

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: «Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання  
житлового мікрорайону міста Немирів»

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

Григоренко В.Д.

(прізвище та ініціали)

Керівник д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2019 року

Вінницький національний технічний університет  
Факультет Електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту  
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕСЕЕМ**

проф. М. Й. Бурбело

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2019 року

**З А В Д А Н Н Я  
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Григоренку Вадиму Дмитровичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів

керівник роботи Бурбело Михайло Йосипович д.т.н., проф. каф. ЕСЕЕМ

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

МКР затверджені наказом по ВНТУ від “02” жовтня 2019 року №254

2. Строк подання студентом роботи «03» грудня 2019 року

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

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Характеристика споживачів підприємства. Визначення оптимальних параметрів системи електропостачання. Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону при несиметричних режимах. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):  
План підприємства із силовими розподільчими, та живильними мережами.  
Однолінійна схема електропостачання підприємства. Техніко-економічні показники системи електропостачання. Модель компенсатора в MATLAB Simulink. Результати моделювання режимів роботи компенсатора за несиметричного навантаження.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Бурбело М.Й., д.т.н., проф., каф. ЕСЕМ		
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		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика підприємства та технологічного процесу		
2	Оптимізація СЕП		
3	Моделювання компенсатора в режимі симетрування		
4	Економічна частина		
5	Охорона праці		
6	Графічна частина		

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Григоренко В.Д.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Бурбело М.Й.  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	6
ВСТУП.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ПІДПРИЄМСТВА.....	10
1.1 Характеристики технологічного процесу підприємства .....	10
1.2 Відомості про електричні навантаження підприємства.....	12
1.3 Аналіз та заходи зменшення несиметрії напруг.....	14
2    ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	20
2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства .....	20
2.2 Оптимізація кількості, потужності та місця розташування цехових ТП .....	24
2.3 Визначення оптимального перерізу ліній живлення .....	27
2.4 Оптимізація і моделювання вибору місця розташування ЦРП.....	29
2.5 Розрахунок потужності конденсаторних батарей .....	31
2.6 Релейний захист та автоматика .....	33
3    МІНІМІЗАЦІЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ    ЖИТЛОВОГО    МІКРОРАЙОНУ    ПРИ НЕСИМЕТРИЧНИХ РЕЖИМАХ .....	37
3.1 Принципи використання засобів КРП для покращення несиметрії режиму ....	37
3.2 Розробка цифрової моделі симетрувальної установки на базі пристрою КРП в MATLAB Simulink .....	40
3.3 Моделювання характеристик основних режимів роботи симетрувальної установки .....	45
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ... 50	50
4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи.....	50
4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	52
4.3 Розрахунок поточних витрат .....	54
4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі.....	54
4.3.2 Розрахунок витрат по заробітній платі.....	56

4.3.3	Планування вартості матеріалів, що витрачаються .....	58
4.3.4	Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат .....	59
4.4	Розрахунок собівартості електроенергії .....	61
4.4.1	Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію .....	61
4.4.2	Розрахунок собівартості електроенергії .....	65
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	67
5.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту .....	67
5.1.1	Електробезпека .....	67
5.1.2	Технічні рішення з безпечного обслуговування електрообладнання .....	69
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	Психофізіологічні фактори .....	75
5.3	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП Житлового мікрорайону міста Немирів в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	77
5.3.1	Дослідження стійкості роботи системи електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів в умовах дії іонізуючих випромінювань .....	78
5.3.2	Дослідження стійкості роботи системи електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів в умовах дії електромагнітного імпульсу .....	79
5.3.3	Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання Житлового мікрорайону міста Немирів в умовах дії електромагнітного імпульсу .....	81
	ВИСНОВКИ .....	84
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	86
	Додаток А – Технічне завдання	

Додаток Б – План підприємства із силовими розподільчими, та живильними мережами

Додаток В – Однолінійна схема електропостачання підприємства

Додаток Г – Аналіз та заходи зменшення несиметрії напруг

Додаток Д – Модель симетрувальної установки в MATLAB Simulink

Додаток Є – Результати моделювання основних режимів роботи компенсатора

Додаток З – Техніко-економічні показники СЕП

## АНОТАЦІЯ

Григоренко Вадим Дмитрович. Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів, м. Вінниця. МКР. Спеціальність 141 – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2019 – 88 с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання мінімізації втрат електричної енергії в системі електропостачання (СЕП) житлового мікрорайону.

Також у роботі розглянуті питання розрахунку електропостачання підприємства, вибору кількості і потужності трансформаторних підстанцій, релейного захисту та автоматики.

Проаналізовано вплив несиметрії режиму на роботу електрообладнання. Розглянуто шляхи підвищення якості електричної енергії в мережі із несиметричним навантаженням.

В науково-дослідній частині роботи розроблено нову математичну модель пристрою КРП. Впровадження компенсатора дозволить покращити якість електричної енергії та зменшить її втрати. Проведено моделювання основних режимів роботи установки для комунальної електричної мережі в MATLAB Simulink.

Розраховано основні техніко-економічні показники СЕП підприємства.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: електричні мережі, електропостачання, несиметрія напруги.

## АННОТАЦИЯ

Григоренко Вадим Дмитриевич. Минимизация потерь электрической энергии в системе электроснабжения жилого микрорайона города Немиров, м. Винница. МКР. Специальность 141 - Винница: ВНТУ, ФЭЭЭМ, кафедра ЭСЭЭМ, 2019 - 88 с.

В магистерской квалификационной работе рассмотрены вопросы минимизации потерь электрической энергии в системе электроснабжения (СЭС) жилого микрорайона.

Также в работе рассмотрены вопросы по расчету электроснабжения предприятия, выбору количества и мощности трансформаторных подстанций, релейной защиты и автоматики.

Проанализировано влияние несимметрии режима на работу электрооборудования. Рассмотрены пути повышения качества электрической энергии в сети с несимметричной нагрузкой.

В научно-исследовательской части работы разработана новая математическая модель устройства КРМ. Внедрение компенсатора позволит улучшить качество электрической энергии и уменьшит ее потери. Проведено моделирование основных режимов работы установки для коммунальной электрической сети в MATLAB Simulink.

Рассчитано основные технико-экономические показатели СЭС.

Рассмотрены вопросы охраны труда и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Ключевые слова: электрические сети, электроснабжение, несимметрия напряжения.

Рисунков - 25

Таблиц - 22

Библиографов – 39



## ВСТУП

Актуальність теми. Функціонування системи електропостачання (СЕП) в різних можливих режимах роботи досягає оптимальних значень при вірному виборі та синтезі основних елементів та параметрів СЕП. Це в свою чергу робить актуальним модернізацію та удосконалення існуючих СЕП та її основних елементів, розробку нових методів та засобів які дозволяють покращити показники якості електричної енергії, зменшити втрати потужності та покращити надійність електропостачання в цілому [1].

Підвищення ефективності електропередачі і зниження втрат електричної енергії в комунальних розподільних мережах є важливим завданням, якому приділяється значна увага як в науковому середовищі, так і на державному рівні [7-9]. Навантаження сучасного побутового сектора переповнене нелінійними приймачами електричної енергії, які вносять гармонічні спотворення в електричну мережу, що призводить до безлічі негативних наслідків як для електропостачальної організації, так і для сусідніх споживачів, в тому числі до високих втрат електричної енергії. Крім цього, в даних електричних мережах складно забезпечити симетрію струмів і напруг, що, в свою чергу, також призводить до підвищеного значення втрат електроенергії.

Мета дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів. Проаналізувати систему електропостачання мікрорайону на основі сучасних методів розрахунку. Здійснити аналіз впливу несиметрії режиму на роботу електрообладнання. Розглянути шляхи підвищення якості електричної енергії в мережі із несиметричним навантаженням.

Для досягнення поставленої мети роботи потрібно вирішити такі задачі:

- здійснити аналіз напівпровідникової симетрувальної установки при роботі із несиметричним навантаженням комунальної мережі;
- розробити цифрову модель управління симетрувальної установки в середовищі MATLAB Simulink;

- промодельовати основні режими роботи симетрувальної установки при роботі на несиметричну мережу житлового мікрорайону.

Об'єкт дослідження – система електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів.

Предмет дослідження – несиметрія режиму в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів.

Методи досліджень. У магістерській кваліфікаційній роботі використовуються загально прийняті методи розрахунку.

Наукова новизна. Розроблено нову математичну модель пристрою КРП. Впровадження компенсатора дозволить покращити якість електричної енергії та зменшити її втрати. Визначені вимоги до напівпровідникового компенсатора і його системи управління. Здійснено моделювання основних режимів роботи компенсатора в мережі з несиметричним навантаженням для різних режимів.

Практична цінність. Розроблені комп'ютерні моделі для симетрувальної установки з цифровими системами управління можуть бути використані в організаціях, що займаються експлуатацією таких пристроїв з метою дослідження їх характеристик.

Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи. Фундаментальні теоретичні положення та основні практичні результати виконаного дослідження було опубліковано в тезах доповіді [39].

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ПІДПРИЄМСТВА

### 1.1 Характеристики технологічного процесу підприємства

В даній роботі було проведено аналіз системи електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів.

Особливістю мікрорайону є наявність підприємства Немирівські ЕМ ПАТ «Вінницяобленерго» (рисунок 1.1).

Немирівські ЕМ ПАТ «Вінницяобленерго» є структурною частиною ПАТ Вінницяобленерго, головне управління знаходиться за адресою 22800, м. Немирів, вул. Горького, 2.

Підприємство здійснює постачання електроенергії для споживачів які займають приблизну площу в 196 км<sup>2</sup>. Загальна протяжність кабельних ліній живлення приблизно – 670 км. Загальна протяжність повітряних ліній електропередачі приблизно – 150470 км. Під наглядом підприємства знаходиться 41 підстанція. Живлення електроенергією здійснюється для 2536 споживачів. Серед яких юридичні – 51, комунальні – 2485 . Чисельність населення мікрорайону приблизно – 3 тис. чол. [2].

Впровадження новітніх схем мереж електропостачання, модернізованих засобів призначених для транспортування електричної енергії, сучасних засобів регулювання балансу потужності в тому числі компенсації реактивної потужності (КРП), уніфікованих засобів і пристроїв мінімізації втрат електроенергії дозволяє розвивати та вдосконалювати не тільки галузі пов'язані із постачанням електричної енергії але й усю промисловість та економіку держави в цілому.

Спорудження та експлуатація електричних мереж вимагає застосування нової технології, кваліфікованої робочої сили і значних капіталовкладень. Будучи досить капіталомістким, комунальне електропостачання має особливість - «продукт», який воно виробляє, тобто електроенергія, є джерелом, що надходять кожний момент часу в вільне розпорядження споживачів. Хоча обмежувальні умови на поставку електроенергії визначені заздалегідь, вони можуть змінюватися і контролюватися з певним запізненням. Наприклад, контроль витрати енергії споживачем досить

складний, а оплата проводиться тільки після її споживання. Можна також сказати, що при використанні енергії мова йде переважно про надання послуг, ніж про постачання продуктів. У тому випадку, коли кожен може користуватися цією послугою при дотриманні досить загальних умов (що гарантують, зокрема, рівність відносин), які контролюються державою.

Характер комунального електропостачання надає домінуючий вплив на умови експлуатації мереж. Кожен клієнт може захотіти поставки певної кількості потужності в певну точку мережі. Ця обставина впливає на вибір діапазону напруг і структуру мереж.

Ціна на енергію залежить від якості електропостачання, яке вимагає клієнт, оскільки чим вище якість тим більшими повинні бути капіталовкладення та експлуатаційні витрати. Ціна, в свою чергу, залежить від природи обслуговується навантаження, зокрема від її потужності, регулярності та інших характеристик, які будуть уточнені пізніше; всі вони впливають на архітектуру мереж.

Держава вимагає від підприємств, відповідальних за експлуатацію електромереж, забезпечення достатньої надійності; сюди відноситься і зменшення до мінімального рівня небезпеки для життя людини, не пов'язаного з роботою мереж. Так, наприклад, повинні дотримуватися певні величини міцності опор і гірлянд; мінімальних висот підвіски електричних проводів над землею, відстаней від будинків, опорів заземлювачів на підстанціях або у підстав опор; максимальної висоти опор поблизу аеродромів і т. д.

Профіль роботи підприємства наступний:

Технічне та оперативне обслуговування обладнання підстанцій і електричних мереж 0,4–10кВ., ремонт електричних мереж 0,4–10кВ. Для спорудження ліній електропередач потрібна попередня згода з боку органів, що контролюють забруднення навколишнього середовища (електромагнітні поля і їх впливу, шуми).

Технічне обслуговування електроустановки - необхідна і важлива процедура для утримання мережі електропостачання в працездатному і безпечному стані. Несправності електроустановки ведуть до простоїв виробництва, що призводить до виникнення значних збитків.

За статистичними даними велика частина пожеж на об'єктах відбувається через замикання в електропроводці, при цьому абсолютно очевидно, що багатьох з них можна було б уникнути, якби електроустановка проходила періодичне технічне обслуговування, під час проведення якого деякі несправності можна було б виявити і усунути на етапі їх зародження.

Періодичність технічного обслуговування складає від 1 разу на місяць до 1 разу на квартал за видом установок та обладнання. Регулярність обслуговування визначається відповідальним за електрогосподарство на підставі паспортів на електрообладнання і затверджується технічним керівником організації. При цьому повинні бути враховані умови, що змінюються експлуатації. У процесі технічного обслуговування проводиться планово-попереджувальний ремонт електрообладнання за узгодженим з адміністрацією підприємства графіком.

Підприємством також виконуються роботи:

- монтаж, демонтаж повітряних ліній електропередач 0,4–10кВ;
- технічне обслуговування та капітальний ремонт повітряних ліній електропередач 0,4–10кВ;
- монтаж та ремонт електропроводки у виробничих та житлових приміщеннях, наладку схем захисту та керування;
- роботи по випробуванню електрозахисних засобів, високовольтні випробування обладнання підстанцій 10–35 кВ., перевірку контурів заземлення та вимірювання опору ізоляції проводів і кабелів до 10 кВ.;
- сушка трансформаторного масла і його заміна в обладнанні;
- тепловізійний контроль обладнання, ПЛЕП, будівель та тепломереж;
- хроматографічний контроль трансформаторного масла.

## 1.2 Відомості про електричні навантаження підприємства

Споживачі електричної енергії житлового мікрорайону міста Немирів відноситься до споживачів II та III категорії надійності електропостачання [3,4]. Генеральний план житлового мікрорайону представлений на рисунку 1.1, відомості про електричні навантаження мікрорайону наведені в таблиці 1.1.

Відстань від центрального розподільчого пункту (ЦРП) до підстанції енергосистеми 0,3 км. Потужність КЗ зі сторони 10 кВ рівна  $S_{кз}=200$  МВА. Вхідна споживана реактивна потужність рівна  $Q_{вх}=500$  квар. Річне споживання максимального навантаження складає  $T_m=2500$  год/рік. Річне споживання максимальних втрат рівне  $\tau_m=1225$  год/рік. Тариф на активну електроенергію для мікрорайону складає  $t=2,00$  грн/кВт\*год.

Згідно з ДБН В.2.5-23:2010 житлові будинки комунальних споживачів за величиною та об'ємом їх електричного навантаження діляться на три види [4]. Середня площа квартири в Україні складає  $57,9$  м<sup>2</sup> [2] тому для розрахунків приймемо дане значення для однієї квартири. Згідно ДБН В.2.5-23:2010 для даної площі від 35 до 95 м<sup>2</sup> передбачається значення встановленої потужності до 30 кВт. Для розрахунку приймаємо потужність однієї квартири рівною 20 кВт.

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження житлового мікрорайону

№ на плані	Назва цеху	$P_n$ , кВт
1	Адміністративна будівля	80
2	Лабораторія	115
3	Виробничий корпус №1	160
4	Складське приміщення	110
5	Виробничий корпус №2	110
6	Ремонтно–монтажний цех	115
7	Виробничий корпус №3	120
8	Житловий будинок №1 (12 кв.)	240
9	Житловий будинок №2 (12 кв.)	240
10	Житловий будинок №3 (24 кв.)	480
11	Житловий будинок №4 (18 кв.)	360
12	Житловий будинок №5 (24 кв.)	480
13	Житловий будинок №6 (21 кв.)	420
14	Житловий будинок №7 (24 кв.)	480
15	Житловий будинок №8 (21 кв.)	420
16	Житловий будинок №9 (12 кв.)	240
17	Житловий будинок №10 (12 кв.)	240
18	Житловий будинок №11 (24 кв.)	480
19	Житловий будинок №12 (12 кв.)	240
20	Житловий будинок №13 (24 кв.)	480
21	Житловий будинок №14 (24 кв.)	480

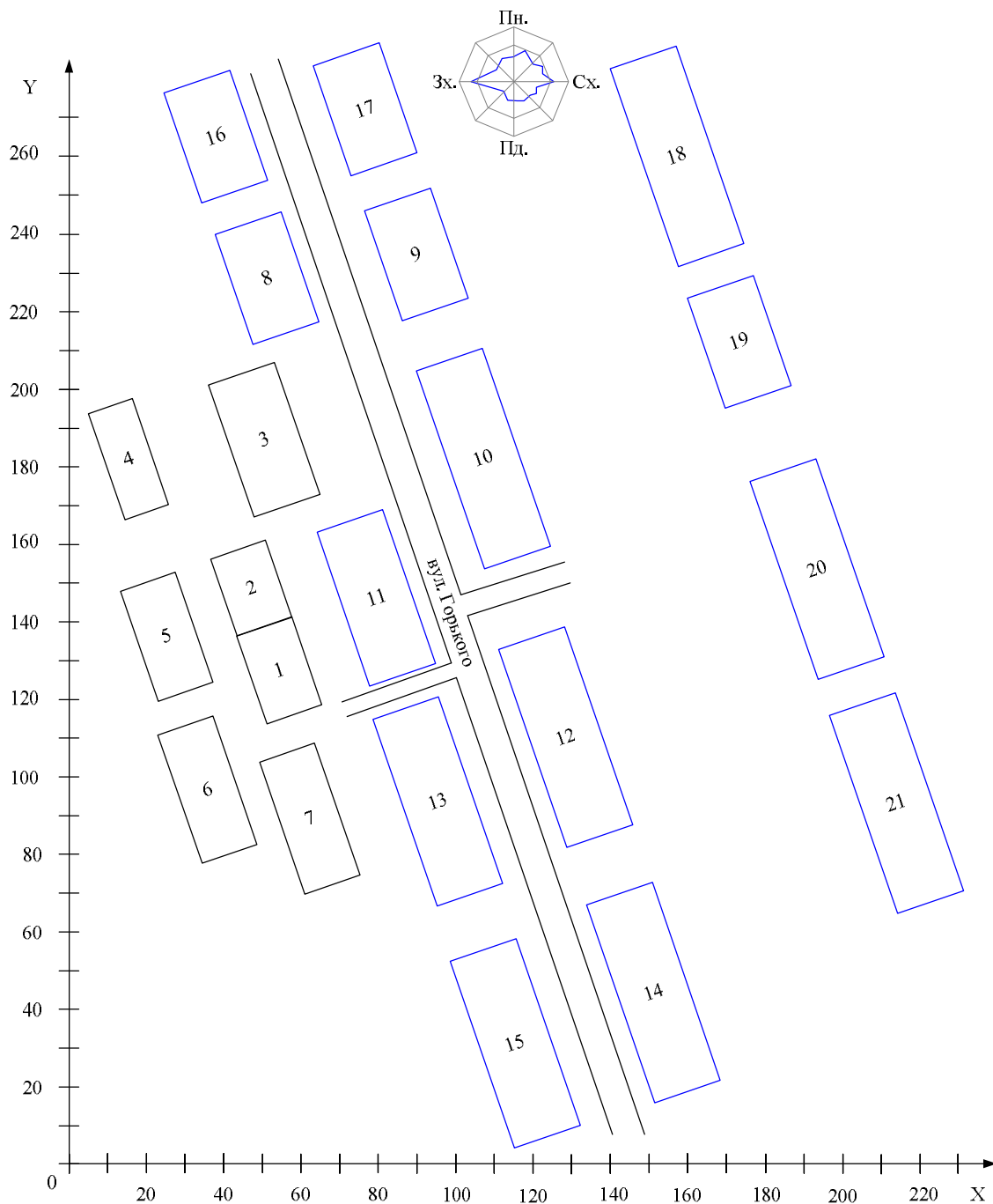


Рисунок 1.1 – Генплан житлового мікрорайону

### 1.3 Аналіз та заходи зменшення несиметрії напруг

Стан несиметрії напруги являється однією з найважливіших характеристик режимів електроспоживання [5]. Наявність несиметричних однофазних електричних навантажень в мережі являється основною причиною виникнення несиметрії напруги.

Несиметрія напруги може призвести до таких шкідливих наслідків: зменшення надійності та ефективності роботи ЕП, зростання втрат потужності в лініях електропередач та ТП, зменшення пропускної здатності ліній живлення [5].

Найбільш точно несиметрію напруги характеризують комплексні коефіцієнти несиметрії напруг зворотної та нульової послідовностей:

$$\underline{K}_{2U} = K_{2U} \cdot e^{j\psi_{2U}} = \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1}; \quad \underline{K}_{0U} = K_{0U} \cdot e^{j\psi_{0U}} = \frac{\dot{U}_0}{\dot{U}_1}. \quad (1.1)$$

де  $K_{2U}$ ,  $K_{0U}$  – модулі комплексних коефіцієнтів несиметрії напруг зворотної та нульової послідовностей відповідно;

$\psi_{2U}$ ,  $\psi_{0U}$  – аргументи комплексних коефіцієнтів несиметрії напруг зворотної та нульової послідовностей відповідно;

$\dot{U}_1$ ,  $\dot{U}_2$ ,  $\dot{U}_0$  – комплексні напруги прямої, зворотної та нульової послідовностей відповідно.

В ГОСТ 13109-97 [6] вказано лише коефіцієнти несиметрії напруг зворотної та нульової послідовностей  $K_{2U}$ ,  $K_{0U}$ , які розраховуються як відношення діючих значень напруги зворотної та нульової послідовностей до діючого значення напруги прямої послідовності.

Розвиток промисловості сприяє збільшенню електричних споживачів, які погіршують стан несиметрії напруги в мережі. Споживачі з несиметричним навантаженням зумовлюють виникнення додаткових втрат потужності та електроенергії в живлячих лініях та трансформаторних підстанціях, призводять до зменшення пропускної здатності живлячих ліній.

Трифазні СЕП, в несиметричних режимах, характеризують комплексними повною та пульсуючою потужностями:

$$\underline{S} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_0 = 3 \left( \dot{U}_1 \dot{I}_1 + \dot{U}_2 \dot{I}_2 + \dot{U}_0 \dot{I}_0 \right); \quad (1.2)$$

$$\underline{N} = \underline{N}_1 + \underline{N}_2 + \underline{N}_0 = 3 \left( \dot{U}_2 \dot{I}_1 + \dot{U}_1 \dot{I}_2 + \dot{U}_0 \dot{I}_0 \right). \quad (1.3)$$



де  $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0; \dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0$  – комплексні напруги та струми прямої, зворотної та нульової послідовностей відповідно;

$\dot{I}_1^*, \dot{I}_2^*, \dot{I}_0^*$  – комплексні спряжені струми прямої, зворотної та нульової послідовностей відповідно.

Комплексна повна потужність  $S$  представляє собою споживання електричної енергії, а комплексна пульсуюча потужність  $N$  інтегрально представляє несиметрію та незрівноваженість трифазної СЕП.

Комплексний коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю у вузлі електричної мережі можна розрахувати за формулою [7]:

$$\underline{K}_{2U} \approx -\frac{(1 + \delta U) \underline{N}_2}{S_k + S_n} \quad (1.4)$$

де  $\delta U = (U_1 - U_{ном}) / U_{ном}$  – відхилення напруги прямої послідовності від номінального фазного значення;

$\underline{N}_2 = 3\dot{U}_1\dot{I}_2$  – пульсуюча потужність зворотної послідовності;

$S_k, S_n$  – спряжені комплексні потужності короткого замикання мережі та навантаження.

Якщо  $K_{2U} \geq 2\%$ , то згідно державних норм електропостачання обов'язковим являється впровадження заходів та засобів симетрування напруги в даній мережі. Зважаючи на те, що причиною виникнення несиметрії являється несиметрія навантажень, або несиметрія напруги джерела живлення.

Здійснення симетрування трифазної системи виконується за допомогою компенсації струму зворотної послідовності.

Симетрування навантажень здійснюється за допомогою використання заходів і засобів, що призначені для зменшення струму (пульсуючої потужності) зворотної послідовності навантаження. Симетрування може бути внутрішнім або зовнішнім [7]. Внутрішнє симетрування полягає у перерозподіленні несиметричного навантаження між фазами найбільш рівномірно, у місці приєднання до вузла

несиметричного навантаження АД та багатофазних схем випрямлення. Перерозподілення навантажень доцільно застосовувати для симетрування навантажень систем освітлення, побутових споживачів та інших навантажень з незмінним графіком електричного навантаження.

Зовнішнє симетрування здійснюється шляхом використання симетрувальних установок, які приєднуються до трифазного несиметричного навантаження. Найбільш простим засобом зменшення несиметрії навантажень є використання компенсаційних симетрувальних пристроїв (СП). Дані установки складаються із секцій конденсаторних батарей, що з'єднані за схемою «несиметричний трикутник» і приєднані до вузлів електричної мережі з несиметричним навантаженням [8].

Також для симетрування широке застосування мають батареї статичних конденсаторів (БСК) [5,8]. Покращення несиметрії режиму в електричних мережах, несиметрія в яких зумовлена підключенням однофазних навантажень з низьким коефіцієнтом потужності, досягається шляхом компенсації тільки реактивної потужності.

Використання БСК для одночасної компенсації реактивної потужності і симетрування дозволяє знизити встановлену потужність батарей у СЕП [9].

Симетрування поділяють на повне і часткове, цьому відповідає повна і часткова компенсація струмів зворотної і нульової послідовностей, що зумовлені несиметричним навантаженням.

Струми нульової послідовності виникають тільки в чотирипровідній мережі. Основним аспектом даного режиму є те, що він виникає не окремо, а разом зі струмом зворотної послідовності. В даному випадку параметри симетруючої установки для покращення несиметрії режиму вибирається з урахуванням даної специфіки, а параметри СП мають задовольняти критерію оптимальності.

Параметри СП вибираються наступним шляхом:

1. Баланс реактивної потужності, задається значення вхідної реактивної потужності, який вибирається таким чином щоб відповідати значенню оптимального потоку розподілу РП в СЕП, або у вигляді можливого діапазону значень зміни сумарної потужності батарей статичних конденсаторів, що в свою

чергу відповідає усім параметрам по обмеженню, які встановлює електропостачальна компанія.

## 2. Часткове симетрування:

$$|\underline{N}_n + N_n| \leq N_{\text{доп}} = \frac{K_{2U} \cdot S_k}{1 \pm \delta U_y}, \quad (1.5)$$

де  $\underline{N}_n$ ;  $N_n$  – результуючі пульсуючі потужності навантаження і пристроїв;

$N_{\text{доп}}$ ,  $S_k$  – допустимі значення пульсуючої потужності і потужності короткого замикання;

$K_{2U}$ ,  $\delta U_y$  – значення коефіцієнта несиметрії по зворотній послідовності і відхилень напруги які являються допустимими для даної електромережі.

Протікання несиметричних струмів навантаження по елементах СЕП призводить до несиметричного падіння напруги і як результат несиметричних напруг на виводах джерела живлення. У подібних випадках спостерігаються відхилення напруги, які можуть перевищувати допустимі значення перевантаженої фази при одноразовому відхиленні напруги в допустимих межах у інших фазах. На рисунку 1.2 представлена діаграма впливу несиметрії струмів на електрообладнання. При несиметричному режимі крім погіршення режиму напруги у ЕП також спостерігається погіршення умов роботи не тільки самих ЕП, а й усіх елементів мережі, зниження надійності роботи ЕП і СЕП в цілому.

Робота СЕП в несиметричних умовах є причиною виникнення економічних збитків, складовою частиною якого є збільшення втрат потужності і електроенергії. Згідно останніх досліджень [8] відносні втрати електроенергії в електричних мережах склали 11,6%. У структурі втрат основна їх частка припадає на мережі 10-0,4 кВ [9]. Подібна структура спостерігається і на сьогодні. При цьому значну питому вагу має складова вартості втрат електроенергії, що передається від джерел до ЕП. Причини того, що мережі характеризуються великою кількістю однофазного навантаження - в реальних умовах експлуатації звичайним режимом, характерним для них, є саме несиметричний режим. При виході несиметрії за межі, визначені нормативними документами, спостерігається досить істотне зростання додаткових

втрат. Тільки через нерівномірне навантаження фаз додаткові втрати в споживчих і розподільних трансформаторах, лініях 10-0,4 кВ складають близько 4% від всієї спожитої ЕЕ [9].

<b>НЕСИМЕТРІЯ НАПРУГ</b>		<b>НЕСИМЕТРІЯ СТУМІВ</b>	
<b>Асинхронні двигуни</b>	<b>Повітряні та Кабельні лінії</b>	<b>Трансформатор</b>	<b>Синхронний генератор</b>
Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби ЕП Зменшення кутової швидкості Збільшення ковзання Зниження поворотного моменту Зниження ККД	Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби Зменшення пропускної здатності Старіння ізоляції	Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби Зниження ККД Старіння ізоляції Перенавантаження окремих фаз	Нагрівання елементів генератора Зменшення терміну служби Механічні вібрації Пульсації кутового момету
<b>Конденсаторні установки</b>	<b>Однофазні споживачі</b>		
Нерівномірна загрузка мережі реактивною потужністю Зменшення генеруючої потужності КБ	Виникнення відхилення напруги Зменшення терміну служби ЕП		

Рисунок 2.2 - Вплив несиметрії струмів і напруг на електрообладнання

Пристрої призначенні для симетрування навантаження здійснюють необхідну роботу у електропостачанні, тому їх оптимальний вибір являється важливою і складною задачею для виконання якої необхідно використовувати сучасні методики та засоби на основі ЕОМ [8].

Висновки: в даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено аналіз особливостей електропостачання житлового мікрорайону. Наведено відомості про електричні навантаження споживачів. Проведено аналіз заходів зменшення несиметрії напруг в електричних мережах комунальних споживачів.

## 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства

Розрахунок силових та освітлювальних навантажень підприємства здійснювався методом коефіцієнтів використання  $k_b$  та попиту  $k_n$  [10].

Проведемо розрахунки навантажень цехів та заводу в цілому за допомогою нижче наведених формул. Результати розрахунків занесемо в табличну форму, яка показана на рисунку 2.1 [11].

Коефіцієнт реактивної потужності:

$$\operatorname{tg}(\varphi) = \operatorname{tg}(\arg \cos(\varphi)). \quad (2.1)$$

Розрахункова активна потужність освітлення:

$$P_{po} = F \cdot k_{по} \cdot k_{пра} \cdot P_{пито}. \quad (2.2)$$

Розрахункова реактивна потужність освітлення:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_o), \quad (2.3)$$

де  $\operatorname{tg}(\varphi_o)$  - коефіцієнт реактивної потужності освітлення.

Середня активна потужність:

$$P_c = k_b \cdot P_n + P_{po}. \quad (2.4)$$

Середня реактивна потужність:

$$Q_c = k_b \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}. \quad (2.5)$$

Середня повна потужність:

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}. \quad (2.6)$$

Середній струм:

$$I_c = \frac{S_c}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (2.7)$$

Розрахункова активна потужність:

$$P_p = k_n \cdot P_n + P_{po}. \quad (2.8)$$

Розрахункова реактивна потужність:

$$Q_p = k_n \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}. \quad (2.9)$$

Розрахункове навантаження житлового будинку в цілому, за умови, коли найбільшою складовою є навантаження від жителів, визначають за формулою [4]:

$$P_p = P_{p.ж.} + 0,9 \cdot P_{p.л} + K_o P_{p.гр}.$$

Розрахункова реактивна потужність:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi.$$

де  $\operatorname{tg} \varphi$  – розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності.

Розрахункова повна потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.10)$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (2.11)$$

Питома густина навантажень:

$$\rho = \frac{S_p}{F}. \quad (2.12)$$

Сумарна середня активна потужність:

$$P_{c\Sigma} = \sum_1^N P_c, \quad (2.13)$$

де  $N$  – кількість цехів.

Сумарна середня реактивна потужність:

$$Q_{c\Sigma} = \sum_1^N Q_c \cdot \quad (2.14)$$

Сумарна середня повна потужність:

$$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2} \cdot \quad (2.15)$$

Сумарна розрахункова активна потужність освітлення:

$$P_{po\Sigma} = \sum_1^N P_{po} \cdot \quad (2.16)$$

Сумарна розрахункова реактивна потужність освітлення:

$$Q_{po\Sigma} = \sum_1^N Q_{po} \cdot \quad (2.17)$$

Сумарна розрахункова активна потужність:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N k_n \cdot P_n + P_{po\Sigma} \cdot \quad (2.18)$$

Сумарна розрахункова реактивна потужність:

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N P_n \cdot K_n \cdot \text{tg} + Q_{po\Sigma} \cdot \quad (2.19)$$

Сумарна розрахункова повна потужність:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \cdot \quad (2.20)$$

Сумарна питома густина навантажень:

$$\rho_{\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{F_{\Sigma}} \quad (2.21)$$

Результати розрахунку електричних навантажень житлового мікрорайону представлені у вигляді табличної форми на рисунку 2.1. Розрахунок виконувався за допомогою методики яка враховує коефіцієнт використання та коефіцієнт попиту навантаження споживачів та коефіцієнт одночасності для усієї СЕП. Повне середнє навантаження мікрорайону рівна  $S_{c\Sigma}=2140,06$  кВА, а повна розрахункова потужність складає  $S_{p\Sigma}=2296,61$  кВА.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	
																						Рн, кВт
1																						
2	№	Цех	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
3			80	0,8	0,6	0,55	360	0,9	0,016	0,9	0,43	2,01	4,67	48,67	35,01	59,95	52,67	38,01	64,95	98,68	0,18	
4	1	Адміністративна будівля	115	0,9	0,6	0,4	315	0,9	0,016	0,9	0,43	1,76	4,08	44,33	26,70	51,75	50,08	30,26	58,52	88,91	0,19	
5	2	Лабораторія	160	0,7	1,2	0,5	648	0,8	0,014	0,9	0,43	2,81	6,53	70,53	77,63	104,89	86,53	96,34	129,50	196,75	0,20	
6	3	Виробничий корпус №1	110	0,8	0,8	0,35	348	0,7	0,012	0,9	0,43	1,13	2,63	35,63	25,88	44,04	41,13	30,01	50,91	77,35	0,15	
7	4	Складське приміщення	110	0,7	1,2	0,5	450	0,8	0,014	0,9	0,43	1,95	4,54	54,04	59,82	80,61	59,54	66,25	89,07	135,33	0,20	
8	5	Виробничий корпус №2	115	0,7	1	0,6	525	0,8	0,015	0,9	0,43	2,44	5,67	63,17	61,10	87,88	74,67	72,83	104,31	158,48	0,20	
9	6	Ремонтно-монтажний цех	120	0,7	1,2	0,45	540	0,8	0,014	0,9	0,43	2,34	5,44	53,44	58,46	79,21	59,44	65,47	88,43	134,36	0,16	
10	7	Виробничий корпус №3	240	0,9	0,6	0,32	810	0,9	0,016	0,9	0,43	4,51	10,50	82,50	49,14	96,02	87,30	52,11	101,67	154,47	0,13	
11	8	Житловий будинок №1 (12 кв.)	240	0,9	0,6	0,32	810	0,9	0,016	0,9	0,43	4,51	10,50	82,50	49,14	96,02	87,30	52,11	101,67	154,47	0,13	
12	9	Житловий будинок №2 (12 кв.)	480	0,9	0,6	0,23	1530	0,9	0,016	0,9	0,43	8,53	19,83	115,83	68,02	134,33	130,23	76,95	151,26	229,82	0,10	
13	10	Житловий будинок №3 (24 кв.)	360	0,9	0,6	0,27	1170	0,9	0,016	0,9	0,43	6,52	15,16	105,16	62,30	122,23	112,36	66,76	130,70	198,58	0,11	
14	11	Житловий будинок №4 (18 кв.)	480	0,9	0,6	0,23	1530	0,9	0,016	0,9	0,43	8,53	19,83	115,83	68,02	134,33	130,23	76,95	151,26	229,82	0,10	
15	12	Житловий будинок №5 (24 кв.)	420	0,9	0,6	0,25	1350	0,9	0,016	0,9	0,43	7,52	17,50	101,50	59,58	117,69	122,50	72,60	142,39	216,34	0,11	
16	13	Житловий будинок №6 (21 кв.)	480	0,9	0,6	0,23	1530	0,9	0,016	0,9	0,43	8,53	19,83	115,83	68,02	134,33	130,23	76,95	151,26	229,82	0,10	
17	14	Житловий будинок №7 (24 кв.)	420	0,9	0,6	0,25	1350	0,9	0,016	0,9	0,43	7,52	17,50	101,50	59,58	117,69	122,50	72,60	142,39	216,34	0,11	
18	15	Житловий будинок №8 (21 кв.)	240	0,9	0,6	0,32	810	0,9	0,016	0,9	0,43	4,51	10,50	82,50	49,14	96,02	87,30	52,11	101,67	154,47	0,13	
19	16	Житловий будинок №9 (12 кв.)	240	0,9	0,6	0,32	810	0,9	0,016	0,9	0,43	4,51	10,50	82,50	49,14	96,02	87,30	52,11	101,67	154,47	0,13	
20	17	Житловий будинок №10 (12 кв.)	480	0,9	0,6	0,23	1530	0,9	0,016	0,9	0,43	8,53	19,83	115,83	68,02	134,33	130,23	76,95	151,26	229,82	0,10	
21	18	Житловий будинок №11 (24 кв.)	240	0,9	0,6	0,32	810	0,9	0,016	0,9	0,43	4,51	10,50	82,50	49,14	96,02	87,30	52,11	101,67	154,47	0,13	
22	19	Житловий будинок №12 (12 кв.)	480	0,9	0,6	0,23	1530	0,9	0,016	0,9	0,43	8,53	19,83	115,83	68,02	134,33	130,23	76,95	151,26	229,82	0,10	
23	20	Житловий будинок №13 (24 кв.)	480	0,9	0,6	0,23	1530	0,9	0,016	0,9	0,43	8,53	19,83	115,83	68,02	134,33	130,23	76,95	151,26	229,82	0,10	
24	21	Житловий будинок №14 (24 кв.)	480	0,9	0,6	0,23	1530	0,9	0,016	0,9	0,43	8,53	19,83	115,83	68,02	134,33	130,23	76,95	151,26	229,82	0,10	
25		Всього по підприємству	6090				20286					109,73	255,18	1785,43	1179,87	2140,06	1912,07	1272,17	2296,61	3489,35	0,11	

Рисунок 2.1 - Розрахунок навантаження підприємства



## 2.2 Оптимізація кількості, потужності та місця розташування цехових ТП

Для вибору оптимальних цехових трансформаторних підстанцій (ЦТП) необхідно дотримуватися таких вимог [12]:

- критерієм ефективності вибору цехових трансформаторних підстанцій являються річні приведені затрати;
- в системі електропостачання підприємства загальна кількість стандартних потужностей трансформаторів не повинна перевищувати дві (максимум три);

Множина допустимих рішень – діапазони всіх стандартних потужностей трансформаторів.

Обрані трансформатори повинні здійснювати функціонування в усіх можливих режимах роботи, а саме нормальному, аварійному та післяаварійному. Для цього потрібно здійснити вірний та оптимальний вибір їх потужності. Також для двотрансформаторної підстанції необхідним є виконання умови при якій в умовах виходу із робочого стану одного із трансформаторів, трансформатор який залишається у роботі зможе витримувати навантаження споживачів I та II категорії надійності приєднаних до даної ЦТП на час ремонту.

Розподілення навантаження підприємства між ТП показано на рисунку 2.2.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J
№	№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахунок ва активна потужність Pr, кВт	Розрахунок а реактивна потужність Qr, кВАр	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Pс, кВт	Середня реактивна потужність Qс, кВАр	Повна середня потужність Sc, кВА
1									
2	ТП1	1	Адміністративна будівля	52,666	38,006	64,947	48,666	35,006	59,948
3		6	Ремонтно-монтажний цех	74,670	72,832	104,308	63,170	61,100	87,884
4		7	Виробничий корпус №3	59,443	65,474	88,432	53,443	58,459	79,206
5		12	Житловий будинок №5 (24 кв.)	130,229	76,946	151,262	115,829	68,022	134,325
6		13	Житловий будинок №6 (21 кв.)	122,496	72,596	142,392	101,496	59,582	117,692
7		14	Житловий будинок №7 (24 кв.)	130,229	76,946	151,262	115,829	68,022	134,325
8		15	Житловий будинок №8 (21 кв.)	122,496	72,596	142,392	101,496	59,582	117,692
9		19	Житловий будинок №12 (12 кв.)	87,298	52,110	101,668	82,498	49,136	96,022
10		20	Житловий будинок №13 (24 кв.)	130,229	76,946	151,262	115,829	68,022	134,325
11		21	Житловий будинок №14 (24 кв.)	130,229	76,946	151,262	115,829	68,022	134,325
12				Всього по ТП1	1039,984	681,400	1243,331	914,084	594,951
13	ТП2	2	Лабораторія	50,082	30,264	58,516	44,332	26,700	51,752
14		3	Виробничий корпус №1	86,532	96,339	129,495	70,532	77,633	104,889
15		4	Складське приміщення	41,131	30,006	50,913	35,631	25,881	44,039
16		5	Виробничий корпус №2	59,536	66,253	89,073	54,036	59,822	80,614
17		8	Житловий будинок №1 (12 кв.)	87,298	52,110	101,668	82,498	49,136	96,022
18		9	Житловий будинок №2 (12 кв.)	87,298	52,110	101,668	82,498	49,136	96,022
19		10	Житловий будинок №3 (24 кв.)	130,229	76,946	151,262	115,829	68,022	134,325
20		11	Житловий будинок №4 (18 кв.)	112,363	66,759	130,699	105,163	62,297	122,230
21		16	Житловий будинок №9 (12 кв.)	87,298	52,110	101,668	82,498	49,136	96,022
22		17	Житловий будинок №10 (12 кв.)	87,298	52,110	101,668	82,498	49,136	96,022
23	18	Житловий будинок №11 (24 кв.)	130,229	76,946	151,262	115,829	68,022	134,325	
24			Всього по ТП2	959,292	651,955	1159,865	871,342	584,920	1049,461

Рисунок 2.2 - Розподіл цехів між ЦТП

Максимально можлива температура під час післяаварійного режиму настає літом і для Вінницької області складає  $\approx 30^\circ\text{C}$ ;

Згідно таблиці Н1 ГОСТ 14209-97 для розподільних трансформаторів типу ONAN коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі  $k_{\text{па}}=1,3$  [12].

5) в післяаварійному режимі, допускають відключити 20% навантаження, тому доля навантаження у післяаварійному режимі складатиме 80% - відповідно коефіцієнт  $k_{\text{ппа}}=0,8$ .

Математичної модель вибору потужності цехових ТП, де керованою змінною являється потужність ТП -  $S_T$ , а показником ефективності – річні приведені затрати  $Z$  в ТП:

$$Z(S_T) = B_{\text{ТП}}(S_{\text{ТП}}) + B_B(S_{\text{ТП}}), \quad (2.22)$$

де  $B_{\text{ТП}}(S_{\text{ТП}})$  - приведена вартість капіталовкладень протягом календарного року;

$B_B(S_{\text{ТП}})$  - вартість втрат електричної енергії протягом календарного року.

$$B_{\text{ТП}}(S_{\text{ТП}}) = (E_a + E_e) \cdot k_{\text{ТП}}(S_T, k_T), \quad (2.23)$$

де  $k_{\text{ТП}}(S_T, k_T)$  – капіталовкладення в ТП в залежності від потужності  $S_T$  та кількості  $k_T$  трансформаторів.

$$B_B(S_T) = [\Delta P_{\text{ХХ}}(S_T) + \Delta P_{\text{КЗ}}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0 \quad (2.24)$$

де  $\Delta P_{\text{ХХ}}(S_T)$  – активні втрати холостого ходу в трансформаторі потужністю  $S_T$ ;

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

$k_3$  - коефіцієнт завантаження трансформатора;

$B_0$  - питома вартість втрат електроенергії.

$$Z(S_T) = (E_a + E_e) \cdot k_{\text{ТП}}(S_T, k_T) + [\Delta P_{\text{ХХ}}(S_T) + \Delta P_{\text{КЗ}}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0 \quad (2.25)$$

Критерієм оптимальності в даній задачі є мінімум річних приведених затрат.

Запишемо обмеження, які накладаються на керовану зміну:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТП} \quad (2.26)$$

$$k_T > 1 \Rightarrow S_T \cdot k_{па} \geq S_{ТП} \cdot k_{ппа} \quad (2.27)$$

Втрати активної потужності:

$$\Delta P_{тр} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2 \quad (2.28)$$

Втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q_{тр} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2 \quad (2.29)$$

На рисунку 2.3, показана таблична форма, в якій наведено автоматизований процес вибору оптимальної потужності цехової ТП згідно математичної моделі (2.25) – (2.27).

За результатами виконаного розрахунку вибираємо для ЦТП 1-2 комплектні ТП з трансформаторами 2x1000 кВА [13].

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	Вибір оптимальної потужності ТП1 за мінімумом затрат															
2	Дані нормального режиму															
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1243,33				
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	1090,65				
5	Кількість трансформаторів										kt=	2				
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1				
7	Дані післяаварійного режиму															
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kпа=	1,3				
9	Доля навантаження в п.а. режимі										кппа=	0,75				
10	Економічні характеристики															
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	3936,32				
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее=	0,1				
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Еа=	0,036				
14																
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	Kтп, тис. грн.	E*K, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2	
15		63	1,28	0,24	215,505	29,3087	249,271	0,48	249,751	983,102	---		---	---	---	
17		100	1,97	0,33	228,848	31,1233	152,268	0,66	152,928	601,975	---		---	---	---	
18		160	3,1	0,51	246,263	33,4917	93,5977	1,02	94,6177	372,446	---		---	---	---	
19		250	4,2	0,74	268,785	36,5548	51,9413	1,48	53,4213	210,283	---		---	---	---	
20		400	5,9	0,95	322,605	43,8743	28,502	1,9	30,402	119,672	---		---	---	---	
21		630	8,5	1,31	358,943	48,8162	16,5532	2,62	19,1732	75,4718	---		---	+	---	
22	V	1000	10,5	2,1	423,518	57,5984	8,11583	4,2	12,3158	48,4791	106,077	V	+	+	+	
23		1600	18	2,8	526,5	71,604	5,4347	5,6	11,0347	43,4362	115,04		+	+	+	
24		2500	23,5	3,85	602,393	81,9254	2,90624	7,7	10,6062	41,7496	123,675		+	+	+	
25										Змін=	106,077					
26										Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000				

Рисунок 2.3 – Вибір потужності ТП1

В таблиці 2.1 наведені результати автоматичного вибору для інших ТП [13].

Таблиця 2.1 - Результати автоматичного вибору потужності ТП

№ ТП	Марка ТП	Потужність, кВА	Кількість ТП	Доля нав. в п.а.	Вартість ТП, тис. грн
ТП-1	ТМ - 1000	1000	2	0,75	106,077
ТП-2	ТМ - 1000	1000	2	0,75	101,93

### 2.3 Визначення оптимального перерізу ліній живлення

СЕП мікрорайону отримує живлення від п/ст. 110/10, що знаходиться на відстані 0,3 км до ЦРП. Оптимальною конфігурацією СЕП 10 кВ являється радіальна. ЦРП містить дві секції розподільчих шин та встановлена в оптимальному місці відносно річних приведених затрат в СЕП.

Електричні мережі 10 кВ підприємства виконані кабельними лініями які прокладені в землі в траншеях. У ПУЕ [3] вимагається щоб усі електричні апарати класифікувались та експлуатувались за параметрами установлення, номінальною напругою та номінальним струмом, та в обов'язковому порядку проходили перевірку на термічну і динамічну стійкість в умовах даної електромережі.

В якості кабельних ліній які живлять ЦРП підприємства було обрано сучасні броньовані кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену в ПВХ оболонці типу АПвЭБВ-10 [14] які будуть прокладені трикутником в землі у траншеї. Допустимий переріз кабелів виконується за умовою допустимого струмому.

Переріз кабелів АПвЭБВ-10 для живлення ЦРП виконуємо за умовою:

$$I_p \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{\text{доп}} ; \quad (2.30)$$

$$69,21 \text{ (A)} \leq 1,03 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,99 \cdot 0,97 \cdot 175 = 173,6 \text{ (A)} .$$

де  $k_1$  - коефіцієнт що враховує температуру зовнішнього середовища;

$k_2$  - коефіцієнт що враховує глибину траншеї в землі;

$k_3$  - коефіцієнт що враховує тепловий опір ґрунту прокладання;

$k_4$  - коефіцієнт що враховує відстані між фазами;

$k_5$  - коефіцієнт що враховує вплив від прокладених поруч кабелів;

$k_6$  - коефіцієнт що враховує прокладання в трубах і каналах.

Отже живлення ЦРП підприємства буде здійснюватися за допомогою кабелю ЕБВ-10 перерізом  $3 \times 50 \text{ мм}^2$  з  $I_{\text{доп}} = 175 \text{ А}$  [14]. Вибір живлячих ліній від ЦРП до ТП1 та ТП2 здійснюємо аналогічним чином, а результати заносимо в таблицю 2.2.

Силові високовольтні вимикачі згідно нормативних документів [1] вибирають за номінальною напругою вимикача, розрахунковим і максимальним струмом [3,4].

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.мережі}}, \quad (2.31)$$

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{max}}, \quad (2.32)$$

Розраховуємо  $I_{\text{max}}$  для спроектованої СЕП при нормальному та післяаварійному режимів для ЦТП1:

$$I_p = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1090,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 31,5 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{ра}} = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1090,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 63 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,3 \cdot S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,3 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 47,3 \text{ (А)}.$$

Отже на шинах 10 кВ ЦРП буде встановлено вакуумний силовий вимикач ВРС-10-20/630 УЗ [4]. Значення номінального струму вимикачів складає  $I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ А} > I_{\text{м.ав}}$  в усіх точках приєднання. Час відключення вимикача складає 0,075 с.

Таблиця 2.2 Вибір високовольтного обладнання СЕП

Лінія	$I_p$ , А	$I_{\text{ра}}$ , А	Вимикач	$I_{\text{ном}}$ , А	Провідник	$S$ , $\text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}$ , А
С-ЦРП	69,21	138,4	ВРС-10-20/630 УЗ	630	АПВЭБВ-10	$3 \times 50$	175
ЦРП-ТП-1	31,5	63	ВРС-10-20/630 УЗ	630	АПВЭБВ-10	$3 \times 25$	85
ЦРП-ТП-2	30,3	60,6	ВРС-10-20/630 УЗ	630	АПВЭБВ-10	$3 \times 25$	85

## 2.4 Оптимізація і моделювання вибору місця розташування ЦРП

Щоб здійснити оптимальний вибір місця розташування ЦРП необхідно використати критерій мінімальних сумарних річних приведених затрат в СЕП [11].

ТП підприємства живиться від ЦРП, тому ЦРП встановлюється в центрі електричного навантаження.

Для вирішення даної задачі необхідно скласти математичну модель у якій показником ефективності будуть являтися відносні оптимальні затрати на спорудження та функціонування СЕП. Таким чином критерієм оптимального вибору являється варіант з мінімальними затратами на спорудження та експлуатацію СЕП.

Математична модель для вибору оптимального місця для спорудження ЦРП:

$$\begin{aligned}
 Z(x_0, y_0) = & \left[ (E_e + E_{аж}) \cdot (a_{ж} + K_0(F_{ж})) + 3 \cdot I^2 \cdot R_0(F_{ж}) \cdot B_0 \right] \cdot k_{ж} \cdot L_{ж} + \\
 & + \sum_{i=1}^n \left[ (E_e + E_a) \cdot (a + K_0(F_i)) + 3 \cdot I^2 \cdot R_0(F_i) \cdot B_0 \cdot k_i \right] \cdot L_i \rightarrow \min, \quad (2.33) \\
 & X_{\min} \leq X_0 \leq X_{\max}, \\
 & Y_{\min} \leq Y_0 \leq Y_{\max}.
 \end{aligned}$$

де  $Z(x_0, y_0)$  - річні приведені затрати;

$K_0(F_i)$  - вартість КЛ перерізом  $F_i$ ;

$I$  – струм однієї лінії живлення;

$B_0$  - питома вартість втрат активної потужності грн/кВт;

$E_a$  - Коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$F_i$  - переріз  $i$ -того варіанту КЛ;

$a_{ж}$  - складова питомої вартості живлячої КЛ на 1 км;

$L_i$  - довжина  $i$ -тої розподільної лінії;

$X_0; Y_0$  - координати центру мережі;

На рисунку 2.4 представлений автоматизований процес вибору оптимального розташування ЦРП в середовищі Excel за допомогою табличної форми.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
2	Технічні характеристики мережі											
3	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ									U <sub>ж</sub> =	10	
4	Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)									МетрикаЖ =	НЕ	
5	Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)									МетрикаР =	НЕ	
6												
7	Економічні характеристики мережі											
8	Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км									a=	10	
9	Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛ тис.грн/км									а <sub>ж</sub> =	8	
10	Питома вартість втрат, грн/кВт									В <sub>о</sub> =	3936,32	
11	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень									Е <sub>е</sub> =	0,1	
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію									Е <sub>а</sub> =	4,00%	
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії									Е <sub>а<sub>ж</sub></sub> =	5,00%	
14												
15												
16	Лінії живлення	X, м	Y, м	F, мм <sup>2</sup>	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	R <sub>о</sub> , Ом/км	K <sub>о</sub> , т.грн/км	L, м	З, тис. грн
17	ЖЛ	3	110	120	2	1935,65	1414,91	69,21	0,258	186,35175	40,00	2,334
18	ТП1	69	105	50	2	1052,3	755,78	37,40	0,62	83,0835	31,00	1,400
19	ТП2	43	171	50	2	970,56	720,31	34,89	0,62	83,0835	61,00	2,592
20												
21	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											6,3251
22	Оптимальні координати ЦЕМ, м									X <sub>о</sub> = 43	Y <sub>о</sub> = 110	
23												
24	Координати ЦЕМ на генплані, м									X <sub>о</sub> = 41	Y <sub>о</sub> = 112	
25	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											6,5057

Рисунок 2.4 – Таблична форма визначення центру мережі

Отже за результатами розрахунку оптимальним місцем для спорудження ЦРП являються  $x=43$  м;  $y=110$  м при цьому мінімальні приведені річні затрати на спорудження та експлуатацію мережі складатимуть 6,325 тис. грн..

Будуємо картограму електричних навантажень на генплані підприємства на якій урахуємо усі вище проведені розрахунки оптимальних параметрів СЕП рисунок 2.5.

Основна мета експлуатації електричних мереж полягає в забезпеченні надійної подачі споживачам необхідної кількості якісної електроенергії при найменших витратах матеріальних, трудових і грошових ресурсів. Реалізація зазначеної мети здійснюється шляхом проведення технічного обслуговування і ремонту електричної мережі, своєчасної ліквідації пошкоджень, оперативного ведення режиму, розробки і виконання планів реконструкції і розвитку мережі.

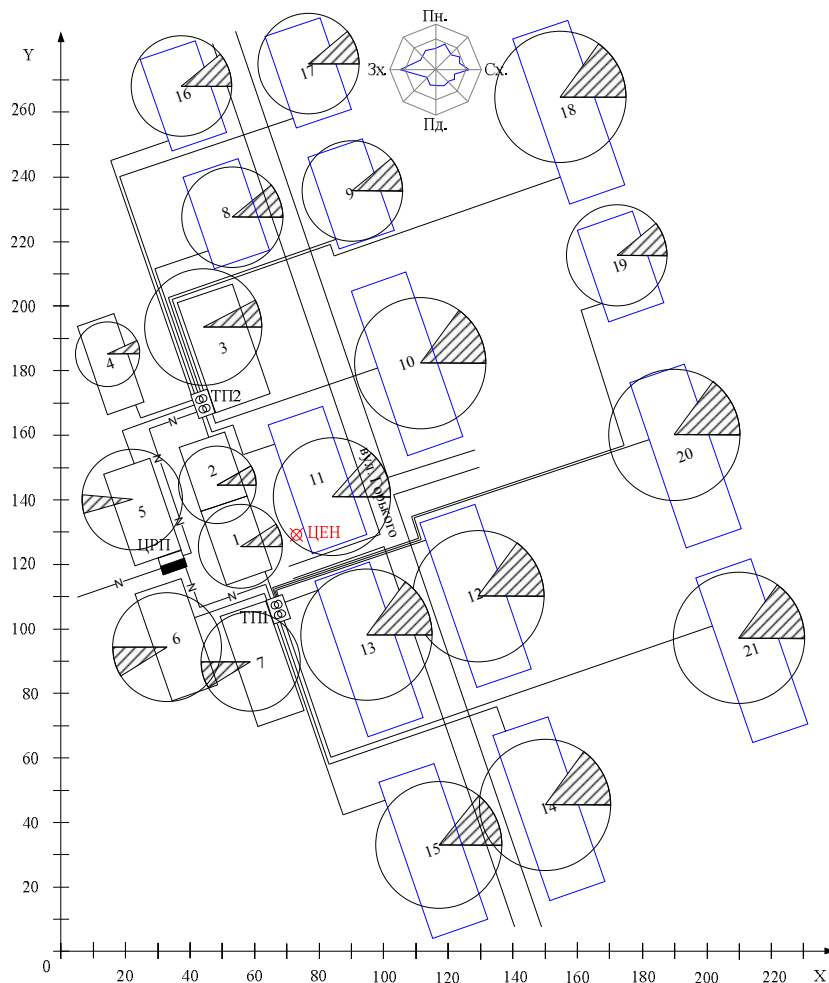


Рисунок 2.5 – Розміщення ЦРП та ЦТП

## 2.5 Розрахунок потужності конденсаторних батарей

Оптимальний розрахунок потужності батарей статичних конденсаторів (БСК) досягається шляхом врахування особливостей, споживання потужності та конфігурації спроектованої СЕП [4.8]. Основним критерієм при виборі потужності БСК являється баланс потужності мережі для якого необхідно врахувати значення вхідної споживаної реактивної потужності та потужності, окремого вузла живлення, яку потрібно скомпенсувати.

Для здійснення даного розрахунку складаємо однолінійну схему СЕП (рисунок 2.6) та однолінійну схему заміщення (рисунок 2.7).

Здійснюючи вибір оптимальної потужності БСК за допомогою балансової задачі, не можливо змінювати РП яка буде протікати в КЛ яка з'єднує систему та



ЦТП, тому при вирішенні даної задачі втрати пов'язані із протіканням потужності в живлячій лінії можна не враховувати.

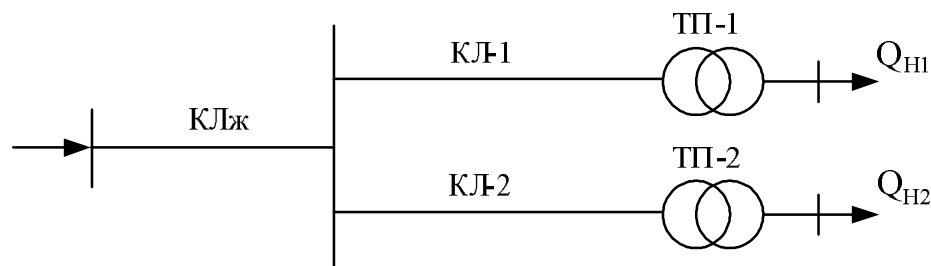


Рисунок 2.6 – Однолінійна схема електропостачання

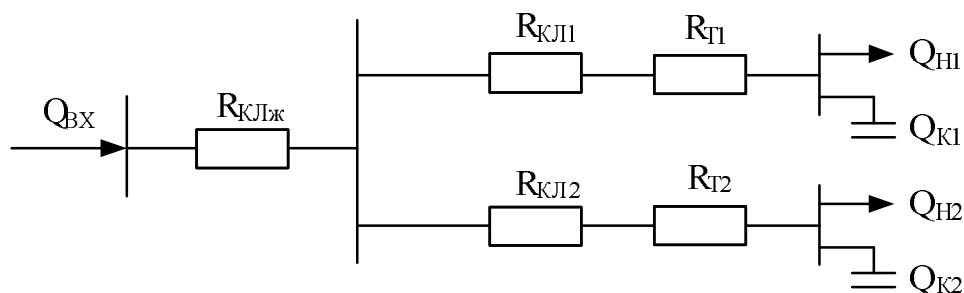


Рисунок 2.7 – Схема заміщення мережі електропостачання підприємства

Математична модель балансової задачі для вибору оптимальної потужності БСК [11]:

$$\begin{cases} 3(Q_K) = \frac{B_0}{U^2} \times \sum_{i=1}^n [(Q_{Hi} - Q_{Ki})^2 (R_{КЛi} + R_{Ti})] \rightarrow \min_{Q_K}; \\ Q_{Ki} \geq 0, i=1, 2..n; \\ \sum_{i=1}^n Q_{Ki} = \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - Q_{BX} \end{cases} \quad (2.34)$$

Керовані змінні – потужність БСК у вузлах навантаження  $q_k = (q_{k1}, q_{k2}, \dots, q_{kn})$

ПЕР – річні приведені затрати.

де  $B_0$  – питома вартість втрат активної потужності;

$U$  – номінальна напруга, до якої приведені активні опори схеми заміщення;

$n$  – кількість ЦТП;

$Q_{Hi}$  – реактивне навантаження окремої лінії живлення  $i$ -тої ЦТП;

$Q_{Ki}$  – потужність КУ окремої секції шин НН  $i$ -тої ЦТП;

$R_{КЛі} = r_{оКЛі} \cdot L_{КЛі}$  – активний опір окремої лінії;

Розрахунок оптимальної потужності БСК за допомогою балансової задачі проводимо в середовищі САПР MathCad. Для виконання даної задачі створюємо комп'ютерну модель на основі математичної моделі (2.34) (рисунок 2.8).

Вхідні дані для розрахунку		
Напруга, кВ:	$U := 10$	Модель балансової задачі компенсації реактивних навантажень $Z(q_{к1}, q_{к2}) := \frac{Bo}{U^2 \cdot 1000} \cdot \left[ \begin{array}{l} (q_{н1} - q_{к1})^2 \cdot \left( \frac{r_{т1} + r_{н1}}{2} \right) \dots \\ + (q_{н2} - q_{к2})^2 \cdot \left( \frac{r_{т2} + r_{н2}}{2} \right) \dots \\ + (q_{н1} + q_{н2} - q_{к1} - q_{к2})^2 \cdot \frac{r_{ж}}{2} \end{array} \right] \dots$ $+ [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + Bo \cdot \Delta P_{к}] \cdot (q_{к1} + q_{к2})$
Вхідна реактивна потужність, квар:	$q_{вх} := 574$	
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	$E_e := 0.1$	
Коефіцієнт відрачувань на амортизацію	$E_a := 0.04$	
Питома вартість КУ	$B_{к0} := 100$	
Питомі втрати реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар	$\Delta P_{к} := 4.5$	
Питома вартість втрат активної потужності, грн/кВт	$Bo := 3936.32$	
Питомі активні опори ліній живлення, Ом/км		
$r_{01} := 0.62$ $r_{02} := 0.62$		
Довжини ліній від ЦРП до ЦТП, км		
$L_{кп1} := 0.031$ $L_{кп2} := 0.061$		
Опори трансформаторів, Ом		
$r_{т1} := 1.05$ $r_{т2} := 1.05$		
Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар:		
$q_{н1} := 681.4$ $q_{н2} := 651.955$		
Довільні початкові потужності БК у вузлах навантаження, квар:		
$q_{к1} := 100$ $q_{к2} := 100$		
Довжина та питомий опір ліній живлення:		
$l_{ж} := 0.3 + 0.04 = 0.34$ $r_{ж0} := 0.326$		
Опір зовнішньої лінії живлення, Ом		
$r_{ж} := l_{ж} \cdot r_{ж0} = 0.111$		
Опір розподільних ліній живлення, Ом		
$r_{п1} := r_{01} \cdot L_{кп1} = 0.019$ $r_{п2} := r_{02} \cdot L_{кп2} = 0.038$		

Given  
обмеження  
 $q_{к1} \geq 0$      $q_{к2} \geq 0$   
 $(q_{н1} + q_{н2}) - (q_{к1} + q_{к2}) = q_{вх}$   
Визначаємо оптимальне проектне рішення:

$q_{к} := \text{Minimize}(Z, q_{к1}, q_{к2}) = \begin{pmatrix} 391.925 \\ 367.43 \end{pmatrix}$

Річні приведені заграти, грн  
 $Z(q_{к1}, q_{к2}) = 3.562 \times 10^6$

Перевірка, квар  
 $(q_{н1} + q_{н2}) - (q_{к1} + q_{к2}) = 574$        $q_{вх} = 574$

Визначаємо потужності БК у вузлах навантаження, квар:  
 $q_{КУ} := \frac{q_{к}}{2} = \begin{pmatrix} 195.963 \\ 183.715 \end{pmatrix}$

Рисунок 2.8 – Вигляд розрахунку задачі КРН в середовищі MathCad

Для спроектованої СЕП доцільно встановити автоматично регульовані конденсаторні установки УКР-0,4. На ТП1 буде встановлено БСК типу УКР 0,4-200/50 у кількості двох штук, по одній на трансформатор. На ТП2 буде встановлено БСК типу УКР 0,4-175/25 у кількості двох штук, по одній на кожен трансформатор.

## 2.6 Релейний захист та автоматика

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи здійснено розрахунок релейного захисту для одного із двох трансформаторів ТП 1 на якому встановлено КУ типу УКР 0,4-200/50.

Струмова відсічка.

Основним захистом від замикань між контактами БСК є струмова відсічка.

$$I_{\text{св}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{вкл}}; \quad (2.35)$$

де  $k_{\text{н}}$  - коефіцієнт надійності,  $k_{\text{н}} = 1,5$ ;

$I_{\text{вкл}}$  - струм включення БСК, розраховується за формулою:

$$I_{\text{вкл.БСК}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.БСК}} \left( k_{\text{у}} + \sqrt{\frac{W_{\text{кз}}}{Q_{\text{ном.БСК}}}} \right); \quad (2.36)$$

де  $I_{\text{ном.БСК}}$  - номінальний струм БСК;

$W_{\text{кз}}$  - потужність КЗ на шинах, в місці встановлення БСК;

$Q_{\text{ном.БСК}}$  - номінальна потужність БСК;

$k_{\text{у}}$  - коефіцієнт загрузки конденсаторів по напрузі, визначається за формулою:

$$k_{\text{у}} = \frac{U_{\text{розр}}}{\sqrt{2} \cdot n \cdot U_{\text{н.к.}}} = \frac{0,4}{\sqrt{2} \cdot 6 \cdot 0,4} = 0,118; \quad (2.37)$$

$$I_{\text{вкл.БСК}} = \sqrt{2} \cdot 202 \left( 0,118 + \sqrt{\frac{20}{0,15}} \right) = 3,332 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{св}} = 1,5 \cdot 3,332 = 4,99 \text{ (кА)}.$$

Визначимо струм трифазного КЗ.

$$I_{\text{кз}} = \frac{1,3 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 11820 \text{ (А)};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,865 \cdot 11820}{4990} = 2.$$

Приймається реле типу РТ-40/200 з'єднання котушок паралельне, межі уставок струму спрацьовування реле 100—200 А [1].

Витримка часу вибирається на ступінь селективності 0,3 – 0,5 с:

$$t_{\text{сзБСК}} = t_{\text{свТр-р}} + \Delta t' = 0,0 + 0,5 = 0,5 \text{ (с)}.$$

Реле часу приймається типу ЭВ-114 з межею уставок за часом 0,1 – 1,3 с.

Максимальний струмовий захист.

Уставка по струму вибирається з умов:

а) неспрацьовування захисту при післяаварійних перевантаженнях по виразу:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{НОМ.БСК}}}{k_{\text{в}}}; \quad (2.38)$$

де  $k_{\text{н}}$  - коефіцієнт надійності,  $k_{\text{н}} = 1,2$ ;

$k_{\text{пов}}$  - коефіцієнт повернення реле ( $k_{\text{пов}} = 0,8$ ).

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2 \cdot 202}{0,8} = 303 \text{ (А)}.$$

б) за узгодженням з попереднім захистом:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{нс}} \cdot I_{\text{сзГр}} = 1,3 \cdot 303 = 393,9 \text{ (А)}.$$

Приймається уставка  $I_{\text{сз}} = 393,9 \text{ (А)}$ .

в) визначається чутливість захисту при двофазному КЗ на шинах 0,4 кВ ТП1 в мінімальному режимі системи:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,865 \cdot 11820}{393,9} = 14,97 > 1,5.$$

г) струм спрацьовування реле визначається по виразу:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{n_{\text{ТС}}} = \frac{393,9}{20} = 19,7 \text{ (А)}.$$

де  $n_{\text{ТС}}$  – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму прийнятий рівним 100/5.

Приймається реле типу РТ 40/100.

д) час спрацьовування захисту визначається за узгодженням з МСЗ трансформаторі ТП1, що має час спрацьовування – 1,2с.

$$t_{\text{сзКЛ}} = t_{\text{сзМСЗГр}} + \Delta t' = 1,2 + 0,4 = 1,6 \text{ (с)}.$$

Приймається реле часу типу ЕВ-124 з межами уставок 0,25—3,5с.

Захист від однофазних замикань на землю.

Захист від замикань на землю виконується по струму нульової послідовності, так само як і захист інших фідерів.

Струм замикання на землю всієї кабельної мережі 10 кВ, яка живить ТП 1:

$$3I_{0\text{КЛ} \text{Мережі}}^{(1)} = \frac{k_{\text{рем}} \cdot U_{\text{мф}} \cdot l}{10} = \frac{0,54 \cdot 0,4 \cdot 0,071}{10} = 0,03 \text{ (A)}.$$

де  $U_{\text{мф}}$  – міжфазна напруга, кВ;

$l$  – довжина мережі, км;

$k_{\text{рем}}$  – коефіцієнт, що враховує ремонтний режим.

Струм спрацьовування захисту визначається таким чином:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{відл}} \cdot k_{\text{стр}} \cdot 3I_{0\text{КЛ}}^{(1)}}{10} = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 0,03}{10} = 0,0132 \text{ (A)}.$$

де  $k_{\text{відл}}$  – коефіцієнт налаштування, що приймається рівним 1.1—1.2;

$k_{\text{стр}}$  – коефіцієнт стрибка, що враховує стрибок струму ємності, що приймається рівним 4-5, якщо захист діє без витримки в часі.

Коефіцієнт чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{КЛ} \text{Мережі}}^{(1)} - 3I_{0\text{КЛ}}^{(1)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,03 - 0,0108}{0,0132} = 1,45 > 1,25.$$

Умова чутливості полягає у тому, що сигналізація при металевому замиканні на землю повинна діяти з коефіцієнтом чутливості  $k_{\text{ч}} = 1,25$  для кабельних ліній.

Вибір необхідних засобів захисту регламентується правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок, нормами і правилами з охорони праці та іншими нормативно-технічними документами, а також визначаються місцевими умовами на підставі вимог цих документів.

Експлуатацію електроустановок повинен здійснювати електротехнічний персонал, який ділиться на адміністративно-технічний, оперативний, ремонтний та оперативно-ремонтний.

Стаціонарне електрообладнання, яке має ефект концентрації тепла і ефект фокусування, має розташовуватися на відстані від будь-якого елемента конструкції або стаціонарного об'єкта. Ця відстань повинна забезпечувати захист об'єкта або елементів від впливу небезпечних температур.

При утриманні в кожній одиниці електроустаткування значної кількості горючої рідини, необхідно вжити заходів обережності, які гарантують відсутність можливості горючої рідини або продуктів горіння (токсичні гази, дим, полум'я) в інші частини будівлі і на елементи його конструкції. Як запобіжних заходів можна використовувати наступні:

- встановлення електрообладнання в камерах (приміщеннях), що мають вогнестійкі пороги і стіни і т.п., що виключають поширення горючої рідини. При цьому камери (приміщення) повинні бути обладнані індивідуальною вентиляцією, що має викид за межі будівель,
- пристрій маслосбірних ям, які збирають горючу рідину і забезпечують її гасіння в разі загоряння.

Висновки. В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено аналіз системи електропостачання підприємства. Для цього було виконано наступні задачі:

- обрано кількість, потужність та місце розташування оптимальних трансформаторних підстанцій;
- обрано перерізи та марки ліній живлення а також здійснено їх перевірку;
- здійснено аналіз засобів захисту електрообладнання.

Отже система електропостачання підприємства за своїми економічними показниками являється оптимальною.

### 3 МІНІМІЗАЦІЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО МІКРОРАЙОНУ ПРИ НЕСИМЕТРИЧНИХ РЕЖИМАХ

#### 3.1 Принципи використання засобів КРП для покращення несиметрії режиму

Використання пристроїв КРП на базі напівпровідникових елементів дозволяє забезпечити одночасну оптимізацію декількох параметрів якості електроенергії. В частості покращити несиметрію режиму.

Статичний синхронний компенсатор (СТАТКОМ) або static synchronous compensator (STATCOM) - це пристрій на базі статичного перетворювача, що працює в якості статичного компенсатора реактивної потужності [16].

За допомогою СТАТКОМ можливо вирішити наступні задачі:

- стабілізація і регулювання напруги;
- компенсація реактивної потужності;
- симетрування навантаження (шляхом споживання активної та реактивної потужності з однієї фази і видачі їх в іншу);
- активна фільтрація вищих гармонік, що пояснюється можливістю формування не тільки напруги гармонічної форми, а й полігармонічної, необхідної для компенсації відповідних паразитних гармонік в мережі.

СТАТКОМ може реалізовуватися за допомогою різних схем. Варіант СТАТКОМ з перетворювачем напруги представлений на рис. 3.1 [17].

Пристрій СТАТКОМ містить:

- 1) статичний перетворювач, який працює в різних режимах споживання і генерації активної і реактивної потужності;
- 2) узгоджувальний трансформатор який під'єднується до шин ВН;
- 3) ланка постійного струму (випрямленої напруги), що забезпечує стабільність струму (напруги) для реалізації модуляції синусоїдальних струмів (напруг).

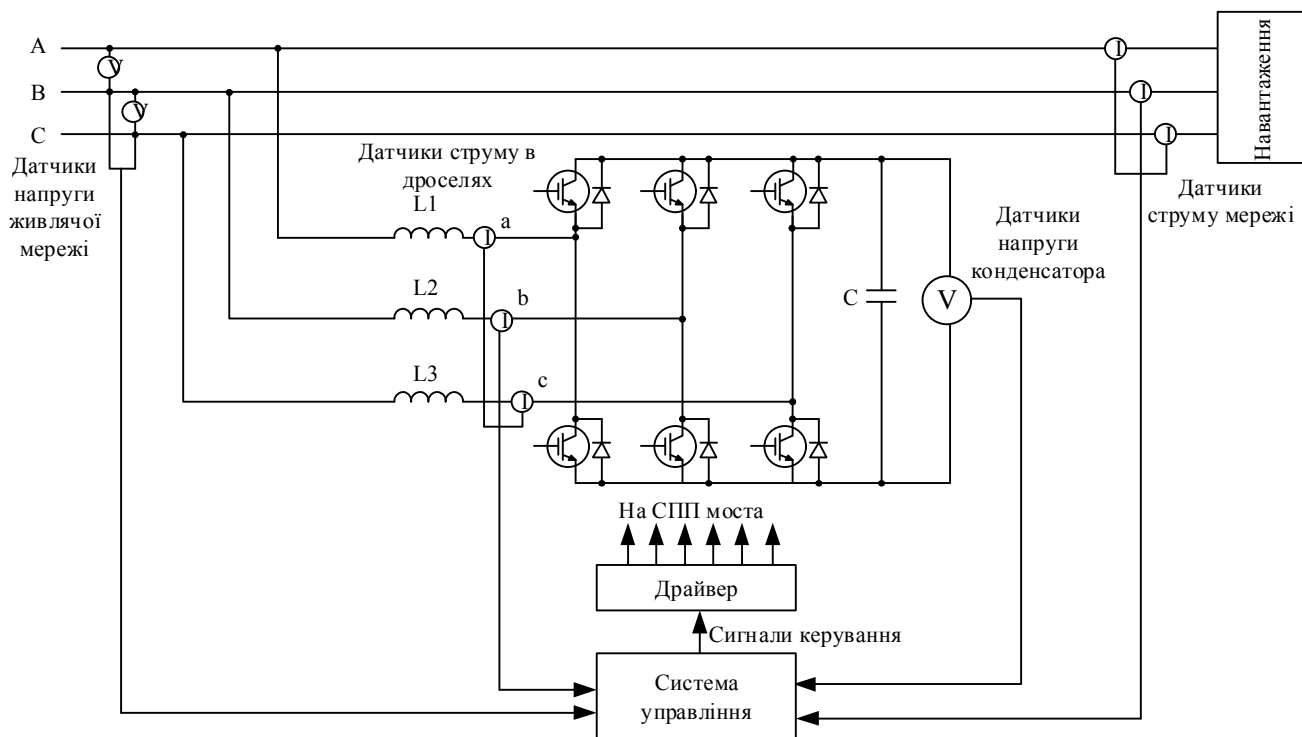


Рисунок 3.1 – Структурна схема симетрувальної установки на базі СТАТКОМ

СТАТКОМ виготовляють на середні напруги 6, 10, 35 кВ. В низьковольтних мережах використовуються активні фільтри (АФ), які мають таку ж структуру, але меншу потужність і завдяки вищій частоті модуляції характеризуються кращими фільтраційними властивостями. АФ можуть використовуватися для симетрування струмів як за зворотною, так і за нульовою послідовністю, що забезпечить мінімізацію втрат електроенергії та, крім того, кращу якість електроенергії.

Щоб реалізувати функціональні можливості АФ необхідно провести аналіз принципу його роботи. Для цього складемо схему заміщення і запишемо рівняння для розрахунку потужності АФ.

Схема заміщення АФ аналогічна схемі заміщення синхронної електричної машини (рис. 3.2).

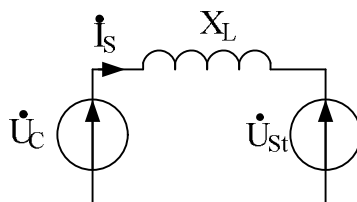


Рисунок 3.2 – Схема заміщення АФ



Повна потужність даного пристрою розраховується за виразом:

$$S = \frac{U_C U_{St}}{X_L} \sin(\alpha) - j \left( \frac{U_C U_{St}}{X_L} \cos(\alpha) - \frac{U_C^2}{X_L} \right) = P - jQ. \quad (3.1)$$

де  $U_C$ ,  $U_{St}$  – лінійні напруги мережі і статичного перетворювача, відповідно;

$\alpha$  – фазовий кут між напругою статичного перетворювача і напругою на шинах підстанції;

$P$ ,  $Q$  – активна та реактивна складові потужності.

### 3.2 Розробка цифрової моделі симетрувальної установки на базі АФ в MATLAB Simulink

Щоб дослідити симетрувальні можливості компенсатора була побудована модель АФ в середовищі MATLAB Simulink (рис. 3.3).

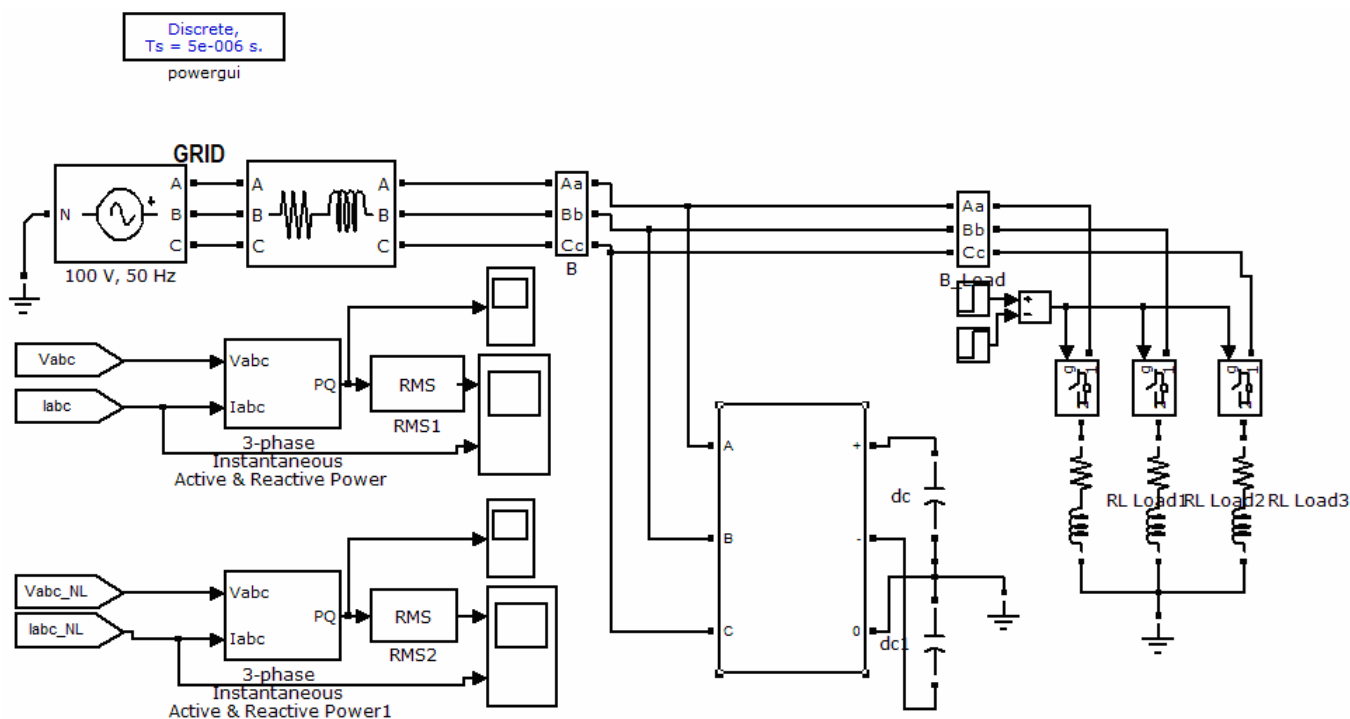


Рисунок 3.3 – Модель дослідження АФ в MATLAB Simulink

Модель АФ складається з таких основних блоків (рис. 3.4): регулятор напруги на конденсаторі; блок визначення параметрів навантаження; блок обчислювача струмів АФ; блок керування, інвертор напруги. Вхідними змінними в роботі даної системи управління служать миттєві значення напруг мережі, фазних струмів навантаження, напруги на затискачах конденсатора АФ.

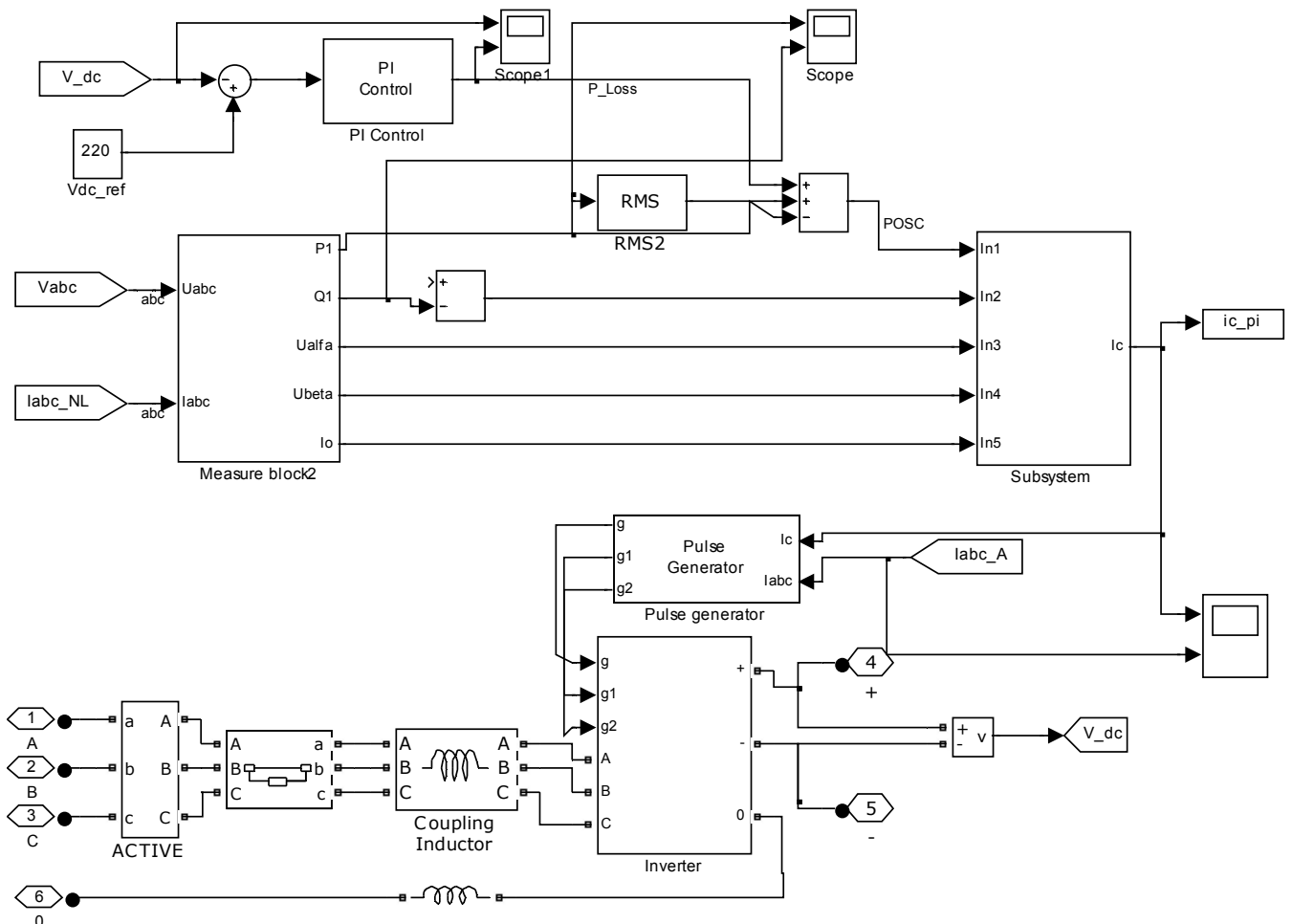


Рисунок 3.4 – Модель симетрувальної установки на базі АФ в середовищі MatLab Simulink

Регулятор напруги на конденсаторі АФ (див. верхню частину рис. 3.4) призначений для підтримання на заданому рівні напруги  $U_d$  в колі постійного струму в статичних і динамічних режимах.

На рис. 3.5 зображена модель блока визначення параметрів навантаження. Миттєві значення фазних напруг мережі і струмів навантаження подаються на вхід блока визначення параметрів навантаження. На виході блока формуються миттєві

активна та реактивна потужності, напруги в системі  $\alpha\beta$ -координат, струм нульової послідовності.

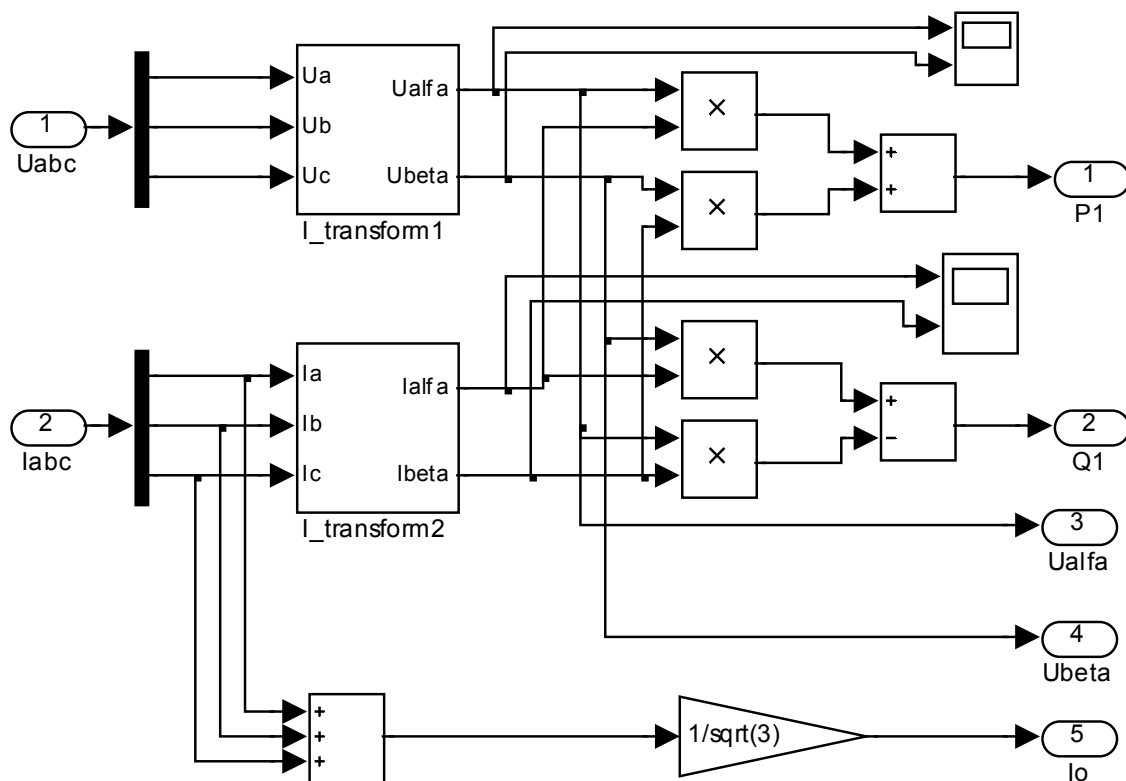


Рисунок 3.5 – Блок визначення параметрів навантаження

Перехід від фазних координат до ортогональних складників напруг і струмів в системі  $\alpha\beta 0$ -координат здійснюється за формулами:

$$\begin{bmatrix} u_{\alpha}(t) \\ u_{\beta}(t) \\ u_0(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{2/3} & -\sqrt{1/6} & -\sqrt{1/6} \\ 0 & \sqrt{1/2} & -\sqrt{1/2} \\ \sqrt{1/3} & \sqrt{1/3} & \sqrt{1/3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_a(t) \\ u_b(t) \\ u_c(t) \end{bmatrix}; \quad (3.2)$$

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha}(t) \\ i_{\beta}(t) \\ i_0(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{2/3} & -\sqrt{1/6} & -\sqrt{1/6} \\ 0 & \sqrt{1/2} & -\sqrt{1/2} \\ \sqrt{1/3} & \sqrt{1/3} & \sqrt{1/3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a(t) \\ i_b(t) \\ i_c(t) \end{bmatrix}$$

Миттєві значення активної та реактивної потужностей:

$$\begin{aligned} p(t) &= i_{\alpha}(t)u_{\alpha}(t) + i_{\beta}(t)u_{\beta}(t); \\ q(t) &= i_{\alpha}(t)u_{\beta}(t) - i_{\beta}(t)u_{\alpha}(t). \end{aligned} \quad (3.3)$$

На рисунку 3.6 зображена модель блока обчислення фазних струмів АФ.

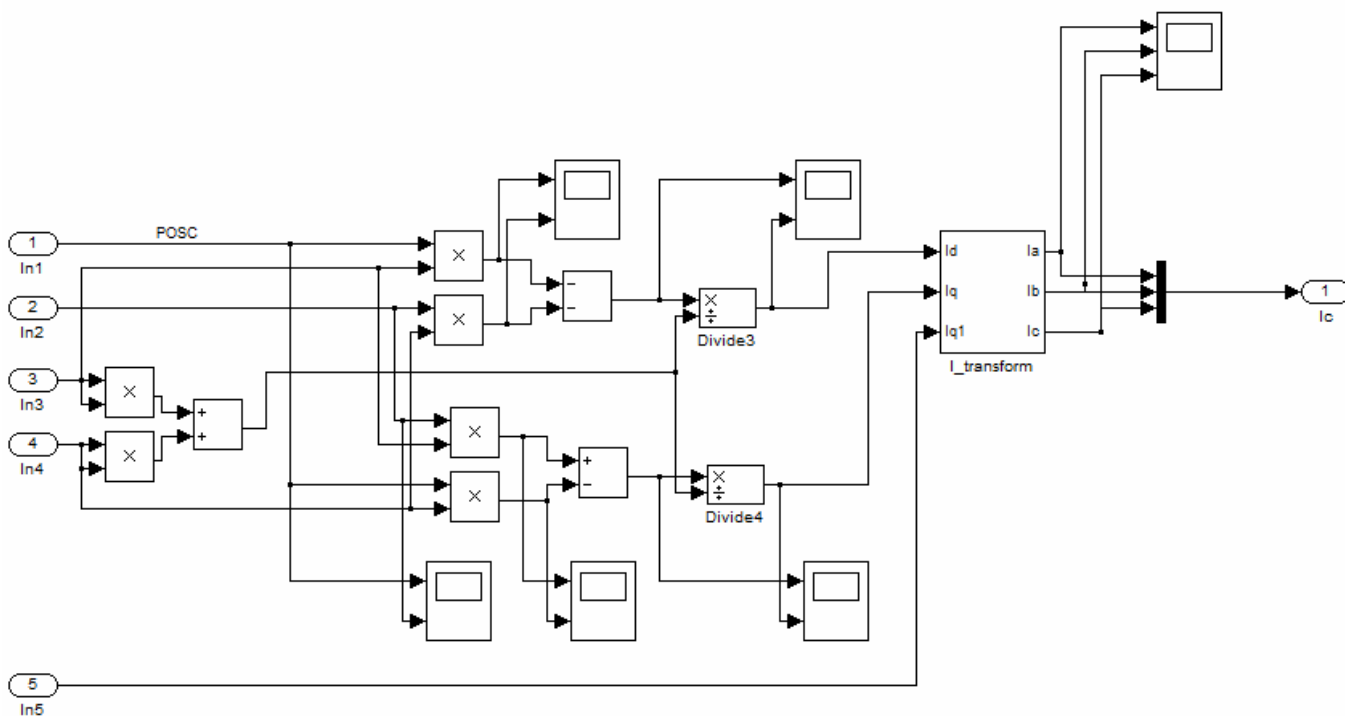


Рисунок 3.6 – Модель блока обчислення фазних струмів АФ

В блоці обчислення фазних струмів АФ здійснюється [24]: 1) визначення складників потужності, які повинен генерувати АФ для компенсації реактивної потужності, симетрування навантажень та фільтрування вищих гармонік:

$$n_p(t) = p(t) - P(t) - \left(k + \frac{1}{p\tau}\right)U_d(t); \quad n_q(t) = q(t), \quad (3.4)$$

де  $P(t)$  – активна потужність навантаження  $P(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t p(t)dt$ ;

$k + \frac{1}{p\tau}$  – параметри ПІ-регулятора, який забезпечує підтримання напруги на конденсаторі;

2) знаходження бажаної залежності компенсаційного струму АФ в системі  $\alpha\beta$ -координат:

$$i_{\alpha}^*(t) = \frac{n_p(t)u_{\alpha}(t) + n_q(t)u_{\beta}(t)}{u_{\alpha}^2(t) + u_{\beta}^2(t)}; \quad (3.5)$$

$$i_{\beta}^*(t) = \frac{-n_q(t)u_{\alpha}(t) + n_p(t)u_{\beta}(t)}{u_{\alpha}^2(t) + u_{\beta}^2(t)}; \quad (3.6)$$

3) визначення бажаної залежності фазних струмів АФ за формулою

$$\begin{bmatrix} i_a^*(t) \\ i_b^*(t) \\ i_c^*(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{2/3} & 0 & \sqrt{1/3} \\ -\sqrt{1/6} & \sqrt{1/2} & \sqrt{1/3} \\ -\sqrt{1/6} & -\sqrt{1/2} & \sqrt{1/3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{\alpha}^*(t) \\ i_{\beta}^*(t) \\ i_0^*(t) \end{bmatrix}, \quad (3.7)$$

Модель системи керування подана на рис. 3.7. Тут здійснюється порівняння бажаних компенсаційних струмів фаз з фактичними струмами компенсатора та їх регулювання за відхиленням. Тут також здійснюється формування ШІМ-сигналу на транзистори додаткового напівмоста інвертора з нульовим коефіцієнтом модуляції.

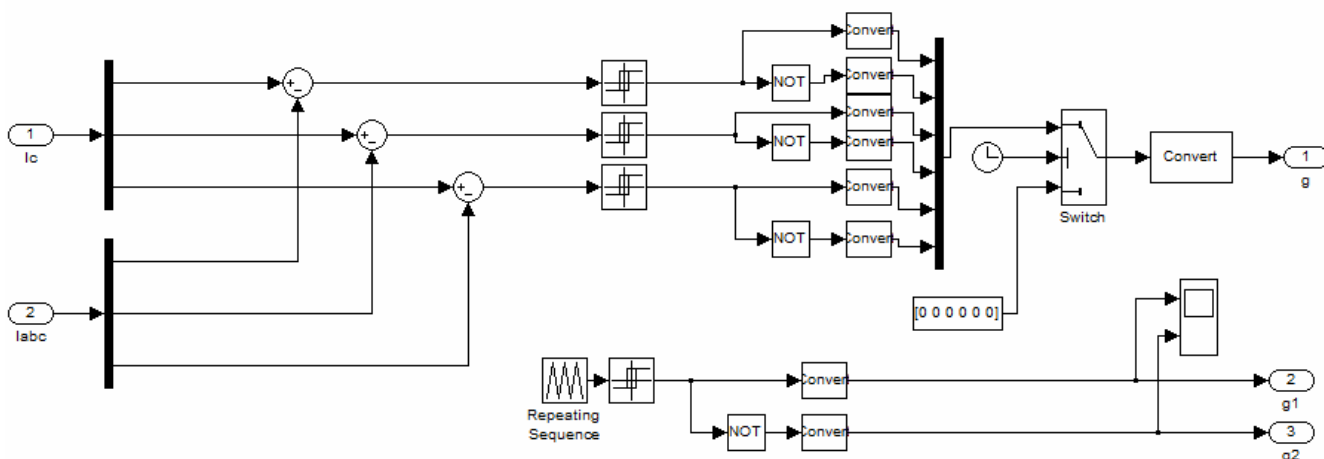


Рисунок 3.7 – Модель системи керування

Модель інвертора напруги з додатковим напівмостом зображена на рис. 3.8. Додатковий напівмост призначений для вирівнювання потенціалу на основних напівмостах і зменшення вмісту вищих гармонік в струмі мережі.

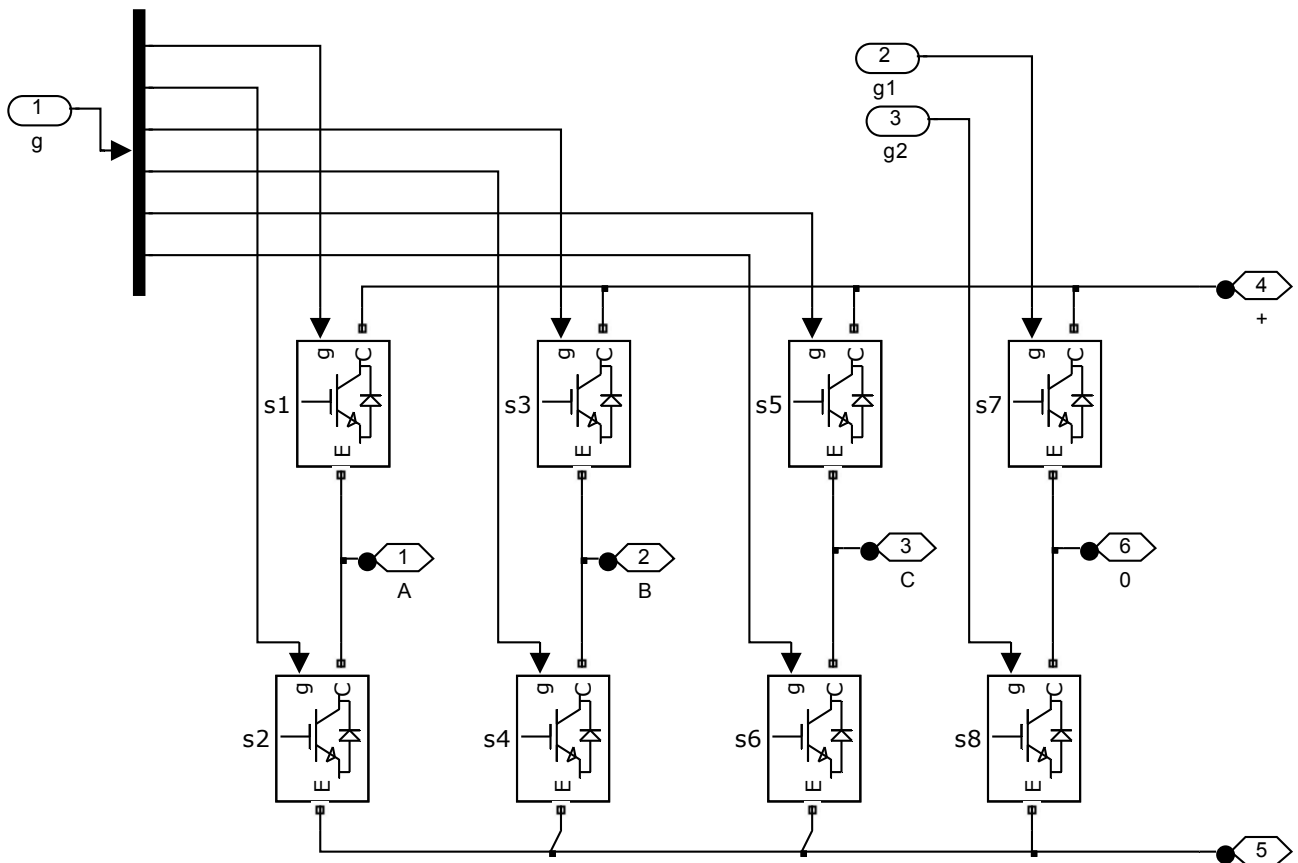


Рисунок 3.8 – Модель інвертора напруги з додатковим напівмостом

### 3.3 Моделювання АФ в основних режимів роботи симетрувальної установки

Під час моделювання основних режимів роботи АФ були розглянуті характерні для СЕП житлового мікрорайону режими роботи симетрувальної установки:

- симетричне навантаження;
- несиметричне навантаження.

Аналітичні вирази розрахунку моделі в системі  $\alpha$ ,  $\beta$ -координат представлені виразами [19]:

$$U_0^\alpha(t) = U^\alpha(t) + R_{Ls} \cdot i_0^\alpha(t) - \omega L_s i_0^\beta(t) + L_s \frac{d}{dt} i_0^\alpha(t); \quad (3.8)$$

$$U_0^\beta(t) = U^\beta(t) + R_{Ls} \cdot i_0^\beta(t) + \omega L_s i_0^\alpha(t) + L_s \frac{d}{dt} i_0^\beta(t). \quad (3.9)$$

де  $R_{Ls}$  - активний опір фазного ректора.

Аналітичний вираз, що дозволяє побудувати систему управління, що забезпечує симетрування струмів мережі, представлене виразами (3.8) і (3.9) в синхронній системі координат, перетворимо до дискретного виду

$$U_0^\alpha(k+1) = U^\alpha(k) + R_{Ls} \cdot i_0^\alpha(k) - \omega L_s i_0^\beta(k) + Kp(i^{\alpha*}(k) - i_0^\alpha(k)) + \Delta U_{I\alpha}(k); \quad (3.10)$$

$$U_0^\beta(k+1) = U^\beta(k) + R_{Ls} \cdot i_0^\beta(k) + \omega L_s i_0^\alpha(k) + Kp(i^{\beta*}(k) - i_0^\beta(k)) + \Delta U_{I\beta}(k); \quad (3.11)$$

$$\Delta U_{I\alpha}(k) = Ki(i^{\alpha*}(k-1) - i_0^\alpha(k-1)) + \Delta U_{I\alpha}(k-1); \quad (3.12)$$

$$\Delta U_{I\beta}(k) = Ki(i^{\beta*}(k-1) - i_0^\beta(k-1)) + \Delta U_{I\beta}(k-1). \quad (3.13)$$

Рівняння (3.12) і (3.13) враховують дискретність системи і одиничну затримку поширення сигналу.

На рис. 3.9, 3.10, 3.11 представлені часові залежності струмів, відповідно, навантаження, мережі та АФ для випадку, коли струм фази С більше ніж втричі перевищує струми фаз А і В, кут зсуву фаз між напругами і струмами становить приблизно 45 градусів.

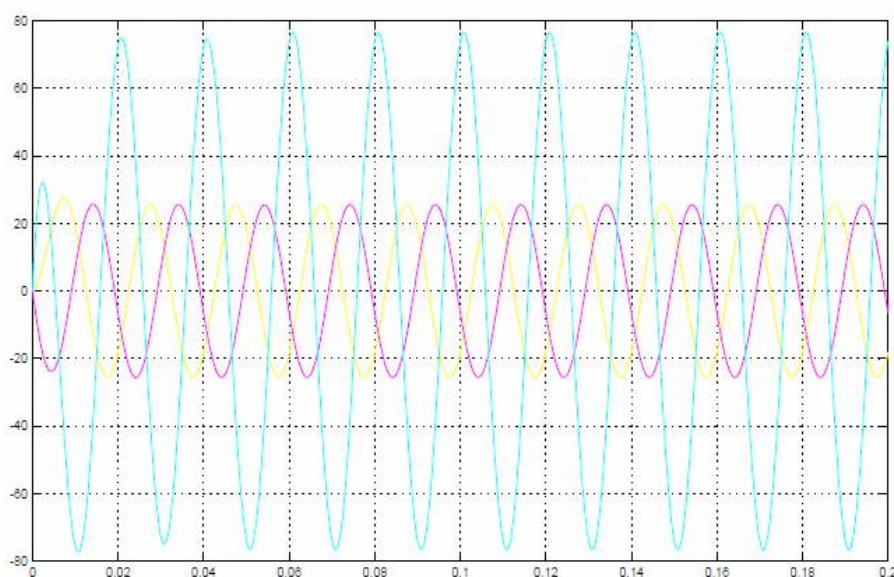


Рисунок 3.9 – Струми несиметричного навантаження

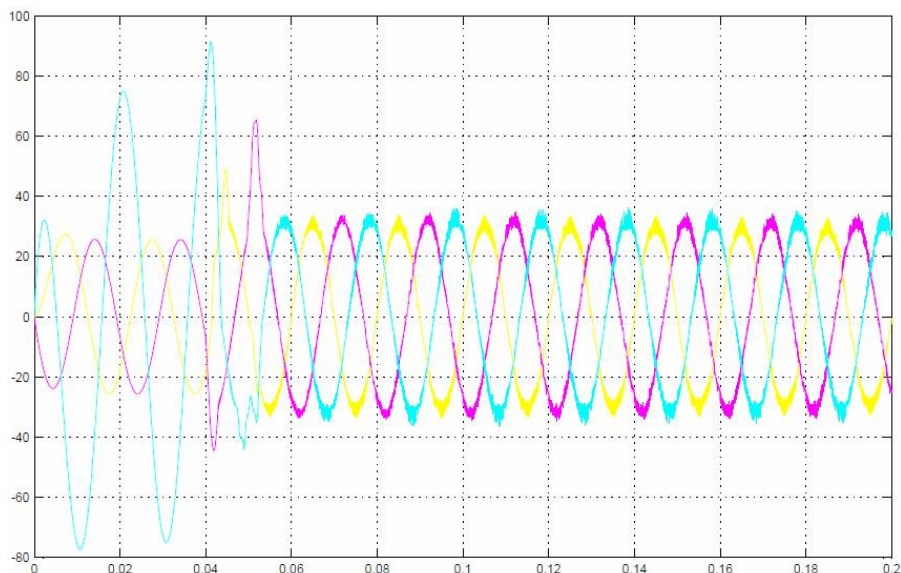


Рисунок 3.10 – Струми мережі за несиметричного режиму навантаження

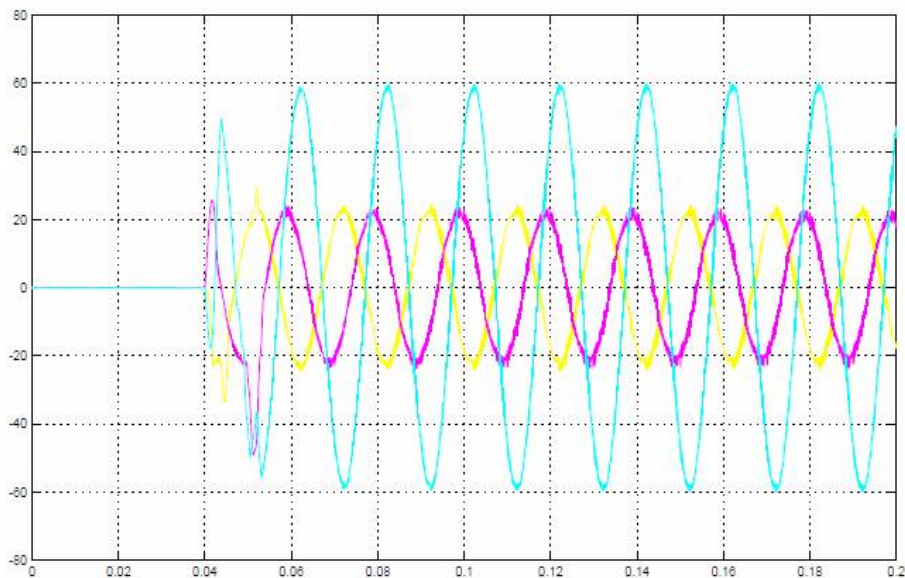


Рисунок 3.11 – Струми АФ за несиметричного режиму навантаження

В табл. 3.1 наведені результати симетрування за допомогою АФ.

Таблиця 3.1 – Результати симетрування за допомогою АФ

Величина	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Струм $I_1$ , А	$30,26e^{-j0,2}$	$31,23 e^{-j122,4}$	$31,82 e^{j120,5}$
$i_3/i_1$ , %	1,29	1,56	0,39
$i_5/i_1$ , %	0,75	0,88	0,78
$i_7/i_1$ , %	0,95	0,40	0,64



Сумарний коефіцієнт гармонічного спотворення струмів фаз мережі становить від 2,55 до 2,77.

Крім того, АФ можна використати як джерело безперебійного живлення при виникненні короточасних аварійних режимів в мережі (рис. 3.12).

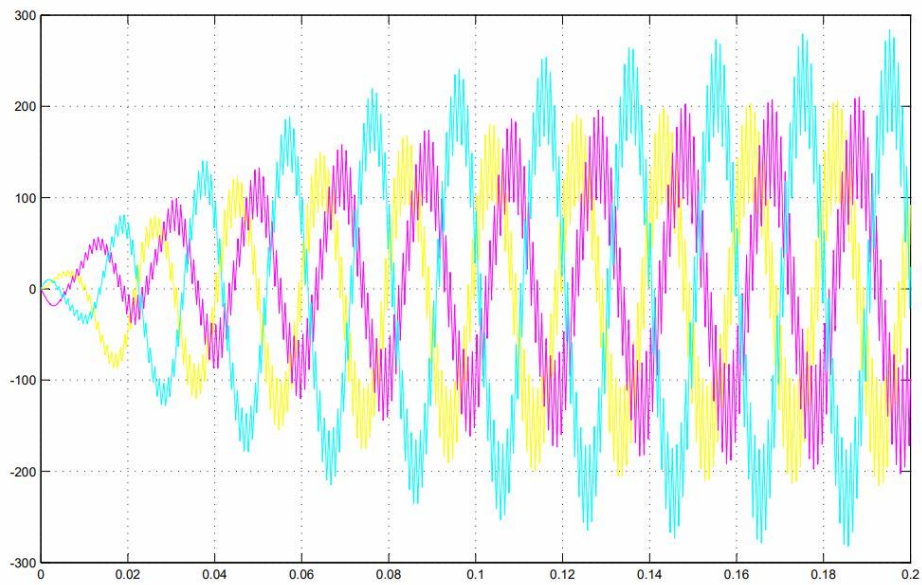


Рисунок 3.12 – Посадка напруги при виникненні трифазного КЗ в мережі

Система електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів містить переважно однофазні споживачі електричної енергії які в свою чергу викликають несиметрію режиму. Аналіз характеристик, зображених на рис. 3.9-3.12, показав, що використання симетрувальної установки на базі СТАТКОМ дає змогу зменшити несиметрію режиму даної СЕП до нормованого значення. Окрім цього використання симетрувальної установки на базі СТАТКОМ дає змогу:

- зберегти постійне значення коефіцієнта потужності і напруги;
- зменшити амплітуду параметрів перехідних процесів при змін режиму роботи обладнання при таких явищах як виникнення пускових струмів в момент включення двигунів, провали і різкі зростання дійсного значення напруги в аварійних та після аварійних режимах роботи СЕП.

- зменшити значення собівартості електричної енергії за рахунок мінімізації втрат зумовлених наявністю несиметрії режиму в СЕП.

Висновки. У даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено дослідження впливу симетрувальної установки на базі СТАТКОМ на якість електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону. Була обрана система комунальна мережа – симетрувальні установка - навантаження і проведено моделювання режимів роботи даної СЕП в MATLAB Simulink.

Розроблена система управління симетрувальної установки, працюючи на несиметричну мережу, дозволяє забезпечувати на встановленому рівні нормовані показники якості напруги, здійснюючи стабілізацію параметрів роботи. Додатково система управління виконує в мережі захисні функції.

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

### 4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи

Суть техніко-економічного обґрунтування проекту полягає в проведенні попередніх техніко економічних розрахунків, які підтверджуються доцільність капіталовкладень в даний енергетичний об'єкт [25].

Доцільність реалізації проекту обґрунтовується:

- задоволення потреб суспільства продукцією підприємства;
- створення нових робочих місць та працевлаштуванням населення;
- надання необхідних послуг;
- прибутковістю;
- окупністю капіталовкладень, і т.д.

Вихідні дані для розрахунку:

- виручка від реалізації продукції  $B = 127$  (млн. грн./рік);
- середньооблікова чисельність персоналу  $Ч = 76$ ;
- середньорічний фонд заробітної плати одного працівника разом з нарахуванням на соціальні потреби  $З_{Пл}$ , грн./рік;
- питома заробітна плата в собівартості продукції  $d = 10\%$ ;
- первісна або балансова вартість основних фондів  $\Phi = 755$  млн.грн;
- нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень:  $E_H = 0,1$ ;
- нормований термін окупності, років:  $T_{ок} = 10$ .
- середньомісячна зарплата одного працівника  $З = 3723$  грн./міс.

Середньорічний фонд заробітної плати одного працівника:

$$З_{Пл} = З \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 3723 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,0446 \text{ (млн..грн./рік)}, \quad (4.1)$$

Повна собівартість продукції:

$$C = \frac{1,38 \cdot Ч \cdot З_{Пл}}{d} = \frac{1,38 \cdot 76 \cdot 0,0446}{0,1} = 46,77 \text{ (млн..грн./рік)}, \quad (4.2)$$

Балансовий прибуток:

$$\Pi = B - C = 127 - 46,77 = 80,23 \text{ (млн.грн./рік)}, \quad (4.3)$$

Визначаємо термін окупності даного підприємства:

$$T_{\text{ор}} = \frac{\Phi}{\Pi} = \frac{755}{80,23} = 9,41 \text{ (років)}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{ор}} = 9,41 < T_{\text{ок}} = 10. \text{ (років).}$$

Даний термін не перевищує нормативний, отже розрахунок системи електропостачання є прибутковим.

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рисунку 4.1, та вихідних даних у таблицях 4.1, 4.2 1.1, необхідно виконати такі розрахунки:

1. Розрахувати величину капітальних вкладень в трансформаторні підстанції, кабельні лінії та високовольтні вимикачі.

2. Розрахувати оплату за спожиту електроенергію.

3. Розрахувати величину складових експлуатаційних витрат:

- витрат в мережах підприємства;

- витрат на заробітну плату;

- витрат на матеріали;

- амортизаційних витрат.

4. Розрахувати собівартість електроенергії на підприємстві.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Підстанція	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів	Факт. потужність підстанції, кВА
ТП 1	ТМ-1000	2	1090,649
ТП 2	ТМ-1000	2	1049,461

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії від ТП до ГПП, м	Марка кабелю	К-сть
ЦРП - ТП1	35	АПвЭБВ-10 3x25	2
ЦРП – ТП2	61	АПвЭБВ-10 3x25	2

Рекомендації до виконання:

1. Оплату за спожиту електроенергію розраховують по тарифам: 2,00 коп/кВт·год [25].
2. Прийняти норму амортизації – 6%,
3. Нарахування:
  - в пенсійний фонд – 33,3%,
  - у фонд зайнятості – 1,5%,
  - на соціальне страхування – 1,5%.

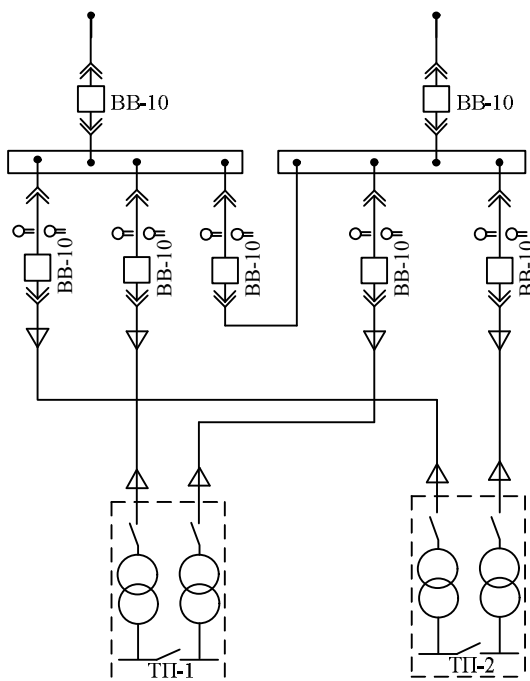


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

#### 4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в [25].

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

$$K_{л} = (K_{пит} \cdot n + K_{прок}) \cdot L, \quad (4.5)$$

де  $K_{пит}$  - питома вартість на 1км лінії, тис. грн./км [25];

$K_{\text{прок}}$  - питома вартість прокладання, тис. грн./км;

$L$  - довжина лінії електропередачі, км.

$n$  – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від ЦРП до ТП1 (АПвЭБВ 3х35) в ґрунті II категорії без врахування переходів:

$$K_{\text{л1}} = (K_{\text{пит}} \cdot n + K_{\text{прок}}) \cdot L = (83,08 \cdot 2 + 2,73) \cdot 0,028 = 5,91 \text{ (тис.грн).}$$

Для інших ліній розрахунки виконуються аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

Назва лінії	Марка кабелю	Кількість	Довжина, км	$K_{\text{пит}}$ , тис.грн	$K_{\text{прок}}$ , тис.грн	Кл, тис.грн
ЦРП-ТП1	АПвЭБВ-10 3х25	2	0,035	83,08	2,73	5,91
ЦРП-ТП2	АПвЭБВ-10 3х25	2	0,061	83,08	2,73	10,30
Разом						16,21

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^I K_{\text{псі}} + K_{\text{пост}}, \quad (4.6)$$

де  $K_{\text{псі}}$  – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн. [25];

$K_{\text{пост}}$  - постійні витрати, що практично не залежать від потужності підстанції і пов'язані з устроєм території, зі створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла тощо, тис. грн. Постійні витрати прийняти у розмірі 20 % від повної вартості всіх підстанцій.

Визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторних підстанцій, наприклад, для ТП–1:

$$K_{\text{пс1}} = 423,52 + 84,7 = 508,221 \text{ (тис.грн),}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип т-ра	Кількість	Код, тис.грн	Кпост, тис.грн	Кпс, тис.грн
КТП-1	ТМ-1000	2	423,52	84,70	508,22
КТП-2	ТМ-1000	2	423,52	84,70	508,22
Разом:					1016,44

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.1, кількість вимикачів 10 кВ – 7 шт.. Відповідно до рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ рівною (30–40) тис. грн.. Сумарна вартість вимикачів:

$$K_B = 7 \cdot 35 = 245 \text{ (тис. грн.)}, \quad (4.7)$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{пс} = 1016,44 + 245 = 1261,44 \text{ (тис.грн.)}, \quad (4.8)$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 16,21 + 1261,44 = 1277,66 \text{ (тис.грн.)}. \quad (4.9)$$

### 4.3 Розрахунок поточних витрат

#### 4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі

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

$$T = \Pi \cdot t_{норм} \cdot h, \quad (4.10)$$

де  $\Pi$  – кількість ремонтів даного виду за рік, на одиницю обладнання;

$t_{норм}$  – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. [25];

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

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

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

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (4.11)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$  – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год [25];

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

$h$  – кількість обладнання в групі.

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до таблиця 4.5.

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	n, шт	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на оди-ницю облад-нання рем/рік	Норма трудо-міст-кості люд.-год.	Заг. трудоміст-кість люд.-год.	К-сть на оди-ницю облад-нання огл./рік	Норма трудо-міст-кості люд.-год.	Заг. трудо-міст-кість люд.-год.
Вимикач 10кВ	7	1	16	112	12	1	84
ТМ-1000	4	0,33	100	132	12	20	960
Кабельна лінія 25 мм <sup>2</sup> , км	0,192	1	46	8,832	1	11,5	2,208
Разом:				252,832			1046,208



Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-сть, шт.	Технічне обслуговування				Загальна трудомісткість обслуговування люд.-год.
		Змінність роботи	Коеф. склад. ремонтів $K_{ср}$	К-сть місяців в році	Загал. трудомісткість люд.-год.	
Вимикач 10кВ	7	2	0,1	12	268,8	352,8
ТМ-1000	4	2	0,1	12	960	1920
Кабельна лінія 25 мм <sup>2</sup> , км	0,192	2	0,1	12	21,1968	23,4048
Разом:					1249,9968	2296,205

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$N_{обс} = \frac{2296,204}{1900 \cdot 1,05} = 1,15. \quad (4.12)$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$N_{тр} = \frac{252,832}{1900 \cdot 1,1} = 0,12. \quad (4.13)$$

Приймаємо за нормами ПУЕ  $N_{тр} = 2$  чол.,  $N_{обс} = 2$  чол

#### 4.3.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Фонд прямої заробітної плати:

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

$$\Phi_e = N_{обс} \cdot \beta_n \cdot t_{ге} \cdot \Phi_d, \quad (4.14)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{ге} = ((K3 + K4) / 2) \cdot C_I, \quad (4.15)$$

де  $K3$ ,  $K4$  – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, [25];

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

$$C_i = \frac{Z_{\min} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (4.16)$$

$$C_I = 3723 \cdot 1 / 176 = 21,15 \text{ (грн./год.)}$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{re} = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 21,15 = 25,913 \text{ (грн./год.)}, \quad (4.17)$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 25,913 \cdot 1900 = 88622,207 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.18)$$

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

$$\Phi_p = T_{pp} \cdot t_{gp}, \quad (4.19)$$

$$t_{gp} = (K4 + K5) / 2 \cdot C_I, \quad (4.20)$$

де  $K4$ ,  $K5$  – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, [24].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{gp} = ((1,27 + 1,36) / 2) \cdot 21,15 = 27,82 \text{ (грн./год.)},$$

$$\Phi_p = 257,832 \cdot 27,82 = 7032,96 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1 + 0.05 + 0.01 + \alpha), \text{ (грн./рік)}, \quad (4.21)$$

де  $\Phi$  - тарифний фонд  $\Phi_e$  експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати  $\Phi_p$  ремонтного персоналу, грн./рік;

0.01 - частка доплат за роботу у святкові дні;

0.05 - частка доплат за роботу в нічний час;

$\alpha$  - частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 88622,21 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 111663,98 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.22)$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 7032,96 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 9213,18 \text{ (грн./рік)}. \quad (4.23)$$

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

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15, \quad (4.24)$$

$$\Phi_{оед} = 111663,98 \cdot 1,15 = 128413,58 \text{ (грн./рік)},$$

$$\Phi_{орд} = 9213,18 \cdot 1,15 = 174642,47 \text{ (грн./рік)}.$$

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

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

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left( 1 + \frac{\beta_{п} + \beta_{з} + \beta_{с}}{100} \right), \quad (4.25)$$

де  $\beta_{п}$  - нарахування в пенсійний фонд,  $\beta_{п} = 33,3\%$ ;

$\beta_{з}$  - нарахування у фонд зайнятості,  $\beta_{з} = 1,5\%$ ;

$\beta_{с}$  - нарахування на соціальне страхування,  $\beta_{с} = 1,5\%$ .

Розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{зпе} = 128413,58 \cdot \left( 1 + \frac{33,3+1,5+1,5}{100} \right) = 174642,47 \text{ (грн./рік)},$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{зпр} = 10595,15 \cdot \left( 1 + \frac{33,3 + 1,5 + 1,5}{100} \right) = 14409,41 \text{ (грн./рік).}$$

#### 4.3.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Необхідні для розрахунку дані заносимо до таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. На 100 люд.-год. Трудомісткості ремонту і тех. Обслуговування				Вартість матеріалу, грн.			
		1000	1600	2500	10000	1000	1600	2500	10000
Силові трансформатори		1000	1600	2500	10000	1000	1600	2500	10000
Сталь сортова, кг	7,5	6	7	7	10	44,95	52,44	52,44	74,91
Провід установлюваний, м	3,1	0,5	0,5	0,5	0,5	1,55	1,55	1,55	1,55
Мідь-алюміній (гола), кг	69,8	62	73	73	79	4324,5	5091,75	5091,75	5510,25
Картон електроізоляційний, кг	33,6	1,4	1,6	1,6	1,7	47,08	53,81	53,81	57,17
Лакотканина (ширина 700мм), м	93,3	0,2	0,21	0,21	0,3	18,65	19,59	19,59	27,98
Кабельний папір, кг	27,5	0,6	0,6	0,6	0,6	16,5	16,5	16,5	16,5
Стрічка кіперна, кг	336,3	40	41	41	42	13452	13788,3	13788,3	14124,6
Стрічка тафтяна, кг	249,8	18	24	24	28	4497,12	5996,16	5996,16	6995,52
Стрічка азбестова, м	7,4	0,05	0,08	0,08	0,09	0,37	0,59	0,59	0,66
Лаки ізоляційні, кг	40,2	1,5	1,6	1,6	1,8	60,35	64,37	64,37	72,41
Емалі ґрунтові, кг	44,1	2,5	3,1	3,1	3,2	110,33	136,8	136,8	141,22
Масло трансформаторне, кг	13,6	0,58	1,2	1,2	1,3	7,91	16,36	16,36	17,73
Бензин, кг	6,9	0,7	0,9	0,9	1	4,84	6,23	6,23	6,92
Розчиники кг	19,5	0,8	1	1	1,2	15,6	19,5	19,5	23,4
Маслостійка гума, кг	50	0,4	0,5	0,5	0,6	20	25,01	25,01	30,01
Гума профільна, кг	50	0,13	0,09	0,09	0,09	6,5	4,5	4,5	4,5
Припій олов'яно-свинцевий, кг	476,1	0,02	0,02	0,02	-	9,52	9,52	9,52	-
Припій мідно-фосфорний, кг	88,5	0,03	0,03	0,03	-	2,66	2,66	2,66	-
Електроди, кг	16,4	0,15	0,2	0,2	0,3	2,47	3,29	3,29	4,93
Засоби кріплення, кг	20,9	2	2,5	2,5	3	41,88	52,35	52,35	62,82
Дріт кручений,	2,7	0,3	0,3	0,3	0,37	0,82	0,82	0,82	1,01
Матеріали обтиску, кг	27,3	0,4	0,5	0,5	0,5	10,91	13,64	13,64	13,64
Разом:						22696	25376	25376	27188
Кабельні лінії									
Сталь сортова, кг	7,5	2				15			
Електроди, кг	16,5	0,1				1,6			
Разом:						16,6			

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_M = 0,01 \cdot \left( \sum_{i=1}^n C_{0i} \cdot T_i + L \cdot C_{ЛЮ} \right), \quad (4.26)$$

де  $C_{0i}$  – питома вартість витратних матеріалів на обслуговування  $i$ -го виду трансформаторів,

$T_i$  – трудомісткість обслуговування  $i$ -го виду трансформаторів,

$L$  – сумарна довжина кабелів,

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

Отже, вартість матеріалів на ремонт:  $C_{мпр} = 29960,19$  (грн/рік);

і вартість матеріалів на технічне обслуговування:  $C_{мто} = 435767,1$  (грн / рік).

Отже, можна розрахувати:

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

$$C_{обс} = C_{зпе} + C_{мто}, \quad (4.27)$$

$$C_{обс} = 174642,47 + 435767,09 = 610409,55 \text{ (грн/рік);}$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{пр} = C_{зпр} + C_{мпр}, \quad (4.28)$$

$$C_{пр} = 14409,41 + 29960,19 = 44369,6 \text{ (грн/рік).}$$

#### 4.3.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.29)$$

де  $a$  – норма амортизації, %

$K$  – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 1277656,112 = 76659,36 \text{ (грн/рік)}.$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат є інші витрати:

$$C_{ip} = \beta_{ip} (C_{обс} + C_{пр} + C_a); \quad (4.30)$$

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

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (610409,55 + 44369,6 + 76659,36) = 182859,63 \text{ (грн/рік)}.$$

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

Таблиця 4.8 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації енергоустаткування і мереж	610409,55	66,76
Витрати на поточний ремонт	44369,60	4,85
Витрати на амортизацію	76659,37	8,38
Інші витрати	182859,63	20,00
Разом	914298,14	100

#### 4.4. Розрахунок собівартості електроенергії

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

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

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{п} \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (4.31)$$

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

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

$K_{\text{п}}$  – коефіцієнт попиту.

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для приміщення №1:

$$E_{a1} = 51,958 \cdot 3500 = 181852,12 \text{ кВт год./ рік .}$$

Аналогічно визначаємо річні витрати активної електроенергії для інших приміщень. Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.9.

Таблиця 4.9 – Річні витрати активної електроенергії по приміщенням

Назва цеху	К-сть змін	$S_p$ , кВА	$T_m$ , год.	$\cos \phi$	$P_p$ , кВт	$E_a$ , кВт·год./рік
Адміністративна будівля	2	64,95	3500	0,8	51,958	181852,127
Лабораторія	2	58,52	3500	0,85	49,739	174085,465
Виробничий корпус №1	2	129,50	3500	0,65	84,172	294601,282
Складське приміщення	2	50,91	3500	0,8	40,730	142556,193
Виробничий корпус №2	2	89,07	3500	0,65	57,897	202640,356
Ремонтно–монтажний цех	2	104,31	3500	0,7	73,016	255554,324
Виробничий корпус №3	2	88,43	3500	0,65	57,481	201183,623
Житловий будинок №1 (12 кв.)	1	101,67	2500	0,85	86,418	216044,245
Житловий будинок №2 (12 кв.)	1	101,67	2500	0,85	86,418	216044,245
Житловий будинок №3 (24 кв.)	1	151,26	2500	0,85	128,573	321432,165
Житловий будинок №4 (18 кв.)	1	130,70	2500	0,85	111,094	277735,925
Житловий будинок №5 (24 кв.)	1	151,26	2500	0,85	128,573	321432,165
Житловий будинок №6 (21 кв.)	1	142,39	2500	0,85	121,033	302583,230
Житловий будинок №7 (24 кв.)	1	151,26	2500	0,85	128,573	321432,165
Житловий будинок №8 (21 кв.)	1	142,39	2500	0,85	121,033	302583,230
Житловий будинок №9 (12 кв.)	1	101,67	2500	0,85	86,418	216044,245
Житловий будинок №10 (12 кв.)	1	101,67	2500	0,85	86,418	216044,245
Житловий будинок №11 (24 кв.)	1	151,26	2500	0,85	128,573	321432,165
Житловий будинок №12 (12 кв.)	1	101,67	2500	0,85	86,418	216044,245
Житловий будинок №13 (24 кв.)	1	151,26	2500	0,85	128,573	321432,165
Житловий будинок №14 (24 кв.)	1	151,26	2500	0,85	128,573	321432,165
Разом					1971,679	5344189,968

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot n \cdot I_M^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.32)$$

де  $I_M$  – максимальний струм у лінії, А;

$\tau$  – час максимальних втрат, год./рік.

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

$$R = r_0 \cdot L ; \quad (4.33)$$

де  $r_0$  – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км [25].

Величина  $\tau$  визначається за часом використання максимального навантаження:

$$\tau_m = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{3500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1968,2 \text{ (год)}, \quad (3.30)$$

Для лінії ЦРП –ТП1:

Струм лінії живлення:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3}U_H} = \frac{1090}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,5 \text{ (А)}. \quad (4.34)$$

Активний опір однієї фази кабелю від ЦРП до ТП1.:

$$R = 0,62 \cdot 0,035 = 0,022 \text{ (Ом)}.$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\gamma} = 3 \cdot 2 \cdot 31,5^2 \cdot 0,022 \cdot 1968,2 \cdot 10^{-3} = 254,02 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

Аналогічно виконуємо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	$I_M$ , А	$R$ , Ом	$\tau$ , год./рік	$R_{\text{пит}}$ , Ом/км	$\Delta E_{\gamma}$ , кВт·год.
ЦРП-ТП-1	АПвЭБВ-10 3x25	2	0,035	31,48	0,022	1968,16	0,62	254,016
ЦРП-ТП-2	АПвЭБВ-10 3x25	2	0,061	30,30	0,038	1968,16	0,62	409,907
Разом								663,92

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



$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_{\phi}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.35)$$

де  $n$  - кількість трансформаторів;

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

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

$S_{\phi}$  - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

$S_H$  - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,1 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 10,5 \cdot \left( \frac{1090,649}{1000} \right)^2 \cdot 1968,2 = 4983,08 \text{ (кВт·год/рік)}.$$

Для інших ТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у таблиці 4.11.

Таблиця 4.11 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип	шт	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$S_p$ , кВА	$S_H$ , кВА	$\Delta E_T$ , кВт*год./рік
КТП-1	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1090,649	1000	49083,08
КТП-2	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1049,461	1000	48172,27
разом							97255,36

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

$$E = E_a + \Delta E_{л} + \Delta E_T; \quad (4.36)$$

$$E = 5344189,968 + 663,92 + 97255,36 = 542109,25 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

Оплата за спожиту електроенергію:

$$П_1 = 2,00 \cdot 542109,25 = 10884218,49 \text{ (грн.)}; \quad (4.37)$$

#### 4.4.2 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВтг:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.38)$$

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

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

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

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\text{п}}, \quad (4.39)$$

де  $\Pi$  – оплата за спожиту електроенергію;

$C_{\text{п}}$  – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії.

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

$$C_{\text{п}} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ір}}, \quad (4.40)$$

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

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

$C_a$  – амортизаційні відрахування при експлуатації електроустановок підприємства, грн/рік;

$$C_{\text{п}} = 610409,55 + 44369,6 + 76659,36 + 182859,63 = 914298,14 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 10884218,49 + 914298,14 = 11798516,63 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{11798516,63 \cdot 100}{5344189,96} = 220,77 \text{ (коп./кВтгод.)}.$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.12.

Таблиця 4.12 –Результати розрахунків

Показники	Позна-чення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	Е <sub>а</sub>	5344189,968	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	Е	5442109,25	кВт·год.
Плата за електроенергію	П <sub>1</sub>	10884218,49	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	С <sub>п</sub>	914298,14	грн.
Сумарні витрати під-ва	С <sub>сум</sub>	11798516,63	грн.
Собівартість ел.енергії	S	220,77	коп/кВт·год.

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено розрахунок основних техніко-економічних показників спроектованої СЕП підприємства та розраховано собівартість електричної енергії.

## 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі розробляються заходи з мінімізації втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів [28].

На оперативний персонал, який запроваджує заходи з мінімізації втрат електричної енергії в системі електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори за ГОСТ 12.0.003-74 [27]:

фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- нестача природного освітлення;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;

психофізіологічні:

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

### 5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

#### 5.1.1 Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення диспетчерського приміщення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В) [29].

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з можливістю одночасного дотику до металевих корпусів електрообладнання та механізмів, що мають зв'язок з землею. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту [29]. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги;

ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

### 5.1.2 Технічні рішення з безпечного обслуговування електрообладнання

При виконанні персоналом ОВБ робіт, пов'язаних із доторканням до струмоведучих частин електрообладнання, необхідно на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ" [28].

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами. В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізолюваним проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає розпорядження.

Підготовка робочих місць і допуск до проведення робіт можуть провадитись тільки з дозволу оперативних працівників, а на підприємствах, де таких працівників немає, - з дозволу особи, яка видала наряд чи розпорядження за узгодженням з особою, відповідальною за електрогосподарство [30].

Забороняється змінювати передбачені нарядом (розпорядженням) заходи по підготовці робочих місць. В разі виникнення сумніву в достатності і правильності заходів з підготовки робочого місця і можливості безпечного виконання роботи, ця підготовка має бути припинена.

Підготовку робочих місць, як правило, виконують два працівники, які мають право на оперативні перемикання в даній електроустановці. Дозволяється виконувати підготовку робочого місця керівнику робіт з одним із членів бригади, якщо вони мають права на оперативні перемикання в даній електроустановці. Підготовку робочого місця може виконувати один працівник, крім встановлення переносних заземлень в електроустановках понад 1000 В і виконання перемикань, що здійснюються на двох і більше приєднаннях в електроустановках понад 1000 В, що не мають діючих пристроїв блокування роз'єднувачів від неправильних дій [28].

Допускач разом з керівником робіт повинні перевірити виконання технічних заходів по підготовці робочого місця. Якщо керівник робіт суміщає обов'язки допускача, то таку перевірку він виконує з одним із членів бригади, який має групу III. Допуск до роботи за нарядами та розпорядженнями слід провадити безпосередньо на робочому місці. Допуск провадиться після перевірки технічних заходів з підготовки робочого місця.

В цьому разі допускач має:

- перевірити, чи відповідає склад бригади зазначеному у наряді або розпорядженні, та наявність у членів бригади посвідчень про перевірку знань;
- провести інструктаж: ознайомити бригаду зі змістом наряду, розпорядження; зазначити межі робочого місця і підходи до нього; показати найближче до робочого місця устаткування та струмопровідні частини приєднань, що ремонтуються, та суміжних, до яких забороняється наближатися незалежно від того, перебувають вони під напругою чи ні;
- довести бригаді, що напруга відсутня, показом встановлених заземлень та перевіркою відсутності напруги, якщо заземлення не видно з робочого місця, а в електроустановках 35 кВ і нижче (де дозволяє конструктивне виконання) з наступним дотиком рукою до струмовідних частин, після перевірки відсутності напруги.

Після інструктажу допускача бригаду повинен проінструктувати керівник робіт щодо безпечного виконання робіт, використання інструменту, пристосувань, механізмів і вантажопідіймальних машин.

Без проведення інструктажу допуск бригади забороняється. Проведення інструктажу і допуску оформляються підписами допускача і керівника робіт (наглядача) в таблиці 3 наряду із зазначенням дати і часу. Допуск оформлюється в обох примірниках наряду, з яких один залишається у керівника робіт (наглядача), а другий – у допускача. Коли керівник робіт суміщає обов'язки допускача, допуск оформлюють в одному примірнику наряду. Під час роботи за розпорядженням час допуску реєструють в журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями.

## 5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

### 5.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [31] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Таблиця 5.1 - Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	17-29	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		15-24	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні оптимальних параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.



3. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

### 5.2.2 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги або площини, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м<sup>3</sup> [32].

Таблиця 5.2 - Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню від нього. Тому необхідно здійснювати наступні заходи:

- очищувати пил якнайчастіше.
- щодня протирати гарячі поверхні.

Планувати прибирання так щоб вони приходилось на час, коли устаткування виключене, як, наприклад, у другу половину дня п'ятниці або на вихідні.

### 5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення. В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на: - природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО ( $e_n$ ) [33]. КПО - відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

КЕО при природному та суміщеному освітленню.

Характеристика зорової роботи при виконанні - роботи високої точності;

Розряд - III;

Підрозряд зорової роботи - б;

Контраст об'єкту розпізнавання - середній;

Характеристика фону - темний;

Бокове КЕО, %:

- природне 2,0;

- суміщене 1,2.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО) [33]. Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна. Нормовані значення КЕО для будинків визначаються за формулою:

$$e_N = e_H + m_N \cdot \quad (5.1)$$

де  $m_N$  - коефіцієнт світлового клімату,  $m_N = 0,85$ .

Природне  $e_N = 2,0 \cdot 0,85 = 1,7\%$ .

Сумісне  $e_N = 1,2 \cdot 0,85 = 1,0\%$ .

Штучне освітлення. Штучне освітлення використовується двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве [34]. Місьцеве освітлення - освітлення, яке створюється світильниками, які концентрують світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Штучне освітлення, лк: загальне - 300 лк; комбіноване – 1000 лк.

Для забезпечення нормативного значення  $e_{min}$  передбачено:

#### 5.2.4 Виробничий шум

Рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі [35]:

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

де  $L$  - рівень шуму, дБ;

$P$  - звуковий тиск, Па;

$U_0$  - коливальна швидкість,  $5 \cdot 10^{-8}$  м/с;

$P_0$  - нульове значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньо геометричною частотою 1000 Гц, прийняте рівним  $2 \cdot 10^{-5}$  Па.

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. [36] Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Таблиця 5.2- Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Шум порушує нормальну роботу шлунка, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація» [35]

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

### 5.2.5 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища [37], 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 корпуса (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 у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП житлового мікрорайону міста Немирів в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі системи електропостачання мають свої слабкі ланки до і є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. СЕП є особливо уразливі через велику територію та безліч елементів можливого впливу НС. Електропостачання багатьох об'єктів є стратегічним елементом, тому і важливим є питання забезпечення високої стійкості роботи систем електропостачання, особливо заводів воєнного призначення [30].

Вплив радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища тощо. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем електропостачання. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і вигорання обмоток чи загорання трансформаторів.

Після опромінення системи електропостачання в елементах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробою і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Особливо велику загрозу для систем управління СЕП має вплив електромагнітного імпульсу, який може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також внести серйозні порушення в роботу цифрових і контрольних пристроїв. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання [30]. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підприємстві та вибухів. Ці вторинні фактори надто небезпечні при виникненні на воєнному заводі. Саме тому є необхідність запобіганню дії цього фактору на електричне та електронне обладнання СЕП.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів в умовах дії іонізуючих випромінювань

Для визначення граничного значення дози опромінення  $D_{грi}$ , для елементів системи, при яких виникають незворотні зміни [30]. Отримані дані заносимо в таблицю 5.6.

Таблиця 5.6 – Граничні значення експозиційних доз елементів СЕП

№ п/п	Системи	Блок	Елементи РЕА	$D_{грi}, P$	$D_{гр}, P$
1	Пульт Керування	Блок живлення $U_{ж} = 12(B)$	Транзистор IRF7640	$10^3$	$10^3$
			Конденсатор E5R101M12B	$10^7$	
			Діод SMBJ12CA	$10^4$	
2	Система збору і Обробки даних	Блок пам'яті $U_{ж} = 12(B)$	Мікросхема REF5025CA	$10^4$	
			Мікросхема LM27313XMF	$10^3$	
			Транзистор IRFB3207Z	$10^5$	
3	Система аварійного вимикання	Блок захисту $U_{ж} = 9(B)$	Діод DALC208SC6	$10^6$	
			Транзистор IRLML6401TRPBF	$10^4$	
			Фотоелемент DIR10	$10^4$	

Проаналізувавши дані таблиці 5.6, визначили, що самим уразливими елементами системи електропостачання з мінімальною дозою  $D_{зрі} = 10^3$  Р є такі мікросхеми та діоди. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, \quad (5.4)$$

де  $P_1$  – максимальне значення рівня радіації ( $P_1 = 5,22$  Р/год);

$t_k$  – час кінця опромінення ( $t_k = 131400$  год (5 років));

$t_n$  – час початку опромінення ( $t_n = 1$  год).

$K_{осл}$  – коефіцієнт послаблення радіації ( $K_{осл} = 1$ ).

$$D_m = \frac{2 \cdot 5,22 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{1} = 3773,97 \text{ (Р)}.$$

Оскільки  $D_{зрі} > D_m$ , то дана система електропостачання може вважатися стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{зрі} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (5.5)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 5,22 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,22} = 958,85 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази  $D_m = 3773,97$  Р, а допустима -  $10^4$  Р. Отже, система електропостачання є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 958,85 год. при рівні радіації 5,22 Р/год, це більше ніж час морального елементів СЕП.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані:  $E_v = 10,33$  кВ/м.  $U_{ж} = 220$ В; 5В.



Оцінка стійкості роботи системи електропостачання ведеться в послідовності:

1. Визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_B = 10^{-3} \cdot 10,33 \cdot 10^3 = 10,33 \text{ (В/м);}$$

2. Система електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів розподіляється на окремі функціональні вузли, зокрема: система живлення, мікропроцесорний блок [30].

На кожній ділянці визначається максимальна довжина вертикальної і горизонтальної струмопровідної частини  $l_B$  і  $l_{\Gamma}$

На ділянці системи живлення максимальна довжина вертикальної і горизонтальної струмопровідної частини  $l_{B,ж} = 0,13$  м,  $l_{\Gamma,ж} = 0,11$  м. На ділянці мікропроцесорного блоку  $l_{B,м} = 0,017$  м,  $l_{\Gamma,м} = 0,021$  м.

3. Для кожної ділянці визначаються напруги у струмопровідних частинах.

На ділянці системи живлення:

$$U_{B,ж} = E_{\Gamma} \cdot l_{B,ж} = 10,33 \cdot 0,13 = 1,343 \text{ (В);}$$

$$U_{\Gamma,ж} = E_B \cdot l_{\Gamma,ж} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,11 = 1136,3 \text{ (В).}$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{B,м} = E_{\Gamma} \cdot l_{B,м} = 10,33 \cdot 0,017 = 0,176 \text{ (В);}$$

$$U_{\Gamma,м} = E_B \cdot l_{\Gamma,м} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,021 = 216,9 \text{ (В).}$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{B,ж} = E_{\Gamma} \cdot l_{B,ж} = 10,33 \cdot 0,13 = 1,34 \text{ (В);}$$

$$U_{\Gamma,ж} = E_B \cdot l_{\Gamma,ж} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,11 = 1136,3 \text{ (В).}$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{B,м} = E_{\Gamma} \cdot l_{B,м} = 10,33 \cdot 0,017 = 0,176 \text{ (В);}$$

$$U_{\Gamma,м} = E_B \cdot l_{\Gamma,м} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,021 = 216,9 \text{ (В).}$$

4. Визначається допустиме коливання напруги живлення

$$U_D = U_{ж} + \frac{U_{ж} \cdot N}{100} \text{ (В),}$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{ДЖ} = U_{ж} + \frac{U_{ж} \cdot N}{100} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 \text{ (В).}$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{DM} = U_M + \frac{U_M \cdot N}{100} = 5 + \frac{5}{100} \cdot 5 = 5,2 \text{ (В)}.$$

5. Визначаються коефіцієнти безпеки

$$K_{BB} = 20 \cdot \lg \frac{U_D}{U_B}, \quad K_{BG} = 20 \cdot \lg \frac{U_D}{U_G}.$$

Для ділянки живлення

$$K_{BВЖ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1,08} = 46,63 \geq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{BГЖ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ГЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1760} = -17,63 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

Для ділянки мікропроцесорного блоку

$$K_{BВМ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{DM}}{U_{ВМ}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{0,272} = 33,31 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{BГМ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{DM}}{U_{ГМ}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{336} = -28,6 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

6. Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.7.

Таблиця 5.7 Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки елементів СЕП

Ділянка СЕП	$U_D$ , В	$E_B$ , В/м	$E_G$ , В/м	$U_B$ , В	$U_G$ , В	$K_{BB}$ , дБ	$K_{BG}$ , дБ
Блок живлення	231	10330	10,33	1,08	1760	46,63	-17,63
Мікропроцесорний блок	5,2	10330	10,33	0,272	336	33,31	-28,6

7. Дані таблиці аналізуємо і робимо висновки.

Коефіцієнти безпеки менше 40 дБ, тому ділянки вважаються нестійкими і необхідно застосовувати екранування.

5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначається перехідне гасіння енергії електричного поля екраном (А, дБ). Для сталевого екрану визначається за допомогою формули [30]:

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

де  $t$  - товщина стінки екрану, см;

$f$  – частота  $f=15000$  Гц.

Для ділянки живлення

$$A_{ГЖ}=40-(-17,63)=47,63 (\text{дБ});$$

$$t = \frac{A_{ГЖ}}{5,2\sqrt{f}} = \frac{47,63}{5,2\sqrt{15000}} = 0,074 (\text{см}).$$

Для ділянки мікропроцесорного блоку

$$A_{ГМ}=40-(-28,6)=68,6 (\text{дБ});$$

$$t = \frac{A_{ГЖ}}{5,2\sqrt{f}} = \frac{68,6}{5,2\sqrt{15000}} = 0,11 (\text{см}).$$

В умовах дії електромагнітного імпульсу коефіцієнт безпеки СЕП для вертикальних струмопровідних частин ділянки живлення системи був більший за 40 дБ, в цьому випадку СЕП стійка. Для горизонтальних струмопровідних частин коефіцієнт безпеки був менший за 40 дБ. Після застосування сталевих екранів коефіцієнт безпеки став не менше 40 дБ, а тому система електропостачання є стійкою до ЕМІ і може працювати без суттєвих збоїв.

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку курування з використанням екрану товщиною 0,140 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного випромінювання, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,102 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного випромінювання.

Отже, після проведених розрахунків визначено, що робота системи електропостачання при заданому рівні радіації 5,22 Р/год буде досить стійка. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування блоків СЕП суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів система буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,33 кВ/м. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали радіотехнічні схеми на період впливу ЕМІ.

Висновки: в даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було розглянуто основні заходи з охорони праці, а саме організаційні і технологічні заходи, що направлені на максимальне зниження загрозливих чинників і створення оптимальних умов роботи на підприємстві.

З'ясувалося, що об'єкт нестійкий до дії іонізуючих випромінювань. Для підвищення стійкості роботи ОГД розробляється режим радіаційного захисту персоналу, а саме використовується робота скороченими змінами. РЕА, що використовується на ОГД, є стійкими до дії іонізуючих випромінювань.

РЕА нестійка до дії ЕМІ. Тому для підвищення стійкості об'єкту доцільно розмістити плати РЕА у вертикальній площині, та використати захисне екранування.

## ВИСНОВКИ

Результатом виконання магістерської кваліфікаційної роботи щодо мінімізації втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів, для досягнення мети дослідження, є розв'язання наступних поставлених задач:

Здійснено розрахунок середніх та розрахункових навантажень будівель і мікрорайону в цілому методом коефіцієнтів використання, попиту та одночасності. При цьому значення для мікрорайону в цілому складають  $S_{C\Sigma} = 2140,06$  кВА та  $S_{P\Sigma} = 2296,61$  кВА.

Визначено найбільш економічно доцільнішу кількість та потужність трансформаторних підстанцій для живлення мікрорайону, розраховано їх оптимальне розважування відносно споживаної потужності. Для мікрорайону оптимальним являється варіант з використанням двох двотрансформаторних ЦТП з трансформаторами марки ТМ – 1000/10.

Здійснено розрахунок та вибір оптимальної зовнішньої лінії живлення 10 кВ. Для з'єднання ЦРП з енергосистемою обрано кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену в ПВХ оболонці марки АПвЭБВ-10 3x50 мм<sup>2</sup>. Живлячі лінії що з'єднують ЦРП з ЦТП1 та ЦТП2 здійснено кабелями марки АПвЭБВ-10 3x25 мм<sup>2</sup>.

Проведено розрахунок оптимального варіанту координат розміщення ЦРП на території мікрорайону, який відповідав би критерію мінімальних річних приведених затрат на спорудження та експлуатацію об'єкта.

Здійснено розрахунок та вибір оптимальних БСК, які встановлюються на ЦТП на стороні НН. Для спроектованої СЕП доцільно встановити автоматично регульовані конденсаторні установки УКР-0,4. На ТП1 буде встановлено БСК типу УКР 0,4-200/50 у кількості двох штук, по одній на кожен трансформатор. На ТП2 2x УКР 0,4-175/25. Для обраних БСК проведено розрахунок та вибір захисної апаратури та автоматики.

В науковій частині розроблено нову математичну модель пристрою КРП. Впровадження компенсатора дозволить покращити якість електричної енергії та

зменшити її втрати. Визначені вимоги до напівпровідникового компенсатора і його системи управління. Здійснено моделювання основних режимів роботи компенсатора в мережі з несиметричним навантаженням для різних режимів. Пристій ефективно знижує несиметрію напруги мережі до нормованого значення викликану однофазними споживачами комунальної мережі.

Здійснено розрахунок економічної частини кваліфікаційної роботи. А саме розраховано основні економічні показники спроектованої СЕП. Собівартість електроенергії для спроектованої СЕП склала 220,77 коп/кВт·год.

В розділі ОП кваліфікаційної роботи проведено аналіз, опис та нормування приміщення за відповідністю по критеріям електробезпеки та санітарії. Розраховано та оцінено величину стійкості роботи СЕП даного приміщення в умовах виникнення та дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

Спроектвана СЕП відповідає усім необхідним нормам та забезпечує надійне електропостачання житлового мікрорайону.

Також є можливим використання розроблених комп'ютерних моделей під час навчального процесу на кафедрі ЕСЕЕМ при проходженні таких навчальних дисциплін та курсів як “Електропостачання”, “Спеціальні питання електропостачання”, “САПР в електроспоживанні”, “Прийняття енергетичних рішень в умовах невизначеності”.

Під час виконання кваліфікаційної роботи дотримано усі необхідні вимоги ПУЕ, ПТЕ та інших відповідних нормативних документів, які зазначені в списку використаних джерел.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електропостачання: навчальний посібник з дипломного проектування / Л.С. Синенко, Т.П. Рубан, Ю.П. Попов.- Красноярськ: ППК СФУ, 2008.
2. Немирівські електричні мережі [Електронний ресурс]. - Режим доступу: [http://www.voe.com.ua/med%D1%96a\\_centre/presentations/nemyrivski-em](http://www.voe.com.ua/med%D1%96a_centre/presentations/nemyrivski-em)
3. ПУЕ «Правила улаштування електроустановок». - 5-те вид., Переробл. й доповнено. - Х.: Міненерговугілля України, 2014.
4. Бурбело М.Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання: навчальний посібник / М. Й. Бурбело - Вінниця: ВНТУ, 2017. - 122 с.
5. РД 153-34.0-15.501-00 «Методичні вказівки по контролю і аналізу якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення. Частина 1. Контроль якості електричної енергії».
6. ГОСТ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання Загальне призначення».
7. Говоров Ф.П. До питання про регулювання напруги в міських електричних мереж // Енергетика та електрифікація. - 1993. - №4. - С. 42-44.
8. Косоухов Ф. Д. Зниження втрат від несиметрії напруг і підвищення якості електричної енергії в мережах 0,38 кВ з комунально-побутовим навантаження / Ф. Д. Косоухов, Н. В. Васильєв, А. О. Філіппов // Електротехніка. - 2014. -76с.
9. Розанов Ю.К., Рябчинский М.В. Сучасні методи Поліпшення якості електроенергії (аналітичний огляд) // Електротехніка. - 1998. - №3. - С. 10-17.
10. РТМ 36.18.32.4-92 - «Методика розрахунку електричних завантажень».
11. Камінський А. В. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж: монографія / А. В. Камінський, Б. І. Мокін - Вінниця: Універсум - Вінниця, 2005. -122с.
12. ГОСТ 14209-97 «Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів».
13. Трансформатори силові [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099>

14. Кабельно-провідникова продукція [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://ibud.ua/ua/catalog/kabelno-provodnikovaya-produktsiya-1189>
15. Каталог конденсаторних установок [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://www.kpenri.com.ua/-prod02.php>
16. Поссе А.В. Регулирование активной и реактивной мощности инвертора напряжения. - Известия, Энергетика, 2000.
17. Васильев А.С., Боровиков Ю.С., Прохоров А.В. Специализовані гібридні процесори для всережимного моделювання в реальному часі пристроїв FACTS / Энергетика очима молоді: Наукові праці III міжнародної науково-технічної конференції - Єкатеринбург, 22-26 жовтня 2012 р.
18. Мокін Б.І., Виговський Ю.Ф. Автоматичні регулятори в електричних мережах. - До.: Техніка, 1985. - 104 с.
19. Н.П. Дорофеев, И.И. Карташев, В.Н. Тульский и др. Управление качеством энергии. МЭИ 2006 - 320 с.
20. Шидловский, А.К. Высшие гармоники в низковольтных электрических сетях / А.К. Шидловский, А.Ф. Жаркин. – Киев: Наук. думка, 2005.
21. М. Й. Бурбело. Керування пристроями динамічної компенсації реактивної потужності за неіметричних швидкозмінних навантажень. М. Й. Бурбело, О. М. Кравець, М. В. Никитенко, Ю. В. Лобода. Електромеханічні і енергозберігаючі системи. Випуск 2/2013 (22).
22. MATLAB - високорівнева мову технічних розрахунків [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://matlab.ru/products/matlab>
23. Simulink - моделювання і симуляція динамічних систем [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://matlab.ru/products/simulink>
24. Akagi H., Watanabe E.H., Aredes M. Instantaneous power theory and applications to power conditioning. IEEE Press / Willy-Interscience, 2007. 379 p.
25. Демов О.Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах. - Вінниця: ВНТУ, 2006. - 95 с.
26. Тарифи на електроенергію для споживачів ПАТ "Вінницябленерго" [Електронний ресурс]. - Режим доступу: [http://www.hoe.com.ua/index\\_21.html](http://www.hoe.com.ua/index_21.html)



27. ГОСТ 12.0.003-74 - «Система стандартів безпеки праці. Небезпечні і шкідливі виробничі фактори. Класифікація».
28. ДНАОП 0.03-3.01-71 - «Санітарні норми проектування промислових підприємств».
29. ГОСТ 12.1.030-81. Електробезпека. Захисне заземлення. Занулення.
30. Методичні вказівки відносно опрацювання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах и роботах студентів електротехнічних спеціальностей / Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко - В.: ВНТУ, 2003.- 46 с.
31. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
32. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартів безпеки праці. Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони.
33. ДБН В.2.5-28-2006. Природне і штучне освітлення.
34. Довідкова книга для проектування електричного освітлення / Під ред. Г.М. Кнорринга. -Л.: Енергія, 1976.-384с.
35. СН 32.23-85 "Санітарні норми допустимого шуму на робочих місцях".
36. ГОСТ 12.1.008-83 - «Шум. Загальні вимоги безпеки».
37. ГОСТ 12.0.003 - 74. Система стандартів безпеки праці. Небезпечні і шкідливі виробничі фактори.
38. ГОСТ 12.1.012.-90 - «Система стандартів безпеки праці. Вібраційна безпека. Загальні вимоги».
39. Бурбело М.Й., Григоренко В.Д. Пристрої динамічної компенсації реактивної потужності на базі статичних тиристорних компенсаторів [Електронний ресурс] / Матеріали XLVIII Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки ВНТУ, Вінниця, 2019 р. – Електрон. Текст. Дані. – 2019. - Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2019/paper/view/6764>

# Додатки

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

\_\_\_\_\_  
“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2019р.

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Зав. кафедри ЕСЕМ

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

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

до магістерської кваліфікаційної роботи  
на тему:

«Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового  
мікрорайону міста Немирів»

08-17.МКР.005.00.000 ТЗ

Науковий керівник:

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 18м

Григоренко В.Д.

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Вінниця 2019 р.

## 1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 254 від 02.10.2019р.

Дата початку роботи 01.09.2019р.

Дата закінчення роботи 03.12.2019р.

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

а) мета – підвищення якості електроенергії на підприємстві Житлового мікрорайону міста Немирів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

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

## 3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 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. - X .: Міненерговугілля України, 2014.

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

3.4 ГОСТ 13109-97. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. в Украине с 01. 01. 99.

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

#### 4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

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

#### 5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

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

#### 6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

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

#### 7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

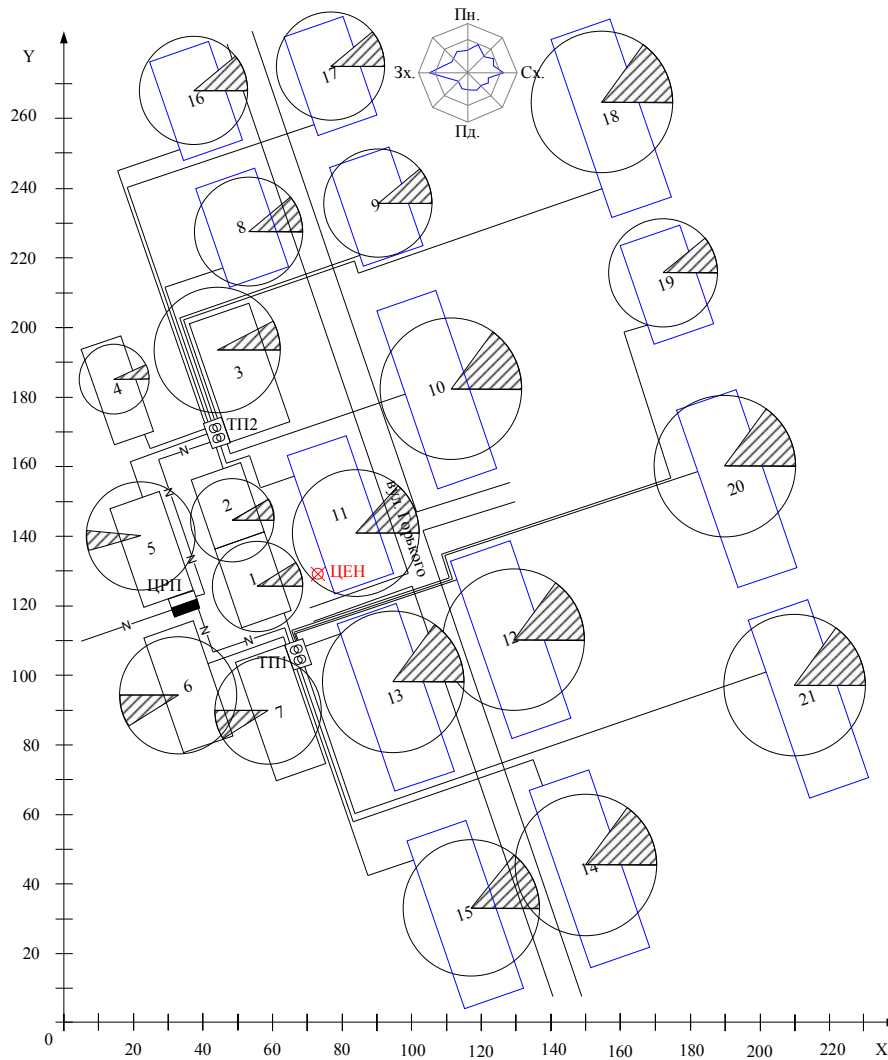
7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

#### 8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

# Додаток Б – План підприємства із силовими розподільчими, та живильними мережами

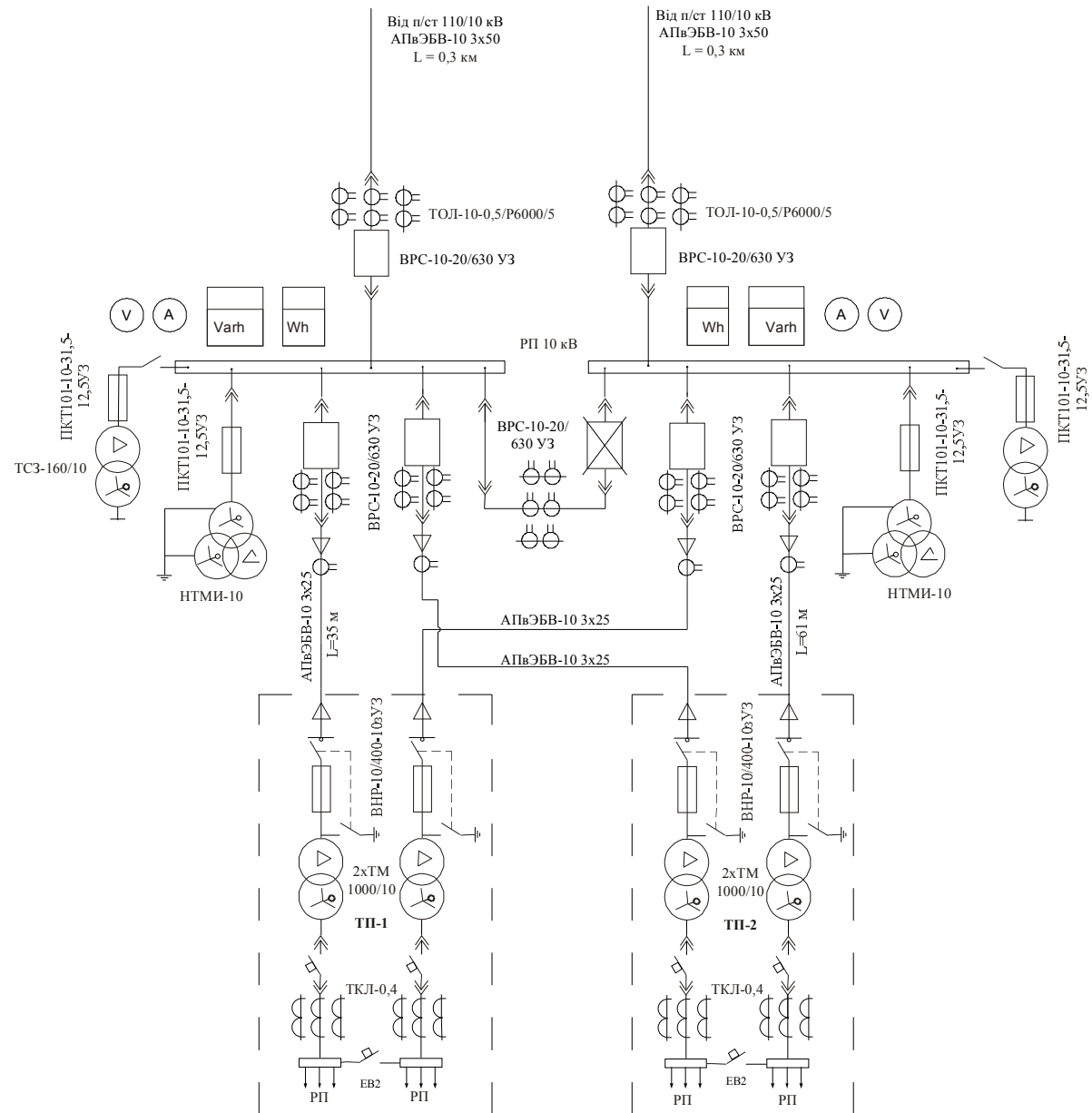


№	Найменування цехів	Рн, кВт
1	Адміністративна будівля	80
2	Лабораторія	100
3	Виробничий корпус №1	350
4	Складське приміщення	80
5	Виробничий корпус №2	250
6	Ремонтно-монтажний цех	215
7	Виробничий корпус №3	250
8	Житловий будинок №1 (12 кв.)	240
9	Житловий будинок №2 (12 кв.)	240
10	Житловий будинок №3 (24 кв.)	480
11	Житловий будинок №4 (18 кв.)	360
12	Житловий будинок №5 (24 кв.)	480
13	Житловий будинок №6 (21 кв.)	420
14	Житловий будинок №7 (24 кв.)	480
15	Житловий будинок №8 (21 кв.)	420
16	Житловий будинок №9 (12 кв.)	240
17	Житловий будинок №10 (12 кв.)	240
18	Житловий будинок №11 (24 кв.)	480
19	Житловий будинок №12 (12 кв.)	240
20	Житловий будинок №13 (24 кв.)	480
21	Житловий будинок №14 (24 кв.)	480

Таблиця умовних позначень

Позначення	Найменування
	Трансформаторна підстанція
	Розподільчий пристрій
	Кабельні лінії 10 кВ
	Кабельні лінії 0,4 кВ

# Додаток В – Однолінійна схема живлення підприємства

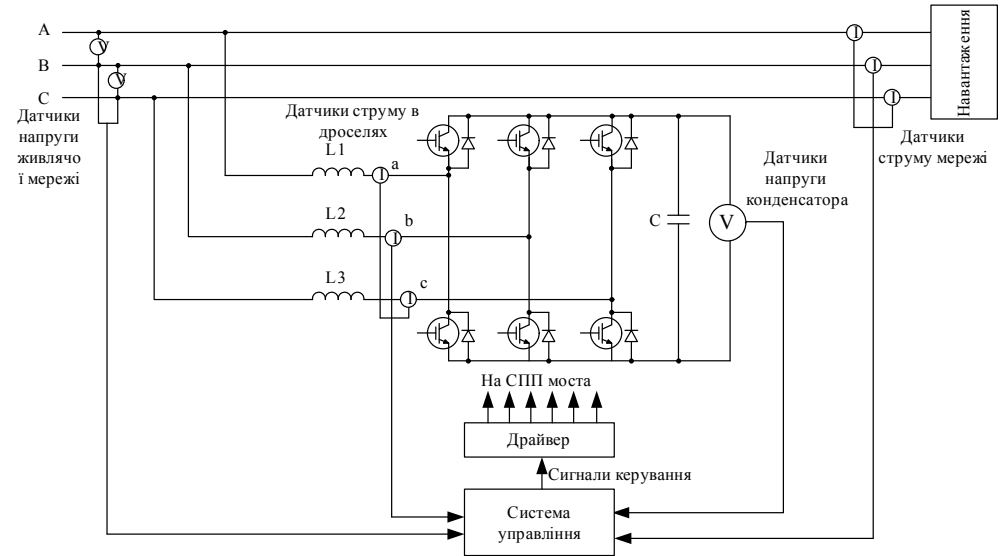
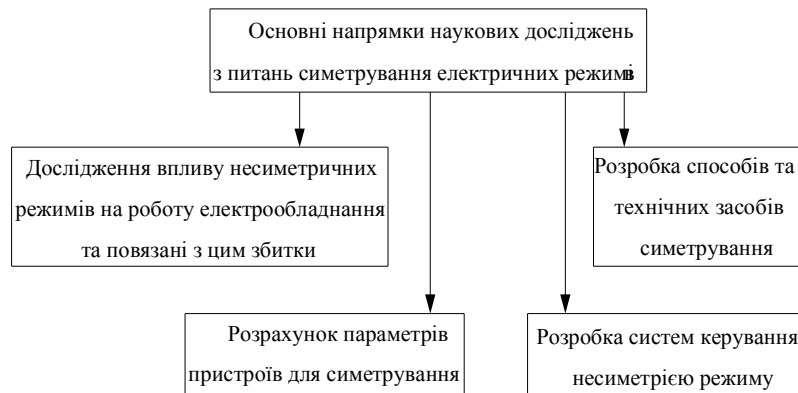


# Додаток Г – Аналіз та заходи зменшення несиметрії напруг

Вплив несиметрії струмів і напруг на електрообладнання

НЕСИМЕТРИЯ НАПРУГ		НЕСИМЕТРИЯ СТУМІВ	
<b>Асинхронні двигуни</b>	<b>Повітряні та Кабельні лінії</b>	<b>Трансформатор</b>	<b>Синхронний генератор</b>
Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби ЕП Зменшення кутової швидкості Збільшення ковзання Зниження поворотного моменту Зниження ККД	Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби Зменшення пропускної здатності Старіння ізоляції	Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби Зниження ККД Старіння ізоляції Перенавантаження окремих фаз	Нагрівання елементів генератора Зменшення терміну служби Механічні вібрації Ппульсації кутового моменту
<b>Конденсаторні установки</b>	<b>Однофазні споживачі</b>		
Нерівномірна загрузка мережі реактивною потужністю Зменшення генеруючої потужності КБ	Виникнення відхилення напруги Зменшення терміну служби ЕП		

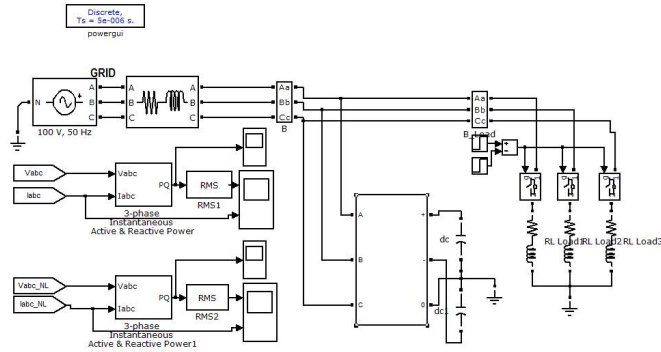
Систематизація основних напрямків наукових досліджень



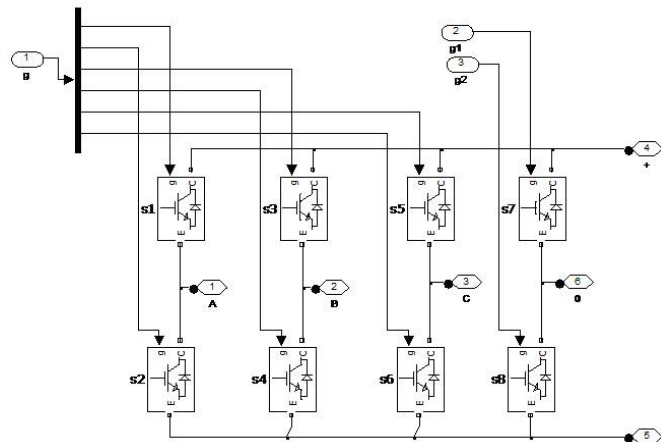
Спрощена принципова схема симетрувальної установки на базі СТАТКОМ



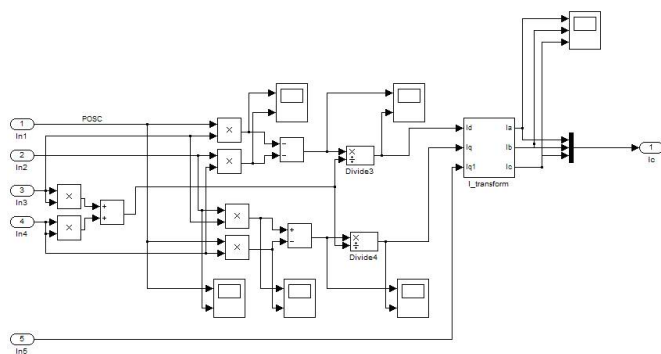
# Додаток Д – Модель симетрувальної установки в MATLAB Simulink



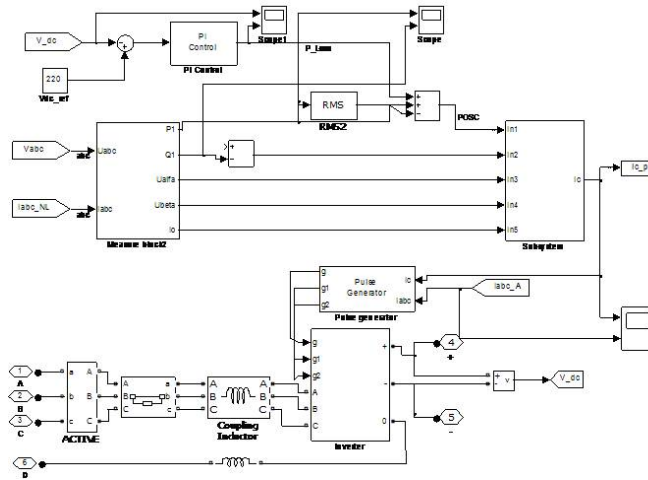
Модель дослідження АФ в MATLAB Simulink



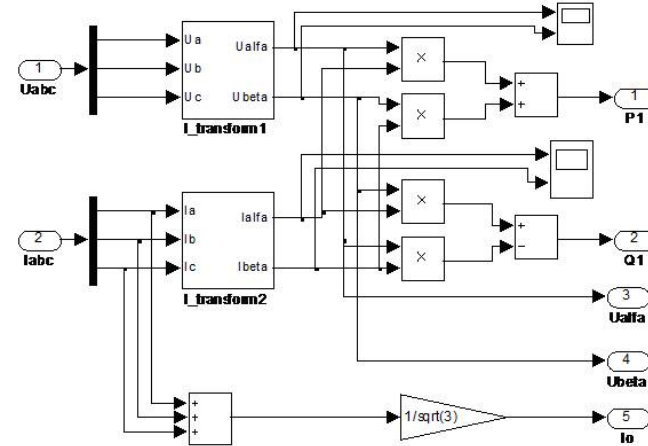
Модель інвертора напруги з додатковим напівмостом



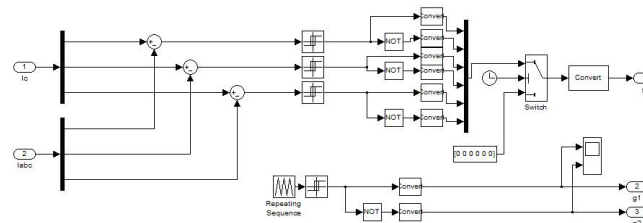
Модель блока обчислення фазних струмів АФ



Модель симетрувальної установки на базі АФ в середовищі MatLab Simulink

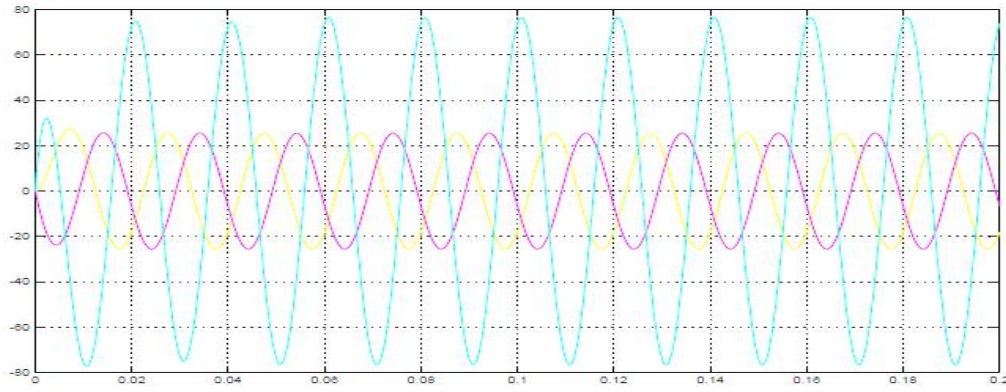


Блок визначення параметрів навантаження

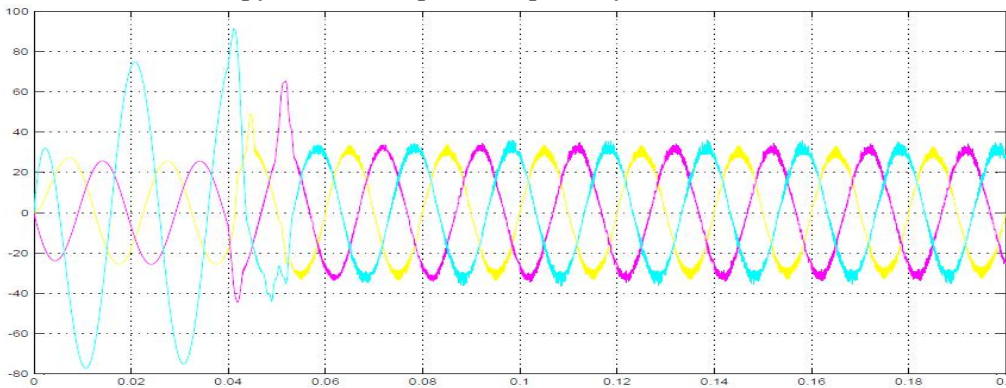


Модель системи керування

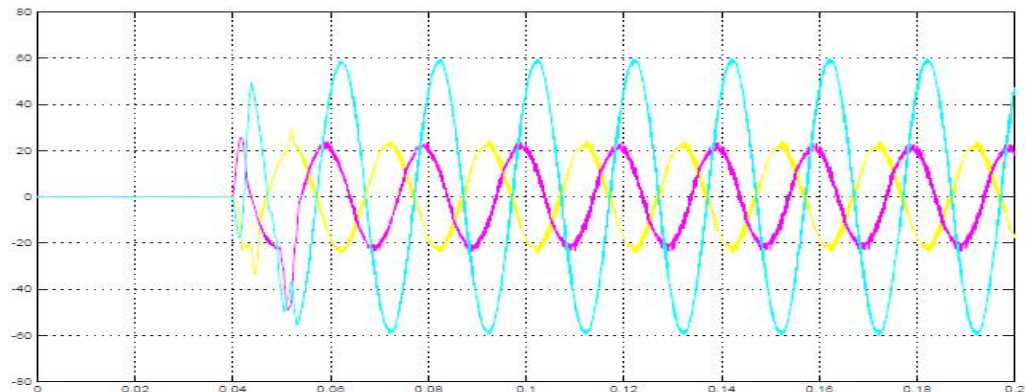
# Додаток Є - Результати моделювання основних режимів роботи компенсатора



Струми несиметричного режиму навантаження



Струми мережі за несиметричного режиму навантаження



Струми СТАТКОМа за несиметричного режиму навантаження

## Результати симетрування за допомогою АФ

Величина	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Струм $I$ , А	$30,26e^{-j0,2}$	$31,23e^{-j122,4}$	$31,82e^{j120,5}$
$i_3/i_1$ , %	1,29	1,56	0,39
$i_5/i_1$ , %	0,75	0,88	0,78
$i_7/i_1$ , %	0,95	0,40	0,64

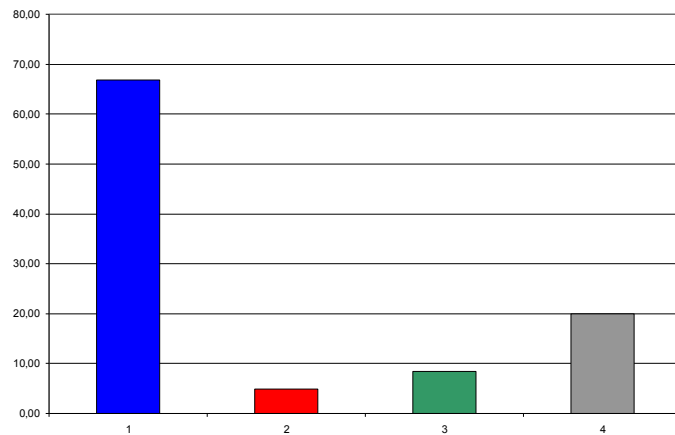
## Додаток 3 – Техніко-економічні показники СЕП

Сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства	1277,66 тис. грн.
Загальна потреба підприємства в електроенергії	5442109,25 кВт*год/рік
Тариф	2,00 грн/кВт*год
Оплата за спожиту електроенергію	10884218,49 грн
Собівартість спожитої електроенергії	220,77 грн/кВт*год

Підсумкова таблиця

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	Еа	5344189,968	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	Е	5442109,25	кВт·год.
Плата за електроенергію	П <sub>1</sub>	10884218,49	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	С <sub>п</sub>	914298,14	грн.
Сумарні витрати під-ва	С <sub>сум</sub>	11798516,63	грн.
Собівартість ел.енергії	S	220,77	коп/кВт·год.

Гістограма кошторису річних поточних витрат



Таблиця кошторису річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Рн, кВт
Витрати по експлуатації обладнання	610409,55	67,76
Витрати на поточний ремонт	44369,60	4,85
Витрати на амортизацію	76659,37	8,38
Інші витрати	182859,63	20,00
Разом	914298,14	100

08-17.МКР.005.00.000 ПЗ

					08-17.МКР.005.00.000 ПЗ				
					<b>План підприємства із силовими розподільчими, та живильними мережами Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів</b>	Літер.		Маса	Маштаб
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата					1:2000
Розробив		Григоренко В.Д.							
Перевірив		Бурбело М.Й.							
Рецензент					Аркуш 1		Аркушів 1		
Н.контр		Войтюк Ю.П.			ВНТУ гр. ЕСЕ-18м				
Затвердив		Бурбело М.Й.							

08-17.МКР.005.00.000 ПЗ

					08-17.МКР.005.00.000 ПЗ			
					Однолінійна схема живлення підприємства Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів	Літер.	Маса	Маштаб
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата				
Розробив		Григоренко В.Д.						
Перевірив		Бурбело М.Й.						
						Аркуш 1	Аркушів 1	
Рецензент						ВНТУ гр. ЕСЕ-18м		
Н.контр		Войтюк Ю.П.						
Затвердив		Бурбело М.Й.						

08-17.МКР.005.00.000 ПЗ

					08-17.МКР.005.00.000 ПЗ			
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Аналіз та заходи зменшення несиметрії напруг Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів	Літер.	Маса	Маштаб
Розробив		Григоренко В.Д.						
Перевірив		Бурбело М.Й.				Аркуш 1	Аркушів 1	
Рецензент						ВНТУ гр. ЕСЕ-18м		
Н.контр		Войтюк Ю.П.						
Затвердив		Бурбело М.Й.						

08-17.МКР.005.00.000 ПЗ

					08-17.МКР.005.00.000 ПЗ				
					Модель симетрувальної установки в MATLAB Simulink Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів	Літер.		Маса	Маштаб
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата					
Розробив		Григоренко В.Д.							
Перевірив		Бурбело М.Й.							
						Аркуш 1		Аркушів 1	
Рецензент					ВНТУ гр. ЕСЕ-18м				
Н.контр		Войтюк Ю.П.							
Затвердив		Бурбело М.Й.							

08-17.МКР.005.00.000 ПЗ

					08-17.МКР.005.00.000 ПЗ				
					Результати моделювання основних режимів роботи компенсатора Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів	Літер.		Маса	Маштаб
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата					
Розробив		Григоренко В.Д.							
Перевірив		Бурбело М.Й.							
Рецензент					Аркуш 1		Аркушів 1		
Н.контр		Войтюк Ю.П.			ВНТУ гр. ЕСЕ-18м				
Затвердив		Бурбело М.Й.							



08-17.МКР.005.00.000 ПЗ

Техніко-економічні показники СЕП  
Мінімізація втрат електричної енергії в  
системі електропостачання житлового  
мікрорайону міста Немирів

Літер. Маса Маштаб

Аркуш 1 Аркушів 1

ВНТУ гр. ЕСЕ-18м

					08-17.МКР.005.00.000 ПЗ			
					Техніко-економічні показники СЕП Мінімізація втрат електричної енергії в системі електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів			
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата				
Розробив		Григоренко В.Д.						
Перевірив		Бурбело М.Й.						
Рецензент						Аркуш 1	Аркушів 1	
Н.контр		Войтюк Ю.П.				ВНТУ гр. ЕСЕ-18м		
Затвердив		Бурбело М.Й.						