо для 1 – 12 років, результати занесемо до таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – Економічні показники

Час життя проекту	Капітальні витрати, грн	Щорічні експлуатаційні витрати, грн	Економія, грн	Грошовий потік, грн	Грошовий потік КУСУМ, грн
0	1491575	0	0	-1491575	-1491575
1	0	124248	3185840,84	3061593	1570018
2	0	124248	3185840,84	3061592,65	4631610
3	0	124248	3185840,84	3061592,65	7693203
4	0	124248	3185840,84	3061592,65	10754796
5	0	124248	3185840,84	3061592,65	13816388

6	0	124248	3185840,84	3061592,65	16877981
7	0	124248	3185840,84	3061592,65	19939574
8	0	124248	3185840,84	3061592,65	23001166
9	0	124248	3185840,84	3061592,65	26062759
10	0	124248	3185840,84	3061592,65	29124352
11	0	124248	3185840,84	3061592,65	32185944
12	0	124248	3185840,84	3061592,65	35247537

Простий термін окупності, визначимо за формулою:

$$T_{\text{ок}} = \frac{OE + CE}{\Delta E} \quad (2.29)$$

За формулою (2.29) простий термін окупності складе:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1491575 + 124248}{3185840,84} = 0,507 \text{ року}$$

Проведемо розрахунок дисконтованих економічних показників. Коефіцієнт дисконту визначено за формулою:

$$R_n = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{r_1}{100}\right)\right)^n} \quad (2.30)$$

де r_1 – ставка дисконту(<https://bank.gov.ua/>), %;

n – відповідний рік життя проекту;

Дисконтований грошовий потік визначено за формулою:

$$CF_{n \text{ дисконт}} = R \cdot CF_n \quad (2.31)$$

Дисконтований грошовий потік КУСУМ визначається аналогічно до звичайного. Підставимо значення у формули (2.30) та (2.31), отримаємо:

$$R_0 = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{7,5}{100}\right)\right)^0} = 1$$

$$CF_{0 \text{ дисконт}} = 1 \cdot (-1491575) = -1491575 \text{ грн}$$

До таблиці 2.22 занесемо дисконтовані економічні показники, розраховані для кожного року життя проекту.

Таблиця 2.22 – Дисконтовані економічні показники

Час життя проекту	Коеф дисконту	Дисконтований грошовий потік, грн	Дисконтований грошовий потік КУСУМ, грн
0	1	-1491575	-1491575
1	0,930	2847993,163	1356418,163
2	0,865	2649295,965	4005714,128
3	0,805	2464461,363	6470175,491

4	0,749	2292522,198	8762697,690
5	0,697	2132578,789	10895276,479
6	0,648	1983794,222	12879070,701
7	0,603	1845389,974	14724460,675
8	0,561	1716641,837	16441102,512
9	0,522	1596876,127	18037978,639
10	0,485	1485466,165	19523444,804
11	0,451	1381828,990	20905273,794
12	0,420	1285422,317	22190696,111

Чиста приведена вартість(збиток або прибуток після реалізації проекту з урахуванням знецінення грошей у часті), визначається за формулою:

$$NPV = \sum CF_i_{\text{дисконт}} \quad (2.32)$$

Підставивши значення у формулу (2.32) отримаємо:

$$NPV = -1491575 + \dots + 1285422,317 = 22190696,111 \text{ грн}$$

Для розрахунку внутрішньої норми рентабельності IRR, задамося такою ставкою дисконту, при якій NPV буде від'ємним. Такою ставкою буде $r_2 = 250\%$. Розрахунки занесемо до таблиці 2.23.

Таблиця 2.23 – Економічні показники для визначення IRR

Час життя проекту	Коеф дисконту при $r = 250\%$	Дисконтований грошовий потік при $r = 250\%$, грн	Дисконтований грошовий потік КУСУМ при $r = 250\%$, грн
1	2	3	4
0	1	-1491575	-1491575
1	0,286	874740,757	-616834,243
2	0,082	249925,931	-366908,312
3	0,023	71407,409	-295500,903
4	0,007	20402,117	-275098,787

Продовження таблиці 2.23

1	2	3	4
5	0,002	5829,176	-269269,61
6	0,001	1665,479	-267604,132
7	0,00015543	475,851	-267128,28
8	0,00004441	135,957	-266992,323
9	0,00001269	38,845	-266953,478
10	0,00000363	11,099	-266942,379

11	0,00000104	3,171	-266939,208
12	0,0000003	0,906	-266938,302

Знайдемо IRR за формулою:

$$IRR = r_1 + NPV \cdot \frac{r_2 - r_1}{NPV - NPV_{IRR}} \quad (2.33)$$

де NPV_{IRR} – чиста приведена вартість при ставці дисконту r_2 , грн;

За формулою (2.33) IRR буде дорівнювати:

$$IRR = 7,5 + 22190696,11 \cdot \frac{250 - 7,5}{22190696,11 + 266938,302} = 247,117 \%$$

2.9.4 Компенсація реактивної потужності

В підрозділі 2.6 зазначено, що на підприємстві не встановлені пристрої для компенсації реактивної потужності, нормативне значення коефіцієнта реактивної потужності на рівні 0,95 та вище не забезпечується. Пропонується встановити конденсаторні установки, для зменшення реактивної потужності. Економія при цьому буде досягатися шляхом зменшення рахунків за перетоки реактивної потужності до нуля. Значення реактивної потужності яку необхідно компенсувати для кожного трансформатора наведені в таблиці 2.12, згідно цих значень оберемо конденсаторну установку для кожного трансформатора, назву установки та набір батарей занесемо до таблиці 2.24.

Таблиця 2.24 – Реактивна потужність після компенсації

Трансформатор	Потужність яку необхідно компенсувати, кВАр	Назва установки	Набір батарей
Т-1 ТМГ-1600	702,092	КРМ «ВЕГ» 0,4 700/25 кВАр	6*100+50+2*25
Т-2 ТМГ-1600	695,071	КРМ «ВЕГ» 0,4 675/25 кВАр	6*100+50+25

T-1 ТМЗ-1600	467,568	КРМ «ВЕГ» 0,4 450/25 кВАр	8*50+2*25
T-2 ТМЗ-1600	453,541	КРМ «ВЕГ» 0,4 450/25 кВАр	8*50+2*25
T-1 ТМ-630	179,391	КРМ «ВЕГ» 0,4 170/2,5 кВАр	2*50+20+20+12,5+10+5+2,5
T-1 ТМ-630	175,803	КРМ «ВЕГ» 0,4 170/2,5 кВАр	2*50+20+20+12,5+10+5+2,5

Обрані конденсаторні установки [15] мають певний набір батарей які дозволяють регулювати значення потужності згідно графіка реактивного навантаження для кожного трансформатора. Необхідно розробити закон регулювання реактивної потужності. Згідно договору про постачання електричної енергії, підприємство сплачує тариф за перетоки реактивної потужності, а саме 0,25 грн/кВАр*год($Ц_{\text{реакт}}$). Розрахуємо споживання реактивної енергії, за допомогою графіків навантаження трансформаторів(додаток А), за формулою:

$$W^{\text{реакт}} = 365 \cdot \sum_{i=1}^n Q \cdot \Delta t$$

Розрахуємо значення споживання в рік на прикладі першого трансформатора ТМГ-1600:

$$W_{\text{ТМГ-1600 (1)}}^{\text{реакт}} = 365 \cdot (175,52 \cdot 1 + \dots + 526,569 \cdot 1) = 1665712 \text{ кВАр} \cdot \text{год}$$

Аналогічний розрахунок виконаємо для інших тарансформаторів, результати розрахунку занесемо до таблиці 2.25.

Таблиця 2.25 – Споживання реактивної енергії

Трансформатор	Споживання реактивної потужності, кВАр*год
T-1 ТМГ-1600	1665712,084
T-2 ТМГ-1600	1599083,6
T-1 ТМЗ-1600	2227141,559
T-2 ТМЗ-1600	2174236,28

T-1 ТМ-630	749720,4483
T-2 ТМ-630	716326,7864
Всього	9132220,758

Приймаємо, що після встановлення конденсаторних установок споживання реактивної потужності буде дорівнювати 0 кВАр·год, економія в такому випадку складатиме:

$$\Delta E = \sum W_{\text{реакт}} \cdot C_{\text{реакт}} = 9132220,758 \cdot 0,25 = 2283055,196 \text{ грн/рік}$$

Вартість КУ занесемо до таблиці 2.26, підключення установок буде виконуватись силами фахівців підприємства. Орієнтовна вартість 100000 грн у вигляді надбавки до заробітної плати, доставка буде коштувати 8000 грн.

Таблиця 2.26 – Вартість конденсаторних установок та їх встановлення

Назва установки	Вартість, грн
КРМ «ВЕГ» 0,4 700/25 кВАр	250000
КРМ «ВЕГ» 0,4 675/25 кВАр	200000
КРМ «ВЕГ» 0,4 450/25 кВАр	180000
КРМ «ВЕГ» 0,4 450/25 кВАр	150000
КРМ «ВЕГ» 0,4 170/2,5 кВАр	100000
КРМ «ВЕГ» 0,4 170/2,5 кВАр	100000
Роботи по встановленню	80000
Доставка	20000
Капітальні витрати(СЕ)	1080000

Простий термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{CE}{\Delta E} = \frac{1080000}{2283055,196} = 0,473 \text{ року}$$

Висновки до розділу

В результаті аналізу системи електропостачання молокозаводу виявилось, що суттєвими споживачам є: фреонові компресори, насоси та інше технологічне обладнання. Аналіз завантаженості ТП показав, що трансформатори ТМЗ та ТМ мають низький рівень завантаженості, що говорить про неефективність

використання потужностей трансформаторів. На підприємстві відсутня компенсація реактивної потужності, через велику кількість силового обладнання, споживання реактивної потужності дуже суттєве, підприємство витрачає багато додаткових коштів для плати за перетоки реактивної потужності. Внутрішнє освітлення підприємства здійснюється неенергоефективними лампами ЛД-36, з низькою світловіддачею. Для вирішення вище описаних проблем було запропоновано такі заходи з енергозбереження: використання туманоутворення для компресорної станції, встановлення КУ, виведення з експлуатації трансформаторів ТП-2, заміна ламп внутрішнього освітлення. Реалізація даних заходів дозволить зекономити 2185521 кВт·год та 9132220,758 кВАр·год або 5974253,84 грн на рік. Середній термін окупності запропонованих заходів складає 0,845 року.

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		60

3 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ НА МОЛОКОЗАВОДІ

3.1 Схеми паливо- та теплопостачання об'єкта та їх аналіз

На підприємстві наявна власна котельня, де встановлено 2 котли ДКВР-6,5/13 та один котел ДЕ-10/14, їх параметри наведені в таблиці 3.1. Із парових котлів використовується один (ДКВР-6,5/13), з продуктивністю 6,5 т/год. Ще один котел ДКВР-6,5/13 розрахований на покриття пікового навантаження, проте не використовується. Котел ДЕ 10/14 знаходиться в резерві. Котлоагрегати зображені на рисунку 3.1.

Таблиця 3.1 – Паспортні характеристики парових котлів [16, 17]

Показник	ДЕ-10/14	ДКВР-6,5/13
Паливо	Природний газ	Природний газ
Паропроодуктивність, т/год	10	6,5
Робочий тиск пари на виході, МПа	1,3	1,3
Температура пари на виході, °С	194	194
Температура живильної води, °С	100	100
Розрахункова витрата палива, м ³ /год	710	466
Номінальний ККД, %	93	92

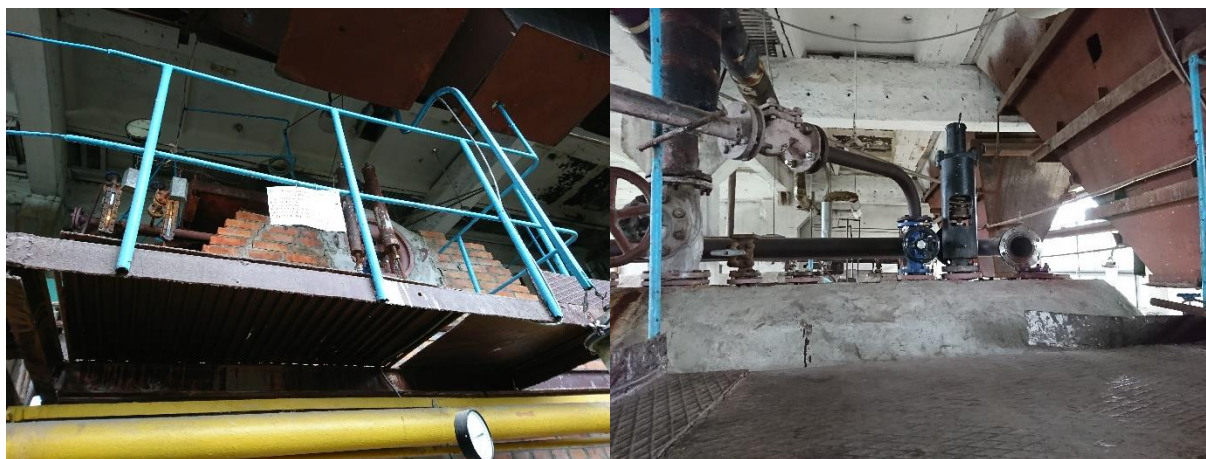


Рисунок 3.1– Наявні газові котли підприємства

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ		
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата	Аналіз ефективності використання палива та теплової енергії на молокозаводі		
Розроб.	Гоєнко А.О						
Перевір.	Виноградов В.О.						
Реценз.							
Н. Контр.	Прокопенко І.Д.						
Затвер.							
					Літ	Аркуш	Аркушів
						61	128
					ІЕЕ, гр. ОН-72		

Котлам вже 27 років, але 6 років тому(в 2015) був проведений капітальний ремонт, а саме проведена заміна трубного пучка теплообмінної зони, нові живильні насоси. Забір повітря на палиник з під стелі котельної. Встановлені перетворювачі частоти на димосос та вентилятор, заплановано встановлення окремого приладу обліку живильної води на кожен котел окремо.

Була проведена термозйомка та фото фіксація основних споживачів та процесів. Нижче приведені(рисунок 3.2, 3.3) деякі елементи термозйомки.



Рисунок 3.2 – Тепловізійне фото котла ДКВР-6,5/13

Котел із новою футеровкою в роботі – задовільний стан футеровки котла. На фото також видно зовнішню частину нового струйно нішевого палиника



Рисунок 3.3 – Футеровка котла

3.2 Коротка характеристика та оцінка енергоефективності суттєвих споживачів палива та теплової енергії

Для оцінки енергоефективності споживання енергії системами та підсистемами слід визначити найбільших споживачів того чи іншого ресурсу. Відповідно до стандарту ISO 50001 суттєвими споживачами обрано ті, обсяги споживання якими є значними, або де потенційно можливе збереження енергії. Перелік наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Суттєві споживачі газу

Тип ресурсу	Назва	Потужність, кВт	Річне споживання	Частка від загального споживання, %	Примітка	ККД, брутто %
Природний газ	Паровий котел ДКВР 6,5/13	4571	3 162 348 м ³	80,6	Від загального споживання газу	92
Природний газ	Теплогенератор №1 ТГ-0,95-200	989	388 360 м ³	9,9	Від загального споживання газу	94
Природний газ	Теплогенератор №2 ТГ-0,95-200	942	371 023 м ³	9,5	Від загального споживання газу	94

Теплогенератори розташовані в цеху сухої знежиреної сироватки, ККД споживачів високий, стан теплогенераторів хороший. Покажемо в таблиці 3.3 споживачів пари на підприємстві

Таблиця 3.3 – Споживачі пари, та їх добове споживання

Цех	Обладнання (процес)	Споживання пари, кг/добу
1	2	3
Прийомка молока	CIP	506
	CIP	506
	CIP	506
	Мийка цистерн (70 шт)	6125

Продовження таблиці 3.3

1	2	3
Приймально-апаратний цех	Термізатор	3650
	Термізатор	4928
	Пастеризатор	2000
	CIP	1244
	CIP	1244
	CIP	1244
Маслоцех	Пастеризатор	3700
	Ванна вершків	40
	Ванна вершків	40
	Ванна вершків	40
Цех сироватки	Пастеризатор	5110
	Пастеризатор	3650
	Нанофільтрація	415
	Випарка	46500
	Випарка	46500
Сирцех №1	Пастеризатор	11250
	Пастеризатор води	3100
	Підігрів котлів	2470
	Миття форм	5000
	Мікрофільтрація розсолу	400
	CIP	1050
	CIP	1750
Сирцех №2	Пастеризатор	23100
	Пастеризатор води	2000
	Підігрів котлів	3900
	Мийка форм	5250
	Мийка контейнерів	1200
	CIP	1150
	CIP	2300
	Мікрофільтрація розсолу	500
Термоусадка	Термоусадка	1300
	Термоусадка	1700

Найбільше пари споживається в цеху сироватки, також суттєвими споживачами пари є випарні установки.

3.3 Повірочний розрахунок теплових навантажень об'єкту (будівлі, цеху)

Втрати теплоти, кВт, через огорожувальні конструкції будівель підприємства визначаються за формулою:

$$Q = F \cdot K \cdot (t_{\text{вн.}} - t_{\text{р.о.}}) \cdot (1 + \Sigma\beta) \cdot n, \quad (3.1)$$

де F – площа огорожувальних конструкцій, м²;

K – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·К);

$t_{\text{вн}} = 18^{\circ}\text{C}$ – температура всередині приміщення, [6];

$t_{\text{ро}}$ – розрахункова температура зовнішнього повітря, приймається рівною температурі найхолоднішої п'ятиденки, $t_{\text{ро}} = -21^{\circ}\text{C}$ для першої температурної зони;

$\Sigma\beta$ – сумарні додаткові втрати теплоти у відсотках від основних тепловтрат;

n – коефіцієнт, який враховує зменшення розрахункової різниці температур, залежить від положення зовнішньої поверхні огорожувальної конструкції по відношенню до зовнішнього повітря.

Термічний опір огорожувальних конструкцій, (м²·К)/Вт, розраховується за формулою:

$$R_j = \frac{1}{\alpha_{\text{вн}}} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_z}, \quad (3.2)$$

де $\alpha_{\text{вн}} = 8,7 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ – коефіцієнт тепловіддачі із внутрішньої сторони будівлі згідно із [3];

$\alpha_z = 23 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ – коефіцієнт тепловіддачі з зовнішньої сторони будівлі, для підлоги він складає $17 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$, згідно із [3];

λ_i – коефіцієнт теплопровідності i -го шару конструкції, $\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$;

δ_i – товщина i -го шару конструкції, м.

Коефіцієнт теплопровідності, Вт/(м²·К), розраховується за формулою:

$$K_j = \frac{1}{R_j} \quad (3.3)$$

Втрати теплоти на вентиляцію визначаються за формулою:

$$Q_{\text{вент}} = 0,337 \cdot V \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{ро}}) \cdot n \quad (3.4)$$

Де V – об’єм приміщення, м^3 ;

n – кратність повітрообміну, год^{-1} ;

Проведемо розрахунок за наведеними формулами для адміністративного корпусу підприємства, склад огорожувальних конструкцій занесемо до таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Склад ОК адміністративного корпусу

Приміщення	ОК	Шар	δ , м	λ , Вт/м*К
Адміністративно корпус	ЗС	Розчин цементно-піщаний	0,005	0,81
		Цегла з керамічної порожнистої густиною 1400 кг/м3 (брутто) на цементно-піщаному розчині	0,24	0,64
		Штукатурка	0,005	0,21
		З/б плити	0,15	1,55
	Дах	Керамзит	0,07	0,075
		Стяжка	0,03	0,58
		Руберойд	0,004	0,17
		Гідроізоляція	0,02	0,7
		Бетон	0,2	1,3
	Підлога	Керамзит	0,07	0,075
		Ц-м розчин	0,03	0,35
		Плитка	0,01	0,64

Розрахуємо термічний опір для кожної з огорожувальних конструкцій корпусу, за формулою (3.2).

Опір зовнішніх стін:

$$R_{\text{зс}} = \frac{1}{23} + \frac{0,005}{0,81} + \frac{0,24}{0,64} + \frac{0,005}{0,21} + \frac{1}{8,7} = 0,563 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

Опір даху:

$$R_{\text{дах}} = \frac{1}{23} + \frac{0,15}{1,55} + \frac{0,07}{0,075} + \frac{0,03}{0,58} + \frac{0,004}{0,17} + \frac{0,02}{0,7} + \frac{1}{8,7} = 1,292 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

Опір підлоги:

$$R_{\text{підлога}} = \frac{1}{17} + \frac{0,2}{1,3} + \frac{0,07}{0,075} + \frac{0,03}{0,35} + \frac{0,01}{0,64} + \frac{1}{8,7} = 1,362 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

Частина вікон в корпусі металопластикові з термічним опором $0,75 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$, частина дерев'яні з термічним опором $0,4 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$. Всі двері будівлі пластикові з термічним опором $0,75 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$.

За формулою (3.3) визначимо коефіцієнт теплопровідності для кожної огорожувальної конструкції.

Коефіцієнт теплопередачі зовнішніх стін:

$$K_{\text{зс}} = \frac{1}{0,563} = 1,775 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Коефіцієнт теплопередачі даху:

$$K_{\text{дах}} = \frac{1}{1,292} = 0,773 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Коефіцієнт теплопередачі підлоги:

$$K_{\text{підлога}} = \frac{1}{1,362} = 0,73 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Коефіцієнт теплопередачі вікон металопластикових:

$$K_{\text{вікна м-п}} = \frac{1}{0,75} = 1,33 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Коефіцієнт теплопередачі вікон дерев'яних:

$$K_{\text{вікна д}} = \frac{1}{0,4} = 2,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Коефіцієнт теплопередачі дверей:

$$K_{\text{двері}} = \frac{1}{0,65} = 1,54 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Занесемо площу ОК адміністративного корпусу до таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Площа конструкцій адміністративного корпусу

Приміщення	ОК	Орієнтація	Площа	К, Вт/кв.м*К	n	1+Σβ
Адміністративний корпус	ЗС	Пд Зх	72	1,775	1	1
		Пн Сх	72	1,775	1	1,1
		Пд Сх	60	1,775	1	1,05
		Пн Зн	60	1,775	1	1,1
	Вікна	Пд Зх	9,6	2,500	1	1
		Пн Сх	9,6	1,330	1	1,1
	Дах		120	0,774	0,9	1
	Підлога		120	0,730	0,4	1
	Двері	Пн Сх	4	1,540	1	1,1
		Пд Зх	4	1,540	1	1

Значення додаткових втрат визначено на основі орієнтації, згідно діаграми показаної на рисунку 3.4.

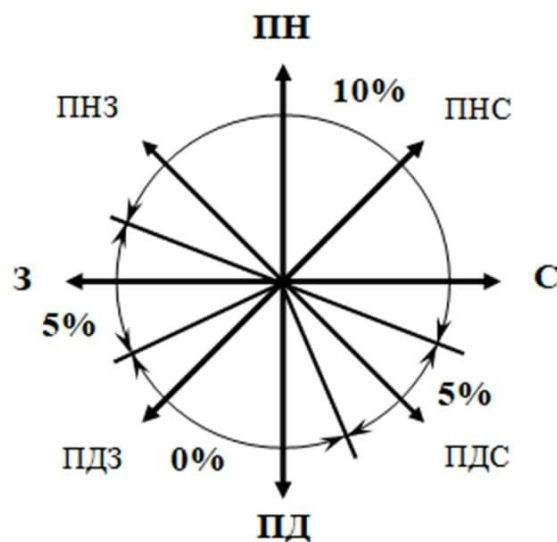


Рисунок 3.4 – Діаграма додаткових втрат

Розрахуємо тепловтрати по кожній огорожувальній конструкції, за формулою (3.1), з урахуванням додаткових тепловтрат та коефіцієнта, який

враховує зменшення розрахункової різниці температур, для стін, вікон та дверей він складає 1, для дах 0,9, а для підлоги 0,6.

Тепловтрати з ЗС:

$$Q_{\text{ЗС Пд Зх}} = 1,775 \cdot 72 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1 = 4983,997 \text{ Вт}$$

$$Q_{\text{ЗС Пн Сх}} = 1,775 \cdot 72 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1,1 = 5482,39 \text{ Вт}$$

$$Q_{\text{ЗС Пд Сх}} = 1,775 \cdot 60 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1,05 = 4360,998 \text{ Вт}$$

$$Q_{\text{ЗС Пн Зх}} = 1,775 \cdot 60 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1,1 = 4568,664 \text{ Вт}$$

Тепловтрати в вікнах металопластикових вікнах:

$$Q_{\text{вікна м-п Пн Сх}} = 1,33 \cdot 9,6 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1,1 = 547,747 \text{ Вт}$$

Тепловтрати в вікнах дерев'яних:

$$Q_{\text{вікна дер Пд Зх}} = 2,5 \cdot 9,6 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1 = 936 \text{ Вт}$$

Тепловтрати через підлогу:

$$Q_{\text{підлога}} = 0,73 \cdot 120 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 0,4 = 1366,56 \text{ Вт}$$

Тепловтрати через дах:

$$Q_{\text{підлога}} = 0,774 \cdot 120 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 0,9 = 3259,171 \text{ Вт}$$

Тепловтрати через двері:

$$Q_{\text{двері Пн Сх}} = 1,54 \cdot 4 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1,1 \cdot 1 = 264,264 \text{ Вт}$$

$$Q_{\text{двері Пд Зс}} = 1,54 \cdot 4 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1 = 240,24 \text{ Вт}$$

Втрати теплоти на вентиляцію приміщення розрахуємо за формулою 3.4:

$$Q_{\text{вент}} = 0,337 \cdot 720 \cdot (18 + 21) \cdot 1 = 9462,96 \text{ Вт}$$

Сумарні тепловтрати адміністративного корпусу:

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	69
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$Q_{\Sigma} = \sum Q_{OKi} + Q_{\text{вент}}$$

$$= 4983,997 + 5482,39 + 4360,998 + 4568,664 + 547,747 + 936$$

$$+ 1366,56 + 3259,171 + 264,264 + 240,24 = 26010 \text{ Вт}$$

$$= 26,010 \text{ кВт}$$

Теплові надходження $Q_{\text{НАД}}$ в приміщення залежать від його призначення, місця розташування, кількості людей та сумарної потужності працюючого обладнання і визначаються за формулою:

$$Q_{\text{НАД}} = Q_{\text{Л}} + Q_{\text{ОСВ}} + Q_{\text{СЛ}} + Q_{\text{П}} \quad (3.5)$$

де, теплові надходження: $Q_{\text{Л}}$ - від людей;

$Q_{\text{ОСВ}}$ - від освітлювальних приладів;

$Q_{\text{СЛ}}$ - від сонячної радіації крізь скління;

$Q_{\text{П}}$ - від сонячної радіації крізь плоскі покрівлі.

Теплонадходження від людей – це теплота, яка надходить в приміщення у вигляді явної $q_{\text{я}}$ (суха тепловіддача тіла) і прихованої $q_{\text{п}}$ теплоти (випаровуванням з поверхні шкіри і вологою, що видихається разом з повітрям). Для встановлення розрахункового теплового навантаження системи опалення враховується тільки явна теплота, оскільки лише вона підвищує температуру приміщення. Кількість явних тепловиділень, що припадає на одну людину, залежить від характеру виконуваної роботи і від метеорологічних параметрів навколишнього повітря.

Надходження теплоти від людей $Q_{\text{Л}}$ визначається за формулою, Вт:

$$Q_{\text{Л}} = n \cdot q_{\text{Л}} \quad (3.6)$$

де $q_{\text{я}}$ – питома кількість явної теплоти, що виділяється однією людиною (таблиця 3.3), Вт/люд.;

n – кількість людей, які одночасно знаходяться в приміщенні.

Вважаємо, що жінки виділяють 85% теплоти та вологи, а діти 75% теплоти та вологи, які виділяють чоловіки.

Надходження теплоти від людей становить, вважаємо, що в

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	70
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

адміністративному корпусі легка робота:

$$Q_{\text{л}} = 25 \cdot 1 \cdot 108 + 5 \cdot 0,85 \cdot 108 = 3159 \text{ Вт}$$

Таблиця 3.6 – Тепло (Вт) та волога (г/год), які виділяються дорослим чоловіком

Показники	Температура повітря в приміщенні, °С					
	10	15	20	25	30	35
В стані спокою						
Теплота:						
явна	140	116	87	58	41	12
прихована	23	29	29	35	52	81
повна	163	145	116	93	93	93
Волога	30	40	40	50	75	115
При легкій роботі						
Теплота:						
явна	151	122	99	64	41	6
прихована	29	35	52	81	104	139
повна	180	157	151	145	145	145
Волога	40	55	75	115	150	200

Теплонадходження від освітлювальних приладів визначаються за формулою, Вт:

$$Q_{\text{осв}} = N_{\text{осв}} \cdot k_{\text{осв}} \cdot k_{\text{в.осв}} \quad (3.7)$$

де $N_{\text{осв}}$ – сумарна потужність освітлювальних приладів, Вт;

$k_{\text{осв}}$ – коефіцієнт показує, яка частина електроенергії переходить в теплоту, що нагріває повітря в приміщенні;

$k_{\text{в.осв}}$ – коефіцієнт використання світильників.

У адміністративному корпусі освітлення здійснюється люмінесцентними лампами, теплові надходження від яких становлять:

$$Q_{\text{осв}} = 2592 \cdot 1,1 \cdot 0,6 = 1710,72 \text{ Вт}$$

Теплота від сонячної радіації поступає в приміщення крізь світлові отвори зовнішніх огорож (вікна, ліхтарі) $Q_{\text{сл}}$, а також крізь зовнішні стіни і плоскі

покрівлі $Q_{\text{п}}$. Теплонадходження від сонячної радіації крізь стіни незначні і їх можна не враховувати.

Кількість теплоти, внесеної до приміщення сонячною радіацією, залежить від географічної широти місця будівництва, пори року, орієнтації огорож за сторонами світу, матеріалів зовнішньої огорожі та ін.

Теплові надходження крізь вікна від сонячної радіації протягом опалювального періоду визначаються за формулою:

$$Q_{\text{с}} = \xi_{\text{в}} \cdot \varepsilon_{\text{в}} (F_{\text{Пн}} \cdot I_{\text{Пн}} + F_{\text{С}} \cdot I_{\text{С}} + F_{\text{Пд}} \cdot I_{\text{Пд}} + F_{\text{З}} \cdot I_{\text{З}}) + \xi_{\text{в}} \cdot \varepsilon_{\text{в}} \cdot F_{\text{Пд д}} \cdot I_{\text{Пд д}}, \quad (3.8)$$

де $\xi_{\text{в}}$, $\xi_{\text{зл}}$ – коефіцієнти, що враховують затінення світлового прорізу відповідно вікон і zenітних ліхтарів непрозорими елементами заповнення;

$I_{\text{Пн}}$, $I_{\text{С}}$, $I_{\text{Пд}}$, $I_{\text{З}}$ – середня величина сонячної радіації за опалювальний період (таблиця 3.7), що поступає на вертикальні поверхні, при дійсних умовах хмарності, відповідно орієнтовані за чотирма фасадами будинку;

$I_{\text{Г}}$ – середня величина сонячної радіації за опалювальний період на горизонтальну поверхню при дійсних умовах хмарності;

$\varepsilon_{\text{в}}$, $\varepsilon_{\text{зл}}$ – коефіцієнти відносного проникнення сонячної радіації відповідно для світлопропускаючих заповнень вікон і zenітних ліхтарів, що приймаються за паспортними даними відповідних світлопрозорих конструкцій; мансардні вікна з кутом нахилу заповнень до горизонту 45° і більше варто вважати як вертикальні вікна, з кутом нахилу менш 45° – як zenітні ліхтарі;

$F_{\text{Пн}}$, $F_{\text{С}}$, $F_{\text{Пд}}$, $F_{\text{З}}$ – площа світлових прорізів фасадів будинку, відповідно орієнтованих за чотирма напрямками світу, м^2 ;

$F_{\text{Зл}}$ – площа світлових прорізів zenітних ліхтарів будинку, м^2 .

Для того щоб визначити потужність теплонадходжень від сонячного випромінювання, розділимо отриману енергію на тривалість опалювального періоду (4536 год). Тоді теплонадходження від сонячної радіації для ліцею становитимуть:

$$Q_{\text{с}} = \frac{0,75 \cdot 0,65 \cdot (9,6 \cdot 136,5 + 9,6 \cdot 174,5) \cdot 10^3}{4536} = 320,873 \text{ Вт}$$

Таблиця 3.7 – Середня величина сонячної радіації, кВт·год /м²

Хар-ка скляної поверхні	Орієнтація поверхні															
	Південь				Південний схід				Схід				Північний схід			
					Південний захід								Північний захід			
	Градуси географічної широти															
	35	45	55	65	35	45	55	65	35	45	55	65	35	45	55	65
	Вікна з подвійним склінням (дві рами):															
з дерев'яними рамами	128	145	145	169	99	128	145	169	145	145	170	170	76	76	76	70
з металевими рамами	163	186	186	210	128	163	186	210	186	186	210	210	93	93	93	93

Теплонадходження від сонячної радіації крізь плоскі покрівлі визначають за формулою:

$$Q_{\Pi} = F_{\Pi} \cdot q_{\Pi} \cdot \frac{1}{R_{\Pi}^{\text{ПОТ}}} \quad (3.9)$$

де F_{Π} , - площа покрівлі, м²;

q_{Π} - середня величина сонячної радіації на 1 м² покрівлі, Вт /м² (таблиця 3.8);

$R_{\Pi}^{\text{ПОТ}}$ - безрозмірний коефіцієнт, чисельно рівний опору теплопередачі покриття.

Таблиця 3.8 – Кількість сонячної радіації q_{Π} , Вт /м²

Характеристика покриття	Градуси географічної широти	q_{Π}
Плоске (без горища)	35	23
	45	21
	55	17,5
	65	13
З горищем	Для усіх широт	5,8

Теплонадходження від сонячної радіації:

$$Q_{\text{п}} = 120 \cdot 5,8 \cdot \frac{1}{1,292} = 538,7 \text{ Вт}$$

Тоді сумарні теплові надходження в корпусі становитимуть:

$$Q_{\text{НАД}} = 3159 + 1710,72 + 320,873 + 538,7 = 5729,293 \text{ Вт}$$

Розрахункова теплова потужність:

$$Q = Q_{\Sigma} - Q_{\text{НАД}} = 26010 - 5729,293 = 20280,707 \text{ Вт}$$

3.4 Оцінка стану теплової ізоляції огорожувальних конструкцій будівлі об'єкту

Стан теплової ізоляції будівель підприємства незадовільний. Візуальний огляд огорожувальних конструкцій показав, що суттєві пошкодження конструкцій відсутні, що дає можливість нанесення шару теплової ізоляції, з метою зменшення тепловтрат. Проведемо аналіз відповідності темрічних опорів огорожувальних конструкцій адміністративного корпусу, діючим нормам мінімального термічного опору. Завод знаходиться в І-й температурній зоні, мінімальний термічний опір для огорожувальних конструкцій наведено в таблиці 3.9. Також визначимо в скільки разів опір не відповідає мінімально допустимому значенню

Таблиця 3.9 - Мінімально допустиме значення опору теплопередачі огорожувальної конструкції [18]

Вид огорожувальної конструкції	Розрахункове значення R, кв.м*К/Вт	Значення R _{min} , кв.м*К/Вт	Відношення R _{min} до R
Зовнішні стіни	0,563	3,3	5,85726
Суміщені покриття	1,292	5,35	4,13973
Світлопрозорі огорожувальні конструкції (металопластик)	0,750	0,75	1
Світлопрозорі огорожувальні конструкції (дерево)	0,400	0,75	1,875
Вхідні двері в малоповерхові будинки та в квартири, що розташовані на перших поверхах багатоповерхових будинків	0,400	0,6	1,5

Значення опороу огорожувальних конструкцій не відповідає нормам, окрім вікон, що розташовані на північно-східній частині будівлі. Найбільша невідповідність нормам у зовнішніх стін корпусу.

3.5 Оцінка стану теплової ізоляції розподільних тепломереж об'єкту

Мережа розподілу теплової енергії представлена гребінками, зовнішніми та внутрішніми паропроводами та паро-водяними теплопунктами. Наявні теплопункти на даний час не мають автоматичного регулювання, але щодобово корегуються по тепловому режиму обслуговуючим персоналом. Трубопроводи пари та гарячої води переважно ізольовані. Проте наявні ділянки, де ізоляція відсутня як в середині приміщення так і ззовні, що призводить до тепловтрат. Практично не ізольовані гребінки пари розташовані всередині приміщень та арматура (рисунок 3.5). Довжина неізольованих ділянок паропроводу всередині приміщень складає 100 метрів, ззовні 80 метрів. Гребінки з сталевих труб зовнішнім діаметром 0,06 метрів. Температура теплоносія складає 150 С.

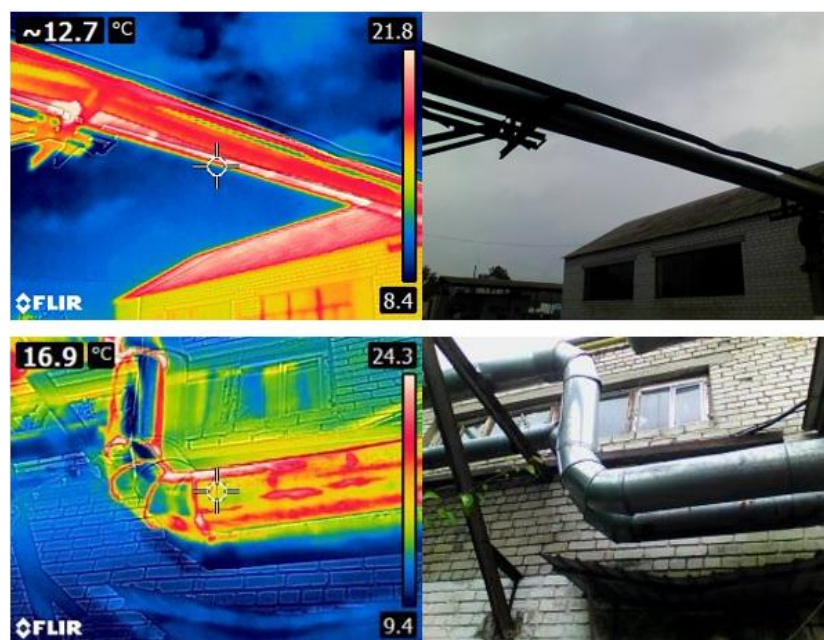


Рисунок 3.5 – Ізоляція зовнішніх паропроводів

Системи розподілу холоду у вигляді крижаної води має хорошу теплоізоляцію на компресорній (рисунок 3.6), на магістральному трубопроводі, але на виробництві значна кількість холодопроводів на кінцевих ділянках неізольовані. Наявні ділянки прокладки в одних лотках і трубопроводів крижаної

води і конденсатопроводів, що збільшує втрати теплової енергії.



Рисунок 3.6– Теплова ізоляція холодопроводів в компресорній

3.6 Розрахунок основних складових для складання балансу споживання теплової енергії об'єкту у аналітичній формі

Розглянемо тепловий баланс для адміністративного корпусу, для цього в таблицю 3.10 занесемо тепловтрати через різні види огорожувальних конструкцій.

Таблиця 3.10 – Тепловтрати огорожувальних конструкцій адміністративного корпусу

Огороджувальна конструкція	Втрати, Вт	Площа, кв.м
Зовнішні стіни	19396,1	264
Вінка	1483,75	19,2
Дах	3259,17	120
Підлога	1366,56	120
Двері	504,504	8

Найбільшу частку втрат мають зовнішні стіни, це пов'язано з тим, що площа стін найбільша, на рисунку 3.6 покажемо у відсотках тепловтрати на круговій діаграмі. Будівля отримує теплові надходження від різних джерел, а саме від: людей, освітлення, сонячної радіації крізь скління та сонячної радіації крізь плоскі покрівлі. Занесемо значення надходжень від цих джерел до таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Теплонадходження

Теплонадходження	Значення, Вт
Люди	3159
Освітлення	1710,72
Сонячна радіація крізь скління	320,873
Сонячна радіація крізь покрівлю	538,7

Найбільші теплонадходження від людей. В корпусі постійно перебувають 30 осіб адміністративного персоналу, що виконуть легку роботу. На рисунку 3.7 покажемо у відсотках теплонадходження.

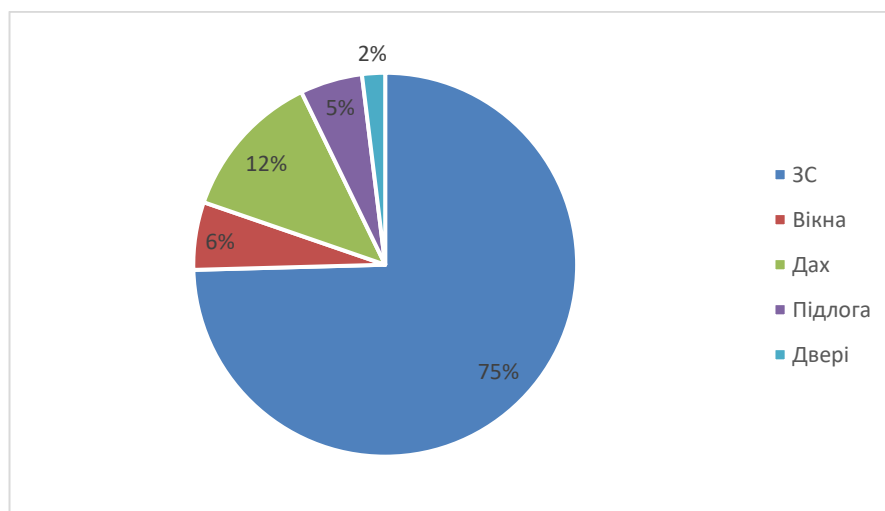


Рисунок 3.7 – Баланс тепловтрат

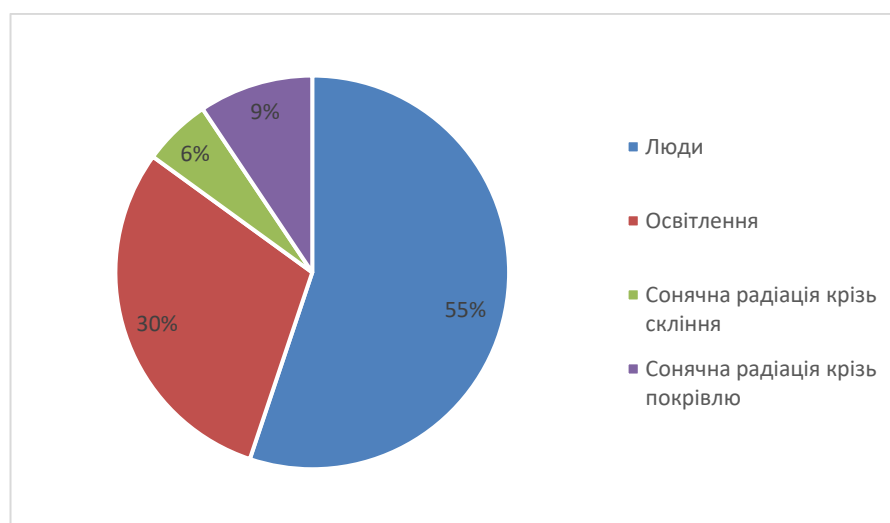


Рисунок 3.8 – Баланс теплонадходжень

3.7 Оцінка ефективності роботи джерела теплової енергії

Провести аналіз показників енергетичної ефективності досить складно через відсутність поагрегатного обліку палива, відсутність обліку пари та живильної води. Порівняння паспортних даних, даних вимірювань та режимних карт свідчить, що котел працює в режимі близькому до номінального. Проте, якщо порівнювати з сучасним енергоефективним обладнанням, наявний котел має гірші показники. На сьогодні котельне обладнання має показник ККД не нижчий 97% [19], а котли підприємства мають ККД на рівні 92-93% (таблиця 3.1). Враховуючи те, що відносно нещадно був проведений капітальний ремонт, котли замінювати недоцільно.

3.8 Оцінка стану та ефективності систем обліку та моніторингу споживання теплової енергії на об'єкті

Облік природного газу наявний загальний на все підприємство. Окремий облік на споживачі та виробничі лінії відсутній, відсутній облік води на котли, відсутній облік теплової енергії та пари. Облік ведеться подовово в ручному режимі. Наявне обладнання та процедура збору даних дозволяє збирати дані лише в цілому по підприємству та не дає можливості диференціювати споживання за окремими процесами. На підприємстві відсутня система енергоменеджменту та посада енергоменеджера, обов'язки покладені на головного енергетика. Енергетична політика відсутня, показники енергоефективності не розроблені. За підсумками місяця будуються графіки залежностей споживання теплової енергії та виробництва продукції. Рекомендовано впровадити систему енергетичного менеджменту на базі ISO 50001 з метою підвищення ефективності процесів управління енергією.

3.9 Розроблення типових заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів теплової енергії

3.9.1 Утеплення зовнішніх стін адміністративного корпусу

Найбільші тепловтрати адміністративно побутового корпусу відбуваються через зовнішні стіни, нормативний термічний опір для I-ї температурної зони складає 3,3 кв.м*С/Вт, реальне значення 0,563 кв.м*С/Вт [18]. Визначимо необхідну товщину утеплювача для того щоб забезпечити нормативне значення термічного опору за формулою(впливає з формули 3.2):

$$\delta_{із} = \left[R_{min} - \left(\frac{1}{\alpha_{вн}} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_4}{\lambda_4} + \frac{1}{\alpha_{зв}} \right) \right] \cdot \lambda_{із}$$
$$= \left[3,3 - \left(\frac{1}{8,7} + \frac{0,005}{0,81} + \frac{0,24}{0,64} + \frac{0,005}{0,21} + \frac{1}{23} \right) \right] \cdot 0,036 = 0,098 \text{ м}$$

Отже, необхідно 0,098 м утеплювача, з $\lambda_{із} = 0,036$. На ринку не продається утеплювач конкретно такої товщини, тому візьмемо найблище до стандартного значення, а саме 0,1 м.

Новий термічний опір буде складати, за формулою (3.2):

$$R_{зс}^{ут} = \frac{1}{23} + \frac{0,005}{0,81} + \frac{0,24}{0,64} + \frac{0,1}{0,036} + \frac{0,005}{0,21} + \frac{1}{8,7} = 3,341 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

Новий коефіцієнт теплопередачі, за формулою (3.3):

$$K_{зс}^{ут} = \frac{1}{3,341} = 0,299 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Тепловтрати після утеплення складуть, за формулою (3.1):

$$Q_{зс \text{ Пд } зх}^{ут} = 0,299 \cdot 72 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1 = 840,42 \text{ Вт}$$
$$Q_{зс \text{ Пн } сх}^{ут} = 0,299 \cdot 72 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1,1 = 924,46 \text{ Вт}$$
$$Q_{зс \text{ Пд } сх}^{ут} = 0,299 \cdot 60 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1,05 = 735,36 \text{ Вт}$$
$$Q_{зс \text{ Пн } зх}^{ут} = 0,299 \cdot 60 \cdot (18 - (-21)) \cdot 1 \cdot 1,1 = 770,38 \text{ Вт}$$

Загальні втрати з зовнішніх стін складуть

$$Q_{зс}^{ут} = \sum Q_{зс i}^{ут} = 840,421 + 924,46 + 735,36 + 770,38 = 3270,64 \text{ Вт}$$

Річна економія енергії розраховується за формулою, з урахуванням коефіцієнта перерахунку (1 ккал/год = 1,163 Вт):

$$\Delta Q_{3C} = Q_{3C} - Q_{3C}^{YT} = 19396,1 - 3194,75 = 16201,35 \text{ Вт}$$

$$\Delta Q_{\text{рік } 3C} = \Delta Q \cdot \frac{t_{\text{BH}} - t_{\text{CO}}}{t_{\text{BH}} - t_{\text{PO}}} \cdot n_0 \cdot 24 \quad (3.10)$$

Де t_{CO} -розрахункова температура зовнішнього повітря за опалювальний період;

n_0 - розрахункова кількість днів опалювального періоду.

За формулою (3.10) річна економія, з урахуванням коефіцієнта перерахунку (1 ккал/год = 1,163 Вт) складе:

$$\Delta Q_{\text{рік } 3C} = 16201,35 \cdot \frac{18 + 0,3}{18 + 21} \cdot 178 \cdot 24 \cdot \frac{10^{-6}}{1,163} = 27,924 \text{ Гкал/рік}$$

Річна економія газу(опалення здійснюється котлом ДКВР з ККД 92%, паливо – природний газ з теплотворною здатністю 8200 ккал/куб.м):

$$\Delta B = \frac{\Delta Q \cdot 10^6}{Q_H^p \cdot \eta} = \frac{27,924 \cdot 10^6}{8200 \cdot 0,92} = 3701,58 \text{ куб. м газу}$$

Економія коштів при вартості газу для підприємства Ц = 13,255 грн:

$$E = \Delta B \cdot Ц = 3701,58 \cdot 13,255 = 49064,487 \text{ грн/рік}$$

Для реалізації заходу знадобляться ресурси[20-26], їх перелік та вартість наведено в таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Перелік ресурсів необхідних для утеплення

Назва	Питома вартість	Необхідна кількість	Повна вартість, грн
1	2	3	4
ISOROC 100 мм мінеральна вата	239 грн/кв.м	264	63096
Клей для мінеральної вати CERESIT CT-190 (25 КГ)	235 грн	53	12455
Скловітка штукатурна SSA 1363 4x4 160 г/кв.м	25,8 грн/кв.м	264	6811,2
Грунтовка глибокопроникаюча Ceresit CT 17 10 л	262,5 грн	4	1050

Продовження таблиці 3.11

1	2	3	4
Дюбель для теплоізоляції с металічним гвинтом 10x120 мм 50 шт	151,7 грн/пачка	27	4095,9
Робота(монтаж+грунтовка+армування+штукатурка)	580 грн	264	153120
Декоративна штукатурка RESIMARM 519 мозаїчна 1,2 мм 10 кг	860 грн	66	56760
Всього			297388

Капітальні витрати(СЕ) складуть 297388,1 грн, доставка буде організована силами підприємства.

Простий термін окупності заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{CE}{\Delta E} = \frac{297388,1}{49064,487} = 6,08 \text{ років}$$

3.9.2 Утеплення паропроводів

Визначимо втрати теплової енергії з не ізольованих ділянок паропроводу. Згідно [27], тепловтрати розраховуємо окремо для трубопроводів, що знаходяться в опалюваних та неопалюваних приміщеннях за формулою:

$$Q = \sum \Psi_{L,j} \cdot (t_c - t_{zc}) \cdot L \cdot T \quad (3.11)$$

де $\Psi_{L,j}$ – лінійний коефіцієнт теплопередачі j -го трубопроводу, Вт/(м·К);

t_c – середня температура теплоносія в зоні, °С;

t_{zc} – температура оточуючого середовища, °С;

L – довжина трубопроводу, м;

T – час, год;

$$\Psi_{\text{ins}} = \frac{\pi}{\frac{1}{2\lambda_d} \ln \frac{d_a}{d_i} + \frac{1}{h_a d_a}} \quad (3.12)$$

де d_a – зовнішній діаметр трубопроводу з теплоізоляцією, м;

d_i – внутрішній діаметр трубопроводу, м;

$d_{p,a}$ – зовнішній діаметр трубопроводу без теплоізоляції, м;

h_a – загальний коефіцієнт тепловіддачі зовнішньої поверхні (конвекцією та випромінюванням), Вт/(м²·К), приймають 8 Вт/(м²·К)– для ізольованих трубопроводів та 14 Вт/(м²·К) – для неізольованих трубопроводів.

λ_D – теплопровідність теплоізоляційного матеріалу, Вт/(м·К);

Визначимо лінійний коефіцієнт теплопередачі неізольованого трубопроводу, за формулою (3.12):

$$\Psi_{ins} = \frac{3,14}{\frac{1}{14 \cdot 0,06}} = 2,639 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$$

Знайдемо втрати теплоти, всередині приміщення, за формулою (3.11):

$$Q_v = 2,639 \cdot (150 - 18) \cdot 100 \cdot 8400 = 292612320 = 292612,32 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Знайдемо втрати теплоти, ззовні приміщення, за формулою (3.11):

$$Q_z = 2,639 \cdot (150 - 9) \cdot 80 \cdot 8400 = 250050528 = 250050,528 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Загальні втрати в мережах становлять

$$Q_{\text{сум}} = Q_v + Q_z = 292612,32 + 250050,528 = 542662,848 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Пропонується провести утеплення паропроводів ізоляційним матеріалом.

Розглянуто можливі варіанти утеплення базальтовими циліндрами, вони мають наступні параметри:

- теплопровідність 0,04 Вт/(м·К) (при 25 °С);
- щільність 80 - 100 кг/м³;
- діапазон робочих температур, до 250 °С.

Розрахуємо втрати теплоти з урахування ізоляції, товщиною 0,03 м, для початку знайдемо новий лінійний коефіцієнт теплопередачі, за формулою (3.12):

$$\Psi_{ins} = \frac{3,14}{\frac{1}{2 \cdot 0,04 \cdot \ln\left(\frac{0,12}{0,06}\right)} + \frac{1}{8 \cdot 0,12}} = 0,323 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$$

Знайдемо втрати теплоти, всередині приміщення:

$$Q_{v \text{ ут}} = 0,323 \cdot (150 - 18) \cdot 100 \cdot 8400 = 35814240 = 35814,24 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Знайдемо втрати теплоти, ззовні приміщення:

$$Q_{z \text{ ут}} = 0,323 \cdot (150 - 9) \cdot 80 \cdot 8400 = 30604896 = 30604,896 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Загальні втрати в мережах становлять

$$Q_{\text{сум ут}} = Q_{\text{в}} + Q_{\text{з}} = 35814,24 + 30604,896 = 66419,136 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}$$

Економія становитиме:

$$\Delta Q = Q_{\text{сум}} - Q_{\text{сум ут}} = 542662,848 - 66419,136 = 476243,712 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік} = 409,459 \text{ Гкал/рік}$$

Річна економія газу (тепло виробляється котлом ДКВР з ККД 92%, паливо – природний газ з теплотворною здатністю 8200 ккал/куб.м):

$$\Delta B = \frac{\Delta Q \cdot 10^6}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta} = \frac{409,459 \cdot 10^6}{8200 \cdot 0,92} = 54276,113 \text{ куб. м газу}$$

Економія коштів при вартості газу для підприємства $C_{\text{газ}} = 13,255$ грн:

$$\Delta E = \Delta B \cdot C_{\text{газ}} = 54276,113 \cdot 13,255 = 719429,884 \text{ грн/рік}$$

Для реалізації заходу знадобляться ресурси [28-33], їх перелік та вартість наведено в таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Перелік ресурсів необхідних для утеплення

Назва	Питома вартість, грн/погонний метр	Необхідні погонні метри	Повна вартість, грн
Ізоляція з вспіненого поліетилену D 52x9 мм 2 м	19,73	180	3551,4
Теплоізоляційні циліндри 30мм	302,57	180	54462,6
Покриття з вспіненого поліетилену ППЕ-Л тип FP 5 мм	22,9	68	1557,2
Металева обгортка	316,8	180	57024
Хомут для труб Аеро 200 мм	136,3	90	12267
Очистка труб від іржі(піскоструй)	50	180	9000
Робота	150	180	27000
Всього			164862,2

Капітальні витрати(СЕ) складуть 164862,2 грн, доставка буде організована силами підприємства.

Простий термін окупності заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{CE}{\Delta E} = \frac{164862,2}{719429,884} = 0,23 \text{ року}$$

3.9.3 Заміна вікон в адміністративному корпусі

На даний момент в адміністративному корпусі наявні 2 типи вікон, на південно західній стороні встановлено 10 дерев'яних вікон, а на північно східній 10 металопластикових. Термічний опір дерев'яних вікон не відповідають вимогам вказаним в таблиці 3.2. Тому пропонується реалізувати захід з заміни вікон, для зменшення тепловтрат.

Нові вікна мають термічний опір $0,75 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$. Визначимо новий коефіцієнт теплопровідності та втрати після заміни, за формулами (3.1) та (3.3):

$$K_{\text{вікна Пд Зх}}^{\text{ут}} = \frac{1}{0,75} = 1,33 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

$$Q_{\text{вікна Пд Зх}}^{\text{ут}} = 1,33 \cdot 9,6 \cdot (18 + 21) \cdot 1 \cdot 1 = 497,952 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Річна економія енергії розраховується за формулою, з урахуванням коефіцієнта перерахунку (1 ккал/год = 1,163 Вт):

$$\Delta Q_{\text{вінка}} = Q_{\text{вікно Пд Зс}} - Q_{\text{вікно Пд Зх}}^{\text{ут}} = 936 - 497,952 = 438,048 \text{ Вт}$$

За формулою (3.10) річна економія, з урахуванням коефіцієнта перерахунку (1 ккал/год = 1,163 Вт) складе:

$$\Delta Q_{\text{рік вікон}} = 438,048 \cdot \frac{18 + 0,3}{18 + 21} \cdot 178 \cdot 24 \cdot \frac{10^{-6}}{1,163} = 0,755 \text{ Гкал/рік}$$

Річна економія газу (опалення здійснюється котлом ДКВР з ККД 92%, паливо – природний газ з теплотворною здатністю 8200 ккал/куб.м):

$$\Delta B = \frac{\Delta Q \cdot 10^6}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta} = \frac{0,755 \cdot 10^6}{8200 \cdot 0,92} = 100,08 \text{ куб. м газу}$$

Економія коштів при вартості газу для підприємства $C_{\text{газ}} = 13,255$ грн:

$$\Delta E = \Delta B \cdot C_{\text{газ}} = 100,08 \cdot 13,255 = 1326,59 \text{ грн/рік}$$

Для реалізації заходу знадобляться ресурси[34], їх перелік та вартість наведено в таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 – Перелік ресурсів для заміни вікон

Назва	Вартість одиниці, грн	Кількість	Повна вартість, грн
Вікно глухе Steko S300 58 800x1200 мм	1523,9	5 шт	7619,5
Монтаж	300	9,6 кв.м	2880
Всього			10499,5

Капітальні витрати(СЕ) складуть 10499,5грн, доставка буде організована силами підприємства.

Простий термін окупності заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{CE}{\Delta E} = \frac{10499,5}{1326,59} = 7,914 \text{ року}$$

3.9.4 Повернення конденсату на котельню

Значна частина енергії втрачається з конденсатом, так як відсутнє його повернення. Втрати енергії конденсату:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{конд}} &= c \cdot m \cdot (t_{\text{к}} - t_{\text{хво}}) = 1 \cdot 33862 \cdot (70 - 10) \cdot 10^3 = 2031,72 \frac{\text{Гкал}}{\text{рік}} \\ &= 2362890,36 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}} \end{aligned}$$

де c – теплоємність конденсату [35], 1 ккал/кг·К;

m – масова витрата конденсату за рік складає 33862 т;

$t_{\text{к}}$ – температура конденсату, прийнята рівною 70 °С;

$t_{\text{хво}}$ – температура живильної води після хімводоочистки, прийнята 10 °С.

Таким чином, кількість теплової енергії, яка може бути утилізована за умови 90%-го(стандартне значення для конденсати з невеликою забрудненістю) повернення конденсату складає 2126601,3 кВт·год, конденсат повертається з відстані 30 метрів, втрати складають 10%, енергія, що повертається складає 1913941,17 кВт·год (200706,91 м³ природного газу). В грошовому еквіваленті це складає:

$$\Delta E = \Delta Q \cdot C_{\text{газ}} = 200706,91 \cdot 13,255 = 2660370,19 \text{ грн}$$

Рекомендовано використання механічних насосів (рисунок 3.10) через ряд переваг:

- вищу допустиму температуру конденсату;
- можливість використання по закритій схемі;
- можливість відкачування з середовища вакууму;
- відсутність необхідності бака-збірника великого об'єму;
- відсутність необхідності підключення до електромережі;
- невисокі монтажні витрати.

Необхідно встановити дренажні вузли в мережі паропроводу у місцях накопичення конденсату (рисунок 3.11), наприклад теплообмінниках та парових гребінках. Також необхідно встановити дренажні вузли на ділянках трубопроводу, де можливе накопичення конденсату.



Рисунок 3.10 – Механічна станція перекачки конденсату

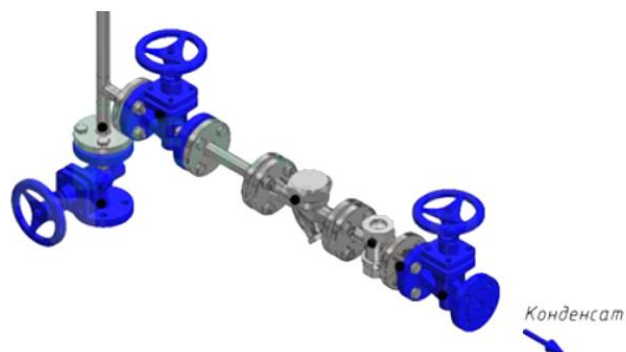


Рисунок 3.11 – Дренажний вузол мережі паропроводу

Орієнтовний підбір обладнання та вартість впровадження заходу виконано відповідно до рекомендацій «ТОВ СТИМЕКС ІНЖИНІРИНГ ГРУП» [36]. В таблиці 3.14 наведено перелік складових та вартостей.

Таблиця 3.14 – Обладнання системи повернення конденсату

Ділянка	Перелік обладнання	Кількість	Ціна, грн/ одиницю	Вартість, грн
Станція збору і перекачування конденсату	Насос механічний	3	548 000	1644000
	Зворотні клапани			
	Фільтр			
	Поплавковий конденстановідвідник			
	Запірна арматура			
Дренаж гребінок пари	Конденсатовідвідник термодинамічний	5	201 600	1 008 000
	Запірна арматура			
Споживачі	Теплообмінник	17	150 000	2550000
Всього				5202000

Капітальні витрати(СЕ) складуть 5202000 грн, доставка буде організована силами підприємства. Розрахуємо економічні показники, термін експлуатації основного обладнання необхідного для реалізації повернення конденсату складає 15 років. Витрати на амортизацію, при часі життя проекту 15 років будуть складати 6,66%, визначимо експлуатаційні витрати за формулою (2.26):

$$OE = 5202000 \cdot \frac{6,66}{100} = 346453,2 \text{ грн}$$

Грошовий потік розрахуємо за формулою (2.27):

$$CF_n = 5202000 \text{ грн}$$

Грошовий потік КУСУМ визначимо за формулою (2.28):

$$CF_{0 \text{ КУСУМ}} = -5202000 + 0 = -5202000 \text{ грн}$$

Аналогічний розрахунок проведемо для 1 – 15 років життя проекту, результати занесемо до таблиці 3.15.

Таблиця 3.15 – Економічні показники

Час життя проекту	Капітальні витрати, грн	Щорічні експлуатаційні витрати, грн	Економія, грн	Грошовий потік, грн	Грошовий потік КУСУМ, грн
0	5202000	0	0	-5202000	-5202000
1	0	346453	2660370,19	2313917	-2888083
2	0	346453	2660370,19	2313916,99	-574166
3	0	346453	2660370,19	2313916,99	1739751
4	0	346453	2660370,19	2313916,99	4053668
5	0	346453	2660370,19	2313916,99	6367585
6	0	346453	2660370,19	2313916,99	8681502
7	0	346453	2660370,19	2313916,99	10995419
8	0	346453	2660370,19	2313916,99	13309336
9	0	346453	2660370,19	2313916,99	15623253
10	0	346453	2660370,19	2313916,99	17937170
11	0	346453	2660370,19	2313916,99	20251087
12	0	346453	2660370,19	2313916,99	22565004
13	0	346453	2660370,19	2313916,99	24878921
14	0	346453	2660370,19	2313916,99	27192838
15	0	346453	2660370,19	2313916,99	29506755

Термін окупності визначимо за формулою (2.29):

$$T_{\text{ок}} = \frac{5202000 + 346453 \cdot 2}{2660370,198} = 2,25 \text{ роки}$$

Коефіцієнт дисконту, за формулою (2.30) становитиме:

$$R_0 = \frac{1}{(1 + (\frac{7,5}{100}))^0} = 1$$

Дисконтований грошовий потік, за формулою (2.31) становить:

$$CF_{0 \text{ дисконт}} = 1 \cdot (-5202000) = -5202000 \text{ грн}$$

Дисконтований грошовий потік КУСУМ визначається аналогічно до звичайного.

Таблиця 3.16 – Дисконтовані економічні показники

Час життя проєкту	Коеф дисконту	Дисконтований грошовий потік	Дисконтований грошовий потік КУСУМ
0	1	-5202000	-5202000
1	0,930	2152480,921	-3049519,079
2	0,865	2002307,833	-1047211,246
3	0,805	1862611,938	815400,692
4	0,749	1732662,268	2548062,960
5	0,697	1611778,854	4159841,814
6	0,648	1499329,166	5659170,981
7	0,603	1394724,806	7053895,787
8	0,561	1297418,424	8351314,211
9	0,522	1206900,860	9558215,071
10	0,485	1122698,474	10680913,545
11	0,451	1044370,674	11725284,218
12	0,420	971507,603	12696791,822
13	0,391	903728,003	13600519,825
14	0,363	840677,212	14441197,037
15	0,338	782025,314	15223222,351

Розрахуємо чисту приведену вартість(збиток або прибуток після реалізації проєкту з урахуванням знецінення грошей у часті), за формулою (2.32):

$$NPV = NPV = -5202000 + \dots + 782025,314 = 15223222,351 \text{ грн}$$

Для розрахунку внутрішньої норми рентабельності IRR, задамося ставкою дисконту, при якій NPV буде від'ємним. Такою ставкою буде $r_2 = 45 \%$. Коефіцієнт дисконту, грошовий потік та грошовий потік КУСУМ розрахуємо аналогічно. Результати розрахунку наведено в таблиці 3.17.

Таблиця 3.17 – Економічні показники для визначення IRR

Час життя проекту	Коеф дисконту при ставці 45%	Дисконтований грошовий потік при ставці 45%, грн	Дисконтований грошовий потік КУСУМ, грн
0	1	-5202000	-5202000
1	0,690	1595804,821	-3606195,179
2	0,476	1100555,049	-2505640,131
3	0,328	759003,482	-1746636,649
4	0,226	523450,677	-1223185,971
5	0,156	361000,467	-862185,504
6	0,108	248965,839	-613219,665
7	0,074	171700,579	-441519,086
8	0,051	118414,192	-323104,894
9	0,035	81664,960	-241439,934
10	0,024	56320,662	-185119,272
11	0,017	38841,836	-146277,436
12	0,012	26787,473	-119489,962
13	0,008	18474,119	-101015,843
14	0,006	12740,772	-88275,071
15	0,004	8786,739	-79488,332

За формулою (2.33) IRR буде дорівнювати:

$$IRR = 7,5 + 15223222,351 \cdot \frac{45 - 7,5}{15223222,351 + 79488,332} = 44,805 \%$$

Висновки до розділу

Підприємство використовує газ для вироблення пари та гарячої води на потреби ГВП, опалення та технологічні процеси. Найбільшим споживачем гарячої води є адміністративно побутовий корпус, там знаходяться душові та постійно перебуває персонал. Найбільшим споживачем пари є випарні установки, які використовуються в технологічному процесі виготовлення сиру. Проаналізувавши систему теплопостачання молокозаводу було виявлено наступні проблеми: відсутня теплоізоляція будівель заводу, відсутнє повернення конденсату на котельню, поганий стан ізоляції паропроводів. Для вирішення цих проблемо запропоновано відповідні заходи, а саме: повернення конденсату, утеплення паропроводів, утеплення зовнішніх стін адміністративного корпусу, заміна вікон адміністративного корпусу. Реалізація даних заходів дозволить економити 258784,683 м³ газу або 5674749,7 грн щорічно.

4 СИСТЕМА ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ МОЛОКОЗАВОДУ

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

СЕНМ впроваджуються на основі стандарту ISO 50001, що встановлює вимоги до системи енергетичного менеджменту, на основі яких підприємство, володіючи достовірною інформацією щодо використання енергетичних ресурсів, може розробити та запровадити енергетичну політику, здійснити постановку цілей, завдань і розроблення планів заходів з енергетичного менеджменту з урахуванням законодавчих вимог. Цей стандарт ґрунтується на методології, відомій як цикл постійного поліпшення «Плануй — Виконуй — Перевірйай — Дій» («Plan — Do — Check — Act» (PDCA)), і запроваджує енергетичний менеджмент у повсякденну діяльність (практику) підприємства. Проведемо оцінку відповідності стану СЕНМ підприємства вимогам стандарту на основі опитувального листа з оцінками, наведеного в таблиці 4.1, оцінка 0 – дуже низький рівень, оцінка 5 – все чудово.

Таблиця 4.1 – Оцінка СЕНМ молокозаводу

Питання	Назва	Оцінка
1	2	3
Чи відомо найвищому керівництву про можливу суттєву економію, за рахунок недорогих заходів	Обізнаність керівництва	4
Чи зацікавлене найвище керівництво в скороченні витрат енергії	Зацікавленість керівництва	4
Чи існує посада енергоменеджера	Роль енергоменеджера	2
Чи задокументовано відповідальність, ролі та повноваження осіб, що займаються СЕНМ	Відповідальність	1
Чи розроблені ПЕЕ	Стан ПЕЕ	2
Чи встановлені БРЕ	Стан БРЕ	2
Чи розроблена енергетична політика	Розробка політики	1
Чи донесена політика до робітників	Обізнаність, щодо політики	1

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ								
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата									
Розроб.		Гоєнко А.О			Система енергетичного менеджменту МОЛОКОЗАВОДУ			Лім		Аркуш		Аркушів	
Перевір.		Чернявський А.В								91		25	
Реценз.								ІЕЕ, гр. ОН-72					
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.											
Затвер.													

Продовження таблиці 4.1

1	2	3
Чи є задокументований план дій в сфері енергоефективності	План дій	1
Чи є задокументовані цілі в сфері енергоефективності	Цілі	1
Чи перевіряється СЕНМ хочаб раз на рік?	Перевірка СЕНМ	0
Чи є верифікована система технічного обліку енергоресурсів	Система обліку	2
Середньозважена оцінка		1,75

СЕНМ не відповідає вимогам [37], середньозважена оцінка 1,75, що є досить низьким показником. З позитивного можна виділити обізнаність та зацікавленість найвищого керівництва проблемами енергозбереження. На рисунку 4.1 пожемо діаграму розподілу оцінок.

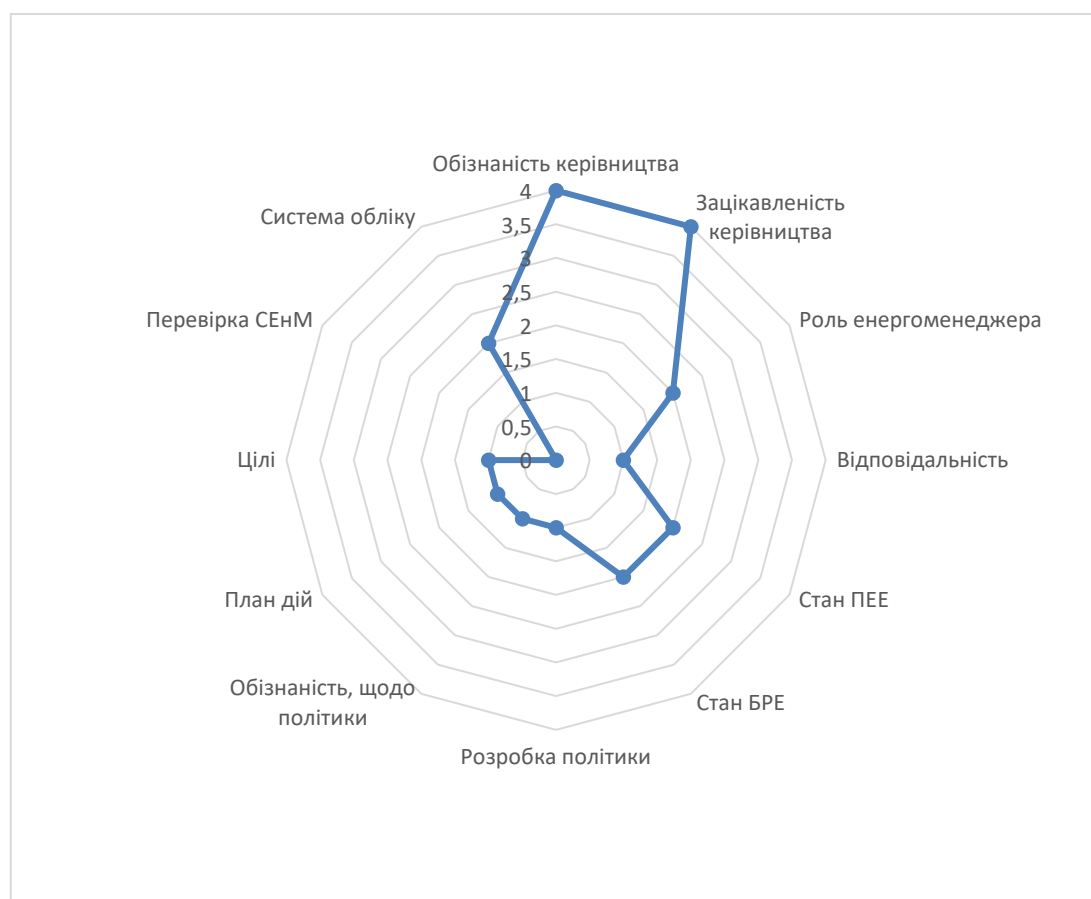


Рисунок 4.1 – Розподіл оцінок

4.2 Визначення базового рівня споживання електроенергії та показника

Базовий рівень – це кількісний показник, що дає основу для порівняння рівня досягнутої енергоефективності. Він може бути унормований з використанням параметрів, що впливають на енергоспоживання та/чи енерговикористання. Чинниками які впливають на споживання електричної енергії є: температура повітря, кількість виробленої продукції та обсяг прийнятого молока. В таблиці 4.2 наведено дані про споживання електроенергії та значення факторів, що впливають на споживання, за 2020 рік.

Таблиця 4.2 – Значення споживання електроенергії та чинників впливу

Місяць	Споживання, кВт*год	Середня температура, С	Вироблено продукції, т	Обсяг прийнятого молока, л
Січень	817773	-1	685	4308129
Лютий	782347	1	702	4791308
Березень	1086684	7	1364	9157537
Квітень	1148065	14	1395	8431452
Травень	1127350	20	1126	7357935
Червень	1089179	23	1065	6910283
Липень	1142926	25	967	6769026
Серпень	1175220	24	1068	7141178
Вересень	1115493	19	1098	7627788
Жовтень	1251287	13	1525	9570139
Листопад	1119348	6	1256	7821100
Грудень	1010451	1	1003	6645945

Побудуємо базовий рівень енергоспоживання для підприємства, використовуючи регресійний аналіз в MS Excel. В результаті аналізу виявилось, що суттєву кореляцію має середня температура(X_1) та кількість виробленої продукції(X_2). Рівняння базового рівня має вигляд:

$$W_{BRE} = 564054,193 + 7374,321 \cdot X_1 + 375,477 \cdot X_2$$

Результати проведеного регресійного аналізу наведено в додатку В.

4.3 Представлення «Енергетичної політики» підприємства

Згідно [37], енергетична політика – це офіційна заява найвищого керівництва організації про основні наміри та напрямки діяльності у сфері енергоефективності. Енергетична політика має бути донесена до кожного працівника на підприємстві, мають проводитися бесіди з персоналом, мають бути розвішені плакати з основними положенням політики. Розробимо основні положення енергетичної політики, яка буде включати зобов'язання та цілі підприємства у сфері енергоефективності:

1. Підприємство зобов'язується проводити внутрішній аудит СЕНМ щорічно
2. Енергетичною ціллю є скорочення споживання енергетичних ресурсів на 8 % щорічно
3. Розробити показники енергоефективності
4. Встановити систему технічного обліку для суттєвих споживачів ПЕР
5. Встановити базові рівні для суттєвих споживачів ПЕР
6. Підприємство зобов'язується створити відділ енергоменеджменту, задокументувати принципи його діяльності та обов'язки
7. Дотримуватися положень постійного поліпшення
8. Створити базу даних відповідно для кожного ПЕЕ та БРЕ
9. Проводити тренінги для персонасу з метою підвищення їх енергетичної обізнаності
10. Підприємство має поступово переходити до віднослюваних джерел енергії

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

Планування впровадження описаних в розділ 2 та 3 заходів з енергозбереження будемо на основі їх терміну окупності. Розподілимо заходи за категоріями: короткострокові – до 1 року, середньострокові – від 1 до 3 років, довгострокові 3 роки та більше.

Таблиця 4.3 – Перелік заходів

Категорія	Назва заходу	Економія, грн	Капітальні витрати, грн	Термін окупності, роки
Короткострокові	Туманоутворення	3185840,8	1491575	0,468
	Утеплення паропроводів	719429,88	164862,2	0,23
	Компенсація реактивної потужності	2283055,196	1080000	0,473
Середньострокові	Модернізація системи освітлення	443859,86	537000	1,2
	Виведення з експлуатації трансформаторів ТП-2	61497,948	76483	1,24
	Повернення конденсату на котельню	2660370,2	5202000	2,25
Довгострокові	Утеплення зовнішніх стін	49064,487	297388	6,08
	Заміна вікон	1326,59	10499,5	7,914
	Встановлення геліоколекторів	36012,3	273278,09	7,588

Заходи з невеликими капіталовкладеннями можна впровадити власними силами, а для заходів, що потребують суттєвих капіталовкладень можна залучити кредитні кошти від міжнародних організацій таких як: World Bank, UNIDO, ЕБРР, тощо.

Висновки до розділу

Система енергетичного менеджменту молокозаводу повністю не відповідає вимогам стандарту ДСТУ ISO 50001:2020. В якості перших кроків до покращення системи енергетичного менеджменту були розроблені основні положення енергетичної політики підприємства та встановлений базовий рівень енергоспоживання по всьому підприємству. В результаті регресійного аналізу виявилось, що факторами впливаючими на споживання електроенергії підприємством є температура та кількість виробленої продукції. Було запропоновано план впровадження заходів з енергозбереження, в першу чергу рекомендується реалізовувати короткострокові заходи, так як вони найшвидше повернуть досить суттєві капіталовкладення.

5 ОЦІНКА МОЖЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ВТОРИННИХ ТА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА МОЛОКОЗАВОДІ

5.1 Короткий опис можливостей застосування геліоколекторів на об'єкті

Однією з можливостей застосування відновлюваних джерел енергії на підприємстві є використання геліоколекторів, для гарячого водопостачання адміністративно-побутового корпусу, в якому знаходяться душові для персоналу підприємства. Станції, що працюють на сонячній енергії (геліостанції), взагалі безшумні. Істотний недолік полягає у тому, що такі станції займають великі площі. Кожен 1 МВт потужності СЕС потребує відведення щонайменше 1,5 га землі. Підприємство розташоване на досить великій площі, тому місце для розрашування геліоколекторів буде. Мінусом також є те, що вихід енергії – непостійний. На СЕС сьогодні припадає близько 4% виробленої електроенергії з відновлювальних джерел енергії у світі. Перетворення сонячної енергії в електричну відбувається в основному за рахунок використання фотоелектричних елементів. Завод знаходиться в Черкаській області, Клімат регіону помірно континентальний. Зима м'яка, з частими відлигами. Літо тепле, в окремі роки спекотне, західні вітри приносять опади. Пересічна середня температура повітря +7 — 9С. Середня температура найхолоднішого місяця січня—3 — 5С. Середня температура липня становить +20 — 22С. Максимальна +45С, мінімальна –37С. Період з температурою +10С становить 160—170 днів. Опадів 450—520 мм на рік.

5.2 Визначення оптимального кута нахилу панелей

Оптимального кута нахилу панелей рахуємо за формулою:

$$\alpha_{\text{опт}} = \text{Широта} \cdot 0,76 + 3,1$$

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ			
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Гоєнко А.О			Оцінка можливостей застосування вторинних та відновлюваних джерел енергії на молокозаводі	Літ	Аркуш	Аркушів
Перевір.		Чернявський А.В					96	25
Реценз.						ІЕЕ, гр. ОН-72		
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.						
Затвер.								

Завод знаходиться на 49,442 широті, тому:

$$\alpha_{\text{опт}} = 49,442 \cdot 0,76 + 3,1 = 40,675$$

Річний графік сонячної інсоляції та потужності наведено на рисунку 5.1 та 5.2 відповідно, дані взято з [38].

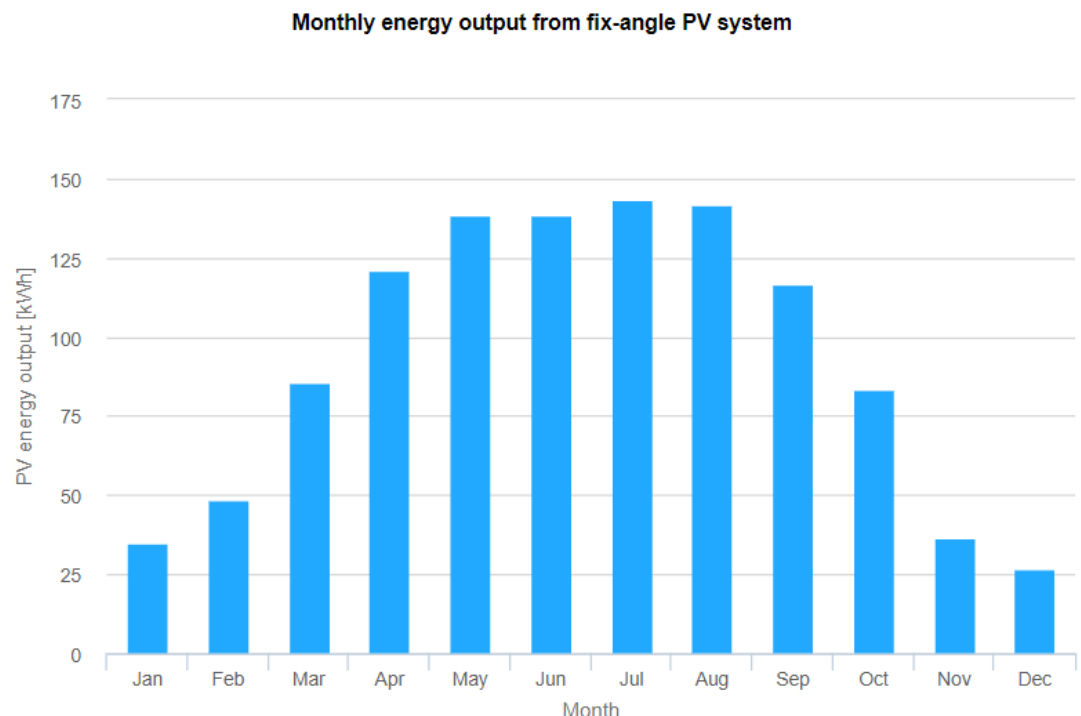


Рисунок 5.1 - Рівень сонячної потужності

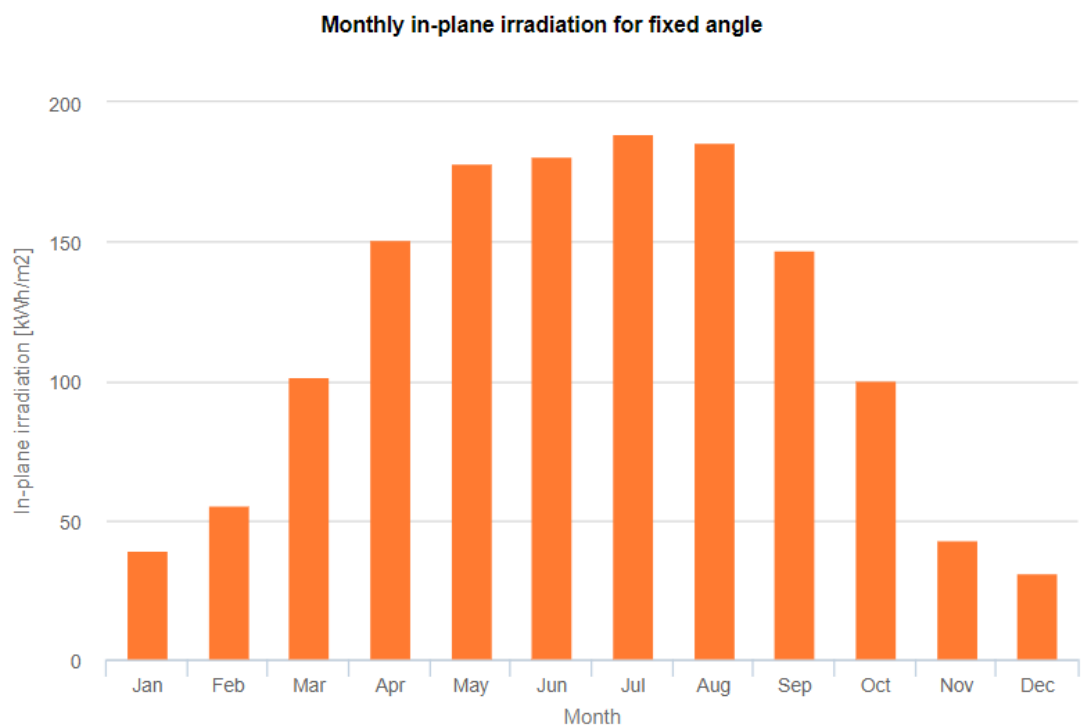


Рисунок 5.2 - Рівень сонячної інсоляції

5.3 Визначення нормативної витрати води на ГВП

Розрахунок виконується для адміністративно-побутового корпусу, де знаходиться 6 душових сіток. Згідно [39] витрата гарячої води для душових промислових підприємств складає:

$$q_T^h = 270 \text{ л/добу}$$

Так як в корпусі 6 душових сіток:

$$Q_T^h = 6 \cdot 270 = 1620 \text{ л/доб}$$

5.4 Вибір геліоколектору та перевірка

Обираємо геліоколектор(Додаток Г) об'ємом на 2000 літрів. Вартість обладнання: 9941 \$. Детально розберемо складові:

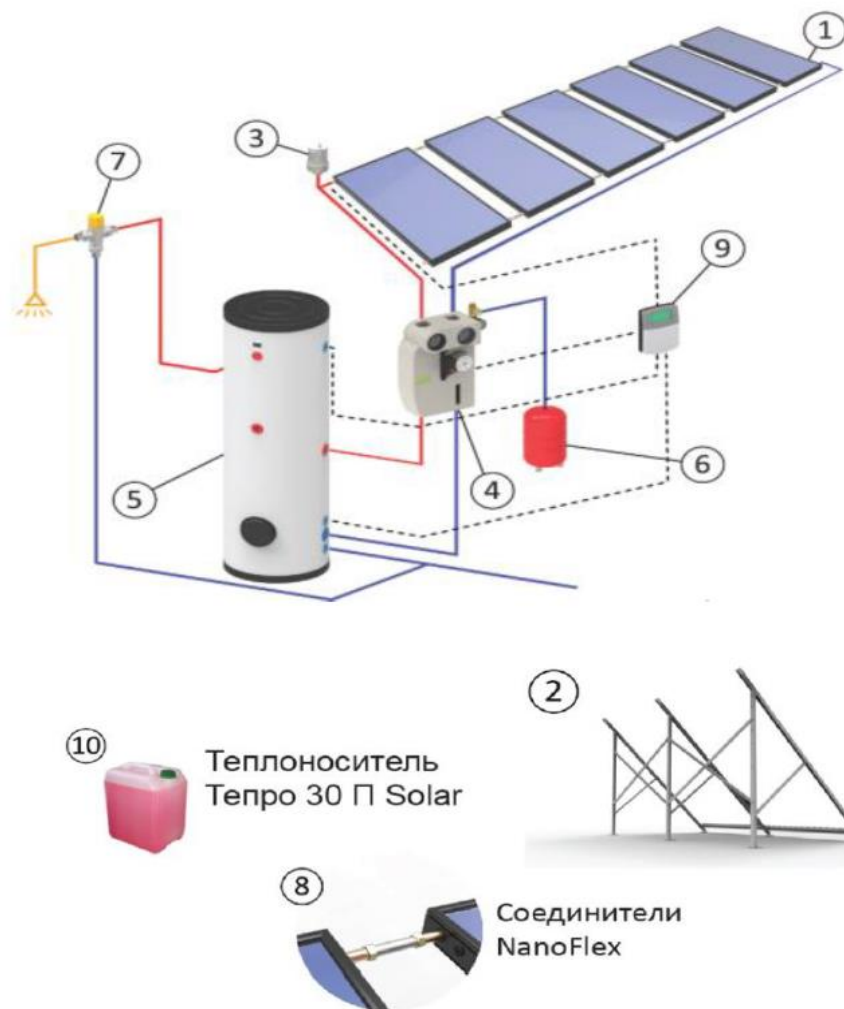


Рисунок 5.3 – Складові геліоколекторної системи

(1) – Плоский сонячний колектор СПК-2м2, (2) – Кріплення на похилу кришку для 2-х колекторів, (3) – Автоматичний повітропровід + кран, (4) –

Насосна група, (5) – Бак накопичувач ATMOSFERA (Україна) 2000л, (6) – Бак розширювач, (7) – Кріплення розш. бака, (8) – З'єднувачі NanoFlex, (9) – Контролер для сонячних систем, (10) – Рідина для геліосистем ТЕПРО-30П Солар. Для перевірки геліоколектора порівнюємо кількість тепла на одиницю площі, яку потребує колектор, із кількістю тепла, яка виробляється в регіоні. Необхідне теплове навантаження:

$$Q = c \cdot m \cdot \Delta t \cdot 365 = 1,1676 \cdot 1620 \cdot 50 \cdot 365 \cdot 10^{-3} \\ = 34520,094 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Де c – теплоємність води, $\text{кг/кВт} \cdot \text{год}$;

m – маса води, кг ;

Δt – різниця температур між гарячою та холодною водою, $^{\circ}\text{C}$;

Теплове навантаження яке може забезпечити геліоколекторна система, згідно комерційної пропозиції, складає $36460 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$.

Виконаємо порівняння з розрахованим навантаженням на ГВП:

$$Q_{\text{геліоколектор}} > Q \Rightarrow 36460 > 34520,094 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

5.5 Економічне обґрунтування доцільності встановлення геліоколекторів

Вартість основного обладнання системи, курс гривні відносно доллара США визначено згідно(<https://bank.gov.ua/>):

$$B = 9941 \$ \cdot 27,49 = 273278,09 \text{ грн}$$

Вартість пусконаладжувальних робіт згідно [комерц пропоз] складає 9000 грн. Вартість монтажу обладнання 23000 грн. Загальні капітальні витрати складатимуть:

$$CE = 273278,09 + 9000 + 23000 = 305278,09 \text{ грн}$$

Холодна вода підприємства береться зі скважини, і підігрівається на потреби ГВП до 60°C . Розрахуємо вартість газу, необхідного для підігріву одного кубічного метра води, якщо температура холодної води 10°C . Кількість теплоти необхідна для підігріву холодної води до 60°C визначається за формулою:

$$Q_{\text{нагів води}} = c \cdot m \cdot \Delta t = 4,218 \cdot 1000 \cdot (60 - 10) = 210900 \text{ кДж}$$

Енергія, яка виділяється при спалюванні 1 м³ природного газу складає 34308,8 кДж. Кількість газу необхідного для підігріву 1 м³ води, котлом ДКВР-6,5/14 з ККД 92%, складатиме:

$$N_{\text{газу}} = \frac{Q_{\text{нагрів води}}}{Q_{\text{газу}} \cdot \text{ККД}} = \frac{210900}{34308,8 \cdot 0,92} = 6,68 \text{ м}^3 \text{ природного газу}$$

$$\text{Ц}_{\text{гар води}} = N_{\text{газу}} \cdot \text{Ц}_{\text{газ}} = 6,68 \cdot 13,255 = 88,565 \text{ грн}$$

$$\text{Ц}_{\text{хол води}} = 0 \text{ грн}$$

Річна вартість гарячої води становить:

$$B_{\text{ГВП}} = V \cdot \text{Ц}_{\text{гар води}} \cdot n = \frac{1620}{1000} \cdot 88,565 \cdot 251 = 36012,3 \text{ грн/рік}$$

де V – об'єм води, м³;

n – кількість робочих днів в році;

Вартість холодної води ($B_{\text{хол.вода}}$) приймаємо рівною 0 грн/рік, так як вода надходить з власної скважини. Економія становить:

$$\Delta E = B_{\text{ГВП}} - B_{\text{хол.вода}} = 36012,3 \text{ грн/рік}$$

Простий термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{CE}{\Delta E} = \frac{273278,09}{36012,3} = 7,588 \text{ років}$$

Висновки до розділу:

В розділі було розглянуто можливість впровадження геліоколекторної системи. Аналіз клімату Черкаської області показав придатність до установки геліоколекторів. Встановлення даної системи геліоколекторів на даху адміністративно побудового корпусу дозволить повністю забезпечити потребу будівлі в гарячій воді. В корпусі розташовані душові для персоналу підприємства, тому корпус є суттєвим споживачем гарячої води. Проект суттєво зменшить витрати газу на потреби ГВП, а саме на 1676,68 м³ на рік, або 36012,3 грн на рік. Простий термін окупності складає 7,588 років.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ ХОЛОДОПОСТАЧАННЯ

6.1 Загальна характеристика об'єкта

Об'єктом модернізації є фреонові компресори, що знаходяться в окремому приміщенні – фреоновій компресорній станції(рисунок 6.1), характеристики об'єкту наведено в таблиці 6.1. В даному приміщенні відбувається виробництво холоду для технологічних потреб підприємства. Згідно кореляційного аналізу проведеного в підрозділі 2.9, зрозуміло, що споживання електричної енергії компресорами суттєво залежить від температури навколишнього середовища. На кожен компресор є власний конденсатор фреону, а кожен конденсатор має 12 вентиляторних блоків Тому запропоновано здійснити штучне туманоутворення, за рахунок розпилення очищеної установками зворотнього омосу води на вентилятори. Для реалізації заходу знадобиться обладнання, наведене в таблиці 2.17. Встановлення та підключення обладнання буде відбуватися спеціалістами компанії Rain and fog.



Рисунок 6.1 – Фреонова компресорна станція

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ						
Вим	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Гоєнко А.О			Охорона праці та пожежна безпека під час модернізації системи холодопостачання МОЛОКОЗАВОДУ			Літ	Аркуш	Аркушів	
Перевір.		Третьякова Л.Д.								101	25
Реценз.								ІЕЕ, гр. ОН-72			
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.									
Затвер.											

Живлення компресорної відбувається від ТП-1, за допомогою двох трансформаторів ТМГ-1600. Компресори мають другу категорію по надійності електропостачання.

Таблиця 6.1 – Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ або ТЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Фреонова компресорна станція	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі (8x10x5) м	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

Таблиця 6.2 – Показники технічних характеристик ЕУ чи ТЕУ

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Фреоновий компресор	Напруга, В	380
	Потужність, кВт	110
	Маса, кг	850
	Частота, Гц	50
	Об'ємна продуктивність, куб.м/год	315
Установка зворотнього осмосу	Потужність насоса, кВт	7,5
	Робочий тиск, бар	7...10
	Вага, кг	850
	Продуктивність, куб.м/год	9
	Напруга, В	380
	Частота, Гц	50
Форсунки розпилення	Продуктивність, куб.м/год	0,8
	Тиск води, бар	7
Насоси	Потужність	15
	Напруга, В	380
	Частота, Гц	50
	Матеріал корпусу	Чугун
	Напір, м	84
	Вага, кг	150

6.2 Визначення обсягів і послідовності робіт

Для монтаж обладнання буде виконуватись професійними монтерами систем тумановутворення. Кожен з 4-х працівників бригади повинен мати щонайменше III групу з електробезпеки[40]. Послідовність виконання робіт наведено у таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розвантаження	Період і тривалість виконання робіт	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Встановлення форсунок для розпилення	Транспорт	Літній, 2 робочих днів	4 особи	Не менш як III
Проведення трубопроводу та встановлення насосів	Транспорт, розвантаження з використанням підйомально транспортних машин	Літній, 4 робочих днів		
Установка системи очищення води(зворотній осмос)	Транспорт, розвантаження з використанням підйомально транспортних машин	Літній, 3 робочих днів		

6.3Визначення показників умови праці

Показники умов праці, під час виконання вказаних робіт для бригади працівників надані у таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Чинники умов праці

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення	Визначення допустимості або шкідливості показників
Параметри мікроклімату	Шум	100 дБа	Дуже шкідливий
	Температура повітря	(18...20) °C	Допустимий
	Забрудненість повітря	35 – 37 AQI	Допустимий
	Вологість	(60...85) %	Допустимий
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 10 кг	Шкідливі
	Робоче положення	«стоячи», «стоячи зігнувшись»	Шкідливі
	Категорія робіт	II категорія	Шкідливі
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	60 % робочого часу	Допустимий
	Тривалість активних дій	80 % робочого часу	Допустимий
	Змінність	1 зміна, 6 годин	Допустимий
	Напруженість зору:	20 % робочого часу	Допустимий
	Категорія	III категорія	Допустимий
Освітлення	Рівень освітленості	200	Допустимий
Вібрація	Вібрація	Не впливає на робітника	Допустимий

6.4 Визначення небезпек

До таблиці 6.5 занесемо перелік всіх небезпечних та шкідливих чинників, які можуть виникнути при монтажі системи туманоутворення.

Таблиця 6.5 - Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Категорія небезпек	Найменування небезпеки	Рівень ймовірності нещасного випадку	Оцінка рівня ризику	Група ризику
Фізичні	Робота назовні	Рідкий	Значний	ІІІ
	Робота на висоті	Малоймовірний	Значний	ІІІ
	Електричного походження	Рідкий	Катастрофічний	I
	Шум	Високо ймовірний	Значний	ІІІ
	Нагріті поверхні	Високо ймовірний	Високий	II
Хімічні	Нафтопродукти	Малоймовірний	Значний	ІІІ
Рідина	Вода	Малоймовірний	Значний	ІІІ
	Засоби до очищення поверхонь	Малоймовірний	Значний	ІІІ
Біологічні	відсутні			
Інші	Автомобіль	Практично неможливий	Високий	II
	Переміщення вантажів	Імовірний	Катастрофічний	I
	Незручні робочі положення	Імовірний	Високий	II

6.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Технічні засоби дають змогу повністю вилучити небезпеку та обмежити помилкові дії працівників. Організаційні встановлюють і контролюють порядок виконання робіт, тобто покращують культуру безпеки на виробництві[41, 1]. Визначимо перелік таких заходів та занесемо до таблиці 6.6.

Таблиця 6.6 – Перелік технічних і організаційних заходів

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
1	2	3
Технічні заходи з електробезпеки		
Від прямого дотику		
Ізоляція	Струмівідних частин компресора	Полівінілхлорид, $R = 10^{15}$ Ом, $\tan \delta = 0,02$
Ізоляція	Трансформаторне масло	Марка ТРФНТ-30

Продовження таблиці 6.6

1	2	3
Безпечне розміщення струмовідних частин	Висота підвісу ПЛ 6 м	Ізолятори скляні ОС-15, 7 штук у гірлянді
Маркування	На опорах	ОП-10-3
Знак безпеки	Трикутник	На усіх ЕУ
Від непрямого дотику		
Захисне заземлення	По периметру	10 вертикальних і 1 горизонтальний заземлювач, опір 3, 85 Ом.
Захисне автоматичне вимикання	Електродвигун компресора	Під час появи напруги непрямого дотику на корпусі
Ізольовані зони	Асфальтні доріжки на відкритій п-станції	Опір – 5 МОм
Система низької напруги	Для підключення ручного інструменту	Напруга 18 В, живлення – трансформатор 220/18. Мережа кабельна, перетин 10 мм ² , довжина 100 м.
Від напруги кроку		
Захисне заземлення	Вертикальні заземлювачі	Довжина 2,5 м, переріз – 10 мм ²
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги.	Наряд-допуск на 10 робочих днів
Технічні заходи щодо виключення інших небезпек		
Шум	Звукоізоляція обладнання	Установка спеціальних ящиків для обладнання
Очищення повітря	Загальна вентиляція припливно-витяжна	Марка «Zepter Therapy Air iOns», Р=2 кВт, висота установки 3 м.
Способи освітлення приміщень та зовнішніх територій приміщень	Зовнішнє освітлення території п/ст в темні години	Профектор ВДКР, 4 штуки
Системи відеоспостереження	На огорожі	Цифрові камери КВДР, 8 штук

6.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Використання засобів індивідуального захисту[42-44] (ЗІЗ) дає можливість обмежити небезпеку або частково ізолювати працівника від негативного впливу, наприклад від шуму, нагрітих поверхонь або води. ЗІЗ – найменш ефективний спосіб захисту і є останнім бар'єром між людиною і небезпекою. ЗІЗ використовують для захисту окремих частин тіла(голова, очі, вуха, руки, ноги, органи дихання і.т.д.). Оберемо необхідні при монтажі системи туманоутворення ЗІЗ та занесемо їх до таблиці 6.7.

Таблиця 6.7 – Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
1	2	3	4	5
Захист голови (каска)	Захист від механічних пошкоджень	Захисна каска Укрспецзахист універсал тип Б	3 роки	Під час роботи в компресорній
Захист органів слуху	Зниження рівня шуму на 10 дБА	наушники TOPEX	1 рік	Під час монтажу
Захист очей	Захист від електричної дуги ті ультрафіолетового випромінювання	Окуляри OZON закриті, з скла, пластику та полікарбонату	2 роки	Під час робіт в ЕУ
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	Робоче взуття з металевим носком BRYES-T-SB	6 місяців	Під час переміщення вантажів
Захисний одяг	Захист від потрапляння рідин та забруднення	Костюм захисний REIS PROMASTER	2 роки	Під час монтажних робіт

У разі здійснення робіт під напругою, або у разі виключення працюючих ЕУ, необхідно передбачити індивідуальні електрозахисні засоби(ЕЗЗ). Їх перелік наведено в таблиці 6.8.

Таблиця 6.8 – Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 1 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - що 6 місяців
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки.	Виконання робіт	0,4 – 10 Раз у 24 місяці

6.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж та вибухів

На кожному енергетичному об'єкті, відповідно до норм безпеки[45] мають бути первинні засоби гасіння пожеж(вогнегасник, пожежник інвентар, тощо), а також технічні та організаційні засоби – у разі виникнення пожежі або вибуху. Заходи наведено в таблиці 6.9.

Таблиця 6.9 - Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Вогнегасник вуглекислотний ВВК-3,5 (ОУ-5)	Пересувний, тривалість дії – 25 с, довжина струмені – 5м	У приміщенні, розміщено в коридорах через 70 м.
Блискавкозахист	металева сітка із сталевого дроту діаметром 6-8 мм (з чарункою 6х6 м)	II категорія, зони захисту будівлі – зона Б
Організаційні		
План дій з попередження пожеж і вибухів	Вимоги до евакуаційних заходів, планах евакуації, забезпечення дотримання протипожежних вимог, виконання приписів і постанов органів державного пожежного нагляду	Відділ з охорони праці
ЗІЗ		
Захисний одяг водонепроникний	Костюм Flagman Max Protection	Багаторазовий. Термін зберігання – 6 років.
Протигаз	ППМ-88	Температурний режим від -40 С до 50 С. Термін зберігання – 15 років

6.8 Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації

Розрахуємо і оберемо блискавкозахист для фреонові компресорної. Параметри будівлі: довжина 8 м ; ширина 10 м; висота 5 м. Розташування будівлі:

Черкаська область. Визначимо очікувану на рік кількість уражень блискавкою будівлі:

$$N = [(A + 6 \cdot H_M)(B + 6 \cdot H_M) - 7,7 \cdot H_M^2] \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (6.1)$$

де $A = 8$ м і $B = 10$ м - відповідно довжина і ширина будівлі, що має прямокутну форму;

$H_M = 5$ м - висота будівлі;

$n = 5,5$ – середньорічна кількість ударів блискавки на 1 км^2 земної поверхні в місці розташування будівлі (табл. 6.10).

Таблиця 6.10 – Очікувана середньорічна кількість ударів блискавки в 1 км^2 земної поверхні n в залежності від інтенсивності грозової діяльності K .

Інтенсивність грозової діяльності K	Очікуване середньорічне число ударів блискавки n
10-20	1
20-40	2
40-60	4
60-80	5,5
80-100	7,0
100 і більше	8,5

Середньорічна кількість ударів блискавки на 1 км^2 земної поверхні n залежить від інтенсивності грозової діяльності K (табл. 6.11).

Таблиця 6.11 – Середньорічна грозова діяльність, K

Області	Середньорічна грозова діяльність, K
1. Республіка Крим	40-60
2. Закарпатська, Запорізька, Донецька	80-100
3. Інші області України	60-80

Отже, за формулою 6.1 маємо:

$$N = [(8 + 6 \cdot 5)(10 + 6 \cdot 5) - 7,7 \cdot 5^2] \cdot 5,5 \cdot 10^{-6} = 0,0073 \text{ рази, тобто } N < 1.$$

Встановлюємо категорію блискавкозахисту і тип зони захисту.

Класифікація об'єктів визначається за небезпекою ударів блискавки для самого об'єкта і його оточення. Рівень цієї небезпеки визначається

класифікацією, яка наведена в правилах улаштування електроустановок [3].

Для розглянутого цеху клас будівлі : В-Ia.

Таблиця 6.12 – Категорії пристроїв блискавкозахисту та типи зон захисту

Класи будівель та споруд за ПУЕ	Місце розташування	Тип зони захисту	Категорія пристроїв захисту
1	2	3	4
1. В-I, В-II	на всій території України	зона А	I
2. В-16, В-Ia	при $K \geq 10$	При $N < 1$ - зона Б	II
3. Зовнішні об'єкти класу В-Iг	на всій території України	зона Б	II
4. П-I, П-II, П-IIa	при $K \geq 20$	Для будівель та споруд I та II ступенів вогнестійкості при $0,1 < N < 2$ і для III, IV та V ступенів вогнестійкості при $0,02 < N < 2$ - зона Б;	III
		при $N < 2$ - зона А	
5. Зовнішні об'єкти класів II та III	при $K \geq 20$	при $0,1 < N < 2$ - зона Б при $N > 2$ - зона А	III
6. Об'єкти III-V ступенів вогнестійкості, котрі за ПУЕ не класифікуються	при $K \geq 20$	при $0,1 < N < 2$ - зона Б при $N > 2$ - зона А	III

Враховавши попередні розрахунки, із таблиці 6.12 випливає, що категорія пристроїв захисту – II та тип зони захисту будівлі – зона Б. Обирається тип і конструкції блискавководводів. Захист від прямого удару блискавки будівель та споруд, які відносяться до II категорії, може бути здійснений за допомогою влаштування блискавкоприймача з металевої сітки із сталевго доту діаметром 6-8 мм (з чарункою 6х6 м).

Висновки до розділу

У даному розділі був проведений аналіз модернізації системи холодопостачання молокозаводу з точки зору питань охорони праці та пожежної безпеки. Були визначені наступні умови праці: категорія по важкості робіт – II, робочі положення – «стоячи» та «стоячи зігнувшись», категорія по напруженості праці III, параметри мікроклімату шкідливі. Основними небезпеками при

модернізації системи холодопостачання є фізичні небезпеки, а саме: шум, нагріті поверхні та небезпеки електричного походження. Запропоновано такі технічні заходи: ізоляція струмовідних частин компресора, маркування, встановлення знаків безпеки, заземлення, блискавкозахист, вогнегасники. До організаційних заходів я відніс: план дій з попередження пожеж і вибухів та наряд-допуск на 10 робочих днів. Також були розглянуті засоби індивідуального захисту, які є останнім бар'єром від небезпек, мною були обрані такі: захисний одяг, взуття, окуляри, каска, протигаз, діелектричні рукавички.

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	110
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

ВИСНОВКИ

1. Основною метою дипломного проекту був вибір стратегії підвищення ефективності системи холодопостачання заводу. У ході проведення енергетичного аудиту було проаналізовано системи електропостачання, теплопостачання, систему енергетичного менеджменту. Було виявлено енергетичні проблеми підприємства, та розроблено відповідні заходи з енергозбереження для їх вирішення, а саме:

- модернізація системи внутрішнього освітлення;
- виведення з експлуатації ТП-2;
- встановлення систему туманоутворення для фреонової компресорної;
- установка конденсаторних батарей;
- утеплення паропроводів;
- повернення конденсату на котелью;
- утеплення зовнішніх стін адміністративного корпусу;
- встановлення геліоколекторів;
- заміна вікон в адміністративному корпусі;

2. Розроблені заходи дають змогу отримати сумарну економію в 9440457,261 грн. Загальні капітальні витрати складають 9133085,79 грн. Основним завданням для стратегії підвищення ефективності системи холодопостачання є встановлення системи туманоутворення, даний захід суттєво знизить споживання електричної енергії фреоновими компресорами.

3. Був виконаний аналіз охорони праці та пожежної безпеки під час модернізації системи холодопостачання, розроблені організаційні та технічні заходи з усунення або уникнення можливих небезпек. Як перші кроки до створення системи енергетичного менеджменту була розроблена енергетична політика підприємства та встановлено базовий рівень споживання електричної енергії на заводі.

4. Були розглянуті питання використання відновлюваних джерел енергії, як одну з можливостей було запропоновано використання геліоколекторних систем для потреб ГВП адміністративного корпусу.

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	111
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок: вид.3-є, перероб. І доп. Офіц. Вид. Київ : Міненерговугілля України, 2018.
2. Паспортні дані компресорів Bitzer: веб-сайт. URL: <https://pholod.com.ua/products/polugermetichnyy-kompaktnyy-vintovoy-kompressor-bitzer-csh8553-110-y> (дата звернення 29.05.2021).
3. РТМ 36.18.32.4-92 "Указания по расчёту электрических нагрузок". Москва 1992.
4. Паспортні дані ламп ЛД-36: веб-сайт. URL: http://energ2010.ru/Katalog_oborudovaniya/Lampy/Lampa_LB_36.html (дата звернення 29.05.2020).
5. Розрахунок загального рівномірного штучного освітлення офісних та адміністративно-побудових приміщень методом світлового потоку. Режим доступу: https://zp.edu.ua/sites/default/files/konf/zavdannya_na_kr_oop_praktyka.pdf.
6. ДБН В.2.5-28-2006. «Природне і штучне освітлення». Мін буд України : Київ, 2006. Режим доступу: <https://www.sunpower.ua/cp37498-dbn-v25-28-2006-prirodne-shtuchne-osvitlennya.html>.
7. Коефіцієнт використання світлового потоку: веб-сайт. URL: <https://minestage.ru/uk/sovety-i-idei/example-of-calculating-artificial-lighting-using-the-coefficient-of-utilization-the-territory-of-electrical-information-websor.html> (дата звернення 01.06.2020)
8. Методичні вказівки для самостійної роботи студентів із дисципліни «Системи електропостачання». Режим доступу: <https://ep.kpi.ua/files/Metod/>
9. Паспортні дані трансформаторів: веб-сайт. URL: http://cabex.com.ua/ru/produkcija/transformatori/transformatori_silovie_tipa_tm.html (дата звернення 1.06.2021).
10. Коефіцієнт завантаженості трансформаторів: веб-сайт. URL: <https://art-energetyka.com.ua/> (дата звернення 1.06.2021).

11. Паспортні дані ліній електропередач: веб-сайт. URL: <https://art-energetyka.com.ua/> (дата звернення 1.06.2021).

12. Паспортні дані та ціна LED ламп: веб-сайт. URL: <https://prom.ua/ua/p394977052-svetodiodnaya-lampa-22vt.html> (дата звернення 02.06.2021).

13. Паспортні дані та ціна кабелю АББГ 4х150: веб-сайт. URL: https://electrica-shop.com.ua/p28102-kabel_avvg_4h150_sektor_zztsm?gclid=CjwKCAjw47eFBhA9EiwAy8kzNJb2Iy2bSfXWayfB-zu-lSmOWDPIR1xXW0tpDe9HJTjjv8ueOD7_FB0CzK0QAvD_BwE (дата звернення 02.06.2021).

14. Каталог Rain and Fog: веб-сайт. URL: <http://www.poliv-tuman.com.ua/904-2> (дата звернення 03.06.2021).

15. Параметри та ціни на конденсаторні установки: веб-сайт. URL: <https://shop.voltenergo.com.ua/kondensatornaya-ustanovka-krm-veg-04-15010> (дата звернення 03.06.2021).

16. Паспортні дані котла ДЕ-10/14: веб-сайт. URL: <https://dkwr.ru/kotlyde.html> (дата звернення 04.06.2021).

17. Паспортні дані котла ДКВР-6,5/13: веб-сайт. URL: https://zinref.ru/000_uchebniki/02550_kotli/009_00_00_kotli_teh_harakteristiki/013.html (дата звернення 04.06.2021).

18. ДСТУ –Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія». Мін. регіонального розвитку та будівництва України, Київ, 2011.

19. Коефіцієнт корисної дії сучасних котлів: веб-сайт. URL: <https://eurothermgroup.com.ua/gazovie-kotli-otopleniya/parovye-kotly/> (дата звернення 04.06.2021).

20. Характеристики та ціна мінеральної вати ISOROC 100 мм: веб-сайт. URL: <https://prom.ua/ua/p1172260259-mineralnaya-vata-isoroc.html> (дата звернення 04.06.2021).

21. Характеристики та ціна клею для мінеральної вати CERESIT СТ-190 (25 КГ) : веб-сайт. URL: <https://prom.ua/ua/Ceresit-ct-190-2.html> (дата звернення 06.06.2021).

22. Характеристики та ціна склосітки штукатурної SSA 1363 4x4 160 г/кв.м: веб-сайт. URL: <https://epicentrk.ua/shop/steklosetka/fs/brand-valmiera/> (дата звернення 06.06.2021).

23. Характеристики та ціна грунтовки глибокопроникаючої Ceresit СТ 17 10 л: веб-сайт. URL: <https://epicentrk.ua/shop/gruntovka-glubokopronikayushchaya-ceresit-ct-17-10l.html> (дата звернення 07.06.2021).

24. Характеристики та ціна: веб-сайт. URL: <https://baugut.ua/product/dyubel-dlya-teploizolyatsii-s-metallicheskim-gvozdem-10x120-mm-50-sht-baugut/> (дата звернення 07.06.2021).

25. Ціна та види робіт по монтажу мінеральної вати: веб-сайт. URL: <https://alpinist.kiev.ua/prajs-na-uteplenie-fasadov/> (дата звернення 07.06.2021).

26. Характеристики та ціна декоративної штукатурки RESIMARM 519 мозаїчна 1,2 мм 10 кг: веб-сайт. URL: <https://rozetka.com.ua/194472006/p194472006/> (дата звернення 07.06.2021).

27. ДСТУ Б А.2.2-12:2015 «Енергетична ефективність будівель». Мінрегіон України, Київ, 2015.

28. Характеристики та ціна ізоляції з вспіненого поліетилену D 52x9 мм 2 м: веб-сайт. URL: https://www.leroymerlin.ua/ru/p/10334142_PimStd_Product?gclid=CjwKCAjwtdcF BhBAEiwAKOIy5x3zRSI2nTf-F8GyWn3v4AHGBKUUmrePiGNmSGu-0novql9VkvqHfhoCj_4QAvD_BwE (дата звернення 08.06.2021).

29. Характеристики та ціна теплоізоляційні циліндри 30 мм: веб-сайт. URL: <https://stroy-mart.com.ua/tekhnicheskaya-izolyatsiya/truboprovodov/-tsilindry-bazaltovye-dlya-truboprovoda-30mm-alu/> (дата звернення 15.04.2020).

30. Характеристики та ціна покриття з вспіненого поліетилену ППЕ-Л тип FP 5 мм: веб-сайт. URL: <https://epicentrk.ua/ua/shop/polotno-pppe-l-5mm-fp.html?ssh=new&gclid=CjwKCAjwtdcF BhBAEiwAKOIy50FLEPC8CAoRIIdS8PT>

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		114

9YjKHpvxX0NotkANwEog40KcN7wokB3RAzWBoCMR8QAvD_BwE (дата звернення 08.06.2021).

31. Характеристики та ціна металевої обгортки: веб-сайт. URL: https://ssc.org.ua/metal/price_page.html (дата звернення 08.06.2021).

32. Характеристики та ціна хомуту для труб: веб-сайт. URL: https://epicentrk.ua/shop/khomut-ventilyatsionnyu-aero-200-mm.html?ssh=new&gclid=CjwKCAjwtdcFBhBAEiwAKOIy565UEw8lAdg9FzuFEZs_kUn_owhDS4n7oPtk7NPQq2DvKafWswGgPhoCgRgQAvD_BwE (дата звернення 08.06.2021).

33. Ціна очистки труб від іржі: веб-сайт. URL: <https://bobry.ua/ua/price> (дата звернення 08.06.2021).

34. Ціна роботи по ізоляції паропроводів: веб-сайт. URL: <https://epicentrk.ua/shop/okno-glukhoe-steko-s300-800kh1200-mm-bez-otkryvaniya.html> (дата звернення 08.06.2021).

35. В.В. Дубровська, В.І. Шкляр Термодинаміка та теплообмін навчальний посібник. НТУУ «КПІ», Київ, 2016.

36. Каталог з обладнанням для повернення конденсату: веб-сайт. URL: <http://stimexeng.com/ua/oborudovanie/spirax/kondensatootvodchiki> (дата звернення 08.06.2021).

37. ДСТУ ISO 50001:2020 Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанови щодо використання (ISO 50001:2018, IDT), 2018.

38. Клімат та графіки сонячної інсоляції: веб-сайт. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP (дата звернення 15.04.2020).

39. ДБН В.2.5-64:2012 Внутрішній водопровід та каналізація. Мінрегіон Україна, 2012.

40. НПАОП 0.00-4.12-05. Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці: наказ від 26.01.2005 р. № 15. Вид. офіц. Київ: Держнагляд охорони праці, 2005.

41. ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		115

напруженості трудового процесу: наказ від 08.04.2014.м. N 248. Вид. офіц. Київ: Держнагляд охорони праці, 2014.

42. ДСТУ 7239:2011. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2011.

43. ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2002.

44. НПА ОП 0.00-3.09-052004-11-01. Норми безплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів індивідуального захисту для працівників підприємств електроенергетичної галузі). Вид. офіц. Київ: Держнагляд охорони праці, 2001.

45. Наказ МВС від 30.12.2014 № 1417 «Про затвердження Правил пожежної безпеки в Україні» 2014.

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	116
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

ДОДАТКИ

Додаток А

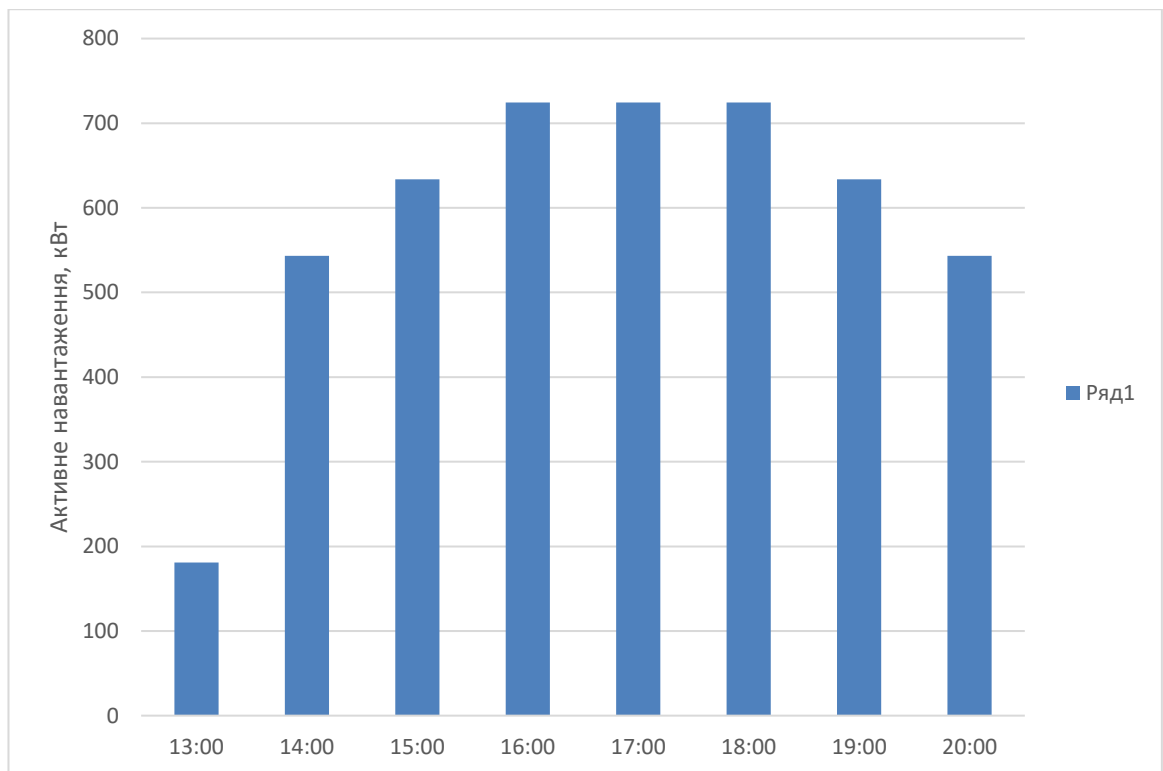


Рисунок А.1 – Графік активного навантаження першого трансформатора
ТМГ-1600

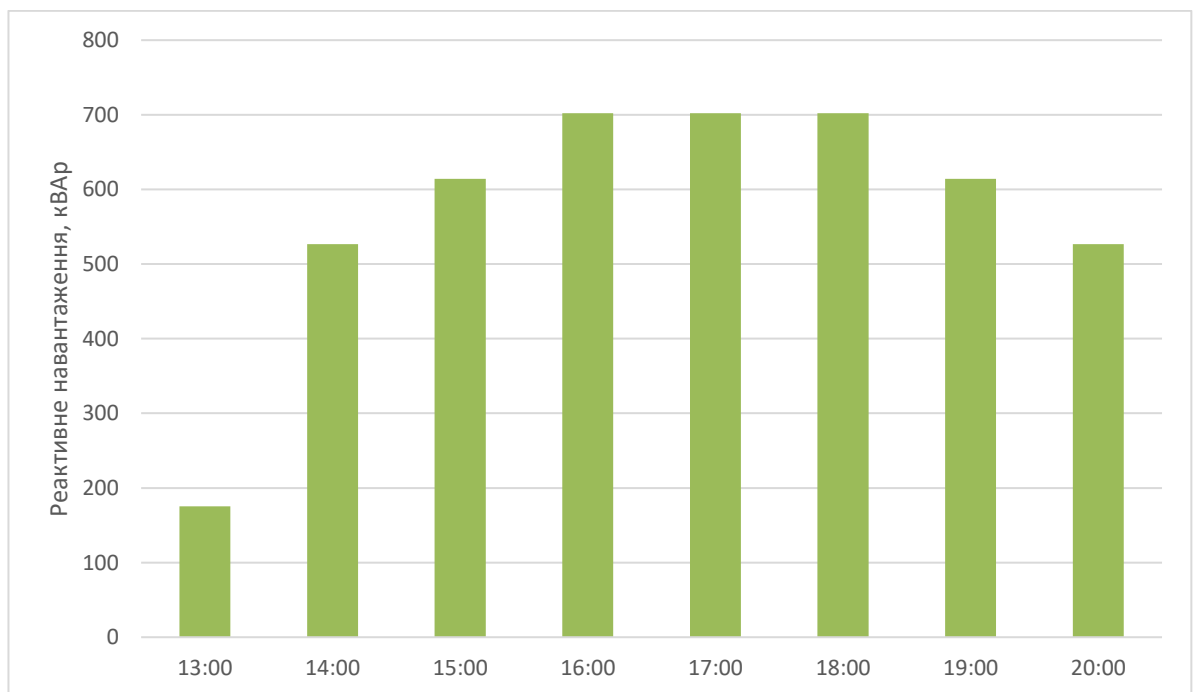


Рисунок А.2 – Графік реактивного навантаження першого трансформатора
ТМГ-1600

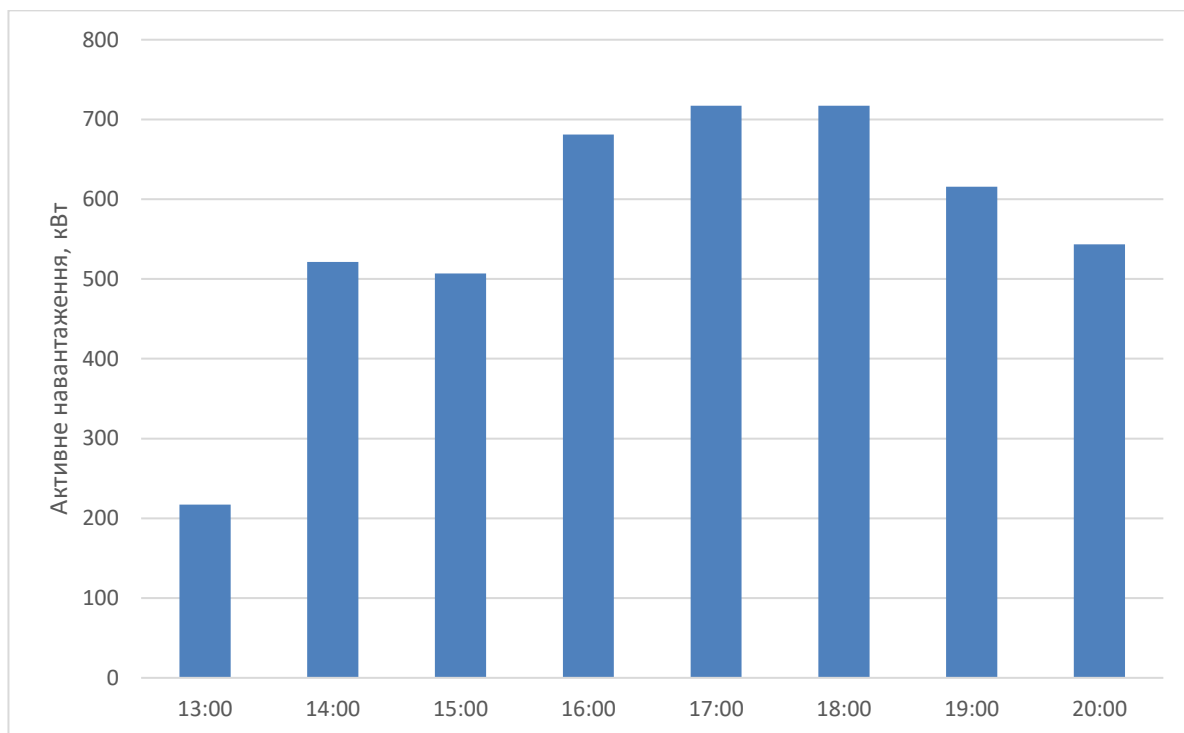


Рисунок А.3 – Графік активного навантаження другого трансформатора
ТМГ-1600

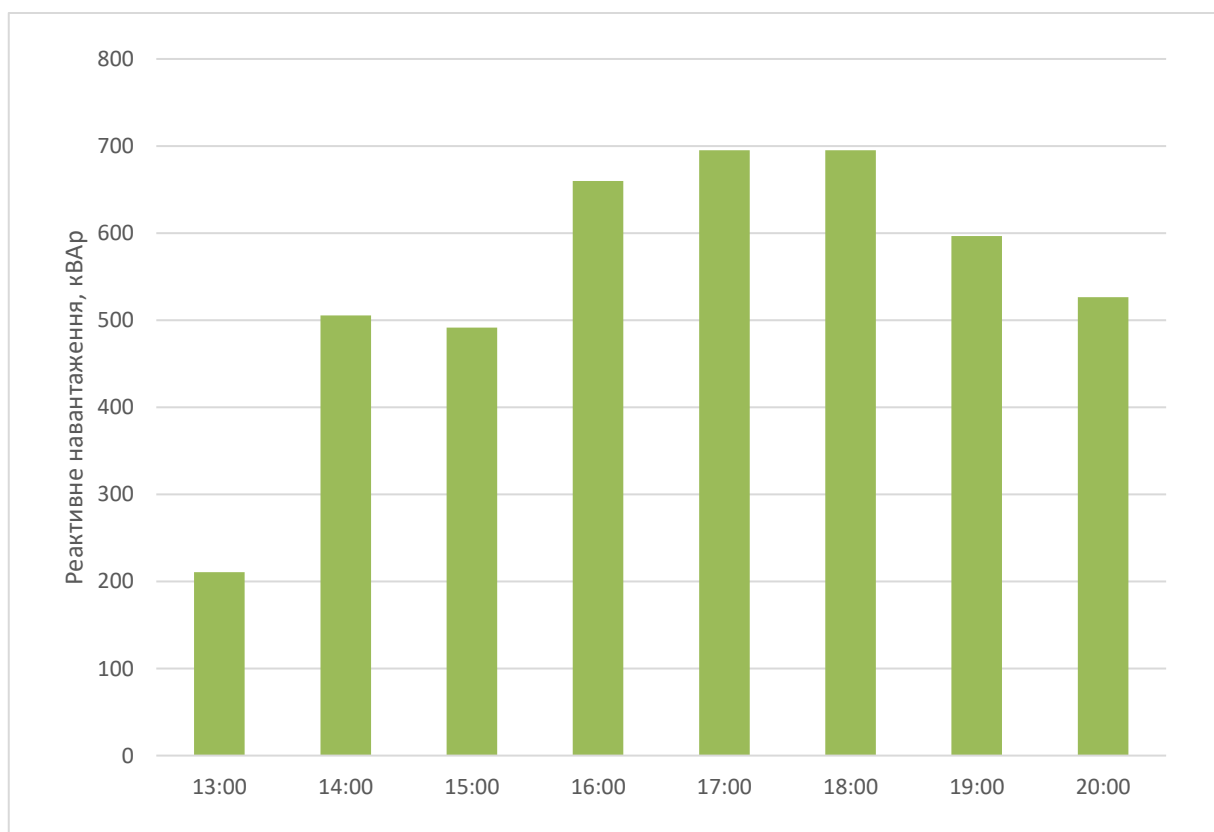


Рисунок А.4 – Графік реактивного навантаження другого трансформатора
ТМГ-1600

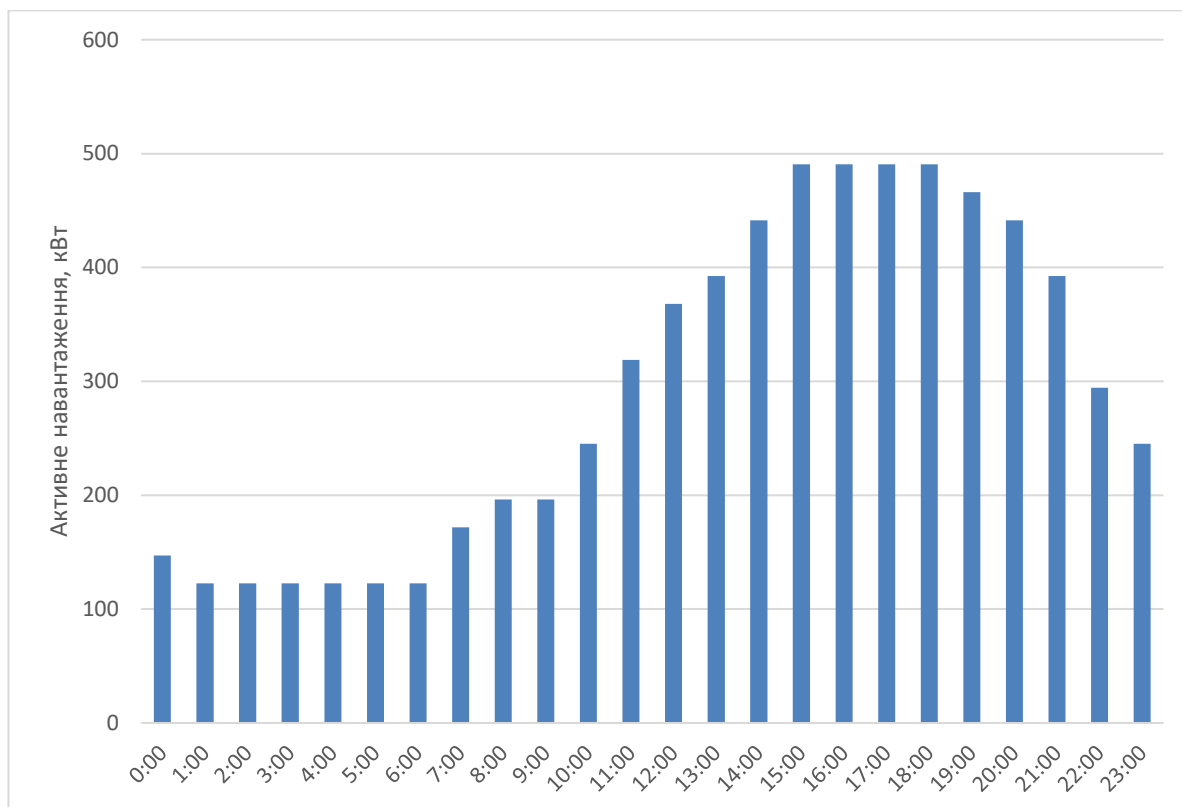


Рисунок А.5 – Графік активного навантаження першого трансформатора
ТМЗ-1600

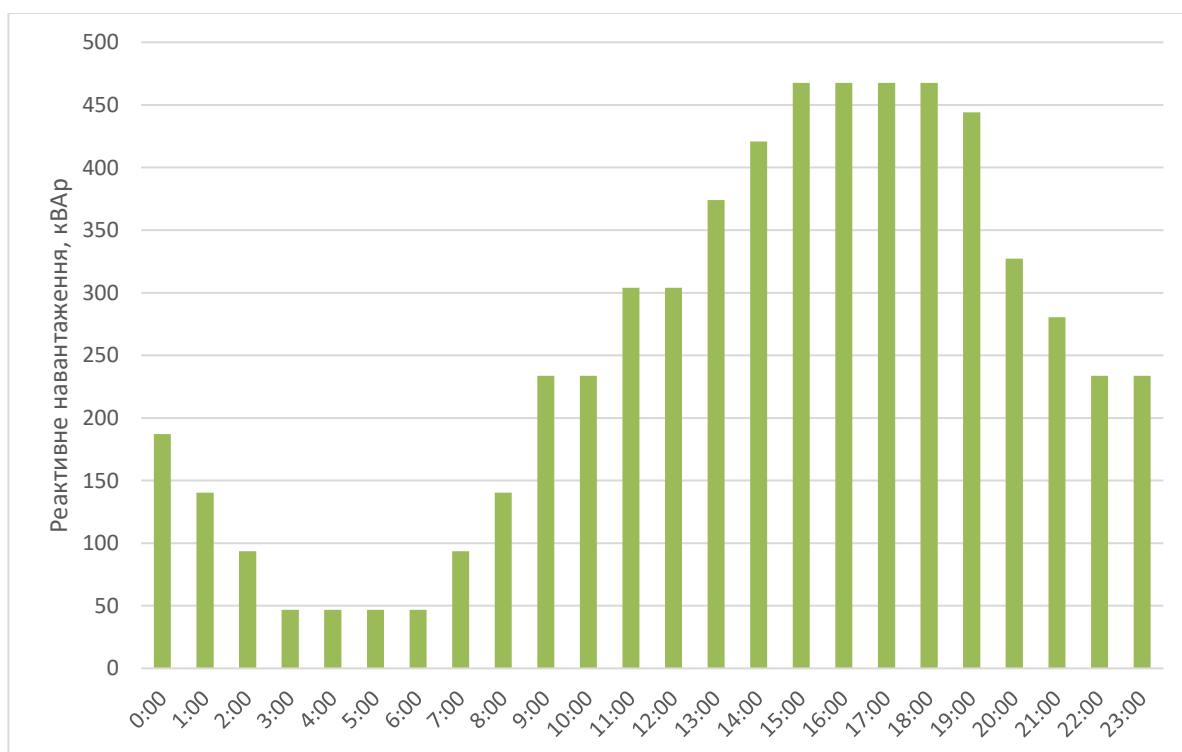


Рисунок А.6 – Графік реактивного навантаження першого трансформатора
ТМЗ-1600

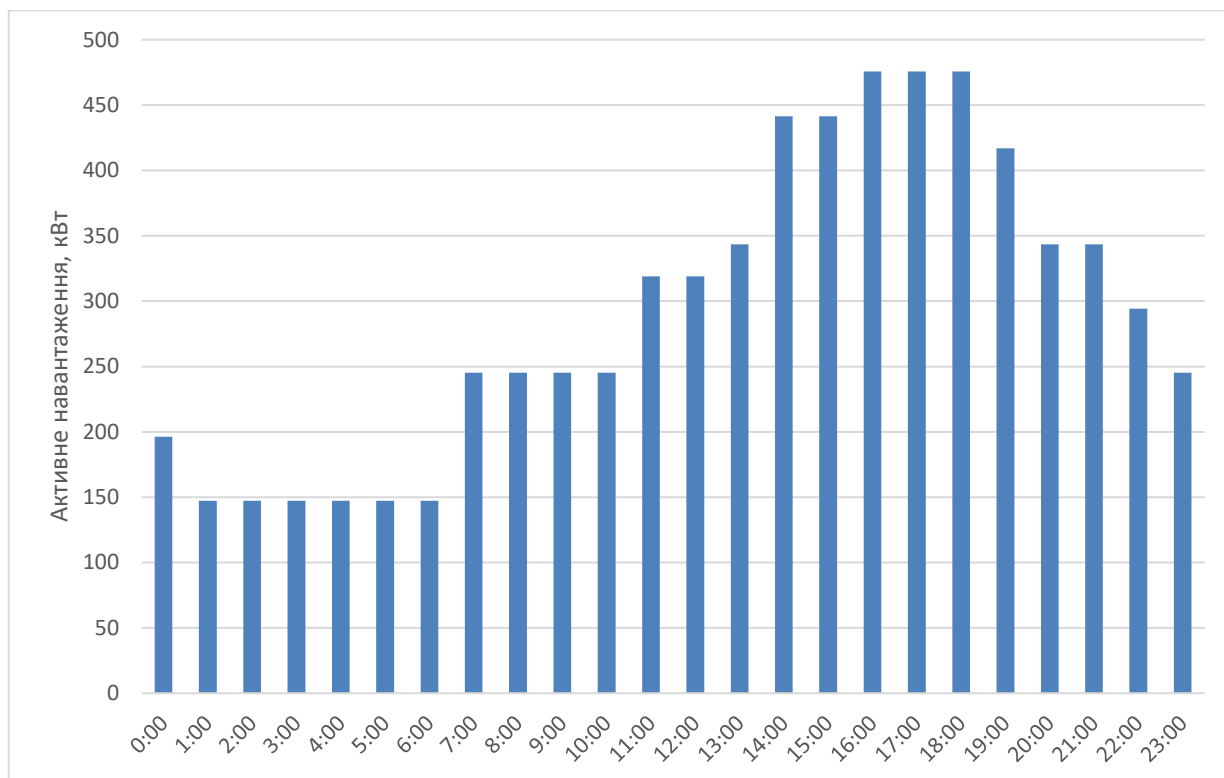


Рисунок А.7 – Графік активного навантаження другого трансформатора
ТМЗ-1600

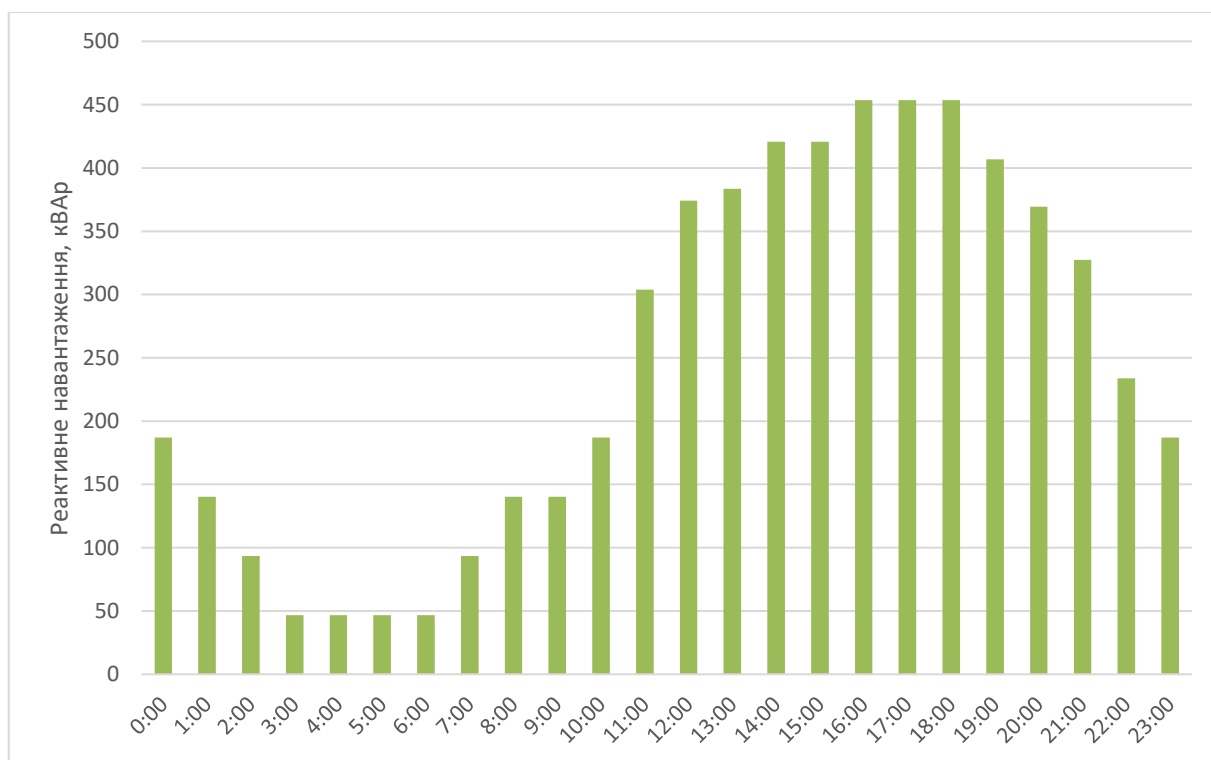


Рисунок А.8 – Графік реактивного навантаження другого трансформатора
ТМЗ-1600

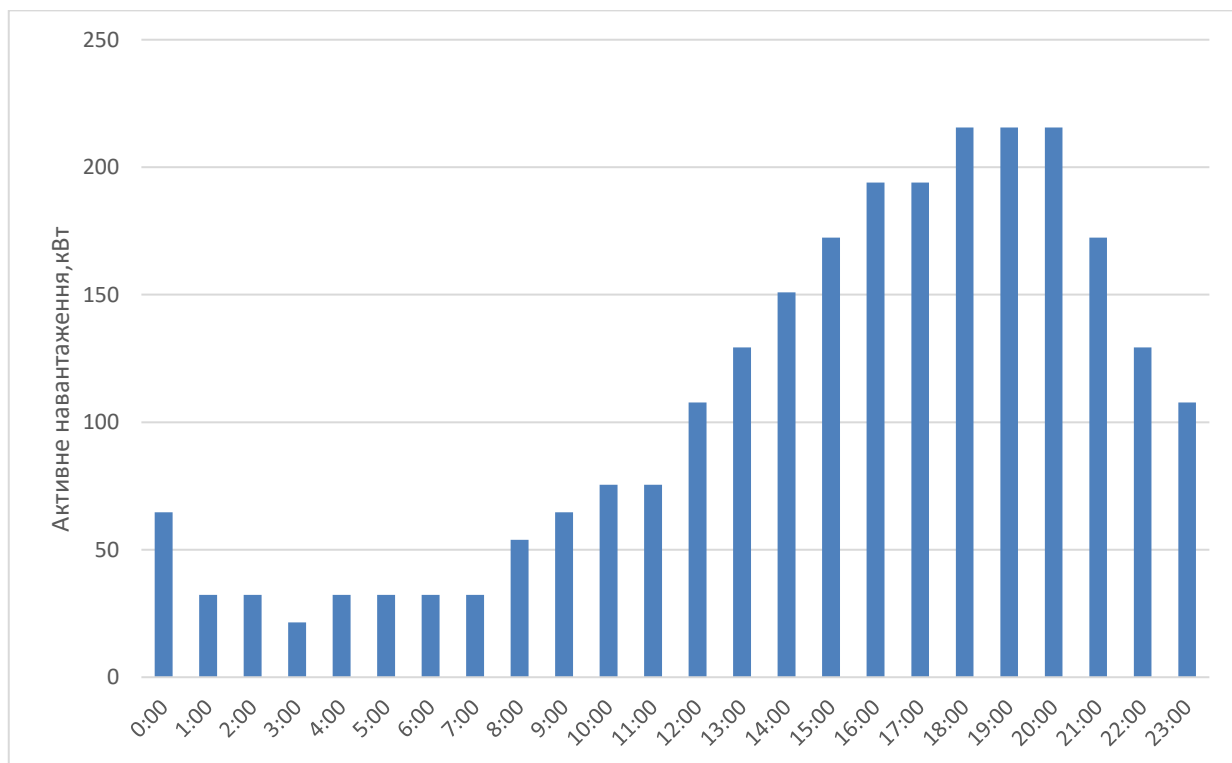


Рисунок А.9 – Графік активного навантаження першого трансформатора
ТМ-630

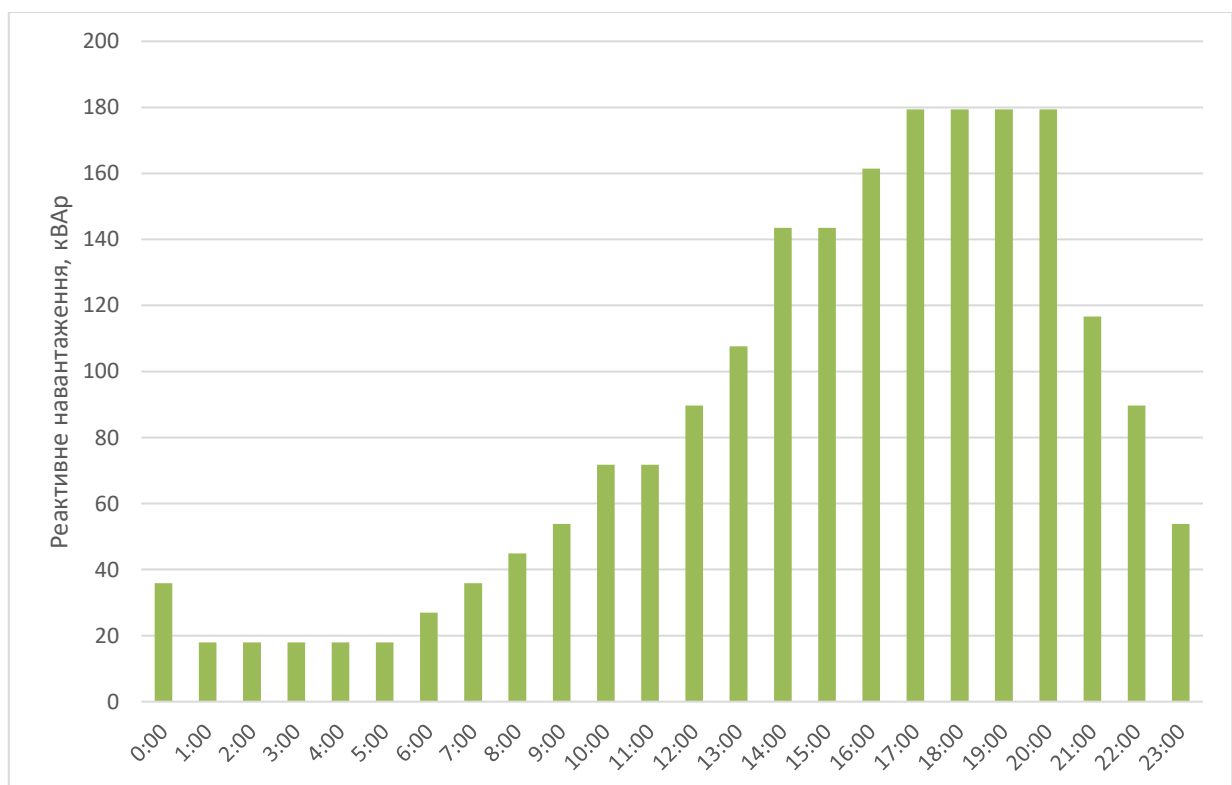


Рисунок А.10 – Графік реактивного навантаження першого
трансформатора ТМ-630

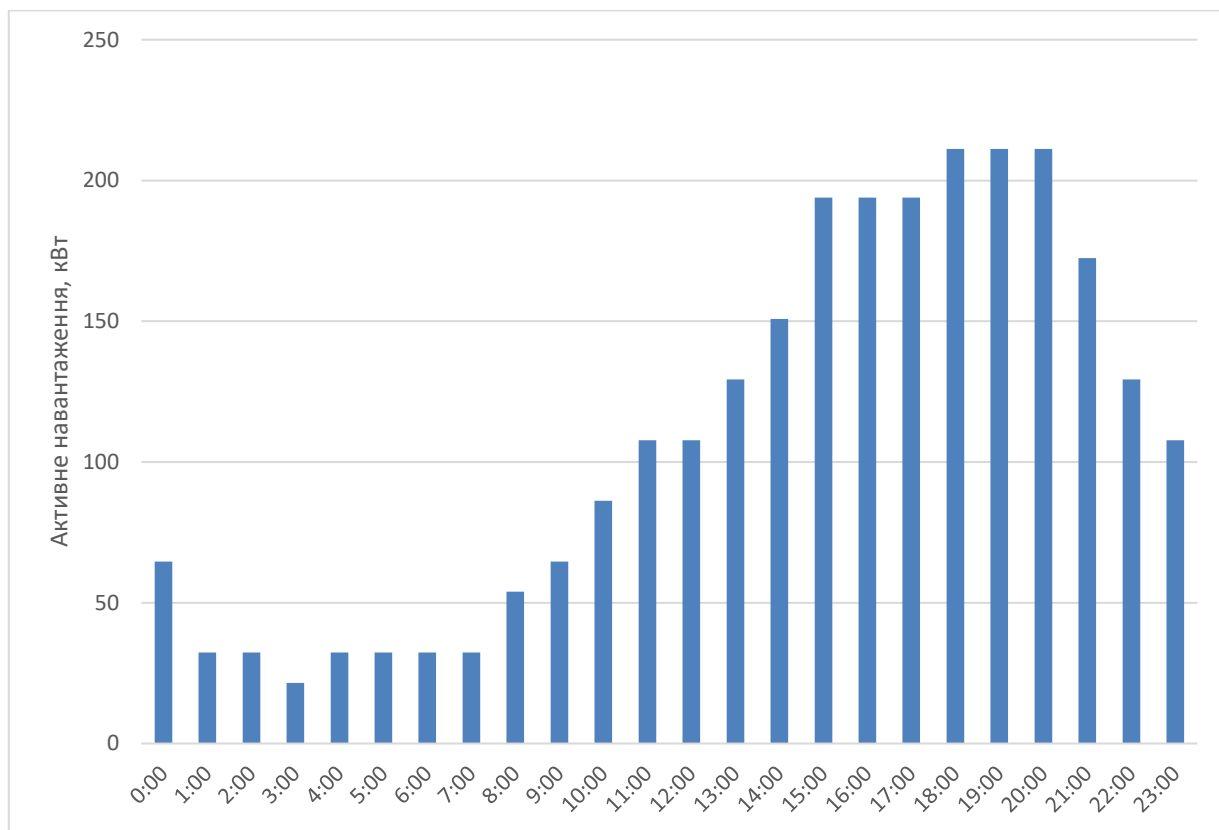


Рисунок А.11 – Графік активного навантаження другого трансформатора
ТМ-630

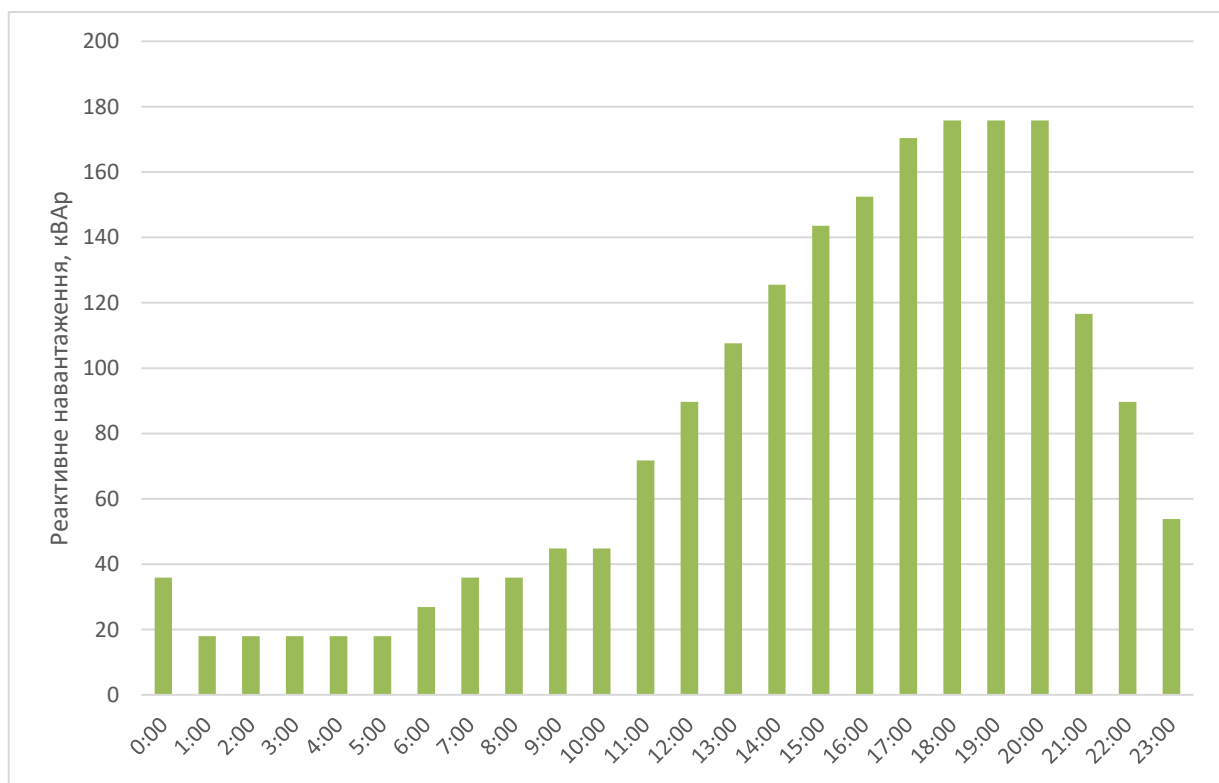


Рисунок А.12 – Графік реактивного навантаження другого трансформатора
ТМ-630

Додаток Б

Таблиця Б.1 – Детальний список обладнання підприємства та його характеристики

Структурний відділ	Назва обладнання	Кільк	Потужність одиниці обладнання, кВт	Коеф використання	Час роботи в рік, год
1	2	3	4	5	6
Приймання молока	Насос	4	8,5	0,7	1300
Зберігання молока	Резервуар для зберігання молока	3	4,4	0,6	4680
	Насос в/ц	1	5,5	0,7	4680
	Насос в/ц	2	3	0,7	4680
	Резервуар для зберігання молока	2	1,5	0,6	4680
	Насос в/ц	2	5,5	0,7	4680
	Насос	1	5,5	0,7	4680
	Трубчастий пастеризатор	1	1,5	0,9	4680
	Насос	1	5,5	0,7	4680
	Сепаратор	2	15	0,65	4680
Стандартизація, термізація, деаерація, охолодження суміші	Термізатор молока	1	12	0,8	4680
	Герметична бактофуга	1	30	0,6	4680
	Молочний сепаратор	1	30	0,65	4680
	Вакуумдеаератор	1	7	0,5	4680
	Термізатор молока	1	15	0,8	4680
	Герметична бактофуга	1	37	0,6	4680
	Молочний сепаратор	1	22	0,65	4680
	Вакуумдеаератор	1	7	0,5	4680
Сирцех	Резервуар для дозрівання суміші	3	5,5	0,6	4680
	Насос	1	3	0,7	4680
	Пастеризаційно-охолоджувальна установка	1	12	0,8	4680
	Молочний насос	2	6	0,7	4680
	Герметичні заквасочники	4	0,4	0,4	4680
	Насос подачі закваски	1	1,5	0,7	4680
	Сироварний котел	4	4	0,9	4680
	Насос для подачі сирної гущі	1	7,5	0,7	4680
	Насос для відбору сироватки	1	7,5	0,7	4680
	Буферний резервуар для сирної гущі	2	2	0,5	4680

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6
Сирцех	Насос для подачі сирної гущі	2	2,2	0,7	4680
	Пресувальний пристрій	1	5,5	0,5	4680
	Насос для сироватки пресувального пристрою	1	4	0,7	4680
Обробка згустку, формовка та пресування	Буферний резервуар для сквашування	1	12	0,5	4680
	Насос для подачі суміші	1	5,5	0,7	4680
	Сироварний котел	3	3	0,9	4680
	Насос для подачі сирної гущі	1	11	0,7	4680
	Насос для відбору сироватки	1	7,5	0,7	4680
	Ванна попереднього пресування	1	2	0,6	4680
	Насос для відбору сироватки із ванни	1	7,5	0,7	4680
Обробка згустку, формовка та пресування	Насос	4	5,5	0,7	4680
	Насос пресу заключного пресування для сирів	2	3	0,7	4680
Збір та охолодження вершків	Бак для збору вершків	1	0,75	0,6	4680
	Насос	1	0,6	0,7	4680
Зберігання та пастеризація вершків	Резервуар для сирних вершків	3	0,75	0,6	4680
	Пастеризаційна установка для вершків	1	3	0,9	4680
Сепарування та нормалізація вершків	Сепаратор	2	11	0,65	4680
	Ванна нормалізації вершків	3	1,5	0,6	4680
	Насос	1	2,2	0,7	4680
Збір та охолодження маслянки	Установка для виробництва вершкового масла	1	18,5	0,7	4680
	Резервуар для маслянки	1	0,75	0,6	4680
	Насос для маслянки	1	1,5	0,7	4680
	Насос для маслянки	1	0,8	0,7	4680
	Насос для маслянки	1	1,5	0,7	4680
Пакувальне відділення	Системи фасовки та пакування	1	107	0,5	4680
Відділення дрібної фасовки	Машина для упаковки Флоупак	1	10,685	0,5	4680
	Пристрій для маркування сирів	1	3	0,5	4680
Підготовка сироватки	Резервуар вертикальний (підсир. сироватка)	2	2	0,6	4680
	Резервуар вертикальний (очищена сироватка)	2	2	0,6	4680
	Насос молочний	4	5,5	0,7	4680
	Фільтр	2	5,87	0,9	4680

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6
Пастеризація та сепарування сироватки	Пастеризатор для сироватки	2	15	0,8	4680
	Сепаратор для сироватки	1	30	0,65	4680
	Сепаратор для сироватки	1	37	0,65	4680
Збір, охолодження та зберігання підсирних вершків	Насос подачі вершків на охолоджувач	2	2,2	0,7	4680
	Резервуар для підсирних вершків	2	3	0,6	4680
	Насос для підсирних вершків	1	3	0,7	4680
Зберігання, нанофільтрація сироватки. Зберігання ретентату	Резервуар для пастеризованої охолодженої сироватки (додатково один в резерві)	2	2,2	0,6	4680
	Насос молочний	1	5,5	0,7	4680
	Установка нанофільтрації	1	159	0,7	4680
	Резервуар для ретентату	2	4	0,6	4680
	Насос продукту	1	5,5	0,7	4680
Згущення сироватки. Кристалізація згущеної сироватки	Насос для вихідного продукту	1	2,2	0,7	4680
	Вакуум-випарна установка	2	39	0,9	4680
	Вакуум-насос (додатково один в резерві)	2	30	0,7	4680
	Кристалізатор	3	5,5	0,7	4680
	Насос згущеного продукту	1	4	0,7	4680
	Насос продуктовий	1	5,5	0,7	4680
Цех СЗМ №1	Установка сушильна	1	113	0,6	4680
Цех СЗМ №2 Ділянка сушки	Установка сушильна	1	113	0,6	4680
Миття автоцистерн	Установка для миття автоцистерн на три пости	3	5,5	0,4	4680
	СіП-станція для миття автоцистерн	3	5,5	0,4	4680
	Насос дозатор миючих розчинів	6	0,118	0,6	4680
Пастеризація технологічної води	Пастеризатор	1	6	0,9	4680
	Резервуар вертикальний	4	0,75	0,6	4680
	Насос в/ц	2	4	0,7	4680
	Насос в/ц	3	12,5	0,7	4680
	Насос подачі води на сепаратори	1	2,5	0,7	4680

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6
Централізована мийка апаратного відділення	Автоматизована установка для миття технологічного обладнання	1	12	0,5	4680
Маслоцех	Насос повернення миючого розчину	1	5,5	0,7	4680
Підготовка, води, мийка обладнання для сушки	Насос повернення миючого розчину	4	5,5	0,7	4680
	Мийна станція на два маршрути	1	12	0,5	4680
	Установка водопідготовки (Запоріжжя)	1	30	0,5	4680
	Комплекс мийки	1	4	0,5	4680
	Насос для подачі води на градирню	2	18,5	0,6	4680
	Насос повернення миючого розчину	1	5,5	0,7	4680
	Насос повернення миючого розчину	1	5,5	0,7	4680
Цех СЗМ №1. Резервування підготовленої води	Резервуар для підготовленої води	3	1,5	0,6	4680
	Насос подачі підготовленої води	2	2,2	0,7	4680
	Насос подачі підготовленої води	1	7,5	0,7	4680
Теплогенераторна	Теплогенератор	2	15	0,8	4680
Повітряна компресорна	Повітряний компресор	1	75	0,7	4680
	Осушувач повітря	1	1,28	0,6	4680
	Повітряний компресор	2	30	0,7	4680
	Осушувач повітря	2	1,08	0,6	4680
Сирцех №1	Генератор гарячої води	1	0,37	0,5	4680
	Вузол підігріву заквасочників	1	1,5	0,5	4680
	Насос повернення миючого розчину	1	2,2	0,7	4680
	Вузол охолодження заквасочників	1	1,5	0,4	4680
	Пастеризаційно-охолоджувальна установка для технологічної води	1	5	0,8	4680
	Насос	1	1,5	0,7	4680
	Насос для технологічної води	1	5,5	0,7	4680
	Насос повернення миючого розчину	2	5,5	0,7	4680
	Насос подачі гарячої води для підігріву котлів	1	1,5	0,7	4680
	Вузол приготування та внесення хлористого калію	1	0,6	0,4	4680
	Насос відкачування МР із ванни	1	7,5	0,7	4680
	Мувка ванни	1	1,1	0,5	4680
	Транспортер за ванною	2	0,55	0,4	4680
	Транспортер форм до пресів	1	0,37	0,4	4680
	Насос пресу (повернення МР)	1	3	0,7	4680
	Транспортер пристрою для обертання форм	2	0,37	0,4	4680

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6
Сирцех №1	Транспортер пристрою для накладання кришок форм	1	0,37	0,4	4680
	Агрегат для зняття кришок	1	0,37	0,3	4680
	Опорожнювач форм	1	0,37	0,4	4680
	Транспортер за опорожнювачем	1	0,25	0,4	4680
	Система транспортування форм та кришок	2	0,37	0,4	4680
	Транспортер для розміщення після порізки і подачі сиру на посолку	1	0,37	0,4	4680
	Транспортер до складу форм	1	0,37	0,4	4680
Відділення соління сиру №1	Транспортер до солільних басейнів	1	0,37	0,4	4680
	Транспортер до агрег. завантаж. сиру в контейнер	1	0,37	0,4	4680
	Транспортер від агрег. вивантаж. сиру з контейнера	2	0,37	0,4	4680
	Система циркуляції розсолу	1	4	0,5	4680
	Насос відкачки зайвого розсолу з басейну в танк	1	11	0,7	4680
	Насос подачі розсолу із басейнів на охолоджувач	1	2,2	0,7	4680
	Кран підвісний	1	3,7	0,2	4680
	Транспортер для подачі сиру із відділення соління	2	0,37	0,4	4680
	Агрегат для розчинення солі, охолодження та фільтрації розсолу	1	4,8	0,5	4680
	Установка мікрофільтрації розсолу №1	1	41	0,6	4680
Відділення централізованої мийки сирцеху №1	Насос повернення миючих засобів	2	5,5	0,7	4680
	Комплекс для мийки технологічного обладнання та приміщень	1	4	0,4	4680
Сирцех №2	Насос повернення миючих засобів	1	5,5	0,7	4680
	Насос генератора гарячої води	2	4	0,7	4680
	Насос води	1	1,5	0,7	4680
	Насос повернення миючих засобів	1	2,2	0,7	4680
	Вузол підігріву заквасочників	1	1,5	0,4	4680
	Вузол охолодження заквасочників	1	1,5	0,4	4680
	Вузол приготування та внесення хлористого калію	1	0,6	0,4	4680
	Пастеризаційно-охолоджувальна установка для технологічної води	1	6	0,9	4680
	Насос подачі технологічної води	1	4	0,7	4680
	Насос подачі гарячої води для підігріву котлів	1	2,2	0,7	4680
	Насос повернення миючих засобів	1	7,5	0,7	4680
	Пресувальний пристрій	2	0,74	0,5	4680
	Транспортер від пресувального пристрою	1	0,37	0,4	4680
	Мийна машина для форм і кришок	1	12	0,3	4680

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6
Сирцех №2	Насос мийки форм	3	5,5	0,7	4680
	Насос мийки форм	3	5,5	0,7	4680
	Транспортер форм до пресів	1	0,37	0,4	4680
	Транспортер форм від пресів	1	0,37	0,4	4680
	Транспортер до пристрою для накладання кришок форм	1	0,37	0,4	4680
	Транспортер до опорожнювача форм	1	0,37	0,4	4680
	Транспортер форм та кришок	1	0,37	0,4	4680
	Агрегат для зняття кришок	1	0,37	0,3	4680
	Опорожнювач форм	1	0,37	0,4	4680
	Транспортер подачі сиру на посолку	1	1,37	0,4	4680
Відділення соління сиру №2	Система циркуляції розсолу	1	5,5	0,4	4680
	Насос подачі розсолу із басейнів на охолоджувач	1	4	0,7	4680
	Насос подачі розсолу	1	15	0,7	4680
	Транспортер пристрою для загрузки сиру на соління	1	0,37	0,4	4680
	Кран підвісний	1	3,7	0,2	4680
	Транспортер для подачі сиру із відділення соління	1	0,75	0,4	4680
	Мийка солильних басейнів	1	5,5	0,4	4680
	Насос повернення миючих засобів	2	5,5	0,7	4680
	Насос дозатор для концентрованих миючих засобів	2	0,5	0,7	4680
	Комплекс для мийки технологічного обладнання та приміщень	1	4	0,3	4680
Відділення приготування розсолу	Насос для розсолу	3	4,8	0,7	4680
	Циркуляційний насос	1	11	0,7	4680
	Насос для розсолу	1	2,2	0,7	4680
	Установка мікрофільтрації розсолу №2	1	41	0,5	4680
	Циркуляційний насос	1	37	0,7	4680
	Насос для розсолу	1	4	0,7	4680
	Буферний резервуар для розсолу	2	2,2	0,6	4680
	Насос для розсолу	1	4	0,7	4680
	Насос для розсолу	1	7,5	0,7	4680
Фреонова компресорна	Компресор	16	110	0,75	2600
	Насос	16	22,5	0,7	2600
	Конденсатори	8	27,6	0,6	2600
Фреонова компресорна масло цеху	Компресор	1	63,57	0,75	4680

Додаток В

ВЫВОД ИТОГОВ								
<i>Регрессионная статистика</i>								
Множественный R	0,961654385							
R-квадрат	0,924779156							
Нормированный R-квадрат	0,89657134							
Стандартная ошибка	44819,39031							
Наблюдения	12							
<i>Дисперсионный анализ</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимость F</i>			
Регрессия	3	1,9757E+11	65856774261	32,78450009	7,63778E-05			
Остаток	8	16070221983	2008777748					
Итого	11	2,13641E+11						
	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-Значение</i>	<i>Нижние 95%</i>	<i>Верхние 95%</i>	<i>Нижние 95,0%</i>	<i>Верхние 95,0%</i>
Y-пересечение	554822,8534	67513,06479	8,218007213	3,5966E-05	399137,4468	710508,26	399137,4468	710508,26
Переменная X 1	7178,010472	1603,94264	4,475228909	0,002068836	3479,312111	10876,70883	3479,312111	10876,70883
Переменная X 2	294,7145185	280,902968	1,049168404	0,324759342	-353,0488872	942,4779242	-353,0488872	942,4779242
Переменная X 3	0,013995371	0,047744417	0,293131049	0,776881846	-0,096103453	0,124094195	-0,096103453	0,124094195

Рисунок В.1 – Результаты первого регрессийного анализа

ВЫВОД ИТОГОВ								
<i>Регрессионная статистика</i>								
Множественный R	0,961234222							
R-квадрат	0,92397123							
Нормированный R-квадрат	0,907075948							
Стандартная ошибка	42482,45107							
Наблюдения	12							
<i>Дисперсионный анализ</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимость F</i>			
Регрессия	2	1,97398E+11	98698858461	54,68812049	9,213E-06			
Остаток	9	16242827842	1804758649					
Итого	11	2,13641E+11						
	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-Значение</i>	<i>Нижние 95%</i>	<i>Верхние 95%</i>	<i>Нижние 95,0%</i>	<i>Верхние 95,0%</i>
Y-пересечение	564054,1934	56604,35613	9,964854862	3,68462E-06	436006,2438	692102,1431	436006,2438	692102,1431
Переменная X 1	7374,321096	1381,44695	5,338113848	0,000469638	4249,270982	10499,37121	4249,270982	10499,37121
Переменная X 2	375,4772802	51,88634639	7,23653343	4,88662E-05	258,1022101	492,8523504	258,1022101	492,8523504

Рисунок В.2 – Результаты второго регрессийного анализа

Додаток Г

Коммерческое предложение

2 000 л горячей воды в сутки

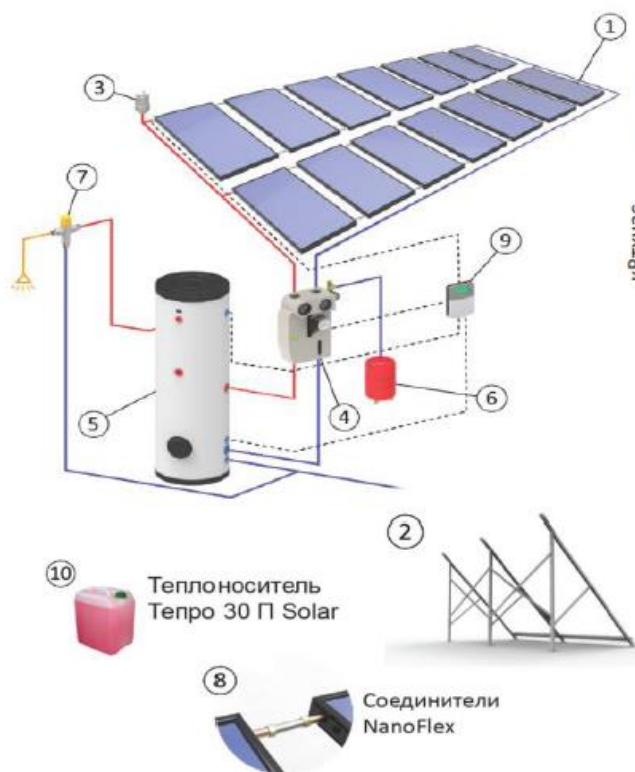


Температура холодного водоснабжения **12 °C**

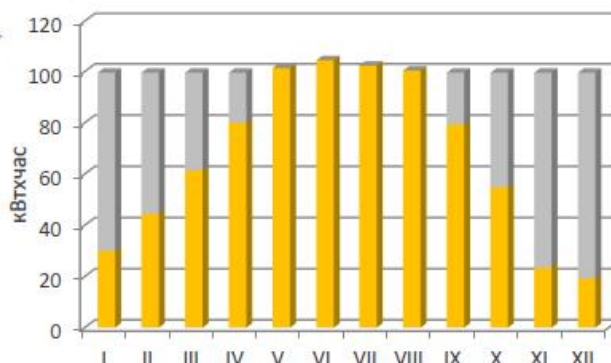
Требуемая температура горячего водоснабжения

55 °C

Такая система идеально подойдет для гостиницы, пансионата, АЗС, больницы, спортивного комплекса, промышленного объекта, коттеджа, индивидуальной установки или любого другого объекта с круглогодичным потреблением заданного количества ГВС.



Количество тепла, которая вырабатывает гелиосистема
4 регион



данные	значение
Год. нагрузка ГВС	36 460 кВт·ч/год
Год. выработка гелиосистемы	24 416 кВт·ч/год
Год. нагрузка гарант.ист.	12 331 кВт·ч/год
Год. замещение тепла на ГВС	66 %

	<p>Монтажная площадь на наклонную поверхность</p> <p>30,8 м²</p>
--	---

Рисунок Г.1 – Фото та параметри геліоколектора

№	Наименование	Ед. изм	Цена, \$	К-во	Сумма, \$
1	Плоский солнечный коллектор СПК-2м²	шт.			
2	Крепления на наклонную крышу для 2-х коллекторов	шт.			
3	Автоматический воздухоотводчик + кран	шт.			
4	Насосная группа 1 линия 8-28 л/мин, Wilo ST25/7, 1"	шт.			
5	Бак накопительный ATMOSFERA (Украина) 1500л., 2т/о	шт.			
6	Бак расширительный СР 150л 3/4" на ножках	шт.			
7	Соединитель NanoFlex DN16 100mm	шт.			
8	Контроллер для солнечный систем СК91	шт.			
9	Жидкость для гелиосистем ТЕПРО-30П Солар	кг.			
10	Трубопровод гофррованный Nanoflex DN20	м.п			
11	Расходомер 1", 2-12 л/мин, накидная гайка	шт.			
12	Крестовина 3/4" с гильзой для датчика	шт.			
13					
Стоимость оборудования:					9 941

Рисунок Г.2 – Вартість обладнання

					НТУУ 001.7204.079 ПЗ	
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		130