

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

Пояснювальна записка

до магістерської кваліфікаційної роботи

_____магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: «Аналіз ефективності використання засобів компенсації
реактивної потужності Гайсинського молокозаводу»

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-18м
спеціальності 141 – Електротехнічні
системи електроспоживання

_____Панасюк Я. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник доц., к. т. н. Левицький С. М.

(прізвище та ініціали)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2020 року

Вінницький національний технічний університет

Факультет Електроенергетики та електромеханіки

Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

спеціальності 141 – Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

проф. М. Й. Бурбело

“___” _____ 2020 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Панасюку Ярославу Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Аналіз ефективності використання засобів компенсації реактивної потужності Гайсинського молокозаводу

керівник роботи Левицький Сергій Михайлович, к.т.н., доц.

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від “___” _____ 2020 року

№ _____

2. Термін подання студентом роботи “___” _____ 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Генплан підприємства; відомості про особливості технологічних процесів, відомості про електричні навантаження підприємства та цеху; відомості про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

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

1 Загальні відомості про підприємство. 2 Оптимізація системи електропостачання підприємства шляхом математичного моделювання. 3 Аналіз засобів компенсації реактивної потужності. 4 Економічна частина дипломної роботи. 5 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

Генплан підприємства. Генплан підприємства, Однолінійна схема підприємства, Використання синхронних двигунів в якості компенсатора реактивної потужності, Класифікація відомих методів розрахунку КРП, Схема підключення регулятора реактивної потужності, Способи зниження споживання реактивної потужності, Схема підключення регулятора реактивної потужності, Аналіз втрат активної потужності від перетоків реактивної.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Економічна частина	Шулле Ю. А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., професор		
Нормоконтроль	Лобода Ю. В., асистент		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика підприємства та технологічного процесу		
2	Синтез зовнішньої СЕП		
3	Науково дослідна частина		
4	Економічна частина		
5	Охорона праці		
6	Графічна частина	1	

Студент _____ Панасюк Я. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Левицький С. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.311

АНОТАЦІЯ

Панасюк Я. В. Аналіз ефективності використання засобів компенсації реактивної потужності Гайсинського молокозаводу. МКР. Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Вінниця : ВНТУ, ФЕЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2020. – 88 с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання щодо підвищення економічності системи електропостачання Гайсинського молокозаводу.

Магістерська кваліфікаційна робота отримана на основі даних, отриманих під час проходження практики на підприємстві.

В роботі розглянуто систему електропостачання підприємства в цілому, вибір кількості і потужності ТП з урахуванням річних приведених затрат.

В науково-дослідній частині проведено аналіз ефективності засобів компенсації реактивної потужності.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: система електропостачання, електропостачання, якість електроенергії, реактивна потужність, компенсація.

Рисунків - 22

Таблиць - 27

Бібліографій – 28

УДК 621.311

АННОТАЦИЯ

Панасюк Я. В. Анализ эффективности использование средств компенсации реактивного мощности Гайсинского молокозавода. МКР. Специальность 141 - Электроэнергетика, электротехника и электромеханика. - Винница: ВНТУ, ФЕЕЕМ, кафедра есеем, 2020. - 88 с.

В магистерской квалификационной работе Рассмотрены вопросы щодо Повышение экономичности системы электроснабжения Гайсинского молокозавода.

Магистерская квалификационная работа получи на основе данных, полученный во время прохождения практики на предприятии.

В работе Рассмотрена система электроснабжения предприятия в целом, выбор количества и мощности ТП с учетом годовых приведения расходов.

В научно-исследовательской части проведен анализ эффективность СРЕДСТВ компенсации реактивного мощности.

Рассмотрены вопросы охраны труда и безопасности в вопросам чрезвычайных ситуациях.

Ключевые слова: система электроснабжения, электроснабжения, качество электроэнергии, реактивная мощность компенсация.

Рисунков – 22

Таблиц - 27

Библиографов – 28

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО.....	11
1.1 Опис технологічного процесу.....	12
1.2 Вихідні данні для дослідження.....	13
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІД-ПРИЄМСТВА ЗА ДОПОМОГОЮ ЕЛЕКТРОННОГО ПРОЦЕСОРА EXCEL	16
2.1 Визначення середніх та розрахункових навантажень цехів та заводу методами коефіцієнтів використання та попиту з допомогою електронного процесора EXCEL	16
2.2 Вибір кількості та потужності ТП і місць їх розміщення.....	17
2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення.....	20
2.4 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ	23
2.5 Картограма навантажень	26
2.6 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в СЕП	28
3 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ПІДПРИЄМСТВІ	32
3.1 Дослідження проблеми компенсації реактивної потужності	32
3.2 Способи зниження споживання реактивної потужності без компенсуючих пристроїв.....	33
3.3 Синхронний двигун як компенсатор реактивної потужності	35
3.4 Аналіз технічних засобів компенсації реактивної потужності	37
3.5 Аналіз методів компенсації реактивної потужності	40
3.6 Розрахунок компенсації реактивних навантажень.....	45

	7
3.7 Дослідження втрат активної енергії за рахунок перетоків реактивної в СЕП	47
3.8 Аналіз компенсації реактивної потужності на підприємстві	50
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ.....	52
4.1 Визначення капітальних вкладень	52
4.2 Річні витрати і втрати електроенергії	53
4.3 Розрахунок оплати за електроенергію	56
4.4 Розрахунок чисельності ремонтного та обслуговуючого персоналу. Розрахунок фонду заробітної плати	57
4.4.1 Розрахунок чисельності ремонтного та обслуговуючого персоналу	57
4.4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі	59
4.4.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються	62
4.4.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат	65
4.5 Розрахунок собівартості електроенергії	67
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	69
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	69
5.1.1 Електробезпека	69
5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	70
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	71
5.2.1 Мікроклімат	71
5.2.2 Склад повітря робочої зони	72
5.2.3 Виробниче освітлення	73
5.2.4 Виробничий шум.....	74
5.2.5 Виробничі вібрації	76

	8
5.2.6 Психофізіологічні фактори	77
5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості	78
5.3.1 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання Гайсинського молокозаводу в умовах дії іонізуючих випромінювань	79
5.3.2 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання Гайсинського молокозаводу в умовах дії електромагнітного імпульсу	80
5.3.3 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи системи електропостачання Гайсинського молокозаводу в умовах надзвичайних ситуацій	82
ВИСНОВОК.....	83
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	86
Додаток А – Технічне завдання.....	89
Додаток Б – Генплан підприємства з розміщеними елементами СЕП..	94
Додаток В – Однолінійна схема підприємства	95
Додаток Г – Використання синхронних двигунів в якості компенсатора реактивної потужності.....	96
Додаток Д - Класифікація відомих методів розрахунку КРП.....	97
Додаток Е – Схема підключення регулятора реактивної потужності...	98
Додаток Ж – Способи зниження споживання реактивної потужності..	99
Додаток З – Аналіз втрат активної потужності від перетоків реактивної	101

ВСТУП

Актуальність теми. На промисловості однією із задач при проектуванні та дослідженні існуючих систем електропостачання є зменшення витрати електроенергії та оптимізація роботи електроприймачів, що призведе до покращення економічних показників виробництва. В умовах постійного зростання вартості енергоносії дане питання є досить актуальне.

Оптимізацію роботи системи електропостачання проводять кожних декілька років особливо при зміні вартості енергоносіїв. Зменшення втрат електроенергії в мережах підприємства в умовах паливно-енергетичного дефіциту є досить актуальною темою та набуває наукового значення. В застарілих системах електропостачання втрати електроенергії сягають значного значення, що призводить до збільшення собівартості продукції, особливо це стосується підприємств в яких собівартість продукції напряму залежить від вартості енергоносіїв. Тому необхідно час від часу проводити аналіз енергоефективності і проводити технікоекономічний аналіз заміни застарілого обладнання.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є дослідження існуючої системи електропостачання шляхом математичного моделювання та на основі їх аналізу та приймати рішення по реконструкції системи електропостачання. Аналіз системи електропостачання підприємства на основі актуальних методів, при цьому виконати розрахунки зовнішніх мереж, здійснити вибір елементів СЕП та розрахувати місце розташування трансформаторних підстанцій, розрахувати потужність, тип та місце встановлення компенсуювальних пристроїв що забезпечить надійне та найбільш економічне електропостачання.

Основними задачами при проектуванні системи електропостачання являються задачі:

- визначення електричних навантажень та оптимізації шляхом вибору найбільш економічних варіантів схем електропостачання;

- задачі вибору потужності та кількості трансформаторів та перерізів кабельних мереж;

- потужності та місць встановлення компенсуючих пристроїв.

Об'єкт дослідження – Система електропостачання Гайсинського молокозаводу.

Предмет дослідження – є методи та засоби компенсації реактивної потужності в промисловості.

Методи досліджень. У магістерській роботі використовуються існуючі методи розрахунку.

Наукова новизна. Досліджено систему електропостачання Гайсинського молокозаводу та проаналізовано засоби компенсації реактивної потужності.

Практична цінність. Гайсинський молокозавод відносять до підприємств середньої потужності. Одним із заходів зменшення втрат електроенергії є компенсація реактивної потужності на підприємстві, що в свою чергу призведе до зменшення собівартості продукції і збільшення конкурентоспроможності на теренах України.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

ТОВ «Гайсинський молокозавод» розташований в м. Гайсин Вінницької області. Завод було засновано в 1932 році. Незважаючи на такий поважний вік, на підприємстві використовують сучасне технологічне обладнання, зберігши при цьому традиції і культуру виробництва сирів і масел.

За останні 10 років на підприємство було проведено технологічну модернізацію. Цех з прийому сировини було поповнено сучасним обладнанням, на якому проводиться бактофугування, сепарація і пастеризація, що дозволяє приводити молоко, що закупається до необхідних параметрів.

Повністю реконструйовано цех з виробництва м'яких і твердих сирів. Модернізовані камери дозрівання сиру і побудовані додаткові сховища для зберігання готової продукції. При виробництві сирів побічним продуктом є молочна сироватка. Довгі роки сироватку виливали, що завдавало істотної шкоди навколишньому середовищу.



Рисунок 1.1 – Розташування об'єкту дослідження

1.1 Опис технологічного процесу

Молоко, яке поступає з ферм на завод, забруднене різними домішками, які включають в себе механічні забруднення і забруднення біологічного характеру, тому при виготовленні питьового молока і молочних продуктів, як правило використовують центробіжну очистку молока в сепараторах-молокоочистниках або в сепараторах-нормалізаторах-очистниках, де очистка суміщується з нормалізацією.

Центробіжна очистка молока видаляє з нього наймілкіші частинки забруднення головним чином біологічного походження. Сепараторна слизота, отримувана при цьому має приблизно наступний склад (в %): Води 66-68, жирових речовин 3,3, білкових речовин 24-25, золи 3-3,2 і інших органічних речовин – до 2.

Центробіжною очисткою на сепараторі-молокоочиснику не можливо добитися повного видалення із молока бактеріальних клітин через їх малий розмір. Для таких цілей приміняють спеціальні центрифуги, а сам процес очистки називають бактофугіруванням.

Суть бактофугірування сирого молока заключається в видаленні з молока мікроорганізмів з метою його стерилізації без примінення термічної обробки.

Встановлено, що на спеціальних центрифугах і сепараторах можна видалити з молока до 95% мікроорганізмів які містяться в ньому.

Повне видалення всіх мікроорганізмів з молока ще не досягнуто, тому бактофугірування приміняють в поєднанні з пастеризацією.

При тепловій обробці клітини вбитих бактерій залишаються в молоці, не гарантована повна інактивація бактеріальних токсинів, особливо тих які залишилися після гибелі стафілококів і кишечної палички. Видалення з пастеризованого молока бактеріальних клітин шляхом бактофугірування усуває указані недостатки теплової обробки.

В цьому випадку сире молоко спочатку підігрівають в регенеративній секції пластинчатого пастеризатора, а потім в пастеризаційній секції доводять температуру до 75°C. Після цього молоко бактофугірують послідовно в двох

сепараторах. При такій обробці удаляється до 99,9% бактерій, які містяться в сирому молоці. Однак навіть при такій високій ступені ефективності кількість остаточної мікрофлори в молоці може виявитись значним в випадку надмірного бактеріального забруднення вихідного молока.

Пастеризоване молоко, охолоджене до 4-6°C, на виході із пастеризаційно-охолоджувальної установки має бути направлене через проміжну ємність на розлив. Зберігати пастеризоване молоко до розливу не рекомендується.

Розлив молока в тару ємністю 1 літр відбувається на розливо-упаковних автоматах різної конструкції і продуктивності.

Для транспортування пастеризованого молока з молочного заводу використовують спеціальний автотранспорт (авторефрижератори с ізотермічними кузовами, машини з закритими кузовами).

1.2 Вихідні данні для дослідження

Генеральний план Підприємства Гайсинський молокозавод зображено на рисунку 1.1, відомості про електричні навантаження заводу в таблиці 1.1.

Завод знаходиться на відстані 2,5 км від живлячої підстанції.

Потужність короткого замикання на стороні 10 кВ живлячої підстанції $S_{кз} = 50$ МВА.

Вхідна реактивна потужність $Q_{ВХ} = 65$ квар.

Час використання максимального навантаження $T_m = 3000$ год [4].

Час максимальних втрат $t_m = 1574,83$ год.

Тариф за активну електроенергію $t = 2,76$ грн/кВт•год.

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження заводу

№п/п	Найменування	Потужність кВт	Площа м ²
1	Гараж	8	458
2	Продувний колодязь	4,8	25
3	Димова труба	12	7
4	Завантажувальний бункер	6	222
5	Естакада подачі палива	7	105
6	Котельня	22	615
7	Станція для перекачування конденсату	16	16
8	Механічні майстерні	25	324
9	Матеріальний склад	2,1	801
10	Двохсекційна вентиляційна градирня	21	113
11	Пожежний резервуар об'ємом 100 тон	2,5	210
12	Насосна станція	35	50
13	Водонапірна башта	7	91
14	Сирцех	55	1014
15	Цех морозива	52	572
16	Цех СЗМ	207	369
17	Маслоцех	60	484
18	Компресорна	100	303
19	Приймальний цех	60	262
20	Холодильні камери	53	269
21	Цільно-молочний цех	65	172
22	Випарні конденсатори	1	202
23	Колодязь циркуляційної води	2,5	6
24	Прохідна	8	118

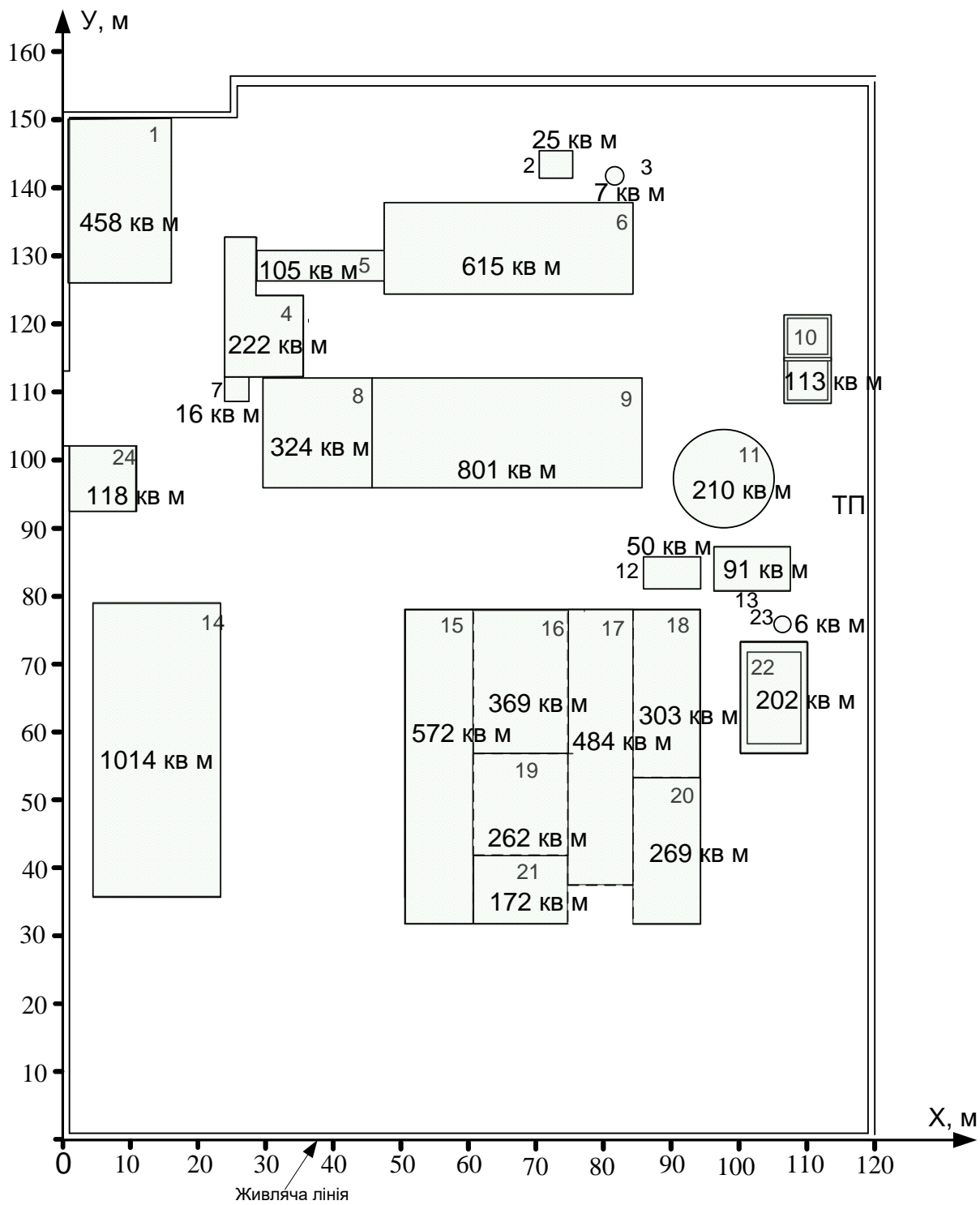


Рисунок 1.1 – Генплан молокозаводу

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІД-ПРИЄМСТВА ЗА ДОПОМОГОЮ ЕЛЕКТРОННОГО ПРОЦЕСОРА EXCEL

2.1 Визначення середніх та розрахункових навантажень цехів та заводу методами коефіцієнтів використання та попиту з допомогою електронного процесора EXCEL

Визначення середніх та розрахункових навантажень здійснюється за існуючими методами коефіцієнтів використання та коефіцієнтів попиту відповідно [2]. Для цього попередньо було створено в Excel електронна таблиця, що розраховує потужність кожного цеху та підприємства в цілому. Зокрема туди внесені: коефіцієнти попиту K_p , величини активної номінальної потужності цехів P_n , площі цехів F , коефіцієнти потужності $\cos\phi$, коефіцієнти використання K_v , коефіцієнт одночасності K_o , питома потужність освітлення $P_{\text{пит.о}}$, коефіцієнти потужності освітлення $\cos\phi_o$, коефіцієнти попиту освітлення $K_{\text{по}}$, коефіцієнти втрат в пускорегулюючій апаратурі $K_{\text{пра}}$, напруга живлення U_v .

Опорні формули, за якими здійснювався розрахунок необхідних величин наведені в таблиці 2.1.

При створенні даної таблиці окремим діапазнам були присвоєні ім'я згідно з шапкою таблиці. При змінні вихідних параметрів в таблиці автоматично будуть проводитись розрахунки електрички навантажень цехів та підприємства в цілому.

Розрахунки проводяться за допомогою функцій робочого листа Excel.

Таблична форма, за допомогою якої здійснено розрахунки наведена на рисунку 2.1.

1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X		
2	1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
3																										
4																										
5																										
6																										
7	1	Гараж	8	0,9	0,48	0,4	0,3	458	0,8	0,016	1,2	0,9	0,484	7,03	3,4	9,43	7,98	12,4	18,8	10,23	8,36	13,2	20,08	0,029		
8	2	Продувний колодязь	4,8	0,7	1,02	0,5	0,4	25	0,8	0,016	1,2	0,9	0,484	0,38	0,2	2,3	2,54	3,43	5,21	2,784	3,03	4,11	6,248	0,164		
9	3	Димова труба	12	0,8	0,75	0,7	0,5	7	---	---	---	---	---	---	---	6	4,5	7,5	11,4	8,4	6,3	10,5	15,95	1,5		
10	4	Завантажувальний бункер	6	0,8	0,75	0,5	0,4	222	0,8	0,015	1,2	0,9	0,484	3,2	1,5	5,6	5,75	8,02	12,2	6,197	6,2	8,78	13,31	0,039		
11	5	Естакада подачі палива	7	0,8	0,75	0,7	0,5	105	0,6	0,012	1,2	0,9	0,484	0,91	0,4	4,41	3,74	5,78	8,79	5,807	4,79	7,53	11,44	0,072		
12	6	Котельня	22	0,8	0,75	0,5	0,3	615	0,6	0,012	1,2	0,9	0,484	5,31	2,6	11,9	11,5	16,6	25,2	16,31	14,8	22	33,47	0,036		
13	7	Станція для перекачування конденсату	16	0,8	0,75	0,5	0,3	16	0,8	0,016	1,2	0,9	0,484	0,25	0,1	5,05	3,9	6,38	9,69	8,246	6,3	10,4	15,77	0,649		
14	8	Механічні майстерні	25	0,7	1,02	0,4	0,2	324	0,7	0,018	1,2	0,9	0,484	4,9	2,4	9,9	12,5	15,9	24,2	14,9	17,6	23	35	0,071		
15	9	Матеріальний склад	2,1	0,9	0,48	0,4	0,2	801	0,6	0,012	1,2	0,9	0,484	6,92	3,4	7,34	6,91	10,1	15,3	7,761	7,11	10,5	15,99	0,013		
16	10	Двохсекційна вентиляційна градирня	21	0,8	0,75	0,8	0,7	113	0,6	0,012	1,2	0,9	0,484	0,98	0,5	15,7	12,2	19,9	30,2	17,78	13,8	22,5	34,2	0,199		
17	11	Пожежний резервуар об'ємом 100 тон	2,5	0,6	1,33	0,5	0,3	210	---	---	---	---	---	---	---	0,75	1	1,25	1,9	1,25	1,67	2,08	3,165	0,01		
18	12	Насосна станція	35	0,7	1,02	0,6	0,3	50	0,6	0,012	1,2	0,9	0,484	0,43	0,2	10,9	11,4	15,8	24	21,43	22,1	30,8	46,75	0,615		
19	13	Водонапірна башта	7	0,7	1,02	0,5	0,3	91	0,6	0,012	1,2	0,9	0,484	0,79	0,4	2,89	3,33	4,4	6,69	4,286	4,75	6,4	9,725	0,07		
20	14	Сирцех	55	0,6	1,33	0,6	0,4	1014	0,8	0,018	1,2	0,9	0,484	17,5	8,5	39,5	61,2	72,8	111	50,52	75,8	91,1	138,5	0,09		
21	15	Цех морозива	52	0,6	1,33	0,6	0,4	572	0,8	0,018	1,2	0,9	0,484	9,88	4,8	30,7	45,7	55	83,6	41,08	59,6	72,4	109,9	0,127		
22	16	Цех СЗМ	207	0,7	1,02	0,7	0,5	369	0,8	0,018	1,2	0,9	0,484	6,38	3,1	110	115	159	242	151,3	157	218	331,7	0,592		
23	17	Маслоцех	60	0,7	1,02	0,6	0,5	484	0,8	0,018	1,2	0,9	0,484	8,36	4,1	38,4	43,2	57,8	87,8	44,36	49,3	66,3	100,8	0,137		
24	18	Компресорна	100	0,7	1,02	0,5	0,3	303	0,6	0,012	1,2	0,9	0,484	2,62	1,3	32,6	34,5	47,5	72,2	52,62	54,9	76,1	115,6	0,251		
25	19	Приймальний цех	60	0,8	0,75	0,5	0,3	262	0,7	0,015	1,2	0,9	0,484	3,3	1,6	21,3	17,6	27,6	42	33,3	26,6	42,6	64,73	0,163		
26	20	Холодильні камери	53	0,6	1,33	0,4	0,2	269	0,6	0,015	1,2	0,9	0,484	2,91	1,4	13,5	19,4	23,6	35,9	24,11	33,5	41,3	62,76	0,154		
27	21	Ціп'яно-молочний цех	65	0,8	0,75	0,5	0,3	172	0,7	0,016	1,2	0,9	0,484	2,31	1,1	21,8	17,5	28	42,5	34,81	27,2	44,2	67,15	0,257		
28	22	Випарні конденсатори	1	0,6	1,33	0,3	0,2	202	0,7	0,012	1,2	0,9	0,484	2,04	1	2,24	3,97	4,55	6,92	2,336	4,1	4,72	7,171	0,023		
29	23	Колодязь циркуляційної води	2,5	0,75	0,88	0,5	0,3	6	---	---	---	---	---	---	---	0,75	0,66	1	1,52	1,25	1,1	1,67	2,532	0,278		
30	24	Прохідна	8	0,7	1,02	0,4	0,2	118	0,8	0,016	1,2	0,9	0,484	1,81	0,9	3,41	4,36	5,54	8,41	5,012	5,99	7,81	11,87	0,066		
31	9	Всього	832			0,6	0,38	6808								88,2	43	406	450	607	922	518,3	476	704	1069	0,103

Рисунок 2.1 – Таблична форма розрахунку навантажень цехів та підприємства в цілому

Повна середня потужність підприємства складає $S_c=607\text{kVA}$, розрахункова потужність $S_m=704\text{kVA}$.

2.2 Вибір кількості та потужності ТП і місць їх розміщення

Вибір оптимальної потужності ЦТП здійснюється за математичною моделлю:

Керована змінна: S_T

Множина доступних значень - всі стандартні потужності S_{CT} .

Показник ефективності розв'язку є річні приведені затрати, які залежать від керованої змінної.

$$3(S_T) = B_{ТП}(S_{ТП}) + B_{ТП}(S_{ТП}), \quad (2.1)$$

$$B_{ТП}(S_{ТП}) = (E_a + E_e) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T) \quad (2.2)$$

$$B_B(S_T) = \left[\Delta P_{XX}(S_T) + \Delta P_{K3}(S_T) \cdot k_3^2 \right] \cdot k_T \cdot B_0 \quad (2.3)$$

$$Z(S_T) = (E_e + E_a) \cdot K_{ТП}(S_T, k_T) + \left[\Delta P_{XX}(S_T) \cdot k_T + \Delta P_{КЗ}(S_T) \cdot \frac{S_{ТП}^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right] \cdot t \cdot \tau \rightarrow \min_{S_T \in S_{СТ}}$$

Обмеження на керовану змінну:

$$\begin{aligned} S_T \cdot k_T \cdot k_H &\geq S_{ТП} \\ k_T > 1 \Rightarrow S_T \cdot k_{па} &\geq S_{ТП} \cdot k_{нпа} \\ S_T &\in S_{СТ} \end{aligned} \quad (2.4)$$

де $S_{СТ}$ – множина стандартних потужностей трансформаторів;

$k_{ТП}(S_T, k_T)$ – капіталовкладення в трансформаторну підстанцію, що залежить від потужності та кількості вибраних трансформаторів;

$S_{ТП}$ – розрахункова потужність трансформаторної підстанції;

$S_{СТП}$ – середня потужність трансформаторної підстанції;

$\Delta P_{XX}(S_T)$ – втрати холостого ходу в трансформаторі потужністю S_T ;

$\Delta P_{КЗ}(S_T)$ – втрати короткого замикання в трансформаторі потужністю S_T ;

k_T - кількість трансформаторів;

k_H - максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в нормальному режимі;

$k_{па}$ - максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в після аварійному режимі;

$k_{нпа}$ - частина навантаження ТП, яка повинна залишитися в роботі в після аварійному режимі

S_T - потужність трансформатора ТП;

t – тариф на електроенергію;

τ - число годин максимальних втрат;

Повна розрахункова потужність ЦТП дорівнює:

$$P_{\text{тп}} = P_p, \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{тп}} = Q_p, \quad (2.6)$$

$$S_{\text{тп}} = \sqrt{P_{\text{тп}}^2 + Q_{\text{тп}}^2} = S_p, \quad (2.7)$$

Виходячи з розрахунку питомої густини навантаження заводу $S_{\text{тпт}} < 0,2$ кВА/м², отже потрібно обирати трансформатори з потужністю до 630 кВА. Для живлення навантаження заводу буде достатньо встановити дві трансформаторні підстанції, які будуть розташовані біля найбільш потужних цехів. Виходячи із категорії надійності кількість трансформаторів приймемо $k_T=2$.

Згідно нормативних джерел річна еквівалентна температура для м. Вінниця становить 10,7°C. Поправка коефіцієнт на температуру охолоджуючого середовища для ЦТП, що встановлені у кіосках складає 15 °C [5]. Температура середовища відповідно складатиме 10,7+15=25,7 °C. Коефіцієнт навантаження трансформатора 400 кВА, в нормальному режимі, для 30 °C дорівнює $k_H=0,91$ (п.3.3, табл.6, ГОСТ 14209-97). Але враховуючи, що отримана температура середовища знаходиться на інтервалі 20-30 °C приймемо $k_H=0,95$.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТП ЗА МІНІМУМОМ ЗАТРАТ												
2													
3	Економічні характеристики												
4	Питома вартість втрат, грн/кВт						Bo = 388,985						
5	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень						Ee = 0,1						
6	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію						Ea = 0,066						
7													
8	Дані нормального режиму												
9	Розрахункова потужність ТП, кВА						Sp = 388,872						
10	Середня потужність ТП, кВА						Sc = 293,164						
11	Кількість трансформаторів						kt = 2						
12	Макс. доп. коефіцієнт навантаження т-ра в норм. режим						Kn = 0,95						
13													
14	Дані післяварійного режиму												
15	Коефіцієнт перевантаження в п. а режимі						Kппа = 1,2						
16	Доля навантаження у п.а. режимі						Knпа = 0,7						
17													
18	*	St, кВА	ΔPкз, кВт	ΔPхх, кВт	Ктп, грн	Е°К, т.грн	ΔPзм, кВт	ΔPпс, кВт	ΔP, кВт	Вв, т.грн.	З т.грн	*	Х
19		63	1,28	0,24	76,626	12,7199	24,3845	0,48	24,8645	9,6719	-		-
20		100	1,97	0,33	83,466	13,8554	14,8953	0,66	15,5553	6,0508	-		-
21		160	3,1	0,51	89,226	14,8115	9,15601	1,02	10,176	3,95831	-		-
22		250	4,2	0,74	93,06	15,448	5,08105	1,48	6,56105	2,55215	18,0001		+
23	v	400	5,9	0,95	96,894	16,0844	2,78815	1,9	4,68815	1,82362	17,908	v	+
24		630	8,5	1,31	127,62	21,1849	1,61928	2,62	4,23928	1,64902	22,8339		+
25		1000	10,5	2,1	142,47	23,65	0,79391	4,2	4,99391	1,94256	25,5926		+
26		1600	18	2,8	187,2	31,0752	0,53164	5,6	6,13164	2,38512	33,4603		+
27		2500	23,5	3,85	214,182	35,5542	0,2843	7,7	7,9843	3,10577	38,66		+
28	Коефіцієнт завантаження						к з = 0,48609						
29	Мінімальні затрати, тис грн						Змін = 17,908						
30	Оптимальна потужність трансформатора, кВА						St* = 400						
31	Втрати активної потужності в трансформаторі, кВт						ΔP = 4,68815						
32	Втрати реактивної потужності в ТП, квар						ΔQ = 16,8213						

Рисунок 2.1 – Таблична автоматизованого процесу вибору потужності трансформаторів ТП

Для живлення підприємства вибрано дві двотрансформаторних підстанції з трансформаторами ТМ-400/10.

2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

Гайсинський молокозавод буде заживлений двоколовою повітряною лінією від підстанції 35/10, що знаходиться на відстанні 2,5 км від заводу.

Математична модель визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення:

$$P_{л} = P_{р} + \Delta P_{ТП} \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{Л}} = Q_{\text{р}} + \Delta Q_{\text{ТП}} \quad (2.9)$$

$$S_{\text{Л}} = \sqrt{P_{\text{Л}}^2 + Q_{\text{Л}}^2} \quad (2.10)$$

$$I_{\text{Л}} = \frac{S_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}} \cdot k_{\text{Л}}} \quad (2.11)$$

$$\Delta U_{\text{Н}}(x) = \frac{P_{\text{Л}} \cdot r_0(x) + Q_{\text{Л}} \cdot x_0(x)}{U_{\text{Н}} \cdot k_{\text{Л}}} \cdot L_{\text{Л}} \quad (2.12)$$

$$\Delta U_{\text{па}}(x) = \Delta U_{\text{Н}}(x) \cdot k_{\text{Л}} \cdot k_{\text{ППа}} \quad (2.13)$$

Керована змінна – переріз ПЛ.

Показник ефективності – річні приведені затрати:

$$\begin{aligned} Z(x) &= B_{\text{Л}}(x) + B_{\text{В}}(x), \\ B_{\text{Л}}(x) &= (E_{\text{е}} + E_{\text{а}}) \cdot K_0(x, k_{\text{Л}}) \cdot L, \\ B_{\text{В}}(x) &= 3 \cdot I_{\text{Л}}^2 \cdot r_0(x) \cdot L \cdot k_{\text{Л}} \cdot B_0, \end{aligned} \quad (2.14)$$

$$Z(x) = [(E_{\text{е}} + E_{\text{а}}) \cdot K_0(x, k_{\text{Л}}) + 3 \cdot I_{\text{Л}}^2 \cdot r_0(x) \cdot L \cdot k_{\text{Л}} \cdot t \cdot \tau] \cdot L \rightarrow \min_{x \in X_{\text{ст}}}$$

Обмеження на керовану змінну:

$$\begin{aligned} x &\geq x_{\text{ндоп}} \equiv I_{\text{доп}}(x) \geq I_{\text{Л}}, \\ k_{\text{Л}} > 1 &\Rightarrow x \geq x_{\text{падоп}} \equiv I_{\text{доп}}(x) \geq I_{\text{Л}} \cdot k_{\text{Л}} \cdot k_{\text{ППа}}, \\ x &\geq x_{\text{н}\Delta U} \equiv \Delta U_{\text{доп}}(x) \geq \Delta U_{\text{Н}}(x), \\ k_{\text{Л}} > 1 &\Rightarrow x \geq x_{\text{па}\Delta U} \equiv \Delta U_{\text{па}}(x) \leq \Delta U_{\text{доп}}(x), \end{aligned} \quad (2.15)$$

$$\begin{aligned} x &\geq x_{\text{кор}}, \\ x &\geq x_{\text{мех}}, \\ x &\in X_{\text{ст}}, \end{aligned}$$

де $K_0(x)$ – питома вартість ПЛ, що залежить від перерізу і кількості ліній;

$I_{\text{Л}}$ – струм окремої лінії;

$I_{\text{доп}}(x)$ – допустимий струм лінії живлення перерізом x для нормальних умов навколишнього середовища та прокладки [таблиця 1.3.29,1]

$\Delta U_{\text{н}}(x)$ – втрати напруги в лінії перерізом x в нормальному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{па}}(x)$ – втрати напруги в лінії перерізом x в після аварійному режимі;

$\Delta U_{\text{доп}}(x)$ – допустимі втрати напруги;

$x_{\text{кор}}$ – мінімальний переріз лінії в якому не виникає загального коронування;

$x_{\text{мех}}$ - мінімальний переріз лінії живлення за умовою механічної стійкості, $x_{\text{мех}} = 50 \text{ мм}^2$ [1];

$X_{\text{ст}}$ – множина стандартних перерізів проводів лінії живлення;

$k_{\text{ппа}}$ – частка загального навантаження, яке повинно споживатися в після аварійному режимі;

$k_{\text{л}}$ – кількість ліній;

t - тариф за електроенергію;

τ - число годин максимальних втрат;

$r_0(x)$ - питомий активний опір лінії перерізом x ;

L - довжина лінії;

E_c - коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

E_a - коефіцієнт відрахувань на амортизацію.

А оскільки живляча лінія підприємства має напругу 10 кВ, то перевірка за даною умовою проводитись не буде.

Перевірка на термічну стійкість до дії струмів короткого замикання в даному випадку також не проводиться, оскільки проводи лінії не оснащені швидкодіючим пристроями АПВ, за наявності якого проводиться дана перевірка та ударний струм КЗ у лінії не може досягти значення 50 кА [1].

Автоматизований розв'язок даної проектної задачі виконано за допомогою табличної форми, зображеної на рисунку 4.1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	
6	Реактивна розрахункова потужність споживача, кВар							Qp = 476,0062							
7	Повна розрахункова потужність, кВА							Sp = 703,7038							
8	Розрахунковий струм окремого проводу, А							I = 20,31418							
9	Коефіцієнт допустимого навантаження							kдоп = 1							
10	Кількість ланцюгів							k = 2							
11	Довжина лінії, км							L = 2,5							
12	Мінімально допустимий переріз за механічною міцністю, мм							Fмех = 50							
13	Втрати активної потужності в трансформаторі, кВт							dPт = 10,24065							
14	Втрати реактивної потужності в ТП, квар							dQt = 33,64912							
15	Активна розр. потужність, яка передається по лінії, кВт							Pл = 528,5235							
16	Реактивна розр. потужність, що передається по лінії, квар							Qл = 509,6553							
17	Повна розр. потужність, яка передається по лінії, кВА							Sl = 734,2245							
18	Струм в лінії, А							Il = 21,19524							
19	Допустима втрата напруги в ПЛ, %							dUndop = 5							
20															
21	Дані післяаварійного режиму														
22	Коефіцієнт перевантаження ПЛ у післяаварійному режимі							Kп = 1							
23	Доля навантаження у післяаварійному режимі							Kппа = 0,7							
24	Допустима втрата напруги в ПЛ, %							dUпадоп = 5							
25															
26	Економічні характеристики														
27	Питома вартість втрат, грн/кВт							Bo = 388,9849							
28	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень							Ee = 0,1							
29	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію							Ea = 0,03							
30															
31	*	F, мм ²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, тис. грн/км	dUn, %	dUпа, %	dP, кВт	E*К, тис.грн	Bв, тис.грн	З, тис.грн	*	X	
32		10	2,766	0,412	84	48	2,08984	2,92578	9,319443	15,6	7,25025	-		-	
33		16	1,801	0,399	111	49,086	1,44403	2,02164	6,068083	15,953	4,72079	-		-	
34		25	1,176	0,385	142	50,589	1,0222	1,43108	3,962279	16,4414	3,08253	-		-	
35		35	0,79	0,373	175	52,369	0,75954	1,06336	2,661735	17,0199	2,07075	-		-	
36	v	50	0,603	0,365	210	54,254	0,6309	0,88327	2,031679	17,6326	1,58058	19,2131	v	+	
37		70	0,428	0,354	265	58,617	0,50828	0,7116	1,442054	19,0505	1,12187	20,1724		+	
38		95	0,31	0,343	330	63,873	0,42332	0,59264	1,044478	20,7587	0,81257	21,5713		+	
39		120	0,25	0,336	390	67,947	0,37922	0,53091	0,842321	22,0828	0,6553	22,7381		+	
40		150	0,199	0,33	450	0	0,3417	0,47838	0,670488	0				+	
41		185	0,158	0,323	520	0	0,31016	0,43422	0,532347	0				+	
42		240	0,122	0,314	605	0	0,28064	0,3929	0,411053	0				+	
43		300	0,099	0,307	710	0	0,26098	0,36538	0,333559	0				+	
44															
45	Мінімальний переріз провідників лінії, мм ²							Fmin = 50							

Рисунок 2.2 – Таблична форма вибору перерізу ПЛ 10 кВ

Живлення підприємства здійснюватиметься повітряною лінією 10 кВ з проводами марки АС перерізом 50 мм².

2.4 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ

В цьому розділі на основі порівняння варіантів будуть вибрані оптимальні перерізи кабельних ліній 10кВ, які живлять цехові трансформаторні підстанції.

Складемо математичну модель вибору оптимальних перерізів КЛ 10кВ.

Керованою змінною x в цій задачі є переріз КЛ (мм^2). Множиною доступних рішень є множина всіх стандартних перерізів КЛ-10 кВ $X_{\text{ст}}$.

На керовану змінну повинні бути обмежені:

$x \geq 0$; $x \geq x_{\text{доп}}$, де $x_{\text{доп}}$ – мінімальний переріз, який буде задовольняти умови $I_{\text{доп}}(x) \geq I_{\text{кл}}$, $I_{\text{доп}}(x)$ – допустимий струм для перерізу x , $I_{\text{кл}}$ – струм в кабельній лінії;

$x \geq x_{\text{кз}}$, де $x_{\text{кз}}$ – мінімальний переріз, який витримує термічну дію струмів К.З;

$x \geq x_{\Delta u}$, де $x_{\Delta u}$ – мінімальний переріз, який забезпечує допустимі втрати напруги, але оскільки довжина КЛ дуже невелика, цією перевіркою можна знехтувати.

Очевидно множина допустимо-доступних рішень X буде складатись із таких стандартних перерізів, які не менше $\max(0, x_{\text{доп}}, x_{\text{кз}})$, тобто $X = \{x \mid x \geq \max(0, x_{\text{доп}}, x_{\text{кз}})\}$

Виберемо приведені витрати в КЛ показником ефективності рішення та виразимо їх в залежності від керованої змінної (математична модель з обмеженнями):

$$Z(x) = [(E_e + E_a) \cdot K_0(x) + 3 \cdot I_{\text{л}}^2 \cdot r_0(x) \cdot B_0] \cdot L \cdot k_{\text{л}} \rightarrow \min_{x \in X_{\text{ст}}} \quad (2.13)$$

$$x \geq x_{\text{ндоп}} \equiv I_{\text{доп}}(x) \geq I_{\text{л}}; \quad (2.14)$$

$$k_{\text{л}} > 1 \Rightarrow x \geq x_{\text{надоп}} \equiv k_{\text{л}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq \frac{k_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot k_{\text{нап}}}{k_{\text{л}} - 1}; \quad (2.15)$$

$$x \geq x_{\text{н}\Delta U} \equiv \Delta U_{\text{н}}(x) \leq \Delta U_{\text{ндоп}}; \quad (2.16)$$

$$k_{\text{л}} > 1 \Rightarrow x \geq x_{\text{па}\Delta U} \equiv \Delta U_{\text{па}}(x) \leq \Delta U_{\text{надоп}}; \quad (2.17)$$

$$x \geq x_{\text{кз}} = \frac{I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{н}}}}{C};$$

$$x \in X_{\text{ст}}.$$

де, E_n - норматив ефективності капіталовкладень;

$K_o(x)$ - вартість одного км КЛ перерізом x ;

L - довжина КЛ;

E_a - доля відрахувань на амортизацію;

I_L - струм в КЛ;

$r_o(x)$ - активний опір одного км КЛ перерізом x ;

B_o - питома вартість втрат активної потужності та енергії в КЛ.

Оскільки кожна із складових формули витрат включає в собі співмножник L і його можна узагальнити, робимо висновок, що оптимальний переріз КЛ не залежить від відстанні до точки підключення. Таким чином, оптимальний переріз кабельної лінії ми будемо визначати порівнюючи витрати на одиницю довжини кабельної лінії.

Для розв'язання задачі вибору оптимальних перерізів КЛ була складена таблична форма (рисунок 2.3) електронного процесора *Excel*.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1															
2	Вибір оптимального перерізу КЛ 10 кВ за мінімумом приведених затрат														
3	Економічні характеристики														
4	Питома вартість втрат, грн/кВт												Bo = 388,985		
5	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень												Ee = 0,1		
6	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію												Ea = 0,040		
7	Дані нормального режиму														
8	Напруга, кВ												U = 10		
9	Активна розрахункова потужність споживача, кВт												P = 269,09		
10	Реактивна розрахункова потужність споживача, кВАр												Q = 301,98		
11	Розрахунковий струм окремого кабелю, А												I = 11,68		
12	Кількість кабелів												k = 2		
13	Допустима втрата напруги в КЛ, %												dUдоп = 5		
14	Довжина лінії, км												L = 0,5		
15	Коефіцієнт середовища												Kc = 1		
16	Коефіцієнт прокладки												Kп = 0,90		
17	Коефіцієнт допустимого навантаження												Kдоп = 0,90		
18	Дані аварійного режиму														
19	Струм к.з. на початку лінії, кА												Ikз = 1,848		
20	Приведений час к.з., с												tn = 1,8		
21	Тепловий коефіцієнт C, (A ² c ² (%) ²)/мм ²												C = 90		
22	Мінімальний переріз лінії за умовою кз, мм ²												Fкз = 28		
23	Дані післяаварійного режиму														
24	Коефіцієнт перевантаження КЛ у п.а. режимі												Kп = 1,2		
25	Доля навантаження у п.а. режимі												Kппа = 0,7		
26	*	F,	Ro,	Xo,	Iдоп,	Ko,	dUn,	dUna,	dP,	K,	E*к,	Вв,	З,	*	X
27		мм ²	Ом/км	Ом/км	А	гис.грн/км	%	%	кВт	грн	грн	грн	грн		
28		10	3,10	0,1220	55	0,00	0,21775	0,30485	-	-	-	-	-		-
29		16	1,94	0,1130	75	17,36	0,13904	0,19465	-	-	-	-	-		-
30		25	1,24	0,0990	90	19,96	0,09089	0,12725	-	-	-	-	-		-
31	V	35	0,89	0,0950	115	23,55	0,06704	0,09386	0,3640	23550,000	3297,0	141,594	3438,6	V	+
32		50	0,62	0,0900	140	27,12	0,04850	0,06790	0,2536	27120,000	3796,8	98,638	3895,4		+
33		70	0,44	0,0860	165	32,40	0,03629	0,05081	0,1812	32400,000	4536,0	70,479	4606,5		+
34		95	0,33	0,0830	205	38,79	0,02820	0,03948	0,1333	38790,000	5430,6	51,865	5482,5		+
35		120	0,26	0,0810	240	44,82	0,02347	0,03286	0,1055	44820,000	6274,8	41,046	6315,8		+
36		150	0,21	0,0790	275	50,12	0,01982	0,02775	0,0843	50120,000	7016,8	32,773	7049,6		+
37		185	0,17	0,0770	310	54,96	0,01705	0,02387	0,0683	54960,000	7694,4	26,569	7721,0		+
38		240	0,13	0,0750	355	60,50	0,01434	0,02008	0,0528	60500,000	8470,0	20,523	8490,5		+
39	Оптимальний переріз КЛ, мм ²												35		
40	Мінімальні затрати, грн.												3438,59		

Рисунок 2.3 - Вибір оптимального перерізу КЛ1 10кВ

Проектне рішення по вибору кабельної лінії від ЦРП до ЦТП1 знаходиться в комірці (М39). Від ЦРП до ТП1 та ТП2 прокладемо дволанцюгові кабельні лінії кабелем марки АСБ 3х25 мм².

2.5 Картограма навантажень

Картограму навантажень наносимо на креслення генерального плану підприємства. Навантаження кожного з цехів зображаємо кругом, радіус якого пропорційна розрахунковій активній потужності

$$P_p = m_p \cdot \pi \cdot r^2, \quad (2.18)$$

де m_p – масштаб побудови, вибирають кратним 1,2,5.

Обираємо масштаб побудови картограми навантажень: приймемо діаметр круга навантаження цеху СЗМ 30 м, тоді масштаб побудови визначаємо:

$$m_p = \frac{P_p}{\pi \cdot r^2}, \quad (2.19)$$

де P_p – розрахункова активна потужність цеха, кВт;

r – радіус круга навантаження, м.

Визначаємо масштаб побудови для корпусу №1:

$$m_p = \frac{143,19}{\pi \cdot 15^2} = 0,202 \text{ (кВт/м}^2\text{)}.$$

Вибираємо $m_p = 0,2$ кВт/м². Визначимо радіуси кругів при даному масштабі:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{p1}}{\pi \cdot m_p}} = \sqrt{\frac{143,19}{3,14 \cdot 0,2}} = 15,1 \text{ (м)}. \quad (2.20)$$

Частина освітлювального навантаження для адміністративного корпусу складає:

$$\alpha_1 = \frac{360^0 \cdot P_{mo}}{P_{p1}} = \frac{360^0 \cdot 5,59}{143,19} = 14,05^0. \quad (2.21)$$

Аналогічні розрахунки по інших цехах зводимо до таблиці 5.1.

Таблиця 2.4 – Дані для побудови картограми навантажень

Споживач	Координати цехів		P _м	P _{мо}	гк, м	α°	
	x	y					
1	Гараж	8,52	140,52	3,90	3,48	2,49	321,23
2	Продувний колодязь	74,25	145,97	2,88	-	2,14	-
3	Димова труба	83,06	144,25	7,20	-	3,39	-
4	Завантажувальний бункер	30,27	124,5	3,16	1,36	2,24	155,06
5	Естакада подачі палива	39	130,8	5,41	1,21	2,94	80,66
6	Котельня	67,9	133,4	12,08	5,48	4,39	163,35
7	Станція для перекачування конденсату	25,85	112,3	9,67	0,07	3,92	2,76
8	Механічні майстерні	38,35	105,75	9,88	2,38	3,97	86,66
9	Матеріальний склад	66,65	105,75	5,58	4,74	2,98	305,80
10	Двохсекційна вентиляційна градирня	112,1	116,79	15,21	0,51	4,92	11,96
11	Пожежний резервуар об'ємом 100м ³	99,48	98,89	0,25	-	0,63	-
12	Насосна станція	91,7	82,2	21,25	0,25	5,82	4,27
13	Водонапірна башта	103,68	83	4,20	-	2,59	0,00
14	Сирцех	20,7	58,19	47,16	14,16	8,67	108,09
15	Цех морозива	56,7	55,9	46,95	7,95	8,65	60,96
16	Цех СЗМ	98,5	68,3	143,19	5,59	15,10	14,05
17	Маслоцех	81	58,5	51,18	6,18	9,03	43,50
18	Компресорна	99	66,5	64,24	4,24	10,11	23,75
19	Приймальний цех	69	50	33,85	3,85	7,34	40,95
20	Холодильні камери	91	43	48,78	3,73	8,81	27,50
21	Цільно-молочний цех	69	37,5	41,08	2,61	8,09	22,84
22	Випарні конденсатори	107	66,15	1,21	0,81	1,39	240,80
23	Колодязь для циркуляційної води	108,3	77,07	1,50	-	1,55	0,00
24	Прохідна	6	98,9	2,63	0,71	2,05	97,45

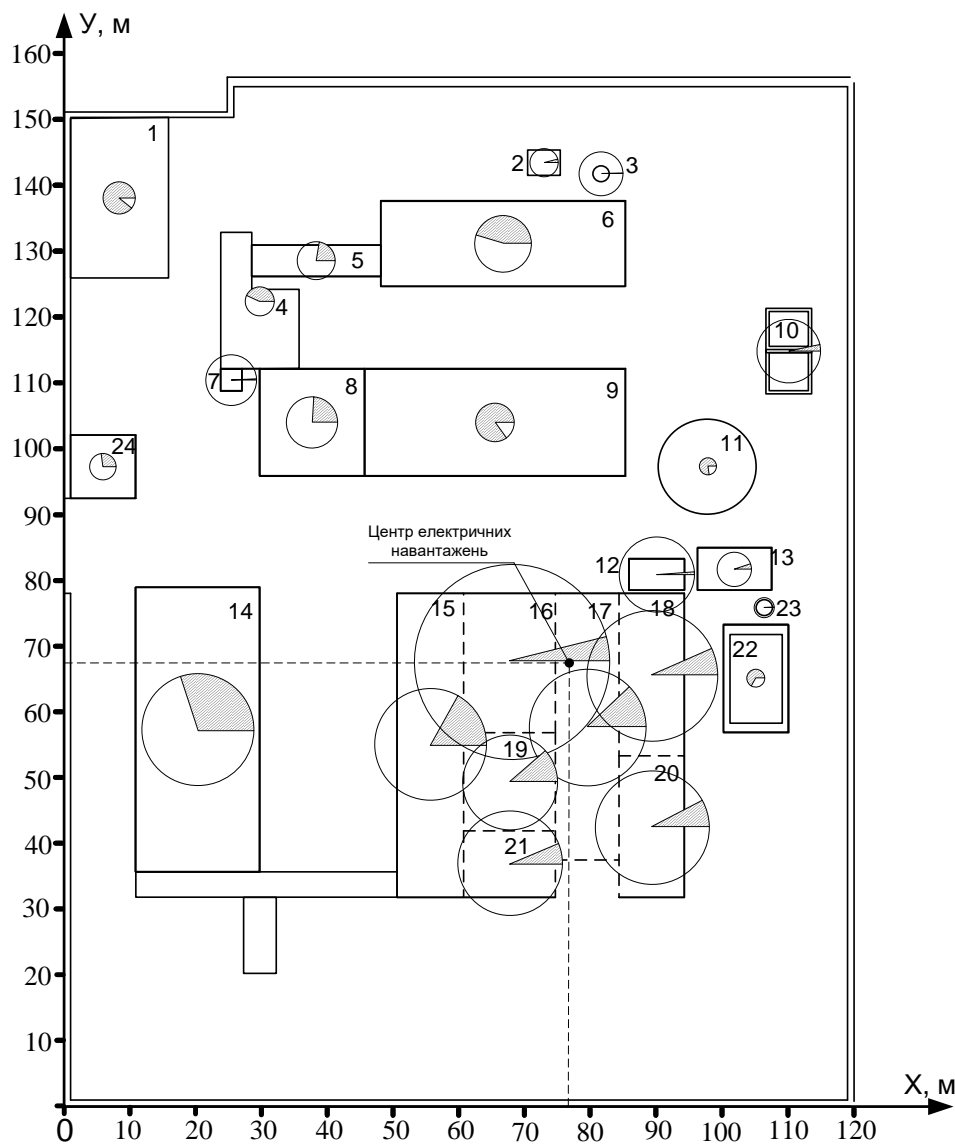


Рисунок 2.4 – Картограма навантажень заводу

2.6 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в СЕП

Оскільки координати ЦТП і точки забезпечення потужності є сталими величинами, то для досягнення мінімуму затрат в системі електропостачання здійснюватиметься пошук координат трансформаторної підстанції, що забезпечить дане значення затрат.

Пошук координат розміщення ЦРП здійснюється на основі визначених координат розміщення ЦТП і точки забезпечення потужності [3]. Врахування

живлячої лінії є важливим чинником, так як, в даному випадку, вона потребує великих затрат для прокладання.

Дана задача вирішується з допомогою засобу «ПОИСК РЕШЕНИЯ». Для цього попередньо створена таблична форма, яка містить необхідні дані для застосування даного засобу (рисунок 2.5).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	ВИБІР ЦЕНТРА КАБЕЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 0,38 кВ											
2												
3	Характеристики мережі											
4	Напруга, кВ					Уж = 10						
5	Економічні характеристики											
6	Питомі втрати, які не залежать від перерізу, грн/км					а = 2700						
7	Питомі втрати, які залежать від перерізу, грн/км					аж = 2700						
8	Питома вартість втрат, грн/кВт					Во = 388,984927						
9	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень					Ее = 0,1						
10	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію					Еа = 0,04						
11	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії					Еаж = 0,03						
12												
13												
14	РП споживача	X, м	У, м	F, мм^2	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	Ro, Ом/км	Ko, т.грн/км	L, м	З, грн
15	ЖЛ	38	0	50	2	528,5235304	509,655274	21,1952357	0,603	54,254	89,99994	723,262339
16	ТП1_КЛ1	22,5	90	35	2	269,0876718	301,97857	11,6761592	0,89	23,55	15,50006	112,455875
17	ТП2_КЛ2	83,5	90	35	2	319,0058099	344,086806	13,5450002	0,89	23,55	45,50006	334,566251
18	Сумарні приведені річні затрати в мережу, грн											1170,28446
19												
20	Центр мережі, м				Xo = 37,99999996				Yo = 89,9999353			

Рисунок 2.5 – Таблична форма, яка автоматизує вибір центру мережі 0,38 кВ

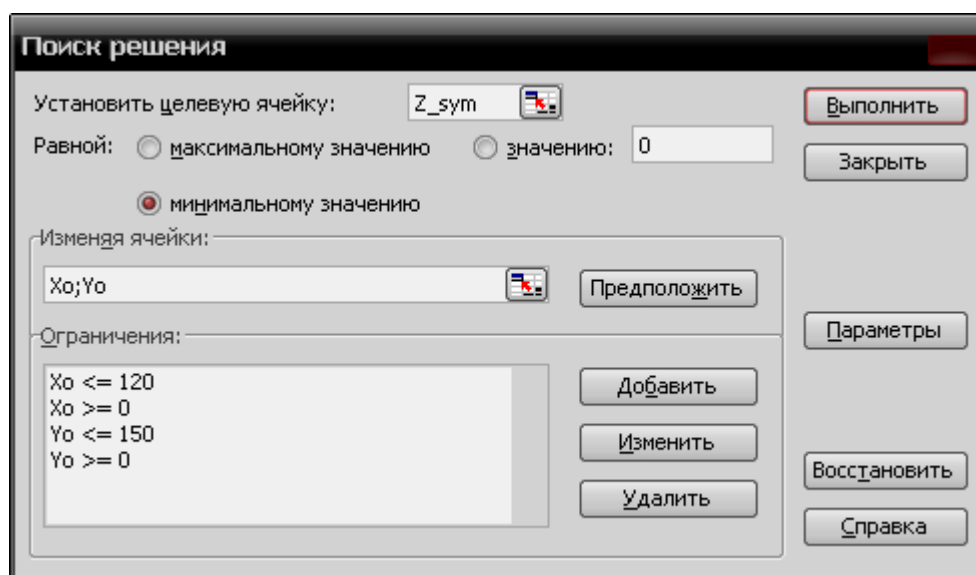


Рисунок 2.6 – Вікно засобу ПОИСК РЕШЕНИЯ із заданими параметрами

Всі необхідні функції і обмеження подані у вигляді математичної моделі пошуку центру мереж кабельної лінії 0.38 Кв:

$$Z(x_0, y_0) = \left[(E_e + E_{aj}) \cdot (a_j + K_0(x_{ж}, k_{ж})) + 3 \cdot I^2 \cdot R_0(x) \cdot k_{ж} \cdot B_0 \right] \cdot L_{ж} + \\ + \sum_{i=1}^n \left[(E_e + E_a) \cdot (a + K_{0i}(x) \cdot k_i) + 3 \cdot I^2 \cdot R_0(x) \cdot B_0 \cdot k_i \right] \cdot L_i \rightarrow \min \quad (2.22)$$

Довжина лінії живлення від точки вводу живлення до місця розташування ТП визначається за виразом Евклідової метрики:

$$L_{ж} = \sqrt{(X_0 - X)^2 + (Y_0 - Y)^2} \quad (2.23)$$

Довжина ліній від РП до місця розташування ТП визначається за формулою:

$$L_i = |X_0 - X| + |Y_0 - Y| \quad (2.24)$$

Обмеження на керовану змінну:

$$\begin{aligned} 0 \leq X_0 \leq 120 \\ 0 \leq Y_0 \leq 150 \end{aligned} \quad (2.25)$$

де $X_0; Y_0$ – координати центру мережі

$X; Y$ – координати розміщення РП

Координати розміщення ТП: $X=38$ м, $Y=90$. ЦРП буде розміщене на генеральному плані згідно визначених координат.

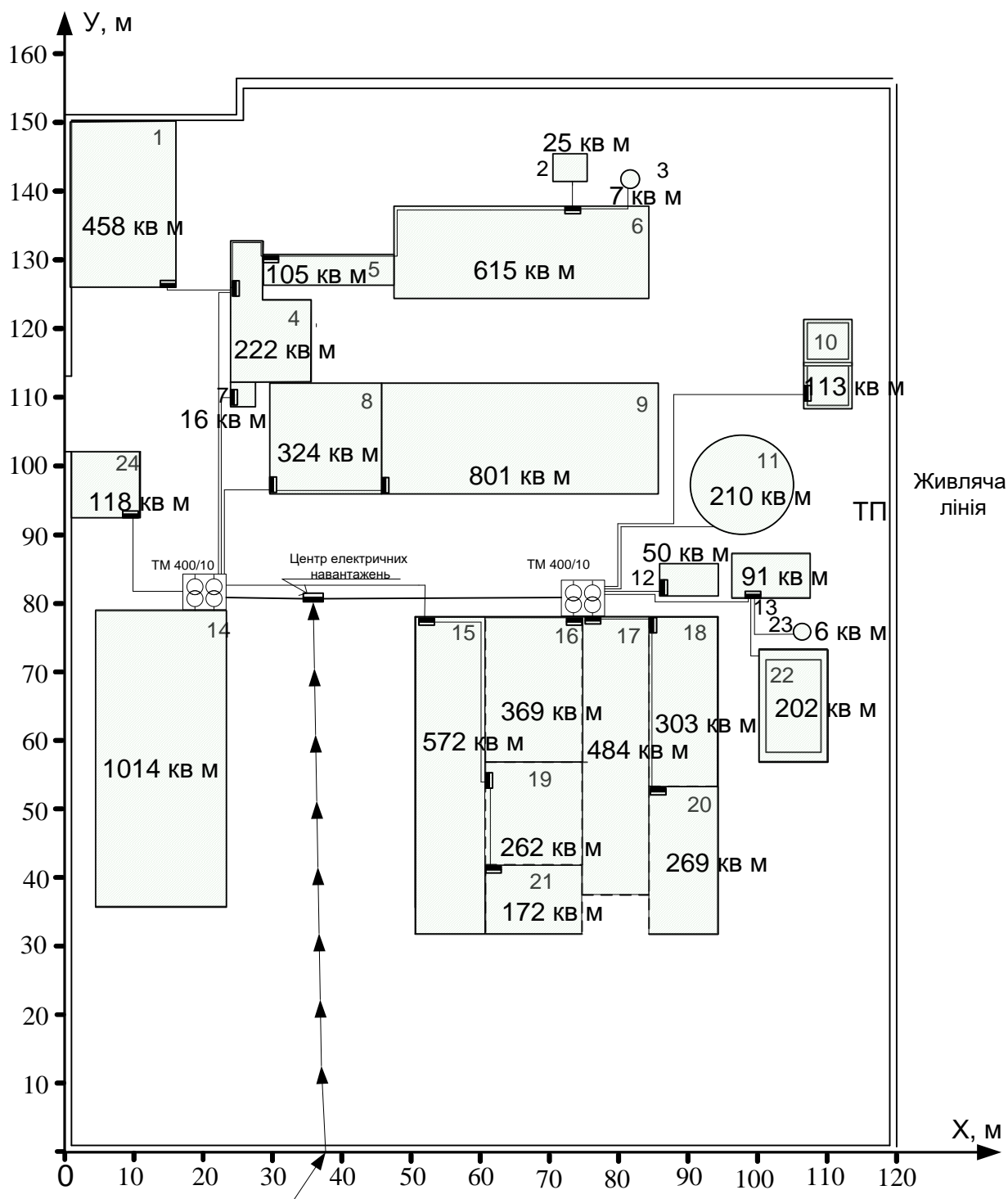


Рисунок 2.7 – Розміщення ЦРП, ЦТП та центру мережі на плані

3 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ПІДПРИЄМСТВІ

3.1 Дослідження проблеми компенсації реактивної потужності

Залежно від виду використовуваного технологічного обладнання електричне навантаження підрозділяється на активне, індуктивне і ємнісне. Найпоширеніша група споживачів має справу із змішаними активно-індуктивними навантаженнями, тому з електричної мережі відбувається споживання як активної та реактивної енергії.

Активна енергія перетвориться в корисну – механічну, теплову та ін. енергії. Реактивна енергія не спрямована на виконання корисної роботи, а витрачається на створення електромагнітних полів електродвигунів, зварювальних трансформаторів, трансформаторів, індукційних печей, дроселях і освітлювальних приладах.

Реактивна потужність, яка споживається промисловим підприємством у кожній точці мережі, визначається величиною намагнічувальної потужності, яка необхідна для окремих елементів електроустановки, які розташовані за даною точкою в напрямку передачі енергії. Реактивні навантаження підприємств не залишаються незмінними не тільки протягом більш-менш тривалих проміжків часу доби місяця року, але й протягом однієї виробничої зміни. Ці навантаження безупинно змінюються залежно від виробничої програми окремих струмоприймачів, від ступеня їхнього завантаження і відносної тривалості ввімкнення, від коливань напруги в мережі, від якості обслуговування устаткування експлуатаційним і ремонтним персоналом та від інших факторів.

Компенсація реактивної потужності є найдешевшим і ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електропостачання, який зменшує всі види втрат електроенергії.

3.2 Способи зниження споживання реактивної потужності без компенсуючих пристроїв

Заходи щодо зниження споживання реактивної потужності електроприймачів (асинхронні двигуни, трансформатори, вентильні перетворювачі) економічно вигідніші, тому що не вимагають додаткових капітальних витрат які зазвичай супроводжують впровадження компенсуючих установок.

Методи зниження споживання реактивної потужності електроприймачів:

- 1) заміна малозавантажених асинхронних двигунів двигунами меншої потужності;
- 2) зниження напруги у двигунів, систематично працюють з малим завантаженням;
- 3) обмеження ХХ асинхронних двигунів;
- 4) заміна або відключення в період малих навантажень трансформаторів;
- 5) застосування найбільш доцільною силової схеми і системи управління вентильного перетворювача.

Заміна малозавантажених двигунів двигунами меншої потужності. Споживання реактивної потужності асинхронними двигунами залежить від коефіцієнта завантаження і його технічних характеристик.

Отже, заміна систематично малозавантажених двигунів двигунами меншої потужності сприяє підвищенню потужності промислових електроустановок.

- 1) Дослідження показали, що якщо середнє завантаження двигуна становить менше 45% номінального значення його потужності, то заміна двигуна менш потужним завжди доцільна і перевірка розрахунками не потрібно. При завантаженні двигуна більше 70% номінальної потужності можна вважати, що заміна його в загальному випадку недоцільна. При завантаженні двигунів 45-70% доцільність заміни їх повинна бути підтверджена достатньою зменшенням сумарних втрат активної потужності в електричній системі і двигуні.

2) Зниження напруги у двигунів, систематично працюють з малим завантаженням. При неможливості заміни малозавантажені асинхронного двигуна слід перевірити доцільність зниження напруги на його затискачах. Зниження напруги на затискачах АД до певного мінімально допустимого значення приведе до зменшення споживання реактивної потужності (за рахунок зменшення струму намагнічування) і тим самим до збільшення коефіцієнта потужності. При цьому одночасно зменшуються втрати активної потужності і, отже, збільшується ККД двигуна. Застосовують наступні способи зниження напруги у малозавантажених АД:

а) Перемикання обмотки статора з трикутника на зірку. Рекомендується для двигунів напругою до 1 кВ, систематично завантажених менш ніж на 40% номінальної потужності. Однак, через зниження крутного моменту в 3 рази необхідно проводити перевірку за граничним коефіцієнтом завантаження двигуна, який визначається умовою стійкості.

б) Секціонування статорних обмоток. Рекомендується для двигунів з паралельними гілками в обмотці статора.

в) Зниження напруги в мережах промислових підприємств шляхом перемикання відгалужень понижуючих трансформаторів. Використовується для зниження робочої напруги АД і направлено на підвищення його коефіцієнта потужності. Однак якщо даний трансформатор живить одночасно інші приймачі, що не допускають зниження напруги на їх затискачах, то цей спосіб не використовується.

3) Обмеження холостого ходу роботи асинхронних двигунів. Робота більшості АД характерна тим, що в перервах між навантаженнями вони обертаються на ХХ. Якщо проміжки роботи на ХХ достатньо великі, то доцільно на цей час відключати двигун від мережі. Застосування обмежувачів ХХ приведе до економії електроенергії, коли проміжки роботи на ХХ перевищують 10с. Коли проміжки ХХ менші 10с, питання про ефективність обмежувачів вирішується на підставі техніко-економічних розрахунків.

4) Заміна або відключення в період малих навантажень трансформаторів. Підвищення коефіцієнта потужності промислового підприємства досягають за рахунок раціоналізації роботи трансформаторів, яку проводять шляхом їх заміни і перегрупування (в разі недовантаження трансформаторів, див. «Вибір трансформаторів»), а також відключення деяких трансформаторів в години мінімальних навантажень.

5) Застосування найбільш доцільною силової схеми в системі управління вентиляного перетворювача. Вентильний перетворювач постійного струму є споживачем реактивної потужності, так як основна гармоніка струму відстає від напруги. Кут зсуву, між основними гармоніками напруги і струму визначається в основному глибиною регулювання випрямленої напруги.

3.3 Синхронний двигун як компенсатор реактивної потужності

Важливою перевагою синхронних двигунів є можливість регулювання реактивної потужності, що циркулює в ланцюзі статора, в тому числі можливість, працюючи двигуном, тобто споживаючи активну потужність, одночасно генерувати реактивну потужність, тобто працювати компенсатором реактивної потужності, споживаної іншими паралельно працюють приймачами електричної енергії, перш за все асинхронними двигунами.

Застосування на підприємствах поряд з асинхронними синхронних двигунів дозволяє зменшити реактивну потужність, споживану підприємством в цілому, і підтримувати нормативне значення (p в енергосистемі даного підприємства).

Можливість регулювання реактивної потужності в ланцюзі статора двигуна шляхом зміни струму його збудження показана векторними діаграмами на рис. 3.1.

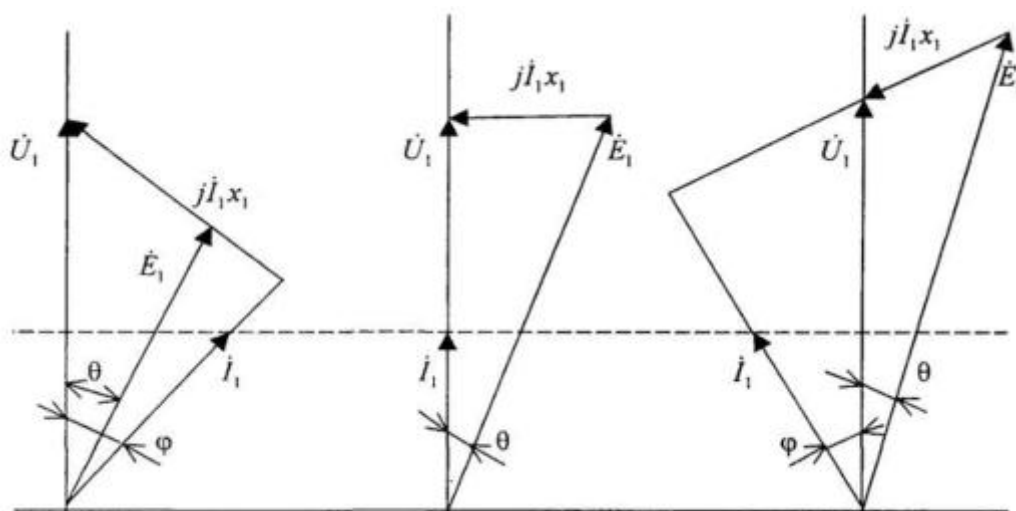


Рисунок 3.1 – Векторні діаграми синхронного двигуна при різних струмах збудження і однаковому навантаженні на валу: а - відстає $\cos\varphi$; б - $\cos\varphi = 1$; в - випереджає $\cos\varphi$

Векторна діаграма на рис. 3.1, а відповідає струму збудження менше номінального. При цьому вектор струму статора відстає від вектора напруги мережі на кут $\angle\varphi$, тобто двигун працює з відстаючим φ (реактивна потужність «споживається»). При збільшенні струму збудження ЕРС E , що наводиться в обмотках статора, збільшується і може досягти такого значення, при якому струм статора, буде збігатися по фазі з напругою тобто ($\cos\varphi = 1$)

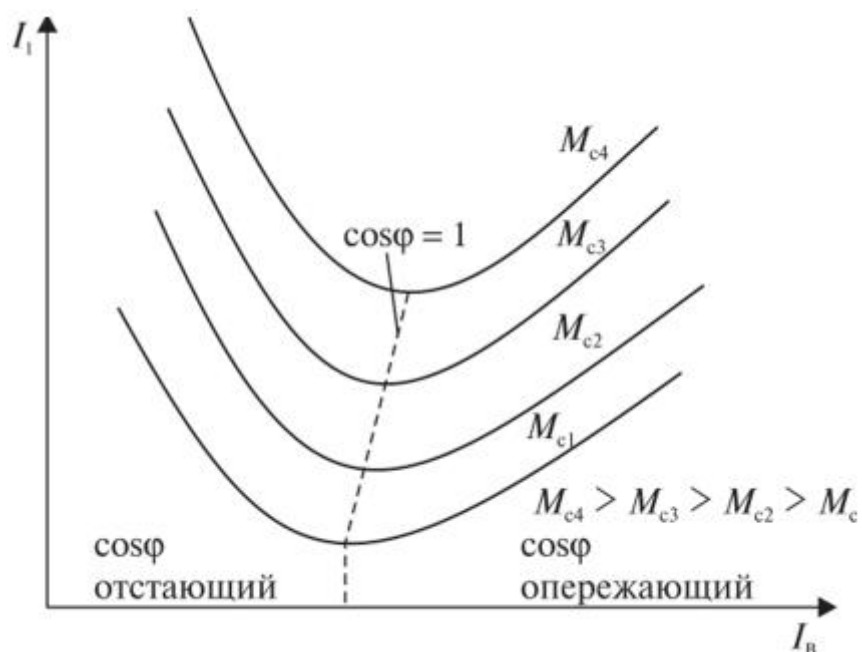


Рисунок 3.2 – U-подібні характеристики синхронного двигуна

Момент на валу двигуна при цьому буде такий же, як і в попередньому випадку, але реактивна потужність буде дорівнює нулю. Очевидно струм статора при даному моменті навантаження буде мінімальним. Цей режим є енергетично найбільш вигідним для синхронного двигуна, так як втрати в статорі будуть мінімальні.

Якщо ще більше збільшити струм збудження, то струм статора буде випереджати по фазі напруга, ϕ стане випереджаючим, і синхронний двигун буде генерувати реактивну потужність (рисунок 3.1 в). Залежність струму статора від струму збудження синхронного двигуна відображається U-подібними характеристиками синхронного двигуна, представленими на рисунку 3.2.

3.4 Аналіз технічних засобів компенсації реактивної потужності

Необхідність використання автоматичних пристроїв компенсації реактивної потужності зумовлена такими причинами:

- в більшості випадків добовий графік електричних навантажень на підприємствах є змінним;
- необхідність виконувати вимоги енергосистеми до споживання реактивної потужності (мінімальних навантажень та поза пікові) з метою зменшення плати за реактивну енергію;
- намагання споживачів виконувати вимоги енергосистеми при найменших втратах від передавання недокомпенсованої реактивної потужності в їх мережах (шляхом їх мінімізації за допомогою спеціальних систем і пристроїв оптимального управління КУ);
- в позапікові періоди електроспоживання, коли ЕС не регламентує споживання РП і енергії із її мережі, споживачам доцільно використовувати наявні КУ для максимально можливого зниження втрат в їх мережах (при $\Psi=0$ і $a=1$).

На основі аналізу режимів електроспоживання РП на промислових підприємствах, вимог енергосистеми до споживання реактивної потужності із її

мережі і споживачів до компенсації реактивної потужності в їх мережах, викладених вище причин, які зумовлюють необхідність застосування автоматичного управління КУ, діючих нормативних документів по КРП, сформульовані принципи оптимального автоматичного управління компенсувальними установками і вимоги до технічних засобів, що створюються:

- виконання вимог енергосистеми до споживання реактивної потужності із її мережі;
- забезпечення мінімуму втрат електроенергії в мережах споживачів у всіх можливих режимах добового електроспоживання;
- забезпечення рівнів напруги в допустимих межах;
- максимальне використання діючих КУ в періоди, коли енергосистема не регламентує споживання реактивної потужності і енергії із її мережі (наприклад, в періоди позапікового електроспоживання та ін.);
- забезпечення контролю фактичної вхідної реактивної потужності на вводах підприємства і окремих вузлів його мережі;
- визначення і задавання оптимальних значень уставок вхідної реактивної потужності на вводах підприємства та окремих вузлів для характерних добових режимів електроспоживання і забезпечення можливості їх автоматичного перемикання при зміні цих режимів;
- забезпечення індикації на інформаційному табло поточного значення вхідної реактивної потужності, поточного часу доби, проходження сигналу від лічильників-датчиків до системи, наявності напруги джерела живлення;
- забезпечення роботи в автоматичному, диспетчерському і місцевому режимах.

В табл. 3.1 наведені відомі пристрої і системи управління КУ [21-40] та їх класифікація. Загальними недоліками відомих пристроїв та систем локального і централізованого управління КУ, представлених в таблиці 1.2 є такі:

- не забезпечується виконання вимог ЕС щодо споживання реактивної потужності із її мережі;

- не вирішується задача мінімізації втрат в електричних мережах;
- відсутній контроль ВРП на вводах підприємства і вузлів;
- не враховується наявність трансформаторів з РПН;
- не визначаються уставки ВРП з позиції споживача з врахуванням використання для компенсації СД;
- не враховуються втрати в лініях, які живлять СД
- не враховується порушення умови оптимальності управління при зміні кількості ввімкнених в роботу КУ.

Таблиця 3.1 - Відомі технічні засоби управління КУ і їх класифікація

Тип технічних засобів управління	Принципи, параметри і моделі управління	Характеристика систем управління
ВАКО [22-24]	По відхиленню; I; $Q_K(t) = f[\Delta I(t)]$	Замкнена, із зворотнім зв'язком, локальної дії.
АРКОН [33, 34]	Повідхиленню і збуренню; I і U; По відхиленню; I $Q_K(t) = f[\Delta I(t), U(t)]$ По збуренню; U;	Замкнена, комбінована, із зворотними головним і компенсаційним зв'язками, локальної дії. Розімкнена, локальної дії
Регулятори фірми VEB	По відхиленню; I_p ; $Q_K(t) = f[\Delta I_p(t)]$	Замкнена, із зворотним зв'язком, локальної дії.
На основі програмного електрогодинника	За часом доби; $Q_K(t) = f[Q_e(t)]$	Розімкнена, централізованого управління
Регулятори фірми NOKIA	По відхиленню; Q; $Q_K(t) = f[\Delta Q(t)]$	Замкнена, із зворотнім зв'язком, локальної дії
Управління РП підприємства за допомогою групи СД [36-39]	По відхиленню; Q; $Q_K(t) = f[\Delta Q(t)]$	Замкнена, із зворотним зв'язком, централізованого управління
Системи диспетчерського управління на основі ЦТ-5000 ПМСД ІІІ ІІІІ	По відхиленню; Q; $Q_K(t) = f[\Delta Q(t)]$	Централізованого управління (зворотний зв'язок через ...)
Місцеві схеми управління [41, 42]	По відхиленню; $\cos \phi$; $Q_K(t) = f[\Delta \cos \phi(t)]$ Сумісне управління	Замкнена, із зворотним зв'язком, локальної дії центра-лізованого або локального управління
Регулятор Б - 2201 [35]	По відхиленню $Q_K(t) = f[\Delta Q(t), Q_e(I_H(t))]$	Замкнена, комбінована, із зворотними головним і компенсаційним зв'язками, локальної дії
Регулятор коефіцієнта потужності РКМ-1 [43]	По відхиленню : $\cos \phi$ $[Q_i I_H]; Q_K(t) = f[\Delta \cos \phi(t)]$	Замкнена, із зворотним зв'язком, локальної дії
Регулятор коефіцієнта потужності РКП 12-2(600) [44]	По відхиленню : $\cos \phi$; $Q_K(t) = f[\Delta \cos \phi(t)]$	Замкнена, комбінована, із зворотними головним і компенсаційним зв'язками, локальної дії

Проведений аналіз відомих способів і пристроїв управління компенсувальними установками показав, що: - в даний час відсутні способи та системи, які повною мірою відповідають сформульованим вище вимогам і вимогам енергозбереження; - нові способи і пристрої, які розробляються, повинні ґрунтуватись на використанні принципу комбінованого управління, який поєднує в собі принцип управління по відхиленню (підтримка $Q_{vx}(t)$, рівної Q_e) і принцип управління по збуренню (перемикання уставок в залежності від зміни характерного добового режиму електроспоживання). Для досягнення цих якостей необхідно розробити комплекс нових способів, програмних і технічних засобів оптимального управління компенсувальними установками, які б відповідали зазначеним вище вимогам та охоплювали всі можливі області їх використання.

3.5 Аналіз методів компенсації реактивної потужності

Проблемі компенсації реактивної потужності присвячено велику кількість наукових праць в нашій країні і за кордоном, що пояснюється значним техніко-економічним ефектом при її впровадженні в електричних мережах споживачів і енергосистем. Проведений аналіз відомих методів розрахунку КРП дозволив класифікувати їх за різними ознаками (табл.3.2).

Із зазначених в таблиці 3.2 методів зупинимось коротко на нормативних, які рекомендуються для всіх підприємств і організацій незалежно від їх відомчої приналежності.

Відповідно з [13-15] виконується системний розрахунок КРП (з врахуванням мереж енергосистем і споживачів), результати якого представляються в мережах енергосистем у вигляді оптимальних потужностей і місць розміщення КУ, а в мережах споживачів - у вигляді таких величин: економічних значень реактивної енергії WQ_e і (або) потужності Q_e , які споживаються в години великих навантажень із мережі енергосистеми; технічних меж споживання реактивної потужності $Q_{сп}$ і (або) енергії $WQ_{сп}$ в години великих навантажень енергосистеми і генерації реактивної потужності

Q_{Γ} і (або) реактивної енергії $W_{Q_{\Gamma}}$ в години малих навантажень електричної мережі; граничних значень реактивної потужності або реактивної енергії за місяць, яка генерується в мережу енергосистеми в години її великих навантажень і примусово споживається в години її малих навантажень.

Основою для розрахунків величин Q_e і W_{Q_e} є значення коефіцієнта реактивної потужності $\text{tg}\phi_{\text{есп.мах}}$, який в свою чергу визначається двома методами (нормативним і оптимізаційним). При визначенні економічних значень вхідної реактивної потужності і енергії за нормативним методом використовуються базові коефіцієнти реактивної потужності, які відповідають середнім умовам передавання реактивної потужності по електричних мережах відповідної напруги (35 | 330 кВ). Оптимізаційний метод полягає

в застосуванні програм розрахунку робочих режимів електричних мереж в години їх великих і малих навантажень та вибору оптимальних значень коефіцієнтів РП у споживачів, які живляться від різних вузлів мережі. Методика розрахунку робочих режимів і вибору економічних значень коефіцієнтів реактивної потужності в роботах [1-3] не приводиться.

Таблиця 3.2 - Класифікація відомих методів розрахунку КРП

Ознака класифікації	Назва методу
1. За призначенням	Для мереж: основних(енергосистеми), розподільчих (енергосистеми), споживачів.
2. За використаним підходом	З використанням або без використання системного і комплексного підходів.
3. За критерієм оптимізації	Мінімум приведених затрат; мінімум втрат потужності і електроенергії; допустимі рівні напруги у вузлах
4. За кількістю критеріїв	Однокритеріальні. Багатокритеріальні
5. За постановкою задачі	Економічна. Балансова. Проектна. Експлуатаційна(або задачауправління)
6. За структурою електричних мереж	Для мереж: замкнених і розімкнених.

Продовження таблиці 3.2

Ознака класифікації	Назва методу
7. За видом навантажень, що використовуються в розрахунках	Максимальні (розрахункові), середні.
8. За використанням Математичного апарату або особливого підходу в розрахунках КРП	Методи: покоординатного спуску, нелінійного і квадратичного програмування, матрично - обчислювальний, градієнтний, потенціалів затрат, критеріальний
9. За вимогами до використання в проектній практиці	Нормативні (офіційні), ненормативні.

В обох методах не враховуються деякі додаткові фактори, які впливають на величини вхідної реактивної потужності:

- зниження потужності силових трансформаторів і ЛЕП або збільшення їх пропускної спроможності і віддалення строків їх реконструкції;
- зниження втрат електроенергії в мережах напругою до 1000 В (на більшості підприємств основна доля втрат припадає на ці мережі);
- застосування дешевих некомплектних БК, які підключаються на затискувачі потужних електроприймачів з тривалим циклом роботи і не вимагають регульовальної та комутаційної апаратури і ін.

При визначенні Q_{e1} не враховано, що на багатьох підприємствах широко використовуються синхронні двигуни (СД) середньої і великої потужності, які в тій чи іншій мірі впливають на формування величини P_{max} . В той же час синхронні двигуни є джерелами реактивної потужності. Неврахування цього фактору може призвести до значного завищення вхідної реактивної потужності. В цілому методика значно ускладнилась порівняно з методикою 1982 р. як за кількістю параметрів, що визначаються, так і за алгоритмом розв'язання задачі).

Для вибору і розміщення КУ в мережах промислових підприємств призначені “Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий” [13]. Основою для проектування компенсації реактивної потужності є задані енергосистемою економічні і технічні значення вхідної реактивної потужності.

Зазначена вище методика замінила “Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях” має ряд переваг: вперше охоплені всі види мереж (загального призначення та із специфічними навантаженнями); визначення потужності низьковольтних БК здійснюється за умовами зниження кількості цехових трансформаторів

та зниження втрат в мережах 6(10) кВ і трансформаторах; методика максимально спрощена(використовуються таблиці та графіки). До недоліків слід віднести:

- в методиці передбачений пропорційний розподіл сумарної потужності НБК серед цехових трансформаторів і ВБК серед РП 6 або 10 кВ, що суперечить умові енергозбереження;

- при визначенні потужності батарей конденсаторів не враховується ефект від зниження потужності трансформаторів ГПП, цехових ТП (у випадках 1-2 ТП на цех) і мереж, що призводить до заниження ступеня компенсації реактивних навантажень в електричних мережах підприємств і енергосистем;

- нормативний метод не передбачає визначення вхідної реактивної потужності з позиції окремого підприємства і оцінки реальної ефективності КРП;

- врахування ефекту від зменшення кількості цехових трансформаторів актуальне лише для великих підприємств, для більшості підприємств (середніх і невеликих) більш важливим є зменшення їх потужності і тому врахування даного фактора має дещо звужену область застосування;

- в розрахунках використовуються усереднені питомі вартості високовольтних і низьковольтних БК без врахування їх типу, призначення, роду установки і наявності управління в тому чи іншому вузлі, що призводить до збільшення похибки розрахунків;

- в методиці визначається максимальна реактивна потужність, яку можна передавати через всі трансформатори (за технічними умовами) без врахування економічної доцільності такого передавання, що вносить певну похибку в розрахунки.

Серед ненормативних методів найбільший інтерес представляє метод, який дозволяє оптимізувати розміщення дискретних потужностей конденсаторних батарей за мінімумом приведених затрат з врахуванням обмежень за режимом напруги [12].

Суттєвою перевагою даного методу є те, що враховується дискретність потужності і вартості комплектних БК і запропонований механізм контролю рівнів напруги у вузлах в процесі розрахунків. В результаті підвищується точність розрахунків і забезпечується якість напруги у вузлах.

До недоліків методу слід віднести:

- затрати на передавання реактивної потужності (по основних мережах енергосистеми) в i -й вузол розподільчої мережі визначаються за наближеними (усередненими) коефіцієнтами Z_{1e} і Z_{2e} ;

- при визначенні значень потужності і місць розміщення БК в розподільчих мережах не враховується можливість зниження потужності РТ і мереж або віддалення строків їх реконструкції, що знижує ступінь КРП в розподільчих мережах;

- в розглянутому методі не враховується можливість застосування дешевих некомплектних БК, приєднаних на затискувачі електроприймачів (індивідуальної компенсації) або включених в схему автоматичного управління технологічним процесом (наприклад, поточно-транспортними системами), що знижує потужності КУ у вузлах;

Всі інші ненормативні методи [4-11, 14-19] в основному призначені для замкнених мереж. Їх перевагою є можливість повної формалізації розв'язання задачі і в зв'язку з цим відносно легкого програмування на ЕОМ. В той же час розв'язання задач КРП для замкнених мереж відрізняється значною трудомісткістю, яка зумовлена великим об'ємом задачі та обмеженими можливостями ЕОМ, а також формуванням матриці вузлових активних опорів, рішенням системи рівнянь і в подальшому виключенням вузлів, в яких установка КУ виявилась недоцільною. Використання для цієї мети матриці вузлових провідностей [16] підвищує ефективність обчислювального процесу,

однак, через свою складність і трудомісткість широкого застосування для вирішення практичних задач електроенергетики ці методи не знайшли. До того ж цим методам притаманні, в основному, ті ж самі недоліки, які зазначені вище.

Таким чином, не дивлячись на значну кількість наукових робіт з проблеми КРП, ряд питань методичного забезпечення у світлі нових вимог до КРП (після введення закону України “Про енергозбереження”, розробки нової системи розрахунків за споживання РП) вимагають подальшої розробки і удосконалення.

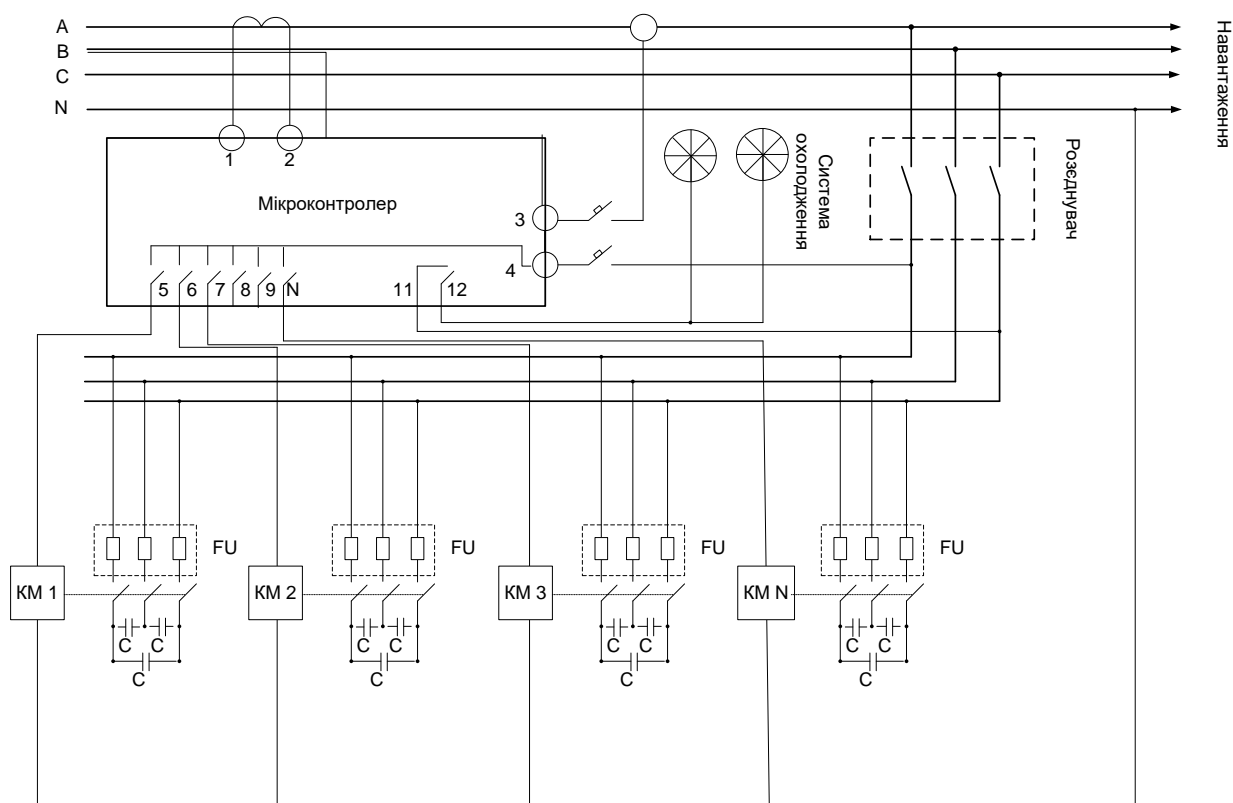


Рисунок 3.2 – Схема підключення регулятора реактивної потужності

3.6 Розрахунок компенсації реактивних навантажень.

Необхідні розрахунки, що були виконані в MathCad приведені нижче у вигляді зв'язаних елементів робочого листа MathCad.

Оскільки навантаження трансформаторів ТП симетричне, то при вирішенні даної задачі розглядати кожний з трансформаторів окремо непотрібно. Схема заміщення зображена на рисунку б.1.

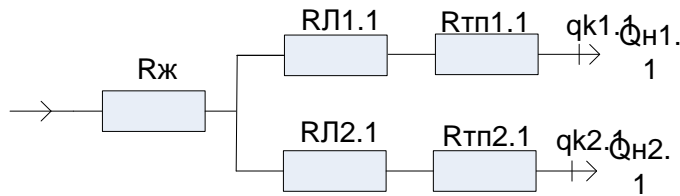


Рисунок 3.1 – Схема заміщення електропостачання через перший трансформатор

Вихідні дані:

Активні опори ліній та трансформаторів, реактивні навантаження ЦТП, мережі згідно їх номерів:

$Q_{вх} := 70$	кВар	$R_{оЛ} := 0.603$
$V_o := 388.98$	$\frac{\text{грн}}{\text{кВт}}$	$L_{Л} := 2$
$V_k := 100$	$\frac{\text{грн}}{\text{кВар}}$	$R_{Л} := R_{оЛ} \cdot L_{Л} = 1.206$
$\Delta P_k := 4.5$	$\frac{\text{кВт}}{\text{МВар}}$	$R_{т} := \begin{pmatrix} 3.6 \\ 3.6 \end{pmatrix}$
$E_e := 0.1$		$R_{оКЛ1} := 1.24$
$E_a := 0.044$		$R_{оКЛ2} := 1.24$
$U_{ж} := 10$	кВ	$L_{КЛ1} := 15.5 \cdot 10^{-3} = 0.016$
		$L_{КЛ2} := 45.5 \cdot 10^{-3} = 0.046$

$$R_{КЛ} := \begin{pmatrix} R_{оКЛ1} \cdot L_{КЛ1} \\ R_{оКЛ2} \cdot L_{КЛ2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.019 \\ 0.056 \end{pmatrix} \quad Q_{ж} := \begin{pmatrix} 0.5 \cdot 281.2114 \\ 0.5 \cdot 326.201 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 140.606 \\ 163.101 \end{pmatrix}$$

Показник ефективності для навантаження першого трансформатора:

$$Z(q_1, q_2) = \left(\frac{B_o \cdot 10^{-3}}{U^2} \right) \cdot [(q_{н1} - q_{к1})^2 \cdot (R_{тп1} + R_{кЛ1}) + (q_{н2} - q_{к2})^2 \cdot (R_{тп2} + R_{кЛ2})] + [(q_{н1} + q_{н2}) - (q_{к1} + q_{к2})]^2 \cdot R_{ж} + (q_{к1} + q_{к2}) \cdot (E \cdot B_k + \Delta P_k \cdot B_o) \rightarrow \min$$

Обмеження на керовані змінні:

Given

$$q_{к1} \geq 0$$

$$q_{к2} \geq 0$$

$$q_{вх2} = (q_{н1} + q_{н2}) - (q_{к1} + q_{к2})$$

Розв'язок балансової задачі КРН:

$$Q_{\text{к}} := \text{Minimize}(3, Q_{\text{к}}) = \begin{pmatrix} 123.016 \\ 145.69 \end{pmatrix}$$

$$Q_{\text{к}} = \begin{pmatrix} 123.016 \\ 145.69 \end{pmatrix}$$

Рисунок 3.7 – Результати знаходження оптимального роз'язку
потужності КРН

При вирішенні балансової задачі КРН було прийнято встановити на підприємстві компенсаційні установки:

ЦТП1 – дві компенсувальні установки ККУ-0,4-130/4-10-21УЗ;

ЦТП2 – одну компенсувальну установку ККУ-0,4-150/4-10-21УЗ.

3.7 Дослідження втрат активної енергії за рахунок перетоків реактивної в СЕП

Розрахунок втрат електроенергії в лініях, кВт·год./рік:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{м}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (3.1)$$

де $I_{\text{м}}$ - максимальний струм у лінії, А; R - активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (3.2)$$

де r_0 - питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км.

Необхідно пам'ятати, що для двох паралельно працюючих ліній активний опір зменшується вдвічі, отже, у два рази нижче будуть і втрати електроенергії;

τ - час максимальних втрат, год./рік. Його величина визначається по заданій кількості годин використання максимуму $T_{\text{м}}$ і характеризується наближеними значеннями.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6100}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4720.$$

Розрахунок проводимо в табличній формі.

Втрати енергії групи однакових паралельно включених трансформаторів можуть бути визначені по формулі, кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (3.3)$$

де n - число трансформаторів у групі; ΔP_k і ΔP_{xx} номінальні (табличні) втрати відповідно короткого замикання і холостого ходу, кВт; T_p - час роботи трансформаторів, год/рік.

Таблиця 3.3 – Розрахунок втрат електроенергії в лініях з урахуванням перетоків реактивної потужності

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	I_M , А	R, Ом	τ , год./рік	Rпит, Ом/км	$\Delta E_{л.}$, кВт·год.
ЦРП - ТП1	АСБ 3x25	2	0,0155	23	0,02387	1574,83776	1,54	119,3150316
ЦРП - ТП2	АСБ 3x25	2	0,0455	27	0,07007	1574,83776	1,54	482,6660092
Разом								601,9810408

Таблиця 3.4 – Розрахунок втрат в трансформаторах з урахуванням перетоків реактивної потужності

№	Тип т-ра	К-сть	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_H , кВА	ΔE_T , кВт·год./рік
КТП-1	ТМ-400	2	1,68	7,6	403,686	400	35528,76939
КТП-2	ТМ-400	2	1,68	7,6	469,145	400	37665,75533
Разом							73194,52472

При використанні автоматичних КУ коефіцієнт потужності приймаємо за 0,96.

Таблиця 3.5 – Розрахунок втрат електроенергії в лініях з урахування автоматичних КУ

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	I_M , А	R, Ом	τ , год./рік	R _{пит} , Ом/км	$\Delta E_{л.}$, кВт·год.
ЦРП - ТП1	АСБ 3x25	2	0,0155	15	0,02387	1574,83776	1,54	90,21930559
ЦРП - ТП2	АСБ 3x25	2	0,0455	18	0,07007	1574,83776	1,54	264,8373164
Разом								355,056622

Таблиця 3.5 – Розрахунок втрат в трансформаторах з урахування автоматичних КУ

№	Тип т-ра	К-сть	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_H , кВА	ΔE_t , кВт·год./рік
КТП-1	ТМ-400	2	1,68	7,6	261,2	400	31985,39498
КТП-2	ТМ-400	2	1,68	7,6	312,28	400	33081,03679
Разом							65066,43177

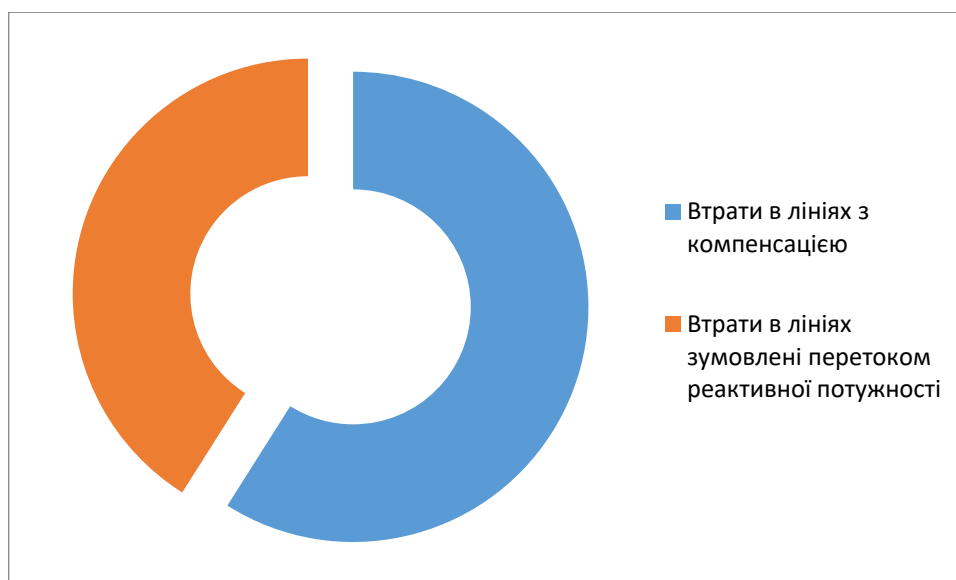


Рисунок 3.3 – Діаграма розподілу втрат в лініях електропередач

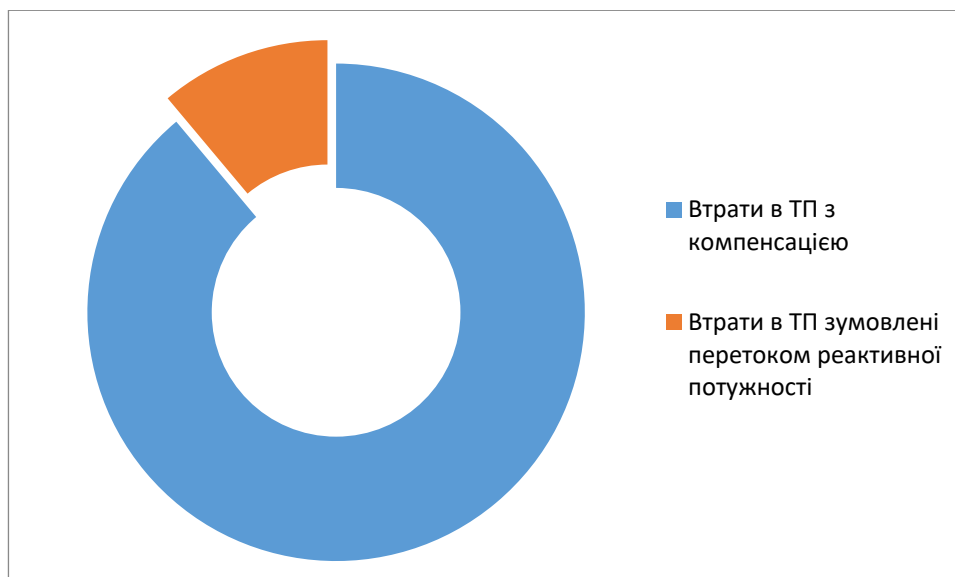


Рисунок 3.3 – Діаграма розподілу втрат в трансформаторах

Отже можна зробити висновок, що втрати активної електроенергії від перетоків реактивної в лініях електропередач становлять приблизно 50% від загальних, а у трансформаторах ці втрати незначні лише 11%

3.8 Аналіз компенсації реактивної потужності на підприємстві

Плата за споживання та генерацію реактивної електроенергії визначається ірахуванням трьох складових:

$$\Pi = \Pi_1 + \Pi_2 - \Pi_3; \quad (3.1)$$

де Π_1 – основна плата;

Π_2 – надбавка за недостатнє оснащення СЕП компенсацією;

Π_3 – зниження плати у разі участі підприємства в регулюванні добового графіку реактивної потужності мережі енергопостачальної організації.

Основна плата за споживання або генерування реактивної електроенергії визначається за формулою:

$$\Pi_1 = (WQ_{СП} + K \cdot WQ_{Г}) \cdot D \cdot m_0; \quad (3.2)$$

де $WQ_{СП}$ – споживання реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період;

$WQ_{Г}$ – генерування реактивної енергії в мережу енергопостачальної організації в точці обліку за розрахунковий період;

$K = 3$ – нормативний коефіцієнт врахування збитків енергопостачальної організації від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача;

$D = 0,08$ – економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП), що характеризує втрати активної електроенергії від перетоків реактивної, кВт/квар;

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності визначається за формулою:

$$П2 = П1 \cdot C_{БАЗ} \cdot (tg(\varphi) - 0,25)^2 \quad (3.3)$$

де $C_{БАЗ} = 2$ – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби КРП в електричних мережах споживача;

$$П1 = 1764 \cdot 0,08 \cdot 2,76 = 389,49 \text{ (т. грн/рік)},$$

$$П2 = 389,49 \cdot 2 \cdot (0,91 - 0,25)^2 = 339,32 \text{ (т. грн/рік)},$$

$$П = П1 + П2 = 728 \text{ (т. грн/рік)}.$$

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

4.1 Визначення капітальних вкладень

Загальний розмір капіталовкладень у схему електропостачання підприємства може бути розрахований по наступним формулах:

а) для електричних ліній, грн.:

$$K_{л} = (K_{пит} \cdot k_{л} + K_{прок}) \cdot L, \quad (4.1)$$

де $K_{пит}$ – питома вартість на 1км лінії, грн./км; $K_{прок}$ – питома вартість прокладки, грн./км; $k_{л}$ – кількість ліній; L – довжина лінії електропередачі, км.

$$K_{л1} = (K_{пит} \cdot k_{л} + K_{прок}) \cdot L = (47,92 \cdot 2 + 2,73) \cdot 0,0155 = 1,52 \text{ (тис.грн)} \quad (4.2)$$

Для інших ліній розрахунки робляться аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблицю 4.1;

Таблиця 4.1 – Розрахунок капіталовкладень для електричних ліній

Назва лінії	Марка кабелю	Кіл-ть	Довжина, км	$K_{пит}$, тис.грн	$K_{прок}$, тис.грн	$K_{л}$, тис.грн
ЦРП - ТП1	АСБ 3x25	2	0,0155	47,82	2,73	1,52474
ЦРП - ТП2	АСБ 3x25	2	0,0455	33,25	2,73	3,14997
Всього						4,6747

б) для електричних підстанцій, тис. грн.:

$$K_{пс} = \sum_{i=1}^l n_i \cdot K_{оді} + K_{пост}, \quad (4.3)$$

де $K_{оді}$ - вартість однієї трансформаторної підстанції (ТП) із трансформаторами визначеного діапазону потужності; n - кількість ТП даного виду, шт.; l - число різновидів ТП у схемі електропостачання; $K_{пост}$ - постійні витрати, що мало залежать від потужності підстанції і зв'язані з устроєм

території, з створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла і т.д.

Визначимо капіталовкладення для ТП1, тис.грн.:

$$K_{\text{пс1}} = 214 + 71,79 = 285,79 \text{ (тис.грн.)} \quad (4.4)$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок капіталовкладень для цехових ТП

№	Тип тр-ра	Кількість т-рів	К _{од} , тис.грн	К _{пост} , тис.грн	К _{пс} , тис.грн
КТП-1	ТМ-400	2	214	71,79	285,79
КТП-2	ТМ-400	2	214	71,79	285,79
Всього					571,58

При плануванні розвитку існуючих мереж нерідко виконується реконструкція і модернізація: змінюються траси, напруги окремих ланцюгів, заміняється провід, опори і т.д. На підстанціях демонтуються старі і монтуються нові трансформатори, виконується заміна силового устаткування, приладів і вимикачів. Найчастіше потрібне перекомпонування підстанції, переробка будівельної частини, фундаментів для устаткування.

У цих випадках необхідно складати об'єктні кошториси, для чого використовують дані споріднених проектів, довідкові і нормативні матеріали.

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно однолінійної схеми, кількість вимикачів 10 кВ – 6 шт. Вартість вимикача 6 кВ можна прийняти рівною (20 -25) тис. грн.

Сумарна вартість вимикачів: $K_{\text{в}} = 6 \cdot 20 = 120$ тис. грн.

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 120 + 571 + 4,67 = 696 \text{ тис.грн.}$$

4.2 Річні витрати і втрати електроенергії

Показники витрати і втрат потрібні для визначення собівартості 1 кВт·год. електроенергії, що споживається підприємством.

Річні витрати активної електроенергії промислового підприємства визначаються як сума витрат електроенергії силових і освітлювальних споживачів з урахуванням втрат у лініях і трансформаторах. У даному випадку рекомендується виконувати розрахунок кількості корисної електроенергії виходячи з установленної потужності електроспоживачів цехів, коефіцієнта попиту і числа годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{п} \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (4.5)$$

де P_p - розрахункове (тривале максимальне) навантаження підприємства, кВт; T_m - річна кількість годин використання максимуму активного навантаження, год; $K_{п}$ - коефіцієнт попиту по активній потужності групи електроспоживачів.

Річна кількість годин використання максимуму активної потужності по галузях промисловості при різному числі робочих змін приводяться в галузевих інструкціях і довідкових матеріалах. Величина T_m у середньому за рік складає: для освітлювальних навантажень - 1500...2000 год.; для однозмінних підприємств - 2000...3000 год.; для двозмінних - 3000...4500 год. і тризмінних 4500...8000 год.

Річна витрата активної електроенергії для продуктового вальцювального відділення, кВт·год/рік:

$$E_a = 125,39 \cdot 6100 = 764879 \text{ (кВт год./ рік)}. \quad (4.6)$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок річних витрат активної електроенергії промислового підприємства

Назва ТП	Число змін	T_m , год	P_p , кВт	E_a , кВт·год/рік
ТП1	1	3000	261,2	783600
ТП2	1	3000	312,28	936840
Всього				1720440

Кількість електроенергії, розрахована вище, не враховує втрат у внутрішньозаводській розподільній мережі. Тому для визначення повної потреби підприємства в електроенергії необхідно до отриманого результату додати її втрати в лініях і трансформаторах.

Розрахунок втрат електроенергії в лініях, кВт·год./рік:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot I_m^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.7)$$

де I_m - максимальний струм у лінії, А; R - активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (4.8)$$

де r_0 - питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км.

Необхідно пам'ятати, що для двох паралельно працюючих ліній активний опір зменшується вдвічі, отже, у два рази нижче будуть і втрати електроенергії;

τ - час максимальних втрат, год./рік. Його величина визначається по заданій кількості годин використання максимуму T_m і характеризується наближеними значеннями.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4720.$$

Розрахунок проводимо в табличній формі.

Таблиця 4.4 – Розрахунок втрат електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	I _М , А	R, Ом	τ, год./рік	R _{пит} , Ом/км	ΔE _л , кВт·год.
ЦРП - ТП1	АСБ 3x25	2	0,0155	20	0,02387	1574,83776	1,54	90,21930559
ЦРП - ТП2	АСБ 3x25	2	0,0455	20	0,07007	1574,83776	1,54	264,8373164
Разом								355,056622

Втрати енергії групи однакових паралельно включених трансформаторів можуть бути визначені по формулі, кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.9)$$

де n - число трансформаторів у групі; ΔP_к і ΔP_{xx} номінальні (табличні) втрати відповідно короткого замикання і холостого ходу, кВт; T_p - час роботи трансформаторів, год/рік.

Розрахунок заносимо до таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок втрат в трансформаторах

№	Тип т-ра	К-сть	ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт	S _p , кВА	S _н , кВА	ΔE _т , кВт·год./рік
КТП-1	ТМ-400	2	1,68	7,6	261,2	630	30462,29034
КТП-2	ТМ-400	2	1,68	7,6	312,28	630	30903,97009
Разом							61366,26043

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

$$E = E_a + E_n + E_T \quad (4.10)$$

$$E = 1720440 + 355,05 + 61366,26 = 1782161,317 \text{ (кВт·год/рік)}. \quad (4.11)$$

4.3 Розрахунок оплати за електроенергію

Плата за електроенергію розраховуємо по одноставковому тарифі .

Визначимо плату за спожиту електроенергію за визначений період, грн./рік:

$$Ц = в \cdot E, \text{ (грн)}, \quad (4.14)$$

$$Ц = 2,76 \cdot 1782161,317 = 4918765,235 \text{ (грн)}, \quad (4.15)$$

де E - кількість електроенергії, що споживається, врахована по лічильнику; $в$ – тарифна плата за електроенергію, $в = 2,76$ грн./кВт·год.

4.4 Розрахунок чисельності ремонтного та обслуговуючого персоналу.

Розрахунок фонду заробітної плати

4.4.1 Розрахунок чисельності ремонтного та обслуговуючого персоналу

Витрати підприємства на зарплату визначаються на основі розрахунку чисельності експлуатаційних і ремонтних робітників. Основним критерієм при цьому є кількість і вигляд електрообладнання загальнозаводської частини енергогосподарства. Персонал, що обслуговує електроприймачів виробничих цехів, можна віднести до робітників цих підрозділів.

Кількість робітників, необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування і мереж, визначається виходячи з трудомісткості робіт, що виконуються. При цьому рекомендується скористатися нормативами системи ППР обладнання і мереж промислової енергетики.

Персонал для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{TP} = \frac{T_{TP}}{\Phi_d \cdot K_{BH}}, \quad (4.18)$$

$$H_{mp} = \frac{217,53}{1900 \cdot 1,1} = 0,1. \quad (4.19)$$

Експлуатаційні робітники, чол.:

$$H_{\text{обсл}} = \frac{T_{\text{обсл}}}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{ВН}}}, \quad (4.20)$$

$$H_{\text{обс}} = \frac{2060}{1900 \cdot 1,05} = 1,03, \quad (4.21)$$

де $T_{\text{тр}}$ - річна планова трудомісткість поточного ремонту, люд-год; $\Phi_{\text{д}}$ - дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робочого в рік; звичайно приймається рівним 1850-1900 год; $K_{\text{ВН}}$ - плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках можна брати для ремонтного персоналу його значення 1,10, а для експлуатаційного - 1,05; $T_{\text{обс}}$ - річна планова трудомісткість технічного обслуговування з обліком трудозатрат на огляди (перевірки, іспити), створювані як самостійні операції, люд-год.

Планова трудомісткість відповідного виду робіт T ($T_{\text{тр}}$, $T_{\text{обс}}$) залежить від кількості однотипного устаткування, трудомісткості одиниці цих робіт і числа їх повторень протягом року.

Згідно ПУЭ приймаємо $H_{\text{тр}} = 2$ люд., $H_{\text{обс}} = 1$ люд.

Планову трудомісткість, люд.-год/рік:

$$T_{\text{тр}} = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot \beta_{\text{р}} \cdot h, \quad (4.22)$$

де Π - число ремонтів даного виду в рік, на одиницю обладнання; $t_{\text{норм}}$ - норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год; $\beta_{\text{р}}$ - поправочний коефіцієнт; h - кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить цьому виду ремонтних робіт.

Для вимикачів, люд.-год/рік:

$$T_{\text{прі}} = 1 \cdot 11 \cdot 0,67 \cdot 6 = 44,22 \quad (4.23)$$

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і зв'язані з ними розрахункова кількість ремонтів у рік у системі ППР розроблені стосовно

до енергоустаткування, що працює в двох змінах, тобто при $K_{см} = 2$. При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт:

$$\beta_p = \frac{2}{K_{см}} = \frac{2}{3} = 0.67 . \quad (4.24)$$

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

$$T_{обс} = 12 \cdot t_{тр} \cdot K_{ср} \cdot K_{зм} \cdot h, \quad (4.25)$$

де 12 - число місяців у році; $t_{тр}$ - планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год; $K_{ср}$ - коефіцієнт складності ремонту, що показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс.; h - кількість обладнання в групі.

Для вимикачів, люд.-год/рік:

$$T_{обсi} = 12 \cdot 16 \cdot 0,1 \cdot 3 \cdot 6 = 417$$

4.4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Основою для розрахунку фондів заробітної плати є системи, що застосовуються при оплаті праці, чисельність експлуатаційного і ремонтного персоналу, діюча тарифна система. Плановим фондом заробітної плати називається сума коштів, що повинна бути нарахована працівниками енергогосподарства за роботу в час планового періоду. З метою планування фонд заробітної плати робітників підрозділяється на годинний, денний і місячний (річний).

Виплата, зв'язана з фактично обробленим часом або виконаною роботою, утворюють основну заробітну плату. В її склад входять: фонд прямої заробітної плати, премії відрядникам і святкові дні, оплата бригадирам за керівництво бригадою, доплата за навчання учнів.

Суми, не зв'язані з виплатами за фактично вироблений час, являє собою додаткову заробітну плату. Це доплати підліткам за скорочений робочий день, оплата перерв у роботі матерів, що годують дітей, оплата відпусток і часу виконання державних обов'язків, виплата вихідних, доплата за вислугу років і ін.

Впровадження в нашій країні нових умов оплати праці дозволяє підвищити мінімальну заробітну плату трудящих, збільшити тарифні ставки і посадові оклади працівників.

Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників в дипломному проекті рекомендується використовувати почасово-преміальну систему, а для ремонтного персоналу – відрядно-преміальну. Преміювання експлуатаційних робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання і мереж, економію енергоресурсів. Ремонтний персоналу преміюється за високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт.

Величина премії (відповідно категоріям енергоперсоналу) може бути прийнята в розмірі 20 і 25%. У цих умовах фонд прямої заробітної плати:

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

$$\Phi_T = N_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{чз}} \cdot \Phi_d, \quad (4.26)$$

$$t_{\text{чз}} = ((K3 + K5)/2) \cdot C_I = ((1,18 + 1,36)/2) \cdot 27,12 = 34,44; \quad (4.27)$$

$$\Phi_T = 5 \cdot 0,9 \cdot 34,44 \cdot 1900 = 56139,3 \text{ (грн/рік)}, \quad (4.28)$$

де Φ_T - заробітна плата робітників-погодинників по тарифу; $N_{\text{обс}}$ - число експлуатаційного персоналу по списку, люд.; β_n - коефіцієнт використання річного номінального фонду робочого часу (можна приймати рівним 0.9); $t_{\text{чз}}$ - годинна тарифна ставка, що відповідає середньому тарифному розряду експлуатаційних робітників, рівному 3,5 розряду; Φ_d - ефективний фонд часу одного робітника в рік, год;

б) для робітників, що виконують поточний ремонт енергоустаткування, фонд прямої заробітної плати розраховується по нормативній трудомісткості робіт, грн./рік:

$$\Phi_c = T_{\text{тр}} \cdot t_{\text{чр}}, \quad (4.29)$$

$$\Phi_c = 217,53 \cdot 35,66 = 7757,11 \text{ (грн./рік)} \quad (4.30)$$

де Φ_c - відрядна заробітна плата ремонтників, грн/рік; $t_{\text{чр}}$ - годинна тарифна ставка відрядників, що відповідає середньому розряду ремонтників, прийнята рівна 4,5 розряду;

$$t_{\text{чр}} = ((K4 + K5)/2) \cdot C_1 = ((1,27+1,36)/2) \cdot 27,12 = 35,66; \quad (4.31)$$

$T_{\text{тр}}$ - сумарна річна планова трудомісткість поточного ремонту всіх груп енергообладнання і мереж, люд. - год.

Фонд основної заробітної плати, грн/рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0.05+0.01+\alpha), \text{ (грн/рік);} \quad (4.32)$$

$$\Phi_{\text{от}} = 56139,3 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 70735,51 \text{ (грн/рік);} \quad (4.33)$$

$$\Phi_{\text{ос}} = 7757,1198 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 10161,82 \text{ (грн/рік),} \quad (4.34)$$

де Φ – тарифний фонд Φ_r експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати Φ_c ремонтного персоналу, грн/рік;

0.01 – частка доплат за роботу у святкові дні;

0.05 – частка доплат за роботу в нічний час;

α - частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15% по відношенню до фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з обліком додаткової заробітної плати складе, грн/рік:

$$\Phi_{об} = \Phi_o \cdot 1,15; \quad (4.35)$$

$$\Phi_{обт} = 70735,518 \cdot 1,15 = 81345,84 \text{ (грн/рік);} \quad (4.36)$$

$$\Phi_{обс} = 10161,82694 \cdot 1,15 = 11686,10 \text{ (грн/рік);} \quad (4.37)$$

де Φ_o - фонд основної заробітної плати відповідно експлуатаційних або ремонтних робітників грн/рік.

З метою утворення фонду зайнятості, фонду соціального і пенсійного страхування виділяються нарахування за рахунок засобів підприємства на заробітну плату. З цих фондів кошти витрачаються на виплату по тимчасовій утраті працездатності, оплату відпусток по вагітності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку трудящих, оздоровчі заходи для дітей працівників і інше.

Щоб визначити витрати по заробітній платі $C_{зп}$, необхідно у величині сумарного фонду по кожій категорії енергоперсоналу врахувати відрахування на соціальне страхування $\beta_{соц}$, грн/рік:

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{соц} + \beta_{пенс} + \beta_3}{100}\right) \quad (11.38)$$

$$C_{зпт} = 81345,8457 \cdot \left(1 + \frac{4 + 32 + 1.5}{100}\right) = 109816,89 \text{ (грн/рік);} \quad (11.39)$$

$$C_{зпо} = 11686,101 \cdot \left(1 + \frac{4 + 32 + 1.5}{100}\right) = 15776,23 \text{ (грн/рік).} \quad (12.40)$$

4.4.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Розрахунок потреби необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування і

мереж виробляється на підставі трудомісткості річного плану ППРОСПЄ і приведених норм витрати матеріалів. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство саме їх розробляє і затверджує.

З метою спрощення планування в системі витрата матеріалів віднесена до 100 люд.-год. трудомісткості усіх видів ремонтів, включаючи технічне обслуговування. Таким чином, знаючи трудомісткість плану, легко розрахувати потреби матеріалів.

Річна вартість матеріалів для поточного ремонту кожного виду устаткування мереж, грн/рік:

$$C_{\text{мтр}} = 0,01 \sum_{i=1}^f T_{\text{трі}} \sum_{j=1}^q m_{\text{трj}} \cdot \Pi_{\text{mj}} = 30244,23(\text{грн/рік}), \quad (4.41)$$

де - 0,01 - коефіцієнт приведення; f - кількість груп устаткування і мереж у схемі електропостачання; $T_{\text{трі}}$ - трудомісткість поточного ремонту і-ої групи енергоустаткування, люд.-год; q - число різновидів матеріалів; $m_{\text{трj}}$ - норма витрати j-го виду матеріалу на 100 люд.-год трудомісткості поточного ремонту і-ої групи устаткування і мереж; Π_{mj} - ціна одиниці матеріалу, грн.

Аналогічно проводиться розрахунок планової вартості матеріалів для здійснення технологічного обслуговування устаткування і мереж, грн/рік:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \sum_{i=1}^f T_{\text{трі}} \sum_{j=1}^q m_{\text{трj}} \cdot \Pi_{\text{mj}} = 189202,57(\text{грн/рік}). \quad (4.42)$$

Розрахунок трудомісткості спрощується при виконанні його в табличній формі. Тому що вартість конкретного виду матеріалу являє собою добуток норми його витрати на ціну, то доцільно по кожному виду устаткування і мереж визначити підсумкову вартість усіх матеріалів, а потім її помножити на трудомісткість поточного ремонту чи технологічного обслуговування. Дані розрахунків заносимо до таблицю 4.7.

Таблиця 4.7 – Розрахунок трудомісткості

Матеріал	Ціна матеріалу,	Норми витрат матер. на 100 люд.- год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування	Вартість матеріалу, грн.
	грн.		
Силові трансформатори		400,00	400,00
Сталь сортова, кг	13,38	5,00	66,92
Провід установлюваний, м	5,55	1,00	5,55
Мідь-алюміній (гола), кг	124,62	36,00	4486,32
Картон електроізоляційний, кг	60,09	1,20	72,10
Лакотканина (ширина 700мм), м	166,64	0,15	25,00
Кабельний папір, кг	49,14	0,50	24,57
Стрічка кіперна, кг	600,86	2,50	1165,84
Стрічка тафтяна, кг	446,38	12,00	5356,57
Стрічка азбестова, м	13,15	0,04	0,53
Лаки ізоляційні, кг	71,88	0,80	57,50
Емалі ґрунтові, кг	78,85	2,00	157,69
Масло трансформаторне, кг	24,36	0,30	7,31
Бензин, кг	12,36	0,60	7,42
Розчиники кг	34,83	0,70	24,38
Маслостійка гума, кг	89,35	0,30	26,81
Гума профільна, кг	89,35	0,12	10,72
Припій олов'яно-свинцевий, кг	850,63	0,02	17,01
Припій мідно-фосфорний, кг	158,12	0,02	3,16
Електроди, кг	29,37	0,10	2,94
Засоби кріплення, кг	37,41	1,50	56,12
Дріт кручений,	4,88	0,12	0,59
Матеріали обтиску, кг	48,72	0,30	14,62
Разом:			11589,66
Кабельні лінії			
Сталь сортова, кг	13,38392	2	26,76784
Електроди, кг	29,39424	0,1	2,939424
Разом:			29,707264

Розрахунок вартості матеріалів включених у норму витрати.

Таким чином, можна розрахувати витрати по обслуговуванню електроустановок і мереж, тис. грн/рік:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зп.те}} + C_{\text{мто}}, \quad (4.43)$$

$$C_{\text{обс}} = 109816,89 + 189202,57 = 299019,46 \text{ (грн/рік)}, \quad (4.44)$$

витрати по їхньому поточному ремонті, грн/рік:

$$C_{\text{тр}} = C_{\text{зп.тр}} + C_{\text{м.тр}}, \quad (4.45)$$

$$C_{\text{тр}} = 15776,23 + 29560,061 = 183687,4359 \text{ (грн/рік)}. \quad (4.46)$$

4.4.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Основні фонди в процесі експлуатації піддаються фізичному і моральному зносу. Це вимагає безупинного їхнього відтворення, а також виконання капітальних ремонтів і модернізації. Засоби, призначені для повної заміни і часткового відновлення основних фондів, називаються амортизаційними відрахуваннями. Вони включаються в собівартість виготовленої на даному підприємстві продукції і реалізуються при її продажі.

Амортизаційні відрахування визначаються від первісної вартості ОФ по нормах. Норма амортизації являє собою встановлений у плановому порядку щорічний відсоток погашення вартості відповідних ОФ за рахунок амортизаційних відрахувань.

Для визначення річного амортизаційного фонду необхідно знати вартість амортизаційних ОФ (величину капіталовкладень), розрахованих у попередніх розділах.

Амортизаційні відрахування, грн/рік:

$$C_a = \sum_{i=1}^f P_{ai} \cdot K_i; \quad (4.47)$$

$$C_a = 0,06 \cdot 4,6747 + 0,06 \cdot 571,58 + 0,06 \cdot 120 = 41775,28 \text{ (грн/рік)}, \quad (4.48)$$

де f – число груп енергоустаткування і мереж; P_{ai} – норма амортизації для даної групи; K_i – капіталовкладення в i -ту групу устаткування системи електропостачання, грн.

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

$$C_{пр} = \beta_{п.р} \cdot (C_{обс} + C_{тр} + C_a); \quad (4.49)$$

$$C_{пр} = 0,25 \cdot (299019,46 + 29560,06 + 41775,28) = 82155,32 \text{ (грн/рік)}, \quad (4.50)$$

де $\beta_{п.р}$ - коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передачі і розподілу електроенергії зведемо їх в таблицю 4.8.

Таблиця 4.8 – Визначення відрахувань і інших витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації обладнання	299019,4619	64,59091817
Витрати на поточний ремонт	29560,06187	6,385241701
Витрати на амортизацію	41775,282	9,023840134
Інші витрати	92588,70144	20
Разом	462943,5072	100

Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік:

$$C_{сум} = Ц + C_{п},$$

де Ц - плата за електроенергію енергосистемі; C_{π} - річні витрати підприємства по передачі електроенергії.

$$C_{\text{сум}} = 4918765,235 + 462943,5072 = 5381708,74 \text{ (грн./рік)}.$$

4.5 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість - це всі грошові витрати підприємства на виробництво і реалізацію продукції. Для підрахунку продукції усі витрати плануються по статтях калькуляції (витрат).

Особливістю визначення собівартості електроенергії є те, що при цьому враховуються не тільки витрати на її трансформацію і передачу, але і вартість енергії, що купляється. Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВтг:

$$S = \frac{C_{\text{сум}}}{E_a}, \quad (11.51)$$

$$S = \frac{5381708,74}{1720440} = 312,81 \text{ (грн./кВтгод)}, \quad (11.52)$$

де $C_{\text{сум}}$ - величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис.грн/рік; E_a - річна кількість корисної споживаної підприємством електроенергії, тобто без обліку втрат у лініях і трансформаторах, кВт.год/рік.

Для наочності результати калькулювання собівартості кіловат-години споживаної підприємством електроенергії рекомендується звести в таблицю 4.9.

Таблиця 4.9 – Основні показники електроспоживання

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої електроенергії	E_a	1720440	кВт·год.
Річне споживання електроенергії із втратами	E	1782161,317	кВт·год.
Плата за електроенергію	Π_1	4918765,235	грн.
Витрати на передачу і розподіл електроенергії	C_{Π}	462943,5072	грн.
Сумарні витрати підприємства	$C_{\text{СУМ}}$	5381708,742	грн.
Собівартість електроенергії	S	312,810022	коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випусковій магістерській роботі здійснено аналіз ефективності засобів компенсації реактивної потужності на Гайсинському молокозаводі. Розглянемо умови праці на Гайсинському молокозаводі, який має в своєму складі велику кількість обладнання з різними виробничими потужностями, умовами експлуатації, та характером середовища, в якому встановлене дане обладнання. Підприємство відноситься до I категорії електропостачання, живлення здійснюється від двох підстанцій 10/0,4 кВ, які знаходяться на відстані 0,7 км.

На електротехнічний оперативно-ремонтний персонал підприємства за ГОСТ 12.0.003-74 впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря у робочій зоні;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

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

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Електробезпека

Живлення підприємства здійснюється від п/ст 10/0,4 кВ кабельними лініями, що прокладені в траншеях. У приміщеннях цехів використовується

трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

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

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

5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

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

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними. Безпечні відстані між огороженнями і не ізолюваними струмоведучими частинами регламентується ПУЕ і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями - 5см. Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустановками. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м. Постійний контроль за ізоляцією, тому що протягом часу відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробію і створити небезпеку при дотику людини до

ізолюваних проводів. Використовують наступні кольори для маркування ізоляції: чорна - для силових ланцюгів; червона - для ланцюгів керування.

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

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

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

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [16].

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

Робота оператора компресора відноситься до категорії Іб по важкості праці.

Енерговитрати за цією категорією становлять - до 140-174Вт.

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

Таблиця 5.1- Допустимі норми параметрів повітря

Період року	Категорія робіт	Температура, °С		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Допустима	Верхня межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27 °С	0,1-0,3

5.2.2 Склад повітря робочої зони

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

При переробці молока виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [18] наведено в таблиці 5.2.

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

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [15]:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами , які встановлені безпосередньо на ділянках біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;
- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;
- застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

Підприємство знаходиться у Вінницькій області, система природного освітлення цеху відноситься до бокової. Характеристика зорових робіт - середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». При боковому освітленні КПО(e_n) = 0,9%.

Нормоване значення КПО для даного виробничого приміщення розраховуємо за формулою:

$$e_N = e_n \cdot m_N,$$

m_N - коефіцієнт світлового клімату, $m_N = 0,9$.

$$e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8\%.$$

Природне освітлення одностороннє і здійснюється через вікна, які орієнтовані на схід.

Штучне освітлення

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення відіграє важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення. Норми освітленості при штучному освітленні занесені до таблиці 6.2

Таблиця 5.2 - Норми освітленості при штучному освітленні

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристика фона	Освітленість, лк	
						Штучне освітлення	
						Комбіноване	Загальне
Середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV	V	Середній, малий	Середній, темний	400	200

Для освітлення вибираємо світильники прямого світла з двома світлодіодними лампами. Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

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

5.2.4 Виробничий шум

На Гайсинському молокозаводі основними джерелами шуму є технологічне обладнання та компресори – механічний шум.

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

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

Шум має кумулятивний ефект, тобто акустичні подразнення, накопичуючись в організмі людини, все сильніше пригнічують нервову систему. Тому перед втратою слуху від впливу шумів виникає функціональний розлад центральної нервової системи. Особливо шкідливий вплив шуму

позначається на нервово-психічній діяльності людини. Процес нервово-психічних захворювань вищий серед осіб, що працюють у гомінких умовах, ніж у людей, що працюють у нормальних звукових умовах.

Відповідно до [11] рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 10\lg(I/I_0) = 10\lg(p/p_0) = 10\lg(U/U_0) \quad (5.1)$$

де L - рівень шуму, дБ;

p - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, 5-10 м/с;

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

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи:

нормування за гранично допустимим спектром шуму;

нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра.

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

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23-85 і наведені в таблиці 5.2 .

Таблиця 5.3 - Допустимі рівні звукового тиску

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

Для зменшення рівня шуму до допустимого в цеху двигуни виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину.

5.2.5 Виробничі вібрації

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

Таблиця 5.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

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

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

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

5.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

Фізичні навантаження.

Робоча поза: Вільна зручна поза, можливість зміни пози (сидячи, стоячи) за бажанням працівника. Знаходження в позі стоячи до 40% часу зміни.

Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни: з робочої поверхні (чоловіки): до 250

Нахили корпусу (вимушені, більше 30), кількість за зміну: до 50

Переміщення у просторі (переходи, обумовлені технологічним процесом протягом зміни), км

По горизонталі: до 4

По вертикалі: до 2

Інтелектуальні навантаження: Відсутня необхідність прийняття рішення

Зміст роботи: Сприймання сигналів, але без потреби в корекції дій, Обробка та виконання завдання, Робота за індивідуальним планом

Сенсорні навантаження:

Тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) до 25

Щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи до 75

Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження до 5

Навантаження на зоровий аналізатор (Спостереження за екранами відеотерміналів (годин на зміну) до 2

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) Розбірливість слів та сигналів від 100% до 90%

Навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня) до 16

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки – Несе відповідальність за виконання окремих елементів завдання. Вимагає додаткових зусиль в роботі з боку працівника

Ступінь ризику для власного життя – Виключений

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – Виключений

Монотонність навантажень:

Кількість елементів (приймів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово більше 10

Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.) більше 100

Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) менше 75

Режим праці

Фактична тривалість робочого дня (год.) 6–7

Змінність роботи Однозмінна робота (без нічної зміни)

Наявність регламентованих перерв та їх тривалість Перерви регламентовані, достатньої тривалості 7% і більше часу зміни

5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості

На систему електропостачання можуть діяти загрозливі чинники НС техногенного характеру, як на фізичному рівні, так і на електричному чи програмному рівні.

Виникнення надзвичайної ситуації (НС) може нести загрозу для життя і здоров'я людей та призводить до порушення нормальних умов життєдіяльності та значних матеріальних втрат. В умовах надзвичайних ситуацій, особливого періоду надзвичайну вагу мають системи електропостачання для стабільної роботи підприємств. Також надзвичайні ситуації можуть призвести до загибелі

людей або значних матеріальних втрат. Тому необхідно дослідити безпеку роботи системи електропостачання Гайсинського молокозаводу в умовах дії загрозливих чинників НС.

Аварія на СЕП може виникнути внаслідок події виведення з ладу (наприклад, електричного пробую ізоляторів, короткого замикання проводів, збою тощо. Така подія може статися:

- або через «раптову відмову» будь-якої з деталей визначальних «енергетично небезпечних» систем;
- або через помилки персоналу, який здійснює технічну експлуатацію кожної з його визначальних систем;
- або через помилки персоналу, що здійснює експлуатаційні помилки.

5.3.1 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання Гайсинського молокозаводу в умовах дії іонізуючих випромінювань

За критерій безпеки роботи технологічного обладнання в цих умовах приймається таке граничне значення рівня ($P_{зв}$, Р/год), при якому можуть виникнути тимчасові зміни, але пристрій буде працювати з потрібною якістю.

Приймаючи до уваги елементну базу, що використовується для реалізації розроблювальної системи, складається таблиця потужностей експозиційної дози опромінення для кожного елемента $P_{зв,i}$, що викликають початок зворотних змін Отримані значення занесемо до таблиці 5.1.

Таблиця 5.3 –Потужність експозиційної дози для кожного елемента СЕП

№	Елементи системи електропостачання	$P_{зв,i}$, Р/с	$P_{зв,s}$ Р/с
1	Процесори, інтегральні мікросхеми	10^5	10 ³
2	Діоди загального призначення	10^4	
3	Транзистори загального призначення	10^4	
4	Мікросхеми	10^5	
5	Конденсатори	10^7	
6	Резистори	10^8	

Визначається елемент, який найбільшою мірою піддається впливу випромінюванню, тобто елемент із мінімальним значенням $P_{зв}$.

$$P_{зв} = 10^3 \text{ Р/с}$$

В якості критерію стійкості роботи СЕП використовується граничне значення рівня іонізуючих випромінювань:

$$P_{гр} = K_{над} * P_{зв} * K_{посл}, \quad (5.2)$$

де $P_{зв}$ - рівень радіації незворотних змін системи в цілому;

$K_{над}$ - коефіцієнт надійності ($K_{над} = 0,9 \div 0,96$);

$K_{посл}$ - коефіцієнт послаблення.

$$P_{гр} = 0,94 * 10^3 * 2 = 1,88 * 10^3 \text{ Р/год.}$$

З наведеної таблиці слідує, що мінімальні значення граничних рівнів радіації елементів, при яких в елементній базі можливі необоротні зміни мають інтегральні мікросхеми великої ступені інтеграції та мікропроцесори – $P_{зв} = 10^3$, $k_{посл} = 2$.

Визначаємо допустимий час роботи системи електропостачання СЕП:

$$t_{доп} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1} \right)^2, \quad (5.3)$$

$$t_{доп} = \left(\frac{10^3 \cdot 2 + 2 \cdot 7,6 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 7,6} \right)^2 = 17313 \text{ (год)}.$$

Таким чином, допустимий час роботи системи електропостачання складатиме 17313 годин при максимальному рівні радіації 7,61 Р/с.

5.3.2 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання Гайсинського молокозаводу в умовах дії електромагнітного імпульсу

Критерієм оцінки безпеки приймається коефіцієнт безпеки:

$$K_{бес(\varepsilon)} = 20 \lg \frac{U_{\partial}}{U_{\varepsilon(\varepsilon)}},$$

(5.3)

де U_d – допустиме коливання напруги живлення;

$U_{B(\Gamma)}$ – напруги, наведені у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах елементної бази.

Система електропостачання вважається стійкою коли $K_{B\text{вн}}$ і $K_{B\text{гн}} \geq 40$ (дБ).

Оцінка проводиться за значенням напруженості електричного поля, яке є складовою електромагнітного.

Допустимі коливання напруги:

$$U_d = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}} N}{100} = 220 + \frac{220 * 5}{100} = 231 \text{ (В)}, \quad (5.4)$$

де $U_{\text{ж}}$ – напруга живлення від електричної мережі;

N – допустиме відхилення напруги в системі.

Зазвичай все обладнання знаходиться шафі і у приміщеннях підстанцій, а всі кабелі живлення будуть у вертикальному положенні, тому на напругу наведення у горизонтальній струмопровідній частині можна не зважати. Знаходиться напруга наведення у вертикальній струмопровідній частині обладнання, використовуючи формулу для знаходження коефіцієнта безпеки.

$$K_{\text{бв}} = 20 \lg \frac{U_d}{U_{\text{с}}} \Rightarrow U_{\text{с}} = \frac{U_d}{10^{\frac{K_{\text{бв}}}{20}}}; \quad (5.5)$$

$$U_{\text{с}} = \frac{231}{10^{\frac{40}{20}}} = 2,31 \text{ (В)}; \quad (5.6)$$

З цього можна зробити наступний висновок – для безпечної роботи системи електропостачання Гайсинського молокозаводу необхідно, щоб напруги наведення не перевищували 2,31 (В).

За значенням напруги наведення складові напруженості електричного поля становитимуть:

$$E_z = \frac{U_{\text{с}}}{l_{\text{с}}}; \quad (5.7)$$

$$E_e = \frac{E_z}{10^{-3}}, \quad (5.8)$$

де l_e – загальна довжина струмопровідних частин обладнання, кабелів живлення.

Середня за величиною система електропостачання містить в собі багато комунікаційного обладнання, тому загальна довжина струмопровідних частин складає в середньому 50м.

$$E_z = \frac{U_e}{l_e} = \frac{2,31}{50} = 0,046 \text{ (В)}; \quad (5.9)$$

$$E_e = \frac{E_z}{10^{-3}} = \frac{0,046}{10^{-3}} = 46 \text{ (В)}. \quad (5.10)$$

Для безпечної роботи системи електропостачання в умовах дії електромагнітного імпульсу вертикальна складова частина напруженості електричного поля повинна бути меншою 46 (В).

5.3.3 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи системи електропостачання Гайсинського молокозаводу в умовах надзвичайних ситуацій

Для покращення безпеки роботи системи електропостачання необхідно виконувати заходи, які допоможуть зберегти стійкість функціонування системи до різних впливів надзвичайних ситуацій.

Для захисту розробки від дії іонізуючих випромінювань можна використати алюмінієві сплави, леговані елементами (лантаноїдами і рідкоземельними елементами), сплави на основі тугоплавких і рідкоземельних елементів. Також для боротьби з впливом іонізуючого випромінювання можна використати захисне покриття апаратури, що розміщується на поверхнях елементів у вигляді наноструктури, яка включає сукупність атомів

рідкоземельних елементів, введених в структуру армованої атомно-молекулярної металічної матриці покриття.

Найкращим для захисту від електромагнітного імпульсу є захищене металічним екраном приміщення, в якому розміщена апаратура. Оскільки такий захист в ряді випадків неможливо виконати, то використовуються менш надійні засоби захисту, такі як струмопровідні сітки та плівкові покриття вікон, металеві конструкції для повітрозбірників і контактні пружинні прокладки, що розміщують по периметру дверей. Для захисту від проникнення електромагнітного імпульсу в апаратуру через різні кабельні вводи використовується перехід від електричного зв'язку до волоконно-оптичних. Також для захисту кабельних вводів використовують в їх конструкції фільтри із вбудованими зенерівськими діодами.

В ході проектування було розглянуто вплив іонізуючого випромінювання та ЕМІ на компоненти схеми, виконано розрахунки з яких видно, що ні один з класів елементів схеми не зазнає більшого впливу за граничне значення, також розраховано термін безпечної роботи системи електропостачання, який складає 17313год. Що стосується впливу електромагнітного імпульсу, то з урахуванням необхідного рівня коефіцієнта безпеки було розраховано значення напруженості електричного поля до якого СЕП буде безпечно працювати.

Також в даному розділі нами було оцінено стійкість роботи системи електропостачання Гайсинського молокозаводу в умовах дії електромагнітного імпульсу. Визначено, що вертикальна складова напруженості електричного поля повинна бути меншою 46 (В). При виконанні таких заходів безпеки СЕП Гайсинського молокозаводу буде працювати безвідмовно тривалий час.

В даній магістерській роботі розроблена система електропостачання Гайсинського молокозаводу. Сторено автоматизовані форми вибору оптимального обладнання заводської мережі Гайсинського молокозаводу, а саме: цехових трансформаторних підстанцій, живлячих кабельних ліній та місць розташування ЦТП та ЦРП. Виконані задачі, які демонструють автоматизований вибір обладнання з урахуванням техніко-економічних та оптимізаційних задач.

За допомогою методів коефіцієнтів попиту та використання і електронного процесора Excel, було визначено розрахункові та середні навантаження цехів та підприємства в цілому, а саме повна середня потужність підприємства складає 704 кВА, а повна розрахункова потужність з урахуванням коефіцієнта одночасності складає 603 кВА. Також визначена питома густина навантаження підприємства ($0,101 \text{ кВА/м}^2$), за допомогою якої були визначені оптимальні потужності цехових ТП та перерізи живлячих кабельних ліній, що забезпечують надійне живлення та економічну побудову та обслуговування СЕП.

В спеціальній частині магістерської роботи було розглянуто проблеми компенсації реактивної потужності на підприємстві. Було проаналізовані методи зменшення мпоживання реактивної потужності без використання компенсаторів. Також проаналізовані сучасні засоби для компенсації реактивної потужності.

Розглянуті питання охорони праці, прийняті технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта, гігієни праці та виробничої санітарії, а також пожежної безпеки. Дана оцінка безпеки роботи системи електропостачання Гайсинського молокозаводу в умовах дії сейсмічних коливань та електромагнітного імпульсу. Основним технічним засобом автоматизованого проектування, використаним в роботі, є ПЕОМ. Серед програмних засобів, що використані в роботі для автоматизованого проектування, найголовнішим є електронний процесор EXCEL та текстовий процесор WORD. Для визначення оптимальних проектних

рішень використані математичні методи теорії прийняття рішень, реалізовані в електронному процесорі EXCEL.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бурбело М. Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків: Навчальний посібник / М. Й. Бурбело. – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 154 с.
2. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учебник для вузов / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.
3. ДСТУ 3463-96 (ГОСТ 14209-97). Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів
4. Козловський В. О. Техніко-економічні обґрунтування та економічні розрахунки в дипломних проектах та роботах : навчальний посібник / В. О. Козловський. – Вінниця: ВДТУ, 2003. – 75 с.
5. Веников В. А. Экономические интервалы при выборе оптимальных вариантов энергетических объектов и их применение при технико-экономических расчетах электропередач : учебное пособие для вузов / В. А. Веников, Ю. Н. Астахов. – Энергетика и автоматика. – 1962. – №3 – С. 13-15.
6. Правила устройства электроустановок. - Х.: Из-во “Форт”, 2009. -704 с.
7. ДСТУ 3582-97 “Інформація та документація. Скорочення слів в українській мові у бібліографічному описі. Загальні вимоги та правила”.
8. Камінський А. В. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж : монографія / А. В. Камінський, Б. І. Мокін. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. –122 с.
9. Мокін Б. І. Комп'ютерне моделювання процесу пошуку оптимальних перерізів кабельних ліній / Б. І. Мокін. А. В. Камінський. – Вісник ВПІ. – 2001. – №5 – с. 49–54.
10. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.:ЭНАС.- 2009. – 456 с.
11. Жежеленко И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. М. : Энергоатомиздат, 2004. 358 с.

12. Розанов Ю.К., Рябчицкий М.В. Современные методы улучшения качества электроэнергии (аналитический обзор)// Электротехника, 1998, №3, С.10-17.

13. Солодухо Я.Ю. Тенденции компенсации реактивной мощности. Ч.1.: Реактивная мощность при несинусоидальных режимах работы: Обзор, информ. М.: Информэлектро, 1987, вып.2, 51с.

14. Бурбело М. Й. Математичні задачі електроенергетики. Математичне моделювання електропостачальних систем [Текст] : навчальний посібник / М. Й. Бурбело. – Вінниця : ВНТУ, 2016. – 185 с.

15. Бурбело М. Й. Сучасні проблеми електроенергетики [Текст] : навчальний посібник / М. Й. Бурбело. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 105 с.

16. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

17. РД 153-34.0-15.501-00. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии.

18. ДСН 3.3.6.039-99 Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації.

19. ГКД 340.000.002-97. Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Энергосистемы и электрические сети.

20. ГКД 340.000.001-95. Загальні методичні положення визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику.

21. ДБН В.2.6-31:2006. Конструкції будинків і споруд. Теплова ізоляція будівель.

22. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування.

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

24. ДБН В.1.2-10-2008. Захист від шуму.

25. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.

26. ДСН 3.3.6.039-99 Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації.

27. ГОСТ 12.1.006-84. Система стандартов безопасности труда. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

28. ДБН В. 2.5-23-2003. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.

Додаток А – Технічне завдання

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ____ ” _____ 2020р.ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМд.т.н., проф. Бурбело М.Й. _____
“ ____ ” _____ 2020 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

Підвищення якості електропостачання нетягових споживачів відокремленого підрозділу «Аналіз ефективності використання засобів компенсації реактивної потужності Гайсинського молокозаводу»

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Кравець О. М. _____
(підпис)

Виконавець: студентка гр. ЕСЕ - 18м

Панасюк Я. В. _____
(підпис)

Вінниця 2020 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

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

Дата початку роботи ____ . ____ .20р.

Дата закінчення роботи ____ . ____ .020.

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

а) мета – аналіз ефективності використання засобів компенсації реактивної потужності на Гайсинському молокозаводі.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

Генплан підприємства (рисунок А.1); відомості про особливості технологічних процесів, відомості про електричні навантаження підприємства (таблиця А.1); відомості про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Методичні вказівки до оформлення дипломних проектів (робіт) у Вінницькому національному технічному університеті / Уклад. Г.Л. Лисенко, А.Г. Буда, Р.Р. Обертюх. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 60 с,

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

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

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

3.5 Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Л.Б. Терешкевич, О.Д. Демов, Ю.А. Шулле. – Вінниця: ВНТУ, 2006р.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

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

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

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

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

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

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

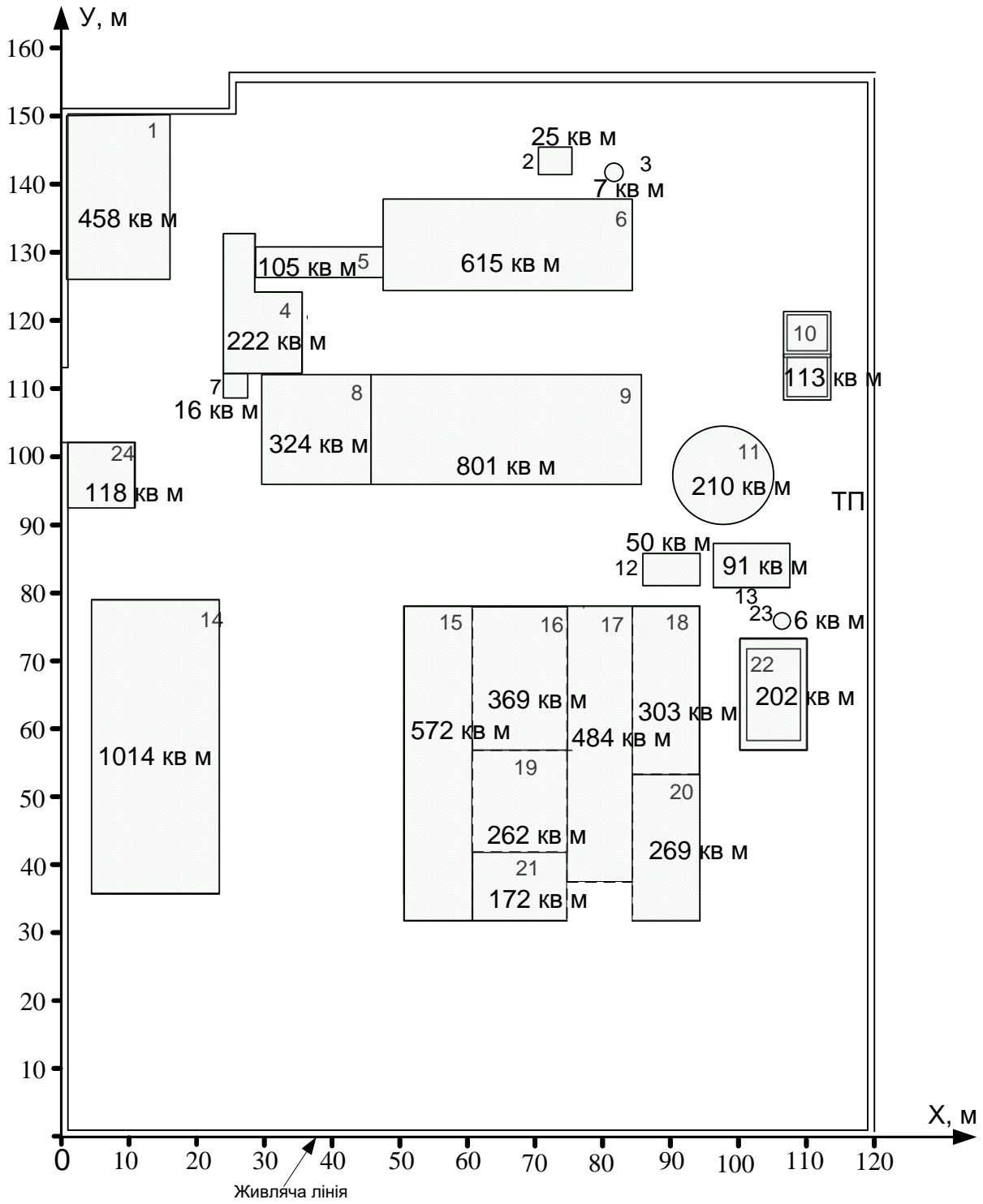
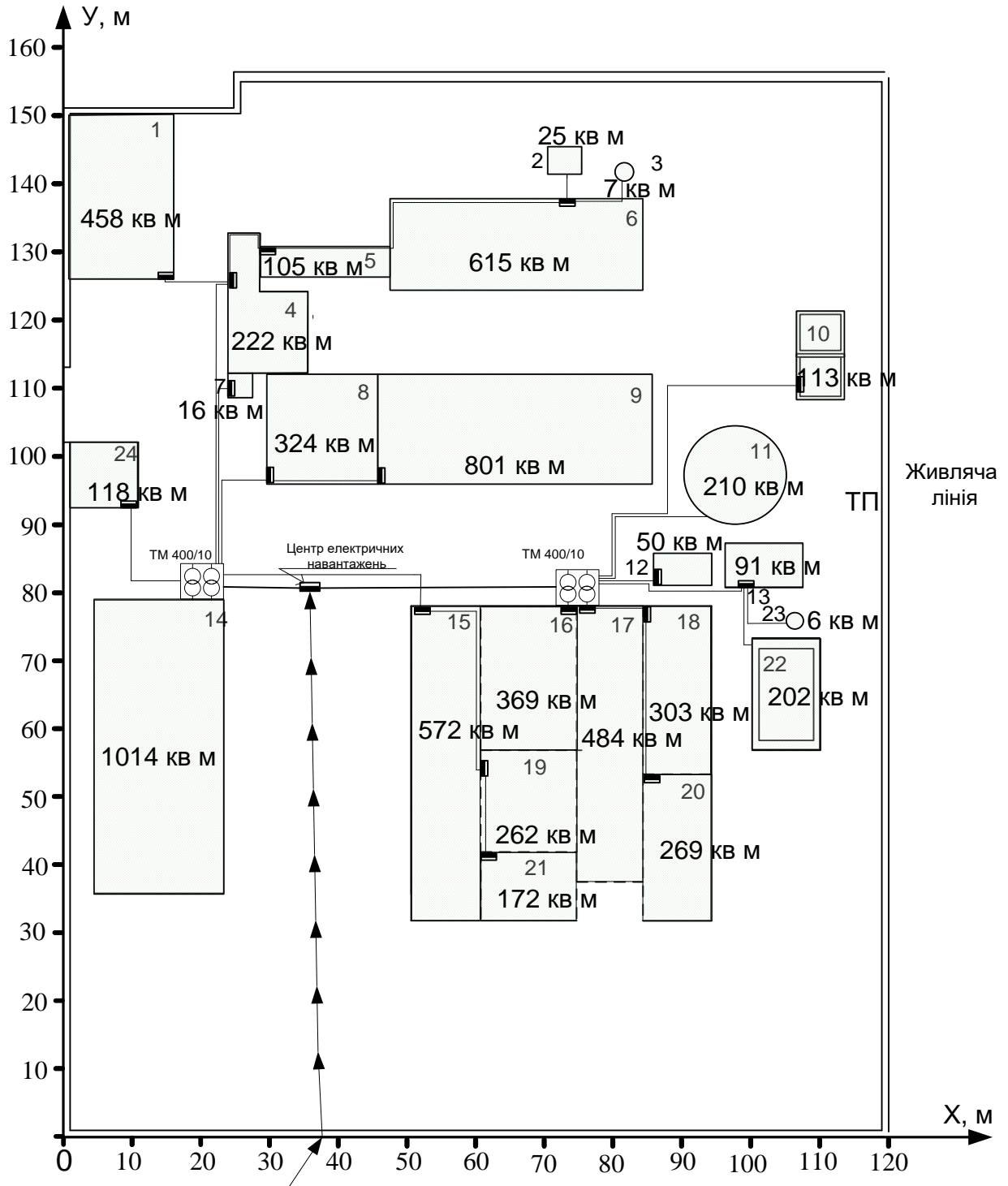


Рисунок А.1 – Генплан підприємства

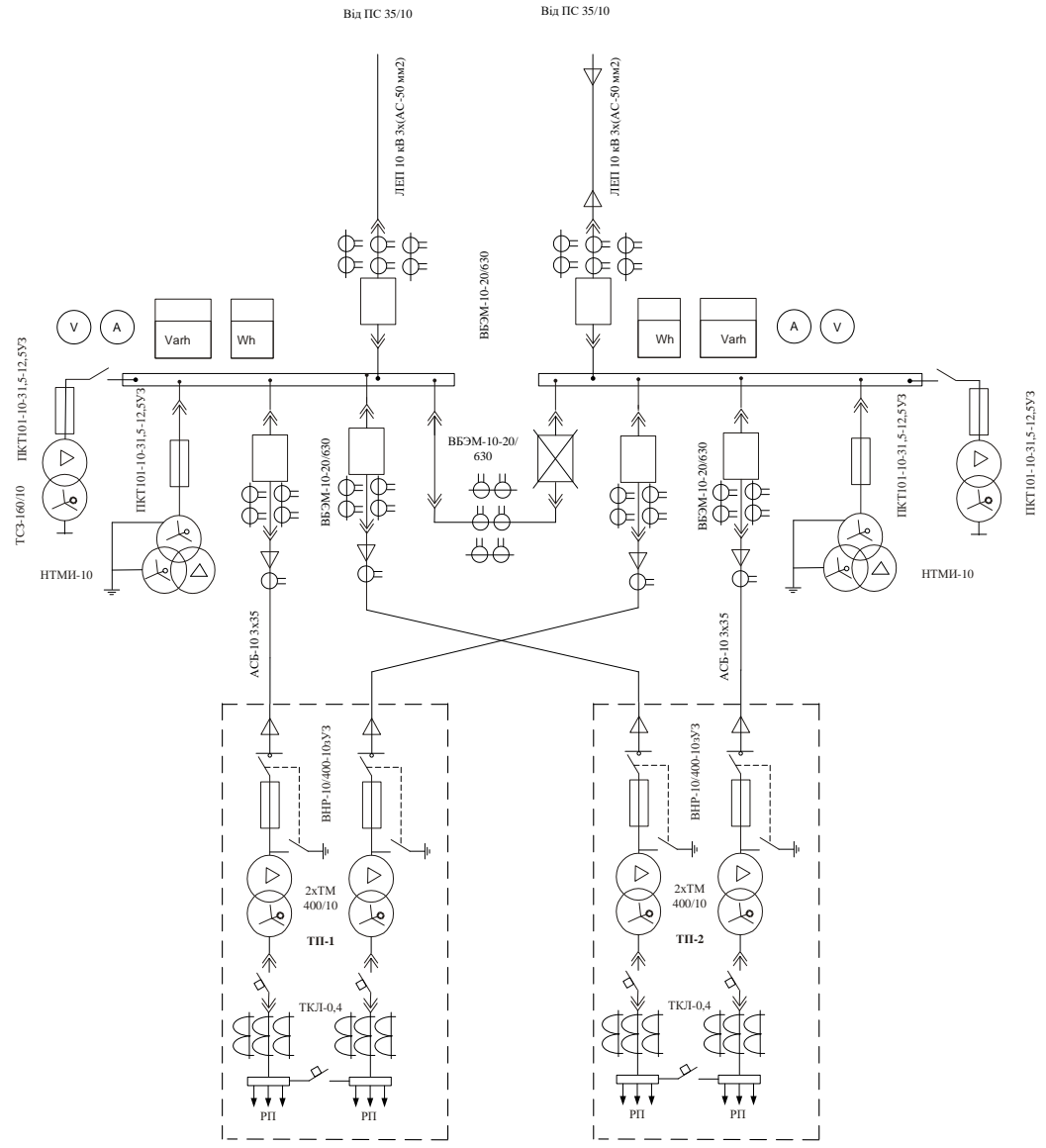
Таблиця А.1 – Відомості про електричні навантаження заводу

№п/п	Найменування	Потужність кВт	Площа м ²
1	Гараж	8	458
2	Продувний колодязь	4,8	25
3	Димова труба	12	7
4	Завантажувальний бункер	6	222
5	Естакада подачі палива	7	105
6	Котельня	22	615
7	Станція для перекачування конденсату	16	16
8	Механічні майстерні	25	324
9	Матеріальний склад	2,1	801
10	Двохсекційна вентиляційна градирня	21	113
11	Пожежний резервуар об'ємом 100 тон	2,5	210
12	Насосна станція	35	50
13	Водонапірна башта	7	91
14	Сирцех	55	1014
15	Цех морозива	52	572
16	Цех СЗМ	207	369
17	Маслоцех	60	484
18	Компресорна	100	303
19	Приймальний цех	60	262
20	Холодильні камери	53	269
21	Цільно-молочний цех	65	172
22	Випарні конденсатори	1	202
23	Колодязь циркуляційної води	2,5	6
24	Прохідна	8	118

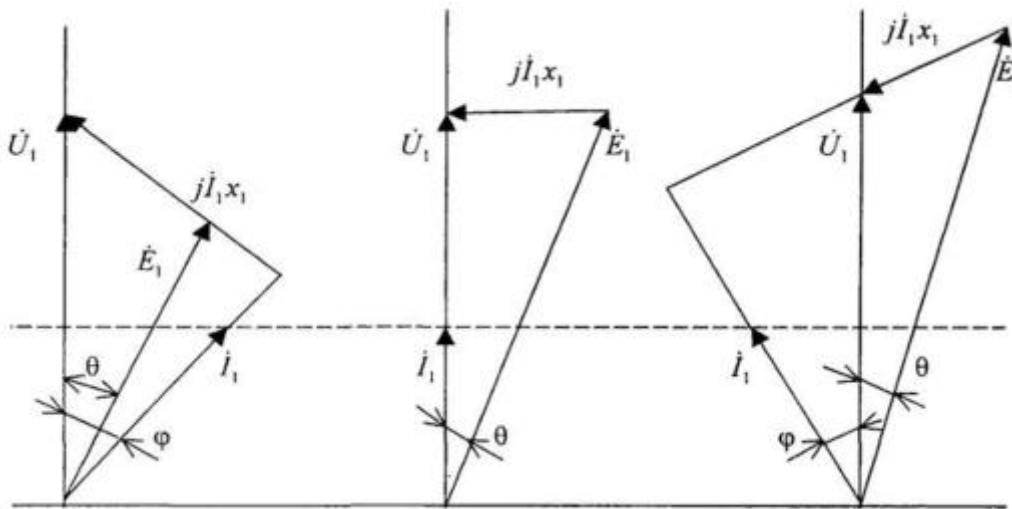
Додаток Б – Генплан підприємства з розміщеними елементами СЕП



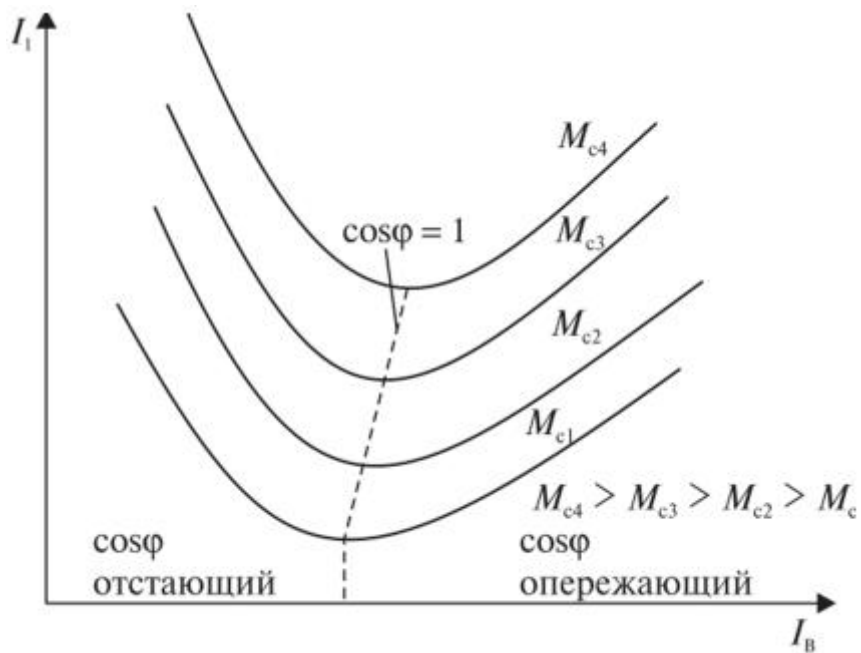
Додаток В – Однолінійна схема підприємства



Додаток Г – Використання синхронних двигунів в якості компенсатора реактивної потужності



Векторні діаграми синхронного двигуна при різних струмах збудження і однаковому навантаженні на валу: а - відстає $\cos\varphi$; б - $\cos\varphi = 1$; в - випереджає $\cos\varphi$

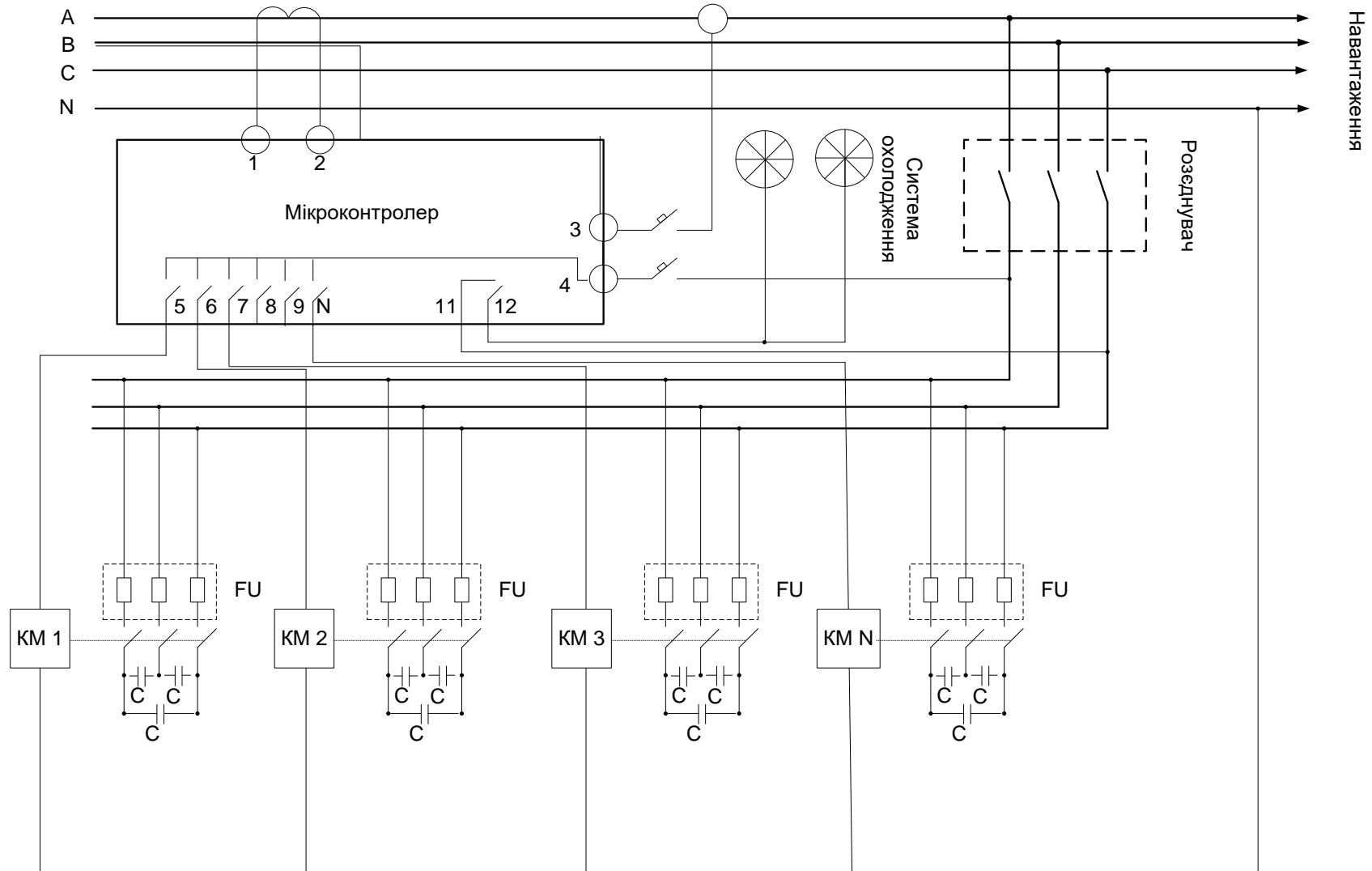


U-подібні характеристики синхронного двигуна

Додаток Д - Класифікація відомих методів розрахунку КРП

Ознака класифікації	Назва методу
1. За призначенням	Для мереж: основних(енергосистеми), розподільчих(енергосистеми), споживачів.
2. За використаним підходом	З використанням або без використання системного і комплексного підходів.
3. За критерієм оптимізації	Мінімум приведених затрат; мінімум втрат потужності і електроенергії; допустимі рівні напруги у вузлах
4. За кількістю критеріїв	Однокритеріальні. Багатокритеріальні
5. За постановкою задачі	Економічна. Балансова. Проектна. Експлуатаційна(або задача управління)
6. За структурою електричних мереж	Для мереж: замкнених і розімкнених.
7. За видом навантажень, що використовуються в розрахунках	Максимальні (розрахункові), середні.
8. За використанням Математичного апарату або особливого підходу в розрахунках	Методи: покоординатного спуску, нелінійного і квадратичного програмування, матрично - обчислювальний, градієнтний,
9. За вимогами до використання в проектній практиці	Нормативні (офіційні), ненормативні.

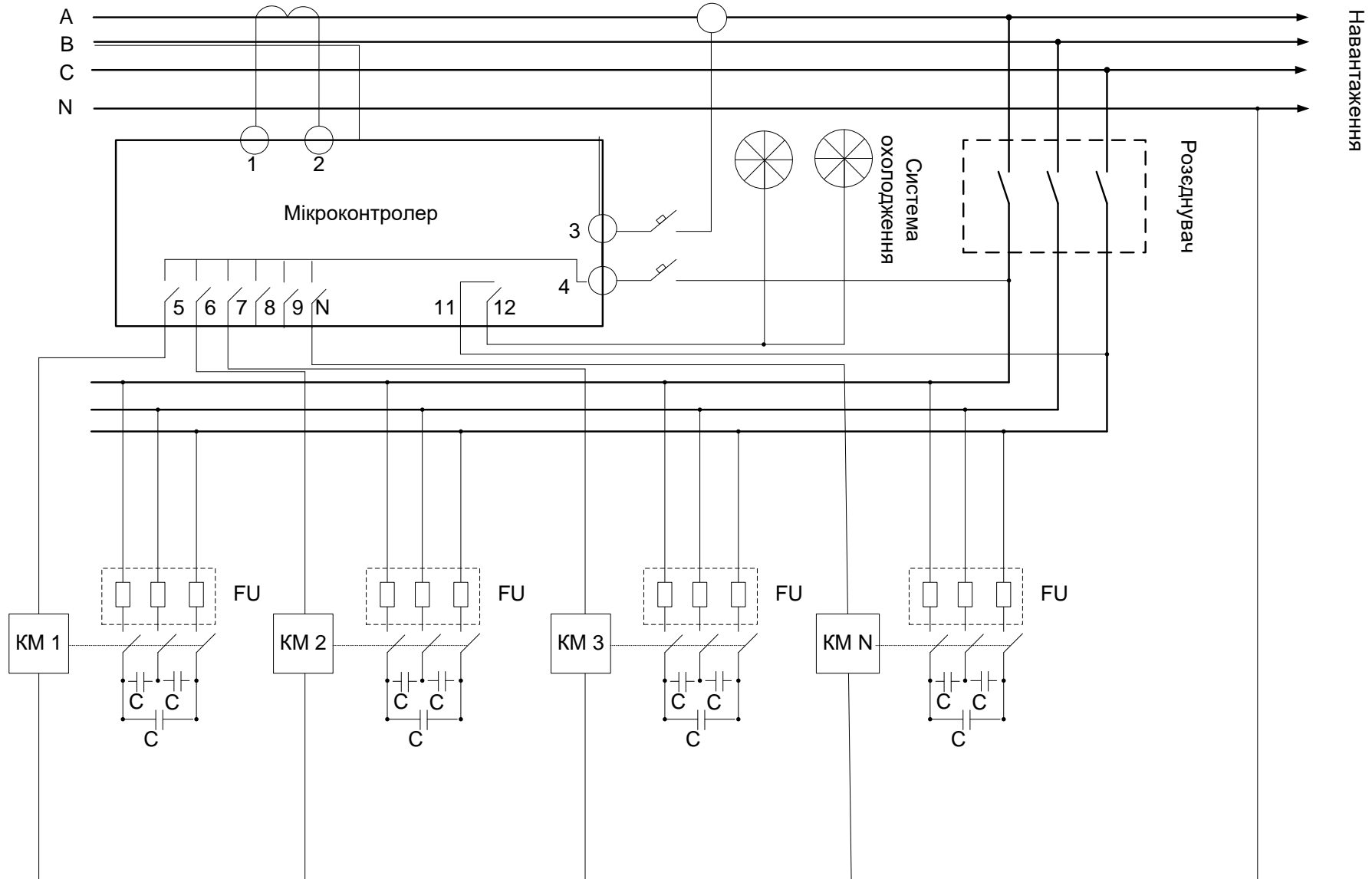
Додаток Е – Схема підключення регулятора реактивної потужності



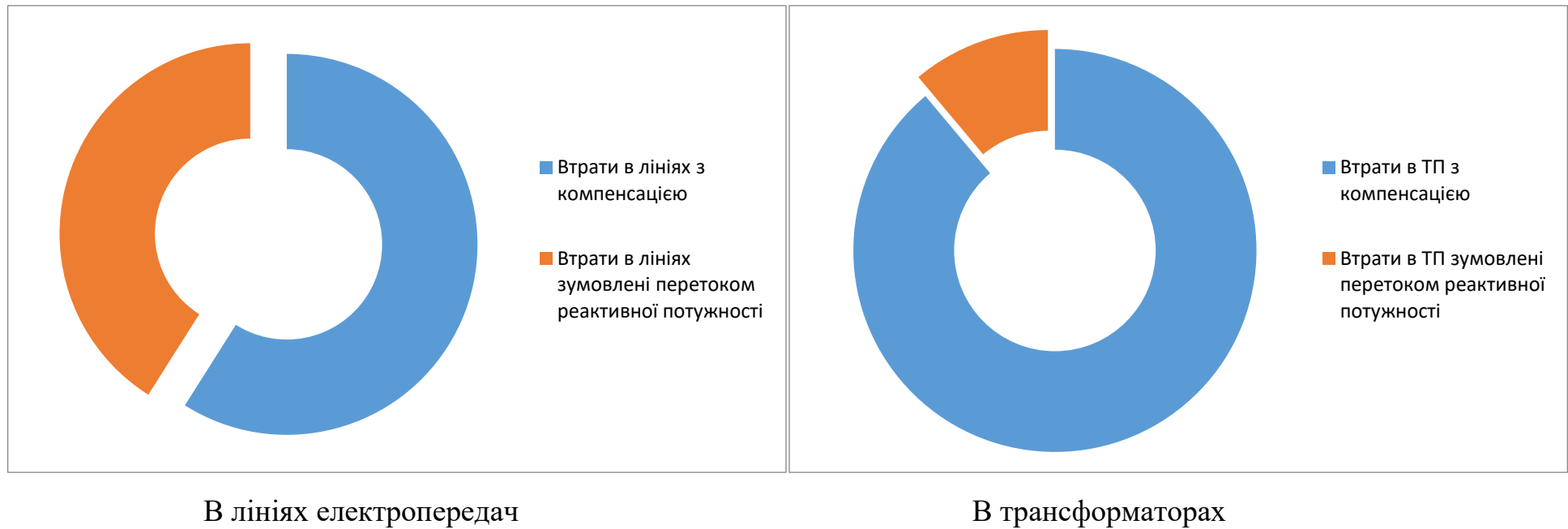
Додаток Ж – Способи зниження споживання реактивної потужності



Додаток 3 – Схема підключення регулятора реактивної потужності



Додаток 3 – Аналіз втрат активної потужності від перетоків реактивної



Назва	Трансформатори ΔE_t , кВт•год./рік	Лінії електропередач $\Delta E_{\text{л}}$, кВт•год./рік	Всього кВт•год./рік
Втрати без встановлення компенсуючих пристроїв	73194,52	601,98	73796,5
Втрати після встановлення компенсуючих пристроїв	65066,43	355,05	65421,48