

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: «Оптимізація електропостачання Приватного акціонерного товариства
«Вінницький завод «Маяк»»

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

Кравчук А.П.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., проф. Терешкевич Л.Б.

(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
Освітня програма – Електротехнічні системи електроспоживання

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

„_____” вересня 2019 р

ЗАВДАННЯ
на магістерську кваліфікаційну роботу
Кравчуку Андрію Павловичу

1. Тема роботи: Оптимізація електропостачання Приватного акціонерного товариства Вінницький завод «Маяк»

керівник роботи: Терешкевич Леонід Борисович, к.т.н., професор,
затвердені наказом по ВНТУ від « 2 » жовтня 2019 року, №254

2. Строк подання студентом роботи « 3 » грудня 2019 року

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

Наукові публікації з питань оптимізації електропостачання на підприємствах.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки.

Анотація.

Вступ.

1. Характеристика споживачів підприємства.

1.1 Характеристики підприємства

1.2 Показники якості електропостачання

2. Визначення оптимальних параметрів СЕП

2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства

2.2 Оптимізація кількості, потужності та місця розташування цехових ТП

2.3 Визначення оптимального перерізу ліній живлення

2.4 Оптимізація і моделювання вибору місця розташування ЦРП

2.5 Розрахунок потужності конденсаторних батарей

2.6 Релейний захист та автоматика

3 Оптимізація відхилень напруги в СЕП підприємства

3.1 Моделювання режимів роботи силового трансформатора з пристроєм РПН

3.2 Розрахунок оптимальних режимів роботи засобів ПБЗ

4 Економічна частина роботи

4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи

4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

4.3 Розрахунок поточних витрат

4.4 Розрахунок собівартості електроенергії

5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях
 5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту
 5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії
 5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП ПАТ «Маяк» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

ВИСНОВКИ

Література

5. Перелік графічного матеріалу:

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

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання « 5 » вересня 2019 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок оптимальних параметрів системи електропостачання	25.10.2019	
2	Аналіз якості електроенергії на підприємстві	31.10.2019	
3	Розрахунки з оптимізації відхилень напруги	10.11.2019	
4	Економічна частина роботи	15.11.2019	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.11.2019	
6	Написання пояснювальної записки	3.12.2019	

Студент

_____ (підпис)

Керівник магістерської роботи

_____ (підпис)

Кравчук А.П.
(прізвище та ініціали)

Терешкевич Л.Б.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП.....	7
1 ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ПІДПРИЄМСТВА	9
1.1 Характеристики підприємства.....	9
1.2 Показники якості електропостачання	11
1.3 Висновки до розділу 1	13
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СЕП.....	14
2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства.....	14
2.2 Оптимізація кількості, потужності та місця розташування цехових ТП	16
2.3 Визначення оптимального перерізу ліній живлення	21
2.4 Оптимізація і моделювання вибору місця розташування ЦРП.....	24
2.5 Розрахунок потужності конденсаторних батарей.....	27
2.6 Релейний захист та автоматика.....	29
2.7 Висновки до розділу 2	32
3 ОПТИМІЗАЦІЯ ВІДХИЛЕНЬ НАПРУГИ В СЕП ПІДПРИЄМСТВА	33
3.1 Моделювання режимів роботи силового трансформатора з пристроєм РПН	33
3.2 Розрахунок оптимальних режимів роботи засобів ПБЗ	40
3.3 Висновки до розділу 3	50
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ.....	51
4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи.....	51
4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	54
4.3 Розрахунок поточних витрат.....	56
4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі.....	56
4.3.2 Розрахунок витрат по заробітній платі	58
4.3.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються	60
4.3.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат	62
4.4 Розрахунок собівартості електроенергії	63
4.4.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію	63
4.4.2 Розрахунок собівартості електроенергії.....	66

4.5 Висновки до розділу 4	68
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	69
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	70
5.1.1 Електробезпека.....	70
5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	71
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	74
5.2.1 Мікроклімат.....	74
5.2.2 Склад повітря робочої зони	75
5.2.3 Виробниче освітлення	75
5.2.4 Виробничий шум.....	77
5.2.5 Виробничі вібрації	79
5.2.6 Психофізіологічні фактори	79
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП ПАТ «Маяк» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	81
5.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ПАТ «Маяк» в умовах дії іонізуючих випромінювань	82
5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ПАТ «Маяк» в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	83
5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання ПАТ «Маяк» в умовах дії електромагнітного імпульсу	86
5.4 Висновки до розділу 5	87
ВИСНОВКИ.....	89
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	91
Додаток А – Технічне завдання	
Додаток Б – План підприємства	
Додаток В – Однолінійна схема електропостачання підприємства	
Додаток Г – Оптимальна потужність конденсаторних батарей	
Додаток Д – Регулювання напруги в мережах підприємства	
Додаток Є – Моделювання режимів роботи силового трансформатора з пристроєм РПН	
Додаток Ж – Техніко економічні показники системи електропостачання	

АНОТАЦІЯ

Кравчук Андрій Павлович. Оптимізація електропостачання Приватного акціонерного товариства «Вінницький завод «Маяк». МКР. Спеціальність 141 – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2019 – 92с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто аналіз ефективності використання пристроїв РПН на підприємстві.

В роботі розглянуті питання по розрахунку електропостачання підприємства, вибір кількості і потужності трансформаторних підстанцій, релейного захисту та автоматики.

Проаналізовано вплив відхилення напруги на роботу електрообладнання. Розглянуто шляхи підвищення якості електричної енергії в мережах підприємства.

В науково-дослідній частині роботи здійснено моделювання режимів роботи силового трансформатора з пристроєм РПН для даного підприємства в MATLAB Simulink. Проведено розрахунок параметрів пристроїв ПБЗ для оптимального регулювання напруги в мережах підприємства.

Розраховано основні техніко-економічні показники СЕП підприємства.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: електричні мережі, електропостачання, регулювання напруги.

Рисунків - 20

Таблиць - 29

Бібліографій – 36

АННОТАЦИЯ

Кравчук Андрей Павлович. Оптимизация электроснабжения Частного акционерного общества «Винницкий завод «Маяк». МКР. Специальность 141 - Винница: ВНТУ, ФЭЭМ, кафедра ЭСЭЭМ, 2019 - 92с.

В магистерской квалификационной работе рассмотрен анализ эффективности использования устройств РПН на предприятии.

В работе рассмотрены вопросы по расчету электроснабжения предприятия, выбор количества и мощности трансформаторных подстанций, релейной защиты и автоматики.

Проанализировано влияние отклонения напряжения на работу электрооборудования. Рассмотрены пути повышения качества электрической энергии в сетях предприятия.

В научно-исследовательской части работы осуществлено моделирование режимов работы силового трансформатора с устройством РПН для данного предприятия в MATLAB Simulink. Проведен расчет параметров устройств ПБВ для оптимального регулирования напряжения в сетях предприятия.

Рассчитано основные технико-экономические показатели СЭП предприятия.

Рассмотрены вопросы охраны труда и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Ключевые слова: электрические сети, электроснабжение, регулирования напряжения.

Рисунков - 19

Таблиц - 29

Библиографов - 36

ВСТУП

Актуальність теми. Діюча система електропостачання ПАТ «Маяк» була спроектована, змонтована та прийнята в експлуатацію ще в 70-тих роках минулого століття. Вона повністю задовільняла всім вимогам: було встановлено сучасне на той час електрообладнання, яке вибиралось по електричним навантаженням, сформованим технологічними процесами виробництва.

За п'ять десятиріч, що пройшли з того часу повністю змінилась номенклатура продукції, яка виготовляється на підприємстві, суттєві зміни відбулись в технологіях виробництва та технологічному обладнанні. До цього часу використовується морально застаріле електрообладнання, а технічні параметри електроапаратів, та електричних мереж в багатьох випадках не відповідають електричним навантаженням, та параметрам нормальних та аварійних режимів. Тому для ПАТ «Маяк» актуальною технічною задачею є оптимізація електропостачання шляхом оптимізації самої системи електропостачання (вибором:

- оптимальної кількості та потужності трансформаторів,
- оптимальних перерізів провідників електричних мереж,
- оптимального розміщення трансформаторних підстанцій,
- оптимальних потужностей пристроїв, які оптимізують електричні режими в системі електропостачання,
- оптимальних положень регулювальних відгалужень на цехових трансформаторних підстанціях, що дозволить забезпечити допустимі значення відхилень напруги на затискчах всіх електроприймачів і тим самим поліпшити якість електроенергії).

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є оптимізація електропостачання ТОВ «Маяк» шляхом прийняття оптимальних рішень з кількості та потужності трансформаторних підстанцій, оптимальних перерізів ліній мереж підприємства, визначення оптимальних координат місця установки трансформаторних підстанцій та розрахувань оптимальних потужностей конденсаторних установок та регулювальних відгалужень трансформаторів цехових підстанцій, що дозволить суттєво поліпшити

технічні та економічні характеристики функціонування систем електропостачання ТОВ «Маяк».

Для досягнення поставленої мети у роботі будуть розв'язані наступні задачі:

- провести автоматизовані розрахунки оптимальних потужностей трансформаторів цехових підстанцій;
- провести автоматизовані розрахунки оптимальних перерізів ліній електропередач заводських мереж;
- провести розрахунки оптимальних потужностей батарей статичних конденсаторів та положень регулювальних відгалужень

Об'єкт дослідження – система електропостачання ТОВ ПАТ «Маяк».

Предмет дослідження – елементи схеми та електричні режими в СЕП.

Наукова новизна одержаних результатів.

Удосконалено електропостачання ПАТ «Маяк» шляхом автоматизованого вибору оптимальних потужностей трансформаторів цехових ТП, перерізів кабельних ліній та місця установки трансформаторних підстанцій, а також розрахунком оптимальних потужностей батарей статичних конденсаторів та положень регулювальних відгалужень

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що практична реалізація отриманих рішень дозволить оптимізувати електропостачання ПАТ «Маяк»: забезпечити відповідність характеристик елементів системи електропостачання нормальним та аварійним електричним режимам, зменшити втрати електроенергії, та поліпшити якість електроенергії шляхом забезпечення нормованих значень відхилень напруги.

Достовірність теоретичних положень магістерської кваліфікаційної роботи підтверджується строгістю постановки задач, коректним застосуванням математичних методів, достовірним виведенням аналітичних співвідношень.

Особистий внесок здобувача. Усі наукові положення та результати МКР, що виносяться на захист, отримані автором одноособово.

Апробація результатів роботи. Результати роботи доповідались на XLVIII Науково-технічній конференції факультету електроенергетики та електромеханіки.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ПІДПРИЄМСТВА

1.1 Характеристика підприємства

ПАТ «Маяк» підприємство яке знаходиться у м. Вінниця за адміністративною адресою вул. Василя Порики, 28. Дане підприємство спеціалізується на постачанні гарячої води та теплопостачання підприємствам та комунальним споживачам. В двотрубному вимірюванні протяжність мережі по якій здійснюється постачання підприємством рівна 32,5 км. ПАТ «Маяк» також здійснює обслуговування дванадцяти центральних теплових пунктів зі станціями для нагріву води та живильними насосами. Дані центральні пункти здійснюють роботу у автономному режимі яка керується параметрами температури та часу [7].

ПАТ «Маяк» здійснює водопостачання від Вінницької міської мережі водогону, а також води технічного призначення від берегової насосної станції. Постачальна вода надходить на очисні споруди підприємства для подальшого очищення через механічні фільтри і заповнює підземні ємності виконанні із бетонних конструкцій об'ємом 500 м³, що задовольняє витратам підприємства водяних ресурсів протягом трьохденного періоду.

В даний час промислове водопостачання ставить перед собою завдання, підвищити відсоток водообороту і повторно використовувати відпрацьовані води у всіх галузях промисловості.

Промислове водопостачання виконує три ключові функції:

- Подачу води для господарських потреб.
- Безперебійне забезпечення водою виробництва.
- Протипожежна безпека.

До води, яка подається на виробничі об'єкти, пред'являються вимоги за наступними критеріями:

- температура. Ступінь нагріву води має ключове значення, якщо вона використовується для перетворення на пару, охолодження агрегатів.

- якість води.

- напір. Для функціонування деяких промислових агрегатів необхідно дотримуватися норму тиску води.

- безперебійність подачі. Збої в подачі води негативно відбиваються на роботі виробництва.

Більшість споживачів СЕП ПАТ «Маяк» відноситься до II категорії надійності електропостачання. На рисунку 1.1 зображено генеральний план підприємства, відомості про електричні навантаження системи електропостачання підприємства наведено в таблиці 1.1.

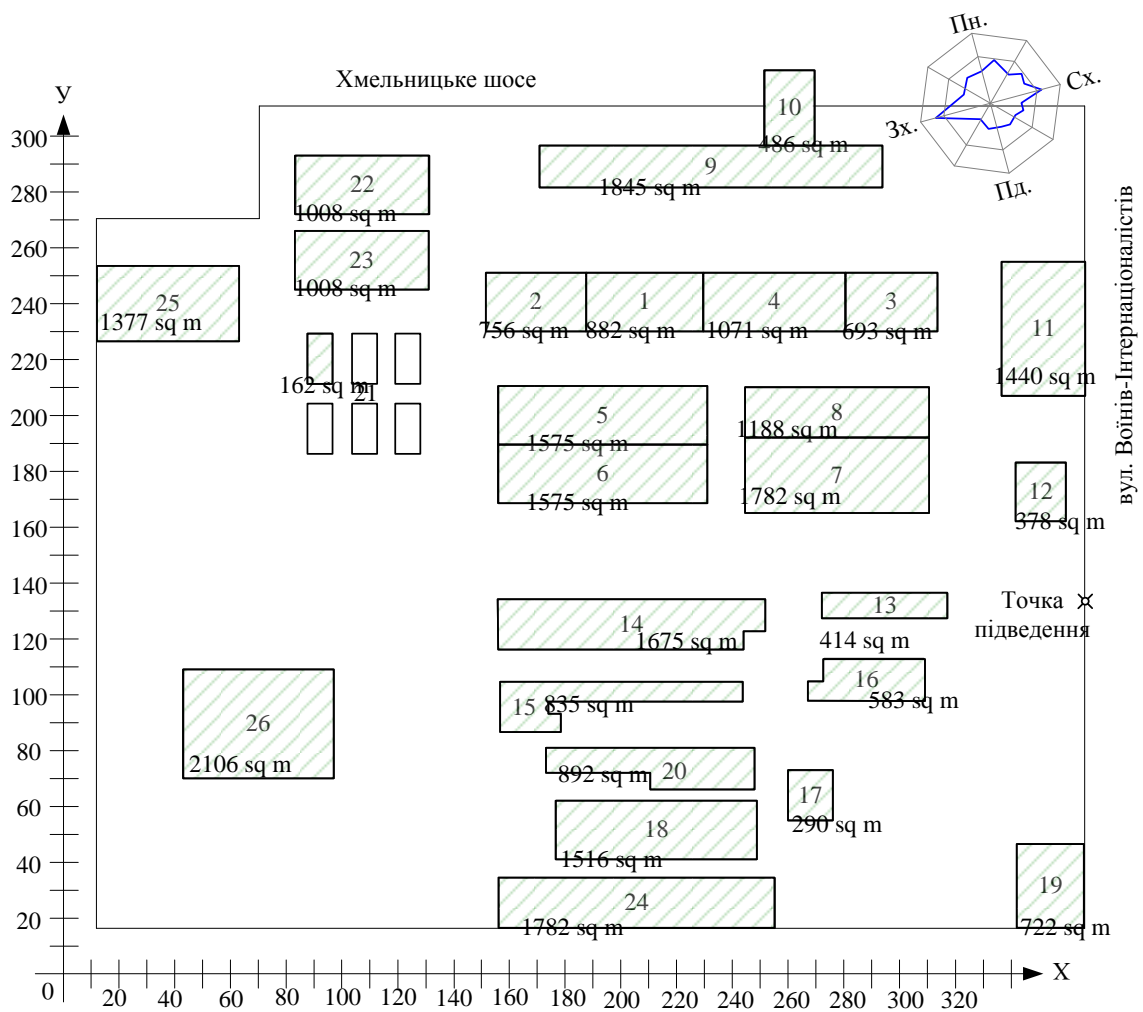


Рисунок 1.1 – Генплан підприємства

Таблиця 1.1 - Відомості про електричні навантаження підприємства

№	Найменування	Р _{н2} , кВт
1	Механічний цех	90
2	Заготівельний цех	75
3	Ковально-штамповочний цех	100

Продовження таблиці 1.1

4	Зварювальний цех	115
5	Намоточний цех	150
6	Цех лиття	170
7	Інструментальний цех	120
8	Фарбувальний Цех	105
9	Збірно-монтажний цех	125
10	Адміністративний корпус	45
11	Ремонтно-механічний цех	90
12	Очисні споруди	22
13	Енергоблок	90
14	Цех друкованих плат	170
15	Відділ випробувань	240
16	Котельня	160
17	Будівельно-монтажний цех	40
18	Цех нест-ного обладнання	310
19	Автотранспортний цех	140
20	Тарно-пакувальний цех	170
21	Склади	40
22	Столова	55
23	Цех термопластів	105
24	КСК "Маяк"	90
25	Типографія	80
26	Корпус поршків і металургії	105

Відстань підприємства до живлячої підстанції енергосистеми рівна 0,8 км.

Тариф за активну електроенергію $t = 2,00$ грн/кВт*год.

Потужність КЗ зі сторони 10 кВ рівна $S_{кз} = 50$ МВА.

Вхідна РП встановлена на рівні $Q_{вх} = 492$ квар.

Час максимальних втрат рівний $\tau_m = 2405,29$ год/рік.

Час використання максимального навантаження $T_m = 4000$ год/рік.

Напруга на шинах 10 кВ РТП в режимі максимальних навантажень підприємства $U^{\max} = 1,03U_n$ в режимі мінімальних навантажень підприємства

$$U^{\min} = 1,01U_n.$$

1.2 Характеристика діючої системи електропостачання

Діюча система електропостачання характеризується великою кількістю електрообладнання, характеристики якого не відповідають параметрам нормальних та аварійних режимів. Є обладнання морально застаріле та фізично зношене.

Такий стан перш за все зумовлений зміною номінклатури продукції, що випускається та зміною технології виробництва, в деяких випадках має місце використання застарілого технологічного обладнання.

В наслідок розвитку електроенергетичної системи зросли потужності короткого замикання на шинах системних підстанцій і в результаті зросли – струми кооротких замикань. Деякі елементи електричних мереж не відповідають потенційним параметрам аварійних режимів.

В сучасних мережах використовуються керовані батареї статичних конденсаторів, що дозволяє фективно знизити активні втрати на передачу електроенергії. Установлених в системі електропостачання ПТА «Маяк» потужностей конденсаторних установок недостатньо для ефективного зниження втрат. Деякі із них залишаються не регульованими.

Наслідком зміни технологічного обладнання на обладнання з більшою або з меншою потужністю, зміною технологічних планувань рівні відхилень напруг на затискачах окремих електроприймачів не відповідають нормованим значенням. В деяких випадках маємо завищені напруги, а на інших – занижені. Іноді не забезпечуються відхилення напруг лише для одного із характерних режимів.

Показники якості регламентуються стандартом ГОСТ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення» [3]. Як в цілому по країні, так і в системі електропостачання ПАТ «Маяк», якість електроенергії залишається не задовільною. Це є наслідком того, що на підприємстві використовуються електричні навантаження, що негативно впливають на електричну мережу. Крім того ПАТ «Маяк» знаходиться в точені житлового масиву деякі спотворення якісних характеристик є наслідком комунально-побутового навантаження.

Крім відхилення напруги незадовільними в деяких випадках є такі показники якості електричної енергії:

- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги;
- коефіцієнт n-ої гармонійної складової напруги;
- несиметрія напруги по зоротній послідовності;
- несиметрія напруги по нульовій послідовності.

При зростанні навантажень в енергосистемі (особливо в зимовий час) на підприємстві, як і в усій енергосистемі, нездовільним є характеристика якості електроенергії по частоті – відхилення частоти.

Такий стан якості електроенергії є причиною появи додаткових збитків на підприємстві.

1.3 Висновки до розділу 1

1. Існуюча система електропостачання характеризується великою кількістю електрообладнання, характеристики якого не відповідають параметрам нормальних та аварійних режимів. Є обладнання морально застаріле та фізично зношене.

2. Деякі елементи електричних мереж не відповідають потенційним параметрам аварійних режимів

3. Рівні відхилень напруг на затискачах окремих електроприймачів не відповідають нормованим значенням. В деяких випадках маємо завищені напруги, а на інших – занижені. Іноді не забезпечуються відхилення напруг лише для одного із характерних режимів.

4. Економічні та технічні характеристики системи електропостачання потребують оптимізації електропостачання ПАТ «Маяк».

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства

Для розрахунку силових та освітлювальних навантажень підприємства використаємо методи коефіцієнтів використання k_v та попиту k_{II} [8].

Проведемо розрахунки навантажень цехів та заводу вцілому за допомогою нижче наведених формул. Результати розрахунків занесемо в табличну форму, яка зображена на рисунку 2.1.

Коефіцієнт реактивної потужності:

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

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:

$$P_c = k_v \cdot P_H + P_{po}. \quad (2.4)$$

Середня реактивна потужність:

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

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:

$$P_p = k_{\Pi} \cdot P_H + P_{po}. \quad (2.8)$$

Розрахункова реактивна потужність:

$$Q_p = k_{\Pi} \cdot P_H \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}. \quad (2.9)$$

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:

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

Сумарна середня повна потужність:

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

Сумарна розрахункова активна потужність освітлення:

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

Сумарна розрахункова реактивна потужність освітлення:

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

Сумарна розрахункова активна потужність:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N k_{\Pi} \cdot P_{\Pi} + P_{po\Sigma}. \quad (2.18)$$

Сумарна розрахункова реактивна потужність:

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N P_{\Pi} \cdot K_{\Pi} \cdot \text{tg} + Q_{po\Sigma}. \quad (2.19)$$

Сумарна розрахункова повна потужність:

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

Сумарна питома густина навантажень:

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

Таблична форма розрахунку підприємства наведена на рисунку 2.1. За допомогою методу коефіцієнта попиту в табличній формі розраховані електричні навантаження підприємства. При цьому повна середня потужність підприємства рівна $S_{c\Sigma}=1968,37$ кВА, а повна розрахункова потужність з урахуванням коефіцієнта одночасності рівна $S_{p\Sigma}=2063,36$ кВА.

2.2 Оптимізація кількості, потужності та місця розташування цехових ТП

Для вибору оптимальних цехових трансформаторних підстанцій (ЦТП) необхідно дотримуватися таких вимог [8]:

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

Множина допустимих рішень – діапазони всіх стандартних потужностей трансформаторів.

Для вибору кількості та потужності цехових ТП потрібно орієнтуватися на питому густину навантаження по підприємству.

Згідно ПУЕ [1] кількість трансформаторів ЦТП повина відповідати категорії надійності споживача. Так як підприємство належить до другої категорії по електропостачанню, потрібно використовувати двотрансформаторні підстанції.

Потужності трансформаторів мають бути допустимими в нормальному та післяаварійному режимах роботи. Дотримуючись умови, що при виході із ладу одного трансформатора двотрансформаторної ЦТП – трансформатор який залишився в робочому стані повинен витримувати розрахункове навантаження споживачів першої та другої категорії даної ЦТП.

Розподілення навантаження підприємства між ТП показано на рисунку 2.2.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахункова активна потужність Рр, кВт	Розрахункова 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		13	Енергоблок	64,4616	46,438488	79,44703294	57,9616	41,563488	71,323703
3		14	Цех друкованих плат	134,552	119,23858	179,7834259	124,152	108,62846	164,96624
4		15	Відділ випробувань	95,7234	68,041062	117,4417108	83,7234	59,041062	102,44733
5		16	Котельня	71,73058	78,148441	106,077589	65,33058	70,666011	96,238089
6		17	Будівельно-монтажний цех	49,32	24,622998	55,1248985	47,72	23,631407	53,250745
7		18	Цех наст-ного обладнання	117,74112	92,656972	149,8275203	108,44112	84,455143	137,44871
8		19	Автотранспортний цех	65,01056	38,580224	75,5963397	59,41056	35,109655	69,009438
9		20	Тарно-лакувальний цех	79,82792	47,228621	92,75257094	74,72792	44,067924	86,753928
10		24	КСК "Маяк"	73,00368	44,351582	85,42013905	68,50368	40,976582	79,823771
11		26	Корпус поршків і металург	64,67556	54,973502	84,88235363	59,42556	48,835572	76,917555
12			Всього по ТП1	816,04642	614,28047	1021,406999	749,39642	556,97531	933,71114
13		3	Ковально-штамповочний ц	60,6029	35,546464	70,25854102	55,6029	32,447742	64,37809
14		4	Зварювальний цех	69,1002	60,256146	91,68228177	63,3502	54,389973	83,495611
15		7	Інструментальний цех	81,2646	59,347302	100,6282138	75,2646	54,055799	92,664931
16		8	Фарбувальний Цех	62,52864	40,327315	74,40512866	57,27864	36,389815	67,860602
17		9	Збірно-монтажний цех	86,3604	78,711009	116,8483704	81,3604	72,865361	109,21939
18		10	Адміністративний корпус	28,64808	16,160997	32,89210118	26,39808	14,766572	30,247484
19		11	Ремонтно-механічний цех	53,442	49,588724	72,90465618	49,842	45,379857	67,405908
20		12	Очисні споруди	11,23808	9,3769457	14,63630938	10,13808	8,2547212	13,073679
21			Всього по ТП2	453,1849	349,3149	572,186556	419,2349	318,54984	526,52816
22		1	Механічний цех	49,4946	47,891342	68,87159102	46,7946	44,734692	64,737371
23		2	Заготівельний цех	37,8168	35,663375	51,98063733	35,5668	33,032833	48,540347
24		5	Намоточний цех	95,8845	96,665051	136,1542121	88,3845	87,89658	124,65002
25		6	Цех лиття	88,8845	59,980335	107,2291701	82,0845	54,880335	98,740652
26		21	Склади	19,09792	10,109549	21,60864477	17,09792	8,8700603	19,261797
27		22	Столова	34,88592	18,131727	39,31649711	32,68592	16,76829	36,736153
28		23	Цех термопластів	57,4224	43,67215	72,14283567	52,1724	39,042086	65,163209
29		25	Типографія	49,11648	31,966097	58,60255931	45,11648	28,438428	53,331426
30			Всього по ТП3	432,60312	344,07963	552,7533343	399,90312	313,6633	508,23929

Рисунок 2.2 - Розподіл цехів між ЦТП

Для автоматизованого розв'язку задачі вибору трансформаторів з допомогою електронного процесора EXCEL необхідно мати наступні дані:

1) нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень в ТП - беремо з бази загальних даних $E_e=0,1$;

2) коефіцієнт відрахувань на амортизацію в ТП – беремо з бази загальних даних $E_a=0,066$ (рисунок 1.2);

3) коефіцієнт навантаження в нормальному режимі знайдемо в такій послідовності:

- згідно таблиці G1 ГОСТ 14209-97 річна температура для регіону де знаходиться підприємство, а саме Вінницька область складає $\theta=10,7^\circ\text{C}$;

- згідно таблиці 3, знаходимо поправку на температуру охолоджуючого середовища для трансформаторів з внутрішньою установкою $\Delta\theta=6^\circ\text{C}$;

- знаходимо значення ефективної температури $\theta_e = \theta + \Delta\theta = 10,7 + 6 = 16,7^\circ\text{C}$;

- з таблиці 6 визначаємо коефіцієнт навантаження в нормальному режимі $k_n=1$.

4) коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі;

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

Згідно таблиці H1 ГОСТ 14209-97 для розподільних трансформаторів типу ONAN коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі $k_{па}=1,3$ [2].

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

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

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

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

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

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

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

$$B_B(S_T) = [\Delta P_{XX}(S_T) + \Delta P_{K3}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0 \quad (2.24)$$

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

$\Delta P_{K3}(S_T)$ – активні втрати короткого замикання в трансформаторі потужністю

S_T ;

k_3 - коефіцієнт завантаження трансформатора;

B_0 - питома вартість втрат електроенергії.

$$Z(S_T) = (E_a + E_e) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T) + [\Delta P_{XX}(S_T) + \Delta P_{K3}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0 \quad (2.25)$$

Критерієм оптимальності в даній задачі є мінімум річних приведених затрат.

Запишемо обмеження, які накладаються на керовану змінну:

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

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

Втрати активної потужності:

$$\Delta P_{тр} = n \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{НОМ.тр}} \right)^2 \quad (2.28)$$

Втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q_{тр} = n \cdot \frac{I_{XX}}{100} \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{НОМ.тр}} \right)^2 \quad (2.29)$$

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 1-3 комплектні ТП з трансформаторами 2х1000 та 2х630 кВА.

	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=	1021,41			
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	933,711			
5	Кількість трансформаторів										kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
7	Дані післяаварійного режиму														
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійного режимі										kpa=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=	0,8			
10	Економічні характеристики														
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=	4810,57			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0,036			
14															
15	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPкх, кВт	Kтп, тис. грн.	E*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмєк. 1	обмєк. 2
16		63	1,28	0,24	269,381	36,6358	168,227	0,48	168,707	811,579	—		—	—	—
17		100	1,97	0,33	286,059	38,904	102,762	0,66	103,422	497,52	—		—	—	—
18		160	3,1	0,51	307,828	41,8646	63,1669	1,02	64,1869	308,776	—		—	—	—
19		250	4,2	0,74	335,981	45,6934	35,0539	1,48	36,5339	175,749	—		—	—	—
20		400	5,9	0,95	397,006	53,9928	19,2353	1,9	21,1353	101,673	—		—	—	—
21		630	8,5	1,31	417,428	56,7702	11,1713	2,62	13,7913	66,3443	123,114		+	+	+
22	V	1000	10,5	2,1	561,896	76,4179	5,47718	4,2	9,67718	46,5528	122,971	V	+	+	+
23		1600	18	2,8	690,625	93,925	3,66775	5,6	9,26775	44,5832	138,508		+	+	+
24		2500	23,5	3,85	832,99	113,287	1,96135	7,7	9,66135	46,4766	159,763		+	+	+
25										Zмін=	122,971				
26										Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000			

Рисунок 2.3 – Вибір потужності ТП1

В таблиці 2.1 наведені результати автоматизованого вибору для інших ТП.

Таблиця 2.1 - Результати автоматизованого 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	0,8	122,971
ТП-2	ТМ - 630	630	2	0,8	86,239
ТП-3	ТМ - 630	630	2	0,8	85,113

2.3 Визначення оптимального перерізу ліній живлення

ПАТ «Маяк» отримує живлення електричною енергією від п/ст. 110/10, що знаходиться на відстані 800 м від підприємства. Для даного підприємства була обрана радіальна схема електропостачання напругою 10 кВ, оскільки ЦТП розміщені в різних напрямках від ЦРП.

Конструктивно електричні мережі ПАТ «Маяк» виконані кабельними лініями прокладеними в траншеях.

Згідно із ПУЕ [1] всі електричні апарати вибирають за характером установлення, номінальним струмом та напругою, а також перевіряють їх на термічну і динамічну стійкість.

Для живлення ПАТ «Маяк» обрано броньовані кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену в ПВХ оболонці типу АПвЭБВ-10 прокладені в траншеї трикутником.

Визначаємо переріз провідників для живлення ЦРП:

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

$$199,9 \text{ (A)} \leq 1,03 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,99 \cdot 0,97 \cdot 210 = 208,6 \text{ (A)} .$$

де k_1 - поправочний коефіцієнт при температурі зовнішнього середовища;

k_2 - поправочний коефіцієнт в залежності від глибини прокладання;

k_3 - поправочний коефіцієнт в залежності від теплового опору ґрунту;

k_4 - поправочний коефіцієнт в залежності від відстані між фазами;

k_5 - поправочний коефіцієнт в залежності від прокладених поруч кабелів;

k_6 - поправочний коефіцієнт при прокладанні в трубах і каналах.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
Початкові дані										Поправочні коефіцієнти									
Економічні характеристики										Коефіцієнт середовища									
Питома вартість втрат, грн/кВт										В _в = 4810,57152									
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Е _в = 0,1									
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Е _а = 0,05									
Нормальний режим										kдоп= 1									
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н режимі										Kдоп= 1									
Напруга, кВ										U= 10									
Довжина КЛ, км										l= 0,8									
Активна розрахункова потужність, кВт										P= 1661,606565									
Реактивна потужність, квар										Q= 1389,580242									
Розрахунковий струм окремого кабелю, А										Iл= 62,52912407									
Кількість КЛ										k= 2									
Мінімально допуст. переріз КЛ за умовою механ. міцності										F _{мех} = 70									
Допустима втрата напруги в КЛ, %										ΔUдоп= 5									
Аварійний режим																			
Струм КЗ на початку лінії, кА										I _{кз} = 3,358547272									
Приведений час КЗ, с										tп= 1,5									
Тепловий коефіцієнт С, (А°С/(1/2))мм²										C= 90									
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм²										F _{кз} = 45,70403941									
Після аварійний режим																			
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження										K _{па} = 1,25									
Доля навантаження в післяаварійному режимі										K _{пап} = 0,8									
Допустима втрата напруги в КЛ, %										ΔU _{падоп} = 5									
F, мм²	R _о , Ом/км	X _о , Ом/км	Iдоп, А	dУн, %	dУпа, %	К _о , тис.грн/км	dP, кВт	K	Е*К, т.грн	В _в , т.грн	З, т.грн	Доп	Клоп*Iдоп >= Iл	Кпа*Кл доп*Iдоп >= Кпа*Iл *Кл	ΔУн <= ΔУндоп	ΔУпа <= ΔУпадоп	F<=F _{мех}	F >= F _{кз}	T
27	10	3,1	0,122	75	2,128203657	3,405125851	21,4605	58,1792	17,1684	2,57526	279,8751	-	недоп	-	+	+	-	-	
28	16	1,94	0,113	90	1,352215722	2,163545154	31,01175	36,4089	24,8094	3,72141	175,1477	-	недоп	+	+	+	-	-	
30	25	1,24	0,099	115	0,879184234	1,406694774	44,66925	23,2717	35,7354	5,36031	111,95	-	недоп	+	+	+	-	-	
31	35	0,89	0,095	140	0,644335986	1,030937578	58,39425	16,7031	46,7154	7,00731	80,35124	-	недоп	+	+	+	-	-	
32	50	0,62	0,09	165	0,462103317	0,739365307	83,0835	11,6358	66,4668	9,97002	55,97502	-	недоп	+	+	+	-	-	
33	70	0,403	0,086	210	0,315652539	0,505044062	103,62725	7,56329	82,9018	12,43527	36,38377	48,819	доп	+	+	+	+	+	V
34	95	0,326	0,083	240	0,26280756	0,420492096	177,26475	6,1182	141,812	21,27177	29,43203	50,7038	доп	+	+	+	+	+	
35	120	0,258	0,081	275	0,216500197	0,346400316	216,35175	4,84201	173,081	25,96221	23,29283	49,255	доп	+	+	+	+	+	
36	150	0,206	0,079	310	0,180827117	0,289323387	259,74525	3,8661	207,796	31,16943	18,59815	49,7676	доп	+	+	+	+	+	
37	185	0,167	0,077	355	0,15379439	0,246071024	349,33	3,13417	279,464	41,9196	15,07714	56,9967	доп	+	+	+	+	+	
38	240	0,129	0,075	385	0,127426306	0,20388209	459,012	2,421	367,21	55,08144	11,64642	66,7279	доп	+	+	+	+	+	
40												мін витрати							48,819
41												опт. Переріз КЛ							70
42												Rорт=							0,403
43												Xорт=							0,086

Рисунок 2.4 – Вибір кабельної лінії живлення ЦРП

Для живлення ЦРП обрано кабель АПвЭБВ-10 перерізом $3 \times 70 \text{ мм}^2$ з $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$ [10]. Для всіх інших приєднань кабелі вибираємо аналогічно і заносимо результати в таблицю 2.2.

Згідно із ПУЕ [1] всі електричні апарати вибирають за характером установлення, номінальним струмом та напругою, а також перевіряють їх на термічну і динамічну стійкість.

Високовольтні вимикачі вибираються за номінальною напругою і розрахунковим струмом з врахуванням після аварійних режимів.

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

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

Визначимо $I_{\text{макс}}$ для нормального та післяаварійного режиму для ТП 1:

$$I_p = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1021,41}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 31,3 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{ра}} = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1021,41}{\sqrt{3} \cdot 10} = 62,6 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,3 \cdot S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75 \text{ (А)}.$$

Для встановлення на стороні 10 кВ вибираємо вакуумні вимикачі ВБЭ-М-10-20/630. Номінальний струм вимикачів $I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ А} > I_{\text{макс}}$ для всіх приєднань. Власний час відключення вимикача 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 , мм^2	$I_{\text{доп}}$, А
С-ЦРП	99,96	199,9	ВБЭ-М-10-20/630 УЗ	630	АПвЭБВ-10	3×70	210
ЦРП-ТП-1	31,3	75	ВБЭ-М-10-20/630 УЗ	630	АПвЭБВ-10	3×25	119
ЦРП-ТП-2	22,9	75	ВБЭ-М-10-20/630 УЗ	630	АПвЭБВ-10	3×25	119
ЦРП-ТП-3	21,9	75	ВБЭ-М-10-20/630 УЗ	630	АПвЭБВ-10	3×25	119

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.

Центр мережі – це такі координати на генплані, що розташування джерела живлення забезпечить мінімальні сумарні річні приведені затрати в СЕП.

ТП підприємства живиться від ЦРП, тому ЦРП потрібно встановити в центрі мережі.

Показником ефективності рішення будуть оптимальні затрати на спорудження системи електропостачання. Критерій оптимальності – мінімум затрат на спорудження системи електропостачання.

Математична модель оптимального вибору місця розташування ЦРП має вигляд:

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

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

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

I – струм окремої лінії;

B_0 - питома вартість втрат активної потужності грн/кВт;

E_a - Коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$F_{ж}$ - переріз живлячої кабельної лінії;

F_i - переріз i -тої кабельної лінії;

a – складова питомої вартості КЛ на 1 км, яка не залежить від перерізу;

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

L_i - довжина i -тої розподільної лінії;

$X_0; Y_0$ - координати центру мережі;

Таблична форма в якій автоматизовано процес вибору ЦМ за мінімумом річних приведених затрат наведена на рисунку 2.5.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
3	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ									Uж=	10	L3:=Uj	
4	Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)									МетрикаЖ =	НЕ	L4:=MetrZL	
5	Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)									МетрикаР =	НЕ	L5:=metrR	
6													
7	Економічні характеристики мережі												
8	Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км									a=	10	L8:=aCEM	
9	Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої РЛ тис.грн/км									аж=	8	L9:=ajCEM	
10	Питома вартість втрат, грн/кВт									Bo=	4810,57	L10:=BoCEM	
11	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень									Ee=	0,1	L11:=EeCEM	
12	Коефіцієнт вірахувань на амортизацію									Ea=	4,00%	L12:=EaCEM	
13	Коефіцієнт вірахувань на амортизацію живлячої лінії									Eаж=	5,00%	L13:=EajCEM	
14													
15													
16	Лінії	X, м	Y, м	F, мм ²	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	Ro,	Ko,	L, м	З, тис.	
17	живлення								Ом/км	т.грн/км		грн	
18	ЖЛ	363	131	120	2	1661,61	1389,58	62,53	0,258	186,35175	44,40	2,587	
19	ТП1	255	98	50	2	825,72	673,58	30,76	0,62	83,0835	96,60	4,018	
20	ТП2	304	198	50	2	459,31	388,81	17,37	0,62	83,0835	81,60	2,453	
21	ТП3	160	198	50	2	438,49	382,62	16,80	0,62	83,0835	225,60	6,703	
22	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											15,762	
23	Кординати ЦЕМ, м									Xo =	319	Yo=	131
24	Оптимальні кординати ЦЕМ, м									Xo =	322	Yo=	125
25	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											16,367	

Рисунок 2.5 – Таблична форма визначення центру мережі

Результати розрахунку оптимального місця розташування ЦРП показали що координати у при яких встановлення ЦРП забезпечило б мінімальні річні приведені затрати для мережі рівні $x=319$ м; $y=131$ м а затрати рівні 15,762 тис. грн..

Генплан підприємства з розміщенням ЦРП та ТП зображений на рисунку 2.6.

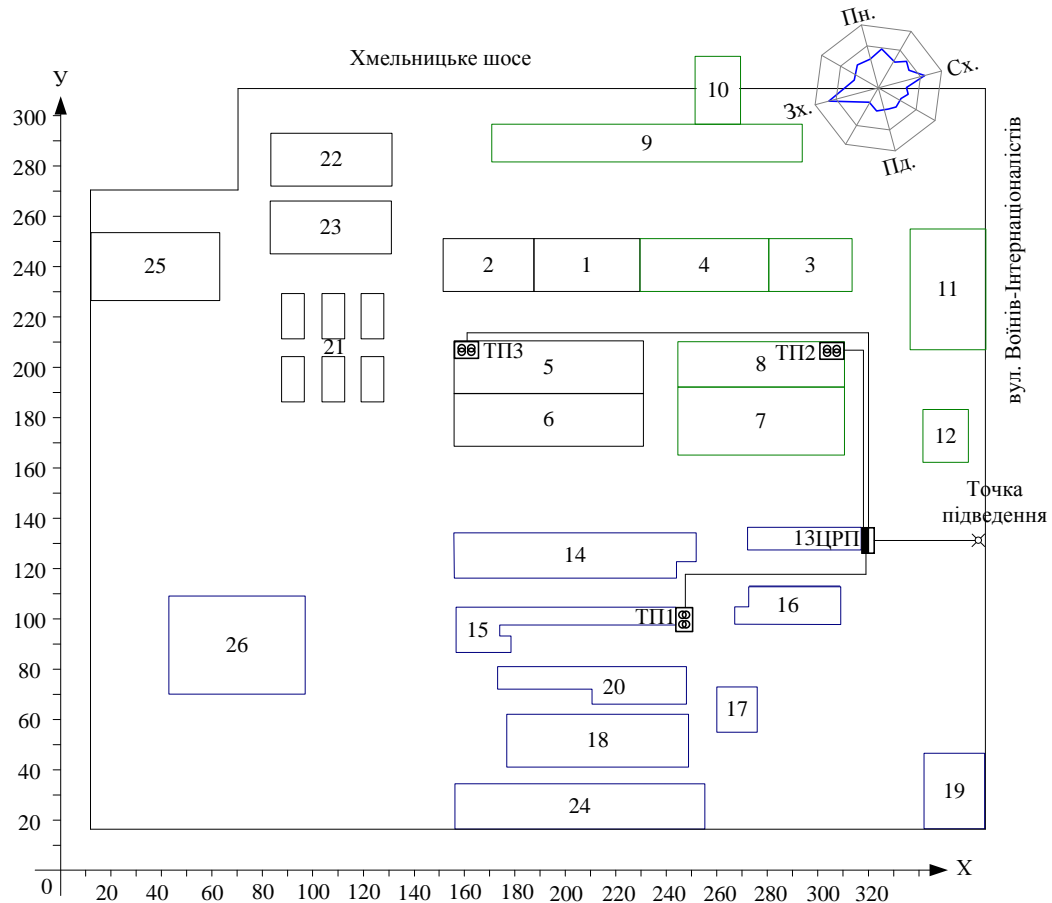


Рисунок 2.6 – Розміщення ЦРП та ЦТП

Отже побудовано картограму електричних навантажень. Оптимальні координати розміщення ЦРП: $X_0 = 322$ м та $Y_0 = 125$ м.

2.5 Розрахунок потужності конденсаторних батарей

Сутність розрахунку полягає в тому щоб розрахувати реактивну потужність кожної підстанції яку слід скомпенсувати. Для такого розрахунку слід використати розрахункову реактивну потужність ТП і виконати оптимальний розподіл вхідної реактивної потужності між трансформаторними підстанціями підприємства.

Схема заміщення для розрахунку балансової задачі КРН, що відповідає однолінійній схемі електропостачання рисунок 2.7, показана на рисунку 2.8.

При виборі потужності БСК не можна змінювати реактивну потужність яка протікає в живлячій КЛ, тому в математичну модель лінію живлення включати не потрібно.

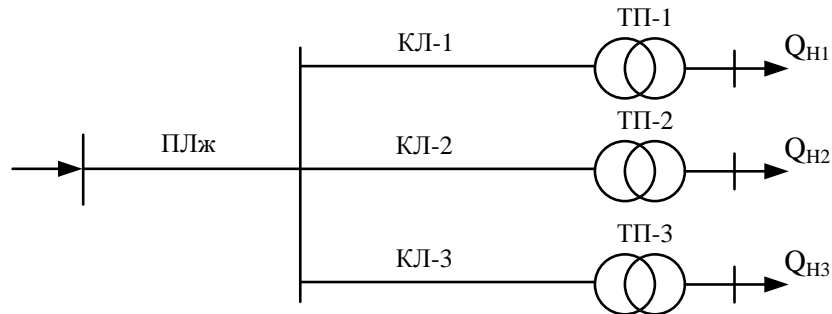


Рисунок 2.7– Однолінійна схема електропостачання

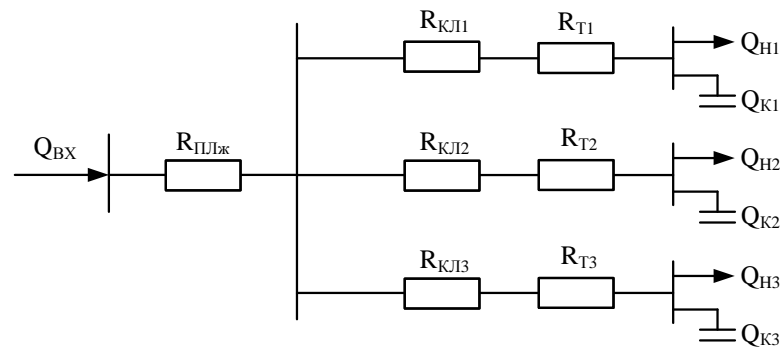


Рисунок 2.8 – Схема заміщення мережі електропостачання підприємства

Математична модель балансової задачі оптимальної КРН [8] має вигляд:

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

Керовані змінні – потужність БК 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 і-тої ЦТП;

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

$R_{KLi} = r_{oKLi} \cdot L_{KLi}$ – активний опір окремої лінії;

R_{Ti} – активний опір окремого трансформатора і-тої ЦТП;

Q_{BX} – вхідна реактивна потужність.

Виконуємо розрахунок за допомогою САПР MathCad. Для цього згідно із математичною моделлю (2.34) створимо комп'ютерну модель на робочому листі MathCad рисунок 2.9.

Вхідні дані для розрахунку	
Напруга, кВ:	$U := 10$
Вхідна реактивна потужність, квар:	$q_{вх} := 492$
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	$E_e := 0.1$
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію	$E_a := 0.04$
Питома вартість КУ	$B_{к0} := 100$
Питомі втраги реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар	$\Delta P_k := 4.5$
Питома вартість втрат активної потужності, грн/кВт	$Bo := 4810.6$
Питомі активні опори ліній живлення, Ом/км	
$r_{01} := 0.62$ $r_{02} := 0.62$ $r_{03} := 0.62$	
Довжини ліній від ЦРП до ЦТП, км	
$L_{кл1} := 0.094$ $L_{кл2} := 0.091$ $L_{кл3} := 0.235$	
Опори трансформаторів, Ом	
$r_{т1} := 1.05$ $r_{т2} := 2.14$ $r_{т3} := 2.14$	
Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар:	
$q_{н1} := 673.579$ $q_{н2} := 388.806$ $q_{н3} := 382.617$	
Довільні початкові потужності БК у вузлах навантаження, квар:	
$q_{к1} := 100$ $q_{к2} := 100$ $q_{к3} := 100$	
Довжина та питомий опір ліній живлення:	
$l_{ж} := 0.8 + 0.047 = 0.847$ $r_{ж0} := 0.258$	
Опір зовнішньої лінії живлення, Ом	
$r_{ж} := l_{ж} \cdot r_{ж0} = 0.219$	
Опір розподільних ліній живлення, Ом	
$r_{л1} := r_{01} \cdot L_{кл1} = 0.058$ $r_{л2} := r_{02} \cdot L_{кл2} = 0.056$ $r_{л3} := r_{03} \cdot L_{кл3} = 0.146$	

Модель балансової задачі компенсації реактивних навантажень

$$3(q_{к1} \cdot q_{к2} \cdot q_{к3}) := \frac{Bo}{U^2 \cdot 1000} \left[\begin{aligned} & (q_{н1} - q_{к1})^2 \cdot \left(\frac{r_{т1} + r_{л1}}{2} \right) \dots \\ & + (q_{н2} - q_{к2})^2 \cdot \left(\frac{r_{т2} + r_{л2}}{2} \right) \dots \\ & + (q_{н3} - q_{к3})^2 \cdot \left(\frac{r_{т3} + r_{л3}}{2} \right) \dots \\ & + (q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} - q_{к1} - q_{к2} - q_{к3})^2 \cdot \frac{r_{ж}}{2} \end{aligned} \right] + [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + Bo \cdot \Delta P_k] \cdot (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3})$$

Given
обмеження
 $q_{к1} \geq 0$ $q_{к2} \geq 0$ $q_{к3} \geq 0$
 $(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3}) = q_{вх}$

Визначаємо оптимальне проектне рішення:

$$q_{к} := \text{Minimize}(3, q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}) = \begin{pmatrix} 426.286 \\ 264.016 \\ 262.7 \end{pmatrix}$$

Річні приведені затрати, грн
 $3(q_{к1} \cdot q_{к2} \cdot q_{к3}) = 6.523 \times 10^6$

Перевірка, квар
 $(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3}) = 492.001$ $q_{вх} = 492$

Визначаємо потужності БК у вузлах навантаження, квар:

$$q_{КУ} := \frac{q_{к}}{2} = \begin{pmatrix} 213.143 \\ 132.008 \\ 131.35 \end{pmatrix}$$

Рисунок 2.9 – Вигляд розрахунку задачі КРН в середовищі MathCad

На ПАТ «Маяк» доцільно встановити автоматично регульовані конденсаторні установки УКР-0,4 наступних номінальних потужностей [9]:

ЦТП1: 2 КУ типу УКР 0,4-200/50;

ЦТП2: 2 КУ типу УКР 0,4-125/25;

ЦТП3: 2 КУ типу УКР 0,4-125/25.

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 паралельно, межі уставок струму спрацьовування реле 100—200 А.

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

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

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:

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

де n_{TC} – 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.

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

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:

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

де $U_{мф}$ – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина мережі, км;

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

Струм спрацьовування захисту визначається таким чином:

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

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

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

Коефіцієнт чутливості:

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

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

2.7 Висновки до розділу 2

- обрано кількість, потужність та місце розташування оптимальних трансформаторних підстанцій, а саме встановлено три двотрансформаторні підстанції з трансформаторами ТМ 1000/10 та ТМ 630/10;

- обрано перерізи та марки ліній живлення а також здійснено їх перевірку. Підприємство буде жититися від підстанції кабельною лінією 10 кВ марки АПвЭБВ-10 3x70 мм². Оптимальний переріз кабельних ліній 10 кВ заводської мережі виконаний АПвЭБВ-10 рівний 25 мм²;

- здійснено аналіз засобів захисту електрообладнання.

Одже розроблена система електропостачання підприємства за своїми економічними показниками являється оптимальною.

3 ОПТИМІЗАЦІЯ ВІДХИЛЕНЬ НАПРУГИ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

3.1 Моделювання режимів роботи силового трансформатора з пристроєм РПН

В більшій частині енергосистеми застосовується пристрої, які забезпечують підтримання необхідного рівня напруги. Такими пристроями являються: трансформатори з РПН, конденсаторні батареї, реактори, синхронні компенсатори, генератори електростанцій [17,19]. Дані пристрої оснащуються регуляторами, які забезпечують підтримання напруги на встановленому рівні. Регулювання напруги в електричних мережах в основному здійснюють силові трансформатори з РПН. Виділяють три основні напрями підвищення якості електричної енергії. Перший - раціоналізація засобів електропостачання. До даного напрямку відносять підвищення потужності мережі, живлення нелінійних споживачів підвищеною напругою. Другий напрямок передбачає вдосконалення самих споживачів: забезпечення номінального завантаження електродвигунів, використання багатofазних схем випрямлення, включення до складу споживача коригувальних пристроїв. Третій напрямок передбачає використання пристроїв корекції якості - регуляторів одного або декількох параметрів електроенергії або пов'язаних з ними параметрів споживаної потужності [18,20]. Найбільш економічно оптимальним в даний час є третій напрямок, оскільки зміна структури мережі або оновлення всіх споживачів вимагає значних витрат. Для забезпечення надійної роботи існуючого обладнання необхідно застосовувати методи і засоби регулювання якості електричної енергії.

Автоматичне регулювання напруги на шинах електростанцій і районних підстанцій в більшості випадків здійснюється у вигляді зустрічного регулювання, при якому в період найбільших навантажень напруга встановлюється вище номінальної напруги мережі (з метою компенсації втрат напруги у споживачів). У період же найменших навантажень напруга автоматично знижується. В умовах експлуатації прагнуть, по можливості, зменшити кількість перемикань відгалужень

трансформатора, свідомо йдучи на деяке зниження якості регулювання, але домагаючись цим підвищення надійності систем електропостачання. Для цього задають закон регулювання, який нечутливий до короткочасних коливань напруги, але реагує на відхилення, більші, ніж зона нечутливості.

Живлення підприємства ПАТ «Маяк» здійснюється від підстанції «Західна» за допомогою трифазного двохобмоткового силового трансформатора РНОА 110/10. Графік електричного навантаження ПАТ «Маяк» є нелінійним та містить години мінімального та максимального навантаження. Окрім ПАТ «Маяк» від даного трансформатора здійснюється живлення інших промислових та комунальних споживачів електроенергії, які мають змінний графік електричного навантаження. Тому експлуатація трансформатора РНОА 110/10 передбачає використання пристроя РПН. Розглянемо алгоритм управління РПН, запропонований у [18,20], який дає змогу зменшити кількість перемикачів ступенів регулювання РПН, що допомагає покращити точність управління пристроя РПН та збільшити термін експлуатації його частин.

Для підвищення стійкості регулювання в [17,18] запропонована модель, яка дозволяє враховувати знак похідної кривої регульованої напруги, що дозволяє не проводити додаткового перемикачів відпайок трансформатора, якщо в даний час регульований параметр знаходиться поза зоною нечутливості регулятора, але при цьому під впливом зовнішніх чинників рухається в цю зону. Оцінка стійкості досліджуваної системи автоматичного регулювання (САР) в [17-20] поєднана з оцінкою якості його перехідних процесів (останні в разі стійкої системи будуть з часом затухати). У свою чергу, перехідний процес в системі оцінюється по її реакції на можливі найбільші скачки задають або збуджуючих впливів напруги. Очевидно, що синтезована система відноситься до істотно нелінійних, а дослідження її стійкості раціонально здійснити шляхом комп'ютерного моделювання. Математичну модель САР напруги силового трансформатора з РПН типу РНОА 110/10 (з вісьмома ступенями перемикачів) можна реалізувати за допомогою функцій [19]:

$$u(t) = K_1 \left| \left(U(t) - U_y \right) - K_2 \left(I(t) - I_{\min} \right) \right|, \quad (3.1)$$

$$K_m = \begin{cases} \frac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \leq u_{н.3}; \\ u(t - \tau_3) \leq u_{н.3}; \\ \frac{dU_{ог}}{dt} \leq 0; \end{cases} \\ \frac{U_i}{U_{н.н}}, \text{ якщо } u_{н.3} \leq u(t) \leq u_{в.3}; \\ \frac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \geq u_{н.3}; \\ u(t - \tau_3) \geq u_{в.3}; \\ \frac{dU_{ог}}{dt} \geq 0; \end{cases} \end{cases} \quad (3.2)$$

$$U(t) \Big|_{t_{пер}} \rightarrow \min \rightarrow U_{ном} \pm \Delta U, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \leq u_{н.31}; \\ u(t) \geq u_{в.31}; \end{cases} \quad (3.3)$$

В даних залежностях прийняті наступні позначення: $u(t)$ - приведена дійсна напруга на шинах підстанції з урахуванням струмової компенсації; $u_{н.3}$, $u_{в.3}$ - відповідно нижня і верхня межі зони нечутливості трансформатора, які задаються з умов надійності; U_y - уставка регулятора, яка відповідає номінальній напрузі $U_{ном}$ на шинах підстанції; $U(t)$ - поточне діюче значення номінальної напруги; I_{min} - струм на шинах підстанції в режимі мінімального навантаження; $I(t)$ - поточне діюче значення цього струму; $U_{н.н}$ - дійсна напруга на шинах низької сторони трансформатора; U_i - дійсна напруга, яка генерується в обмотці трансформатора при підключенні i -того відгалуження; K_1 - коефіцієнт, що характеризує чутливість регулятора; $K_2 = \frac{0,05U_{ном}}{I_{max} - I_{min}}$ - коефіцієнт, що визначає нахил характеристики зустрічного регулювання; I_{max} - струм навантаження в режимі максимуму; τ_3 - час затримки сигналу; $u_{в.31}$, $u_{н.31}$ - відповідно верхня і нижня межі зони, обумовлені якістю регулювання напруги; $dU_{ог}$ - похідна обвідної контрольованого дійсної напруги; $t_{рег}$ - час регулювання, протягом якого значення напруги повертається в зону нечутливості (задану надійністю системи). Слід зазначити, що чим ширше зона

регулювання $\Delta U = u_{в.з1} - u_{н.з1}$ і більше час затримки сигналу τ_3 , тим нижче якість регулювання напруги, але вище надійність, оскільки менше перемикань. Логічне умова $dU_{ог} / dt \leq 0$ дозволяє підвищити стійкість регулювання за рахунок зменшення числа перемикань відпаек трансформатора, коли регульований параметр знаходиться за зоною нечутливості регулятора.

Для вирішення залежності (3.1) створено в пакеті програм Matlab (Simulink 4) [17] імітаційна модель трифазного двообмотувальні силового трансформатора з РПН, показана на рисунку 3.1.

На рисунку 3.1 прийняті наступні позначення вводів і виводів трансформатора:

1) А, В, С - три вводи, з'єднані з обмоткою 1; 2) а, b, с - три вивода, з'єднані з обмоткою 2; 3) V_m - вхідна напруга, яка контролюється регулятором напруги; дана напруга являє собою цифровий сигнал, відповідний виміряній нарузі на вводах трансформатора (з боку 1 або 2) або на дистанційній шині; 4) перемикання відпайок в положення "ВИЩЕ" або "НИЖЧЕ" - вводиться в третьому і четвертому вікнах на рисунку 3.2 в момент встановлення управління пристроєм РПН, а, подавши імпульс на той чи інший вхід, відбувається зміна імпульсу з логічного 0 на логічну 1; 5) m - вихідний вектор симулювання, утримуючий 16 вихідних сигналів, які є як комплексними величинами (вектори струму, вектори напруги), так і сигналами управління. Задати значення останніх можна в блоці "Вибір шини" (Bus Selector).

Параметри зовнішнього контролю пристрою РПН визначаються в блоці меню. Регулювання напруги однієї фази регульованого трансформатора відбувається при зміні коефіцієнта трансформації V_2/V_1 пристроєм РПН (рисунок 3.2). Пристрій РПН може приєднуватися як до обмотки 1 (схема на рисунок 3.2, а) так і до обмотки 2 (схема на рисунок 3.2, б), а також вибирати будь-яку кількість відгалужень (починаючи з нуля – для безвіткової корекції і закінчуючи максимально можливим числом N_{tap} - з максимальною витковою корекцією). Пристрій РПН має реверс, що дозволяє приєднувати регульовальну обмотку зустрічно або згідно. коефіцієнт множення V_{nom2} / V_{nom1} (див. рисунок 3.2) називається корекцією напруги і визначається як: $1 / (1 + N \cdot \Delta U)$ -для РПН на обмотці 1 або $(1 + N \cdot \Delta U)$ -для РПН на

обмотці 2. Тут N - номер відгалуження; ΔU - приріст напруги на відпайці щодо напруги обмотки 1 або 2. Негативне значення N відповідає реверсивному переключенню (пунктирна лінія).

Автоматичний контроль напруги на регульованому трансформаторі здійснюється системою управління напругою зазвичай на обмотках або шинах. Така система управління в даному випадку забезпечується блоком "Three-Phase OLTC Regulating Transformer", яка автоматично визначає положення відгалужень, порівнюючи виміряна напруга V_m з заданим в блоці відносним значенням напруги V_{ref} . При кожному перемиканні відпаок регулятор подає імпульс на вхід "ВИЩЕ" або "НИЖЧЕ" елемента управління (контролера) пристроєм РПН. Для подальшого перемикання регулятор перевіряє відповідність наступним виразом:

$$\text{abs}(V_m - V_{ref}) > \text{DeadBand} / 2 \text{ протягом часу (During time) } t > \text{Delay}, \quad (3.2)$$

де V_{ref} - задане значення напруги в блоці управління; DeadBand - параметр зони нечутливості ΔU регулятора напруги; Delay - тимчасова затримка при перемиканні відпайок.

Вибір управління відбувається за наступним алгоритмом:

- 1) визначається вхід V_m ;
- 2) встановлюється позиція "ВИЩЕ" або "НИЖЧЕ";
- 3) прикладається імпульс на вхід "ВИЩЕ" або "НИЖЧЕ" і здійснюється зміна отпаяк в прямому або зворотному порядку, таким чином, сигнал змінюється з логічного нуля на одиницю.

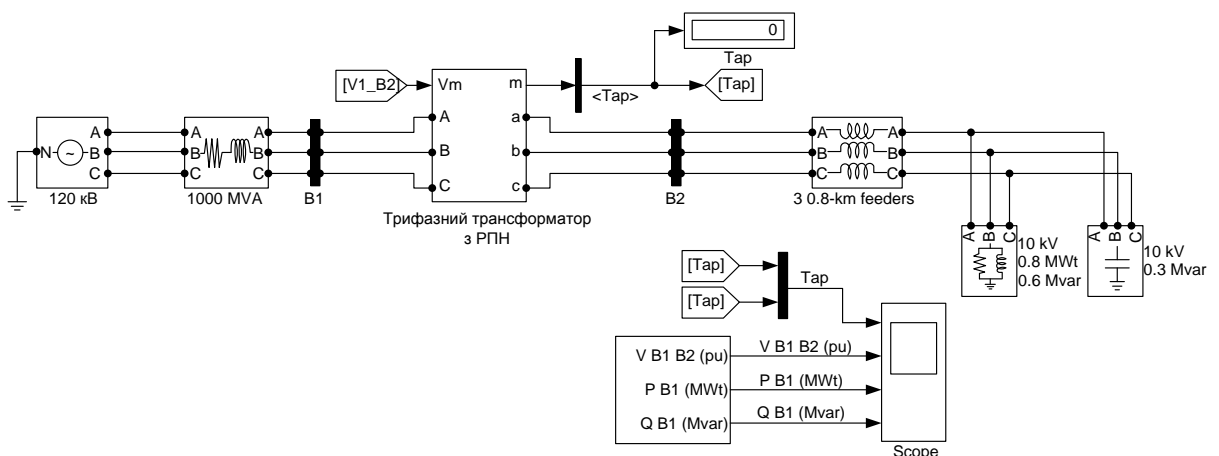


Рисунок 3.1 - Модель трифазного регульованого двохобмоткового силового трансформатора з РПН

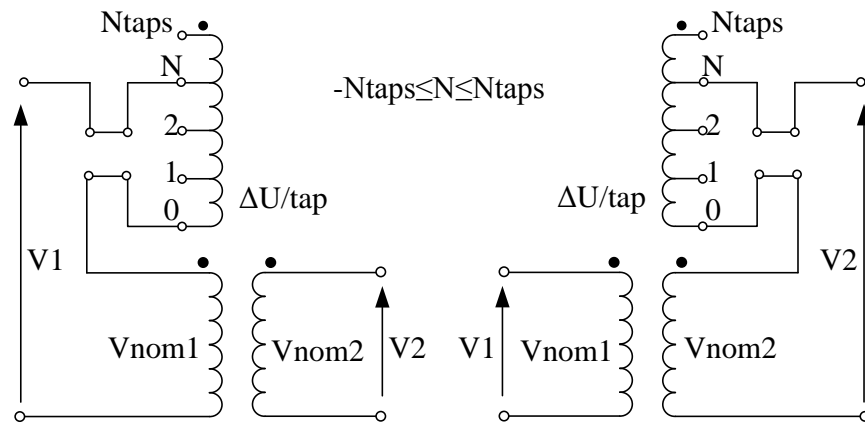


Рисунок 3.2 - Схема регулювання напруги на одній фазі трифазного

регульованого трансформатора: а) на першій обмотці $\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{(1 + N \cdot \Delta U)} \times \frac{V_{nom2}}{V_{nom1}}$; б) на

$$\text{другій обмотці } \frac{V_2}{V_1} = (1 + N \cdot \Delta U) \times \frac{V_{nom2}}{V_{nom1}}$$

Моделювання починається з запуску системи в положенні -4, отримана напруга на шинах В2 і В4 склала при цьому $1,038 \cdot U_n$. Кожного разу $t = 10$ секунд зовнішня напруга джерела знизилася до $0,95 \cdot U_n$, падіння напруги при 10 кВ склало $0,986 \cdot U_n$, що не відповідає допустимому діапазону ($1,021 < V < 1,059$). Регулятор підвищує напругу і РПН зупиняється на -6 отпайки ($V = 1,025 \cdot U_n$) (див. Рисунок 3.5, а). Через 50 секунд зовнішня напруга джерела збільшилася до $1,1 \cdot U_n$, тому регулятор напруги подає сигнал на зниження напруги до ($V = 1,043 \cdot U_n$), і РПН встановлюється в положенні +1 (осцилограма на рисунок 3.5, а). Перепади напруги в моделі відбуваються при $t = 10$ секунд (напруга збільшується) і $t = 50$ секунд (напруга зменшується) (див. рисунок 3.3). Це викликано передавальною функцією (задає цикл за певний проміжок часу), прийнятої в алгебраїчних циклічних моделях. Перевірка закінчення процесу перемикання трансформатора з одного ступеня на іншу відбувається за формулою (3.2). Розрахункові графіки напруг U (в безрозмірному вигляді: через нуль або одиницю, - в залежності від тривалості перехідного процесу в момент перемикання відпайок на РПН з вісьмома ступенями перемикань) представлені на рисунках 3.3 3.5.

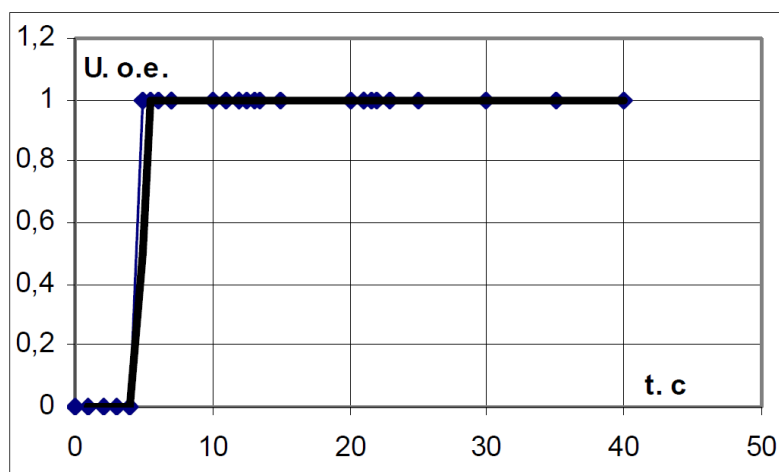
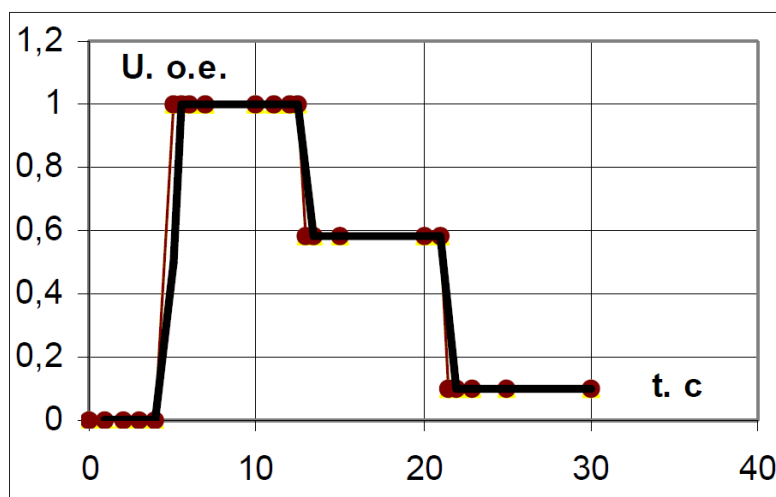
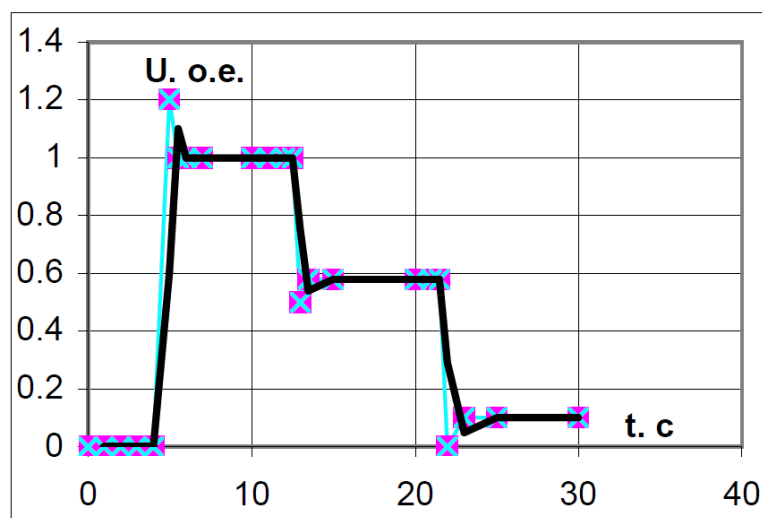


Рисунок 3.3 - Графік сигналу збудження РПН

Рисунок 3.4 - Графік переходного процесу при аперіодичному характеру сигналу управління U_m Рисунок 3.5 - Графік переходного процесу при коливальному характеру сигналу управління U_m

Дані графіки дозволяють оцінити наскільки швидко в системі автоматичного регулювання напруги силового трансформатора з РПН типу РНОА 110/10 - відбувається загасання перехідних процесів при впливі на неї збудження від перемикання ступенів відпайок. А також - чи потрібне додаткове перемикання відгалужень РПН, поки не закінчився перехідний процес. Це, в свою чергу, дозволить при модернізації існуючих підстанцій скоротити витрати за рахунок збільшення часу служби контактів пристроїв РПН силових трансформаторів, зниження втрат потужності і електроенергії в мережах, попередити небажані аварійні режими роботи у споживачів цієї енергії.

3.2 Розрахунок оптимальних режимів роботи засобів ПБЗ

В даному підрозділі магістерської кваліфікаційної роботи проведено розрахунок відпайок ЦТП, які зможуть забезпечувати допустимі за ГОСТ 13109-97 [3] відхилення напруги в усіх режимах роботи СЕП. Для виконання даної задачі здійснимо розрахунок відхилень напруги в режимах максимального та мінімального споживання підприємством електричної енергії.

Живлення підприємства ПАТ «Маяк» здійснюється від підстанції «Західна» напругою $U_n = 10$ кВ через ЦРП.

При роботі в максимальному режимі напруга джерела підприємства на три відсотки вища за номінальну напругу мережі, а при мінімальному режимі напруга на один відсоток нижча:

$$U_{дж}^{max} = 1,03U_n = 1,03 \cdot 10 = 10,3 \text{ кВ}; \quad U_{дж}^{min} = 1,01U_n = 1,01 \cdot 10 = 10,1 \text{ (кВ)}. \quad (3.4)$$

Складемо загальну схему та схему заміщення для розрахунку керування відхилень напруги в СЕП підприємства рисунок 3.6 та 3.7.

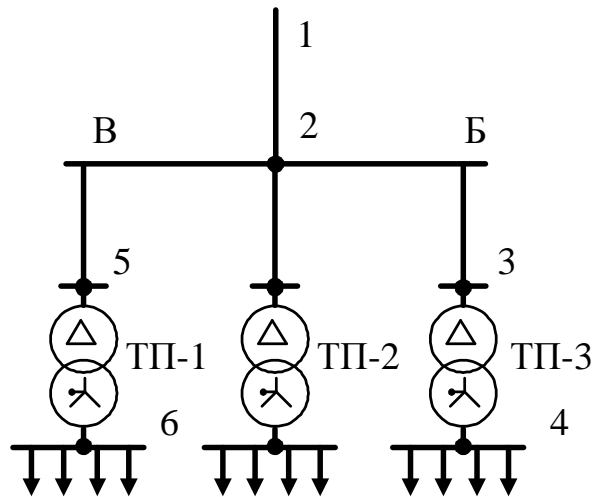


Рисунок 3.6 – Схема для розрахунку відхилень напруги

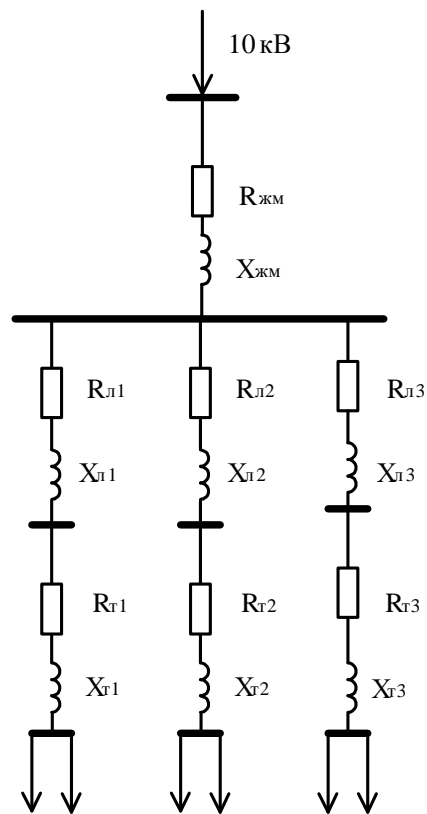


Рисунок 3.7 – Схема заміщення для розрахунку відхилень напруги

Вихідні данні для ближньої точки (Б).

Мережа та її режим характеризується наступними параметрами:

$$P_{\text{роз.1.2.Б}}=1639,91 \text{ (кВт)}; Q_{\text{роз.1.2.Б}}=1252,25 \text{ (квар)};$$

$$r_{1.2.Б}=0,219 \text{ (Ом)}; x_{1.2.Б}=0,31 \text{ (Ом)}.$$

де $r_{1.2Б}$, $x_{1.2Б}$ – активний та реактивний опори зовнішньої лінії живлення ділянки 1-2;

$P_{роз.1.2.Б}$, $Q_{роз.1.2.Б}$ – розрахункова активна і реактивна потужність зовнішньої лінії живлення ділянки 1-2.

Довжина лінії живлення від точки 1 до точки 2: $L_{1.2.Б}=0,8$ (км).

$$P_{роз.2.3.Б}=432,6 \text{ (кВт)}; Q_{роз.2.3.Б}=344,08 \text{ (квар)};$$

$$r_{2.3.Б}=0,146 \text{ (Ом)}; x_{2.3.Б}=0,015 \text{ (Ом)}.$$

де $r_{2.3Б}$, $x_{2.3Б}$ – відповідно активний та реактивний опори лінії живлення ТП-3 ділянки 2-3 для ближньої точки;

$P_{роз.2.3.Б}$, $Q_{роз.2.3.Б}$ – розрахункова активна і реактивна потужність ділянки 2-3 кабельної лінії живлення.

Знайдемо потужності, які протікають по зовнішній лінії живлення та лінії живлення ТП-3 в максимальному та мінімальному режимах роботи.

Розрахунок точки (Б) в період максимуму та мінімум навантаження здійснюємо за формулами:

$$U_{max1} = 1,03 \cdot U_H = 1,03 \cdot 10 = 10,3 \text{ (кВ)};$$

$$U_{min1} = 1,01 \cdot U_H = 1,01 \cdot 10 = 10,1 \text{ (кВ)}.$$

Навантаження окремої лінії живлення ТП-3 в максимальному режимі складає половину навантаження ТП-3.

Визначимо активну і реактивну потужність в період максимального та мінімального навантаження на всіх ділянках точки (Б):

$$P_{max1.2} = \frac{P_{p1.2}}{2} = \frac{1639,91}{2} = 818,45 \text{ (кВт)}; Q_{max1.2} = \frac{Q_{p1.2}}{2} = \frac{1252,25}{2} = 625,1 \text{ (квар)}.$$

Через лінію живлення ЦТП-3 в мінімальному режимі роботи протікає потужність:

$$P_{\min 12} = 0,3 \cdot P_{\max 12} = 0,3 \cdot 818,45 = 245,5 \text{ (кВт)};$$

$$Q_{\min 12} = 0,3 \cdot Q_{\max 12} = 0,3 \cdot 626,1 = 187,8 \text{ (квар)}.$$

Аналогічні розрахунки проводимо для інших точок і результати заносимо до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків потужностей в період максимального і мінімального навантаження

Режими електроспоживання										
Максимальний					Мінімальний					
$P_{\max 1.2}$	$Q_{\max 1.2}$	$P_{\max 2.3}$	$Q_{\max 2.3}$	$P_{\max 3}$	$P_{\min 1.2}$	$Q_{\min 1.2}$	$P_{\min 2.3}$	$Q_{\min 2.3}$	$P_{\min 3.4}$	$Q_{\min 3.4}$
818,45	625,1	216,3	172	206,3	245,5	187,8	64,89	51,6	61,7	46,2

Розрахуємо втрати напруги в період максимального навантаження для точки (Б):

$$\Delta U_{1.2}^{\max} = \frac{P_{\max 1.2} \cdot r_{1.2} \cdot I_{1.2} + Q_{1.2} \cdot x_{1.2} \cdot I_{1.2}}{1,03 \cdot U_H \cdot 1000}; \quad (3.5)$$

$$\Delta U_{1.2}^{\max} = \frac{818,45 \cdot 0,219 \cdot 0,8 + 625,1 \cdot 0,31 \cdot 0,8}{1,03 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,032 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{2.3}^{\max} = \frac{P_{\max 2.3} \cdot r_{2.3} \cdot I_{2.3} + Q_{2.3} \cdot x_{2.3} \cdot I_{2.3}}{1,03 \cdot U_H \cdot 1000}; \quad (3.6)$$

$$\Delta U_{2.3}^{\max} = \frac{216,3 \cdot 0,146 \cdot 0,226 + 172 \cdot 0,015 \cdot 0,226}{1,03 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,0014 \text{ (кВ)}.$$

В максимальному режимі на шинах ЦРП 10 кВ напруга рівна:

$$U_3^{\max} = U_{\max, 2} - \Delta U_{2.3}^{\max} = 10,1135 - 0,0014 = 10,112 \text{ (кВ)}.$$

Визначаємо спад напруги в період мінімального навантаження для точки (Б):

$$\Delta U_{1.2}^{\min} = \frac{P_{\min 1.2} \cdot r_{1.2} \cdot I_{1.2} + Q_{1.2} \cdot x_{1.2} \cdot I_{1.2}}{1,03 \cdot U_H \cdot 1000}; \quad (3.7)$$

$$\Delta U_{1.2}^{\min} = \frac{245,5 \cdot 0,219 \cdot 0,8 + 187,8 \cdot 0,31 \cdot 0,8}{1,03 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,0096 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{2.3}^{\min} = \frac{P_{\min 2.3} \cdot r_{2.3} \cdot I_{2.3} + Q_{2.3} \cdot x_{2.3} \cdot I_{2.3}}{1,03 \cdot U_H \cdot 1000}; \quad (3.8)$$

$$\Delta U_{2.3}^{\min} = \frac{64,89 \cdot 0,146 \cdot 0,226 + 51,6 \cdot 0,015 \cdot 0,226}{1,03 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,00042 \text{ (кВ)}.$$

В період мінімального навантаження на шинах ЦРП 10 кВ напруга рівна:

$$U_2^{\min} = U_{\min,1}^{\min} - \Delta U_{1.2}^{\min} = 10,1 - 0,0096 = 10,09 \text{ (кВ)}; \quad (3.9)$$

$$U_{\min,3} = U_{\min,2} - \Delta U_{2.3}^{\min} = 10,09 - 0,00042 = 10,0895 \text{ (кВ)}. \quad (3.10)$$

Результати розрахунків наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків втрат напруги в період максимального та мінімального навантаження

Режими електроспоживання							
Максимальний				Мінімальний			
$\Delta U_{\max 1.2}$	$U_{\max 2}$	$\Delta U_{\max 2.3}$	$U_{\max 3}$	$\Delta U_{\min 1.2}$	$U_{\min 2}$	$\Delta U_{\min 2.3}$	$U_{\min 3}$
0,032	10,1135	0,0014	10,112	0,0096	10,09	0,00042	10,0895

Розрахуємо значення дійсної напруги на стороні низької напруги ЦТП при різних коефіцієнтах трансформації (Кт). Розрахуємо Кт для всіх відпайок від +5% до -5% з кроком 2,5%. Для напруги в період максимального навантаження точки (Б):

Здійснено розрахунок на прикладі відпайки 5% в період максимального навантаження.

Початкові дані: $v_1=0,05$ – відпайка ЦТП;

$U_{\text{нНВ}}=10$ – ВН ЦТП;

$U_{\text{нНН}}=0,38$ – НН ЦТП;

Визначаємо коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Тв}5\%} = \frac{(1 + v_1) \cdot U_{\text{нНВ}}}{1,05 \cdot U_{\text{нНН}}} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 10}{1,05 \cdot 0,38} = 26,3158.$$

де v – відпайка ЦТП ($v = -5; -2,5; 0; +2,5; +5$).

$$U_{\text{max}3\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВНЗ}}}{K_{\text{Тв}5\%}} = \frac{10,112}{26,3158} = 0,3727.$$

де $U_{\text{ВН4}}$ – напруга ВН ЦТП відносно низької сторони.

Розрахунки усіх інших відпайок представлені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахунки відпайок та коефіцієнта трансформації

Режими електроспоживання	ВН $U_{\text{Н}}$, кВ	Відгалуження ТП, %	$K_{\text{ТР}}$	НН $U_{\text{зmax}}$, кВ	Висновок	Опт.
Максимальний	10,26	-5,0	23,8095	0,4119	-	
		-2,5	24,4361	0,4013	-	
		0	25,0627	0,3913	Допустимо	
		+2,5	25,6892	0,3818	Допустимо	V
		+5,0	26,3158	0,3727	-	
Мінімальний	10,09	-5,0	23,8095	0,418	-	
		-2,5	24,4361	0,4073	-	
		0	25,0627	0,3971	Допустимо	
		+2,5	25,6892	0,3874	Допустимо	
		+5,0	26,3158	0,3782	Допустимо	V

Висновок: результати розрахунку (див. табл. 3.3) показали, що при виборі відпайки +2,5% рівні напруги на шинах 0,4 кВ задовольняють сформованим раніше технічним вимогам.

Вихідні дані для віддаленої точки (В).

Мережа та її режим характеризується наступними параметрами:

$$P_{\text{роз.1.2.В}}=1639,91 \text{ (кВт)}; Q_{\text{роз.1.2.В}}=1252,25 \text{ (квар)};$$

$$r_{1.2.В}=0,219 \text{ (Ом)}; x_{1.2.В}=0,31 \text{ (Ом)}.$$

де $r_{1.2.В}$, $x_{1.2.В}$ – відповідно активний та реактивний опори зовнішньої лінії живлення ділянки 1-2 для точки (В);

$P_{\text{роз.1.2.В}}$, $Q_{\text{роз.1.2.В}}$ – розрахункова активна і реактивна потужність зовнішньої лінії живлення ділянки 1-2 для точки (В).

Довжина лінії живлення від точки 1 до точки 2: $L_{1.2.В}=0,8 \text{ (км)}$;

Розрахункова активна і реактивна потужність ділянки 2-5 для КЛ:

$$P_{\text{роз.2.5.В}}=816,04 \text{ (кВт)}; Q_{\text{роз.2.5.В}}=614,28 \text{ (квар)};$$

$$r_{2.5.В}=0,058 \text{ (Ом)}; x_{2.5.В}=0,007 \text{ (Ом)}.$$

Довжина лінії від точки 2 до точки 5: $L_{2.5.В}=94 \text{ (м)}$;

Розрахункова активна і реактивна потужність ділянки 5-6 для ТП-1:

$$P_{\text{роз.5.6.ТВ}}=807,02 \text{ (кВт)}; Q_{\text{роз.5.6.ТВ}}=607,7 \text{ (квар)};$$

$$r_{5.6.ТВ}=1,05 \text{ (Ом)}; x_{5.6.ТВ}=3,65 \text{ (Ом)};$$

де $r_{5.6.ТВ}$, $x_{5.6.ТВ}$ – відповідно активний та реактивний опори трансформаторів ТП-1 для віддаленої точки ділянки 5-6;

$P_{\text{роз.5.6.ТВ}}$, $Q_{\text{роз.5.6.ТВ}}$ – розрахункова активна і реактивна потужність ділянки 5-6 для ТП-1.

Проведемо розрахунок напруги у ввідаленому вузлі в період мінімуму та максимуму нашого навантаження (В):

$$U_{\max 1} = 1,03 \cdot U_H = 1,03 \cdot 10 = 10,3(\text{кВ});$$

$$U_{\min 1} = 1,01 \cdot U_H = 1,01 \cdot 10 = 10,1(\text{кВ}).$$

Визначимо активну і реактивну потужність в період мінімум та максимум нашого навантаження на всіх ділянках віддаленої точки:

$$P_{\max 1.2} = \frac{P_{p1.2}}{2} = \frac{1639,91}{2} = 819,95(\text{кВт});$$

$$Q_{\max 1.2} = \frac{Q_{p1.2}}{2} = \frac{1252,25}{2} = 626,1(\text{квар});$$

$$P_{\min 12} = 0,3 \cdot P_{\max 12} = 0,3 \cdot 819,95 = 245,98(\text{кВт});$$

$$Q_{\min 12} = 0,3 \cdot Q_{\max 12} = 0,3 \cdot 626,1 = 187,83(\text{квар}).$$

Розрахунки аналогічно проводимо для інших точок і заносимо результати до таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків потужностей в період мінімального та максимального навантаження

Режими електроспоживання											
максимальний						Мінімальний					
$P_{\max 1.2}$	$Q_{\max 1.2}$	$P_{\max 2.5}$	$Q_{\max 2.5}$	$P_{\max 5.6}$	$Q_{\max 5.6}$	$P_{\min 1.2}$	$Q_{\min 1.2}$	$P_{\min 2.5}$	$Q_{\min 2.5}$	$P_{\min 5.6}$	$Q_{\min 5.6}$
819,95	626,1	408	307,2	403,6	153,6	245,98	187,83	122,4	92,1	115,8	88,6

Знайдемо втрати напруги в період максимум нашого навантаження для віддаленої точки:

$$\Delta U_{1.2}^{\max} = \frac{818,45 \cdot 0,219 \cdot 0,8 + 625,1 \cdot 0,31 \cdot 0,8}{1,03 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,032(\text{кВ});$$

$$\Delta U_{2.5}^{\max} = \frac{408 \cdot 0,058 \cdot 0,097 + 208,98 \cdot 0,007 \cdot 0,097}{1,03 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,00024(\text{кВ});$$

$$\Delta U_{\text{ТБ}}^{\max} = \frac{403,6 \cdot 0,316 + 153,6 \cdot 3,65}{1,03 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,067(\text{кВ}).$$

На шинах ЦРП 10 кВ в період максимального навантаження напруга буде рівною:

$$U_2^{\max} = U_{\max 1} - \Delta U_{1.2}^{\max} = 10,3 - 0,032 = 10,268 \text{ (кВ)}.$$

$$U_3^{\max} = U_{\max 2} - \Delta U_{2.5}^{\max} = 10,268 - 0,00024 = 10,267 \text{ (кВ)}.$$

$$U_{\text{ВН6}}^{\max} = U_{\max 3} - \Delta U_{\text{ТБ}}^{\max} = 10,267 - 0,067 = 10,2 \text{ (кВ)}.$$

Здійснено розрахунок втрат напруги період мінімального навантаження для точки (В):

$$\Delta U_{1.2}^{\min} = \frac{245,98 \cdot 0,219 \cdot 0,8 + 187,83 \cdot 0,31 \cdot 0,8}{1,03 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,0087 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{2.5}^{\min} = \frac{122,4 \cdot 0,058 \cdot 0,097 + 92,1 \cdot 0,007 \cdot 0,097}{1,03 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,0007 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{\text{ТБ}}^{\min} = \frac{115,8 \cdot 0,316 + 88,6 \cdot 3,65}{1,03 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,035 \text{ кВ}.$$

На шинах ЦРП 10 кВ в період мінімального навантаження напруга буде рівною:

$$U_2^{\min} = U_{\min 1} - \Delta U_{1.2}^{\min} = 10,1 - 0,0087 = 10,091 \text{ (кВ)};$$

$$U_3^{\min} = U_{\min 2} - \Delta U_{2.5}^{\min} = 10,091 - 0,0007 = 10,09 \text{ (кВ)};$$

$$U_{\text{ВН6}}^{\min} = U_{\min 3} - \Delta U_{\text{ТБ}}^{\min} = 10,09 - 0,035 = 10,55 \text{ (кВ)}.$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунків втрат напруги

Режими електроспоживання											
Максимальний						Мінімальний					
$\Delta U_{\max 1.2}$	$U_{\max 2}$	$\Delta U_{\max 2.5}$	$U_{\max 3}$	$\Delta U_{\max \text{ТБ}}$	$U_{\text{ВН6}}$	$\Delta U_{\min 1.2}$	$U_{\min 2}$	$\Delta U_{\min 2.5}$	$U_{\min 3}$	$\Delta U_{\min \text{ТБ}}$	$U_{\text{ВН6}}$
0,032	10,26	0,00024	10,26	0,067	10,2	0,0087	10,091	0,0007	10,09	0,035	10,55

Розрахуємо значення дійсної напруги на стороні низької напруги ЦТП при різних коефіцієнтах трансформації (K_T). Визначимо K_T для всіх відпайок від +5% до -5% з кроком 2,5%. Для напруги в період максимального навантаження точки (В):

Здійснено розрахунок на прикладі відпайки 5% в період максимального навантаження.

Початкові дані: $v_1=0,05$ – відпайка ЦТП;

$U_{\text{нНВ}}=10$ – напруга ВН ЦТП;

$U_{\text{нНН}}=0,38$ – напруга НН ЦТП;

Визначаємо коефіцієнт трансформації:

$$K_{T_{v5\%}} = \frac{(1 + v_1) \cdot U_{\text{нНВ}}}{1,05 \cdot U_{\text{нНН}}} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 10}{1,05 \cdot 0,38} = 26,3158.$$

де v – відпайка трансформатора ($v = -5; -2,5; 0; +2,5; +5$).

$$U_{\text{max 6НН}} = \frac{U_{\text{ВН6}}}{K_{T_{v5\%}}} = \frac{10,2}{26,3158} = 0,3733.$$

Для інших відпайок результати розрахунків представлені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Розрахунки відпайок та коефіцієнта трансформації

Режими електроспоживання	ВН $U_{\text{Н}}$, кВ	Відгалуження ТП, %	$K_{\text{ТР}}$	НН $U_{3\text{max}}$, кВ	Висновок	Опт.
Максимальний	10,26	-5,0	23,8095	0,4126	-	
		-2,5	24,4361	0,402	-	
		0	25,0627	0,392	Допустимо	
		+2,5	25,6892	0,3824	Допустимо	V
		+5,0	26,3158	0,3733		
Мінімальний	10,09	-5,0	23,8095	0,4177	-	
		-2,5	24,4361	0,407	-	
		0	25,0627	0,3968	-	
		+2,5	25,6892	0,3871	Допустимо	
		+5,0	26,3158	0,3779	Допустимо	V

Висновок: результати розрахунку (див. таблиця 3.6) показали, що при виборі відпайки +2,5% рівні напруги на шинах 0,4 кВ задовольняють сформованим раніше технічним вимогам.

3.3 Висновки до розділу 3

1. За допомогою наявних ПБЗ, що встановлені на трансформаторах ЦТП, можна забезпечити допустимі вдхилення напруги на затискачах електроприймачів ТОВ «Маяк»;

2. Використання засобів місцевого регулювання напруги в СЕП ТОВ «Маяк» не має потреби;

3. У разі зміни режиму роботи підприємства (введення іншої зміни, змін часу перерви в окремих підрозділах) розрахунок оптимальних відгалуджень на ЦТП підприємства необхідно уточнити.

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 [22].

Доцільність реалізації проекту обґрунтовується:

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

Вихідні дані для розрахунку:

- виручка від реалізації продукції $V = 980$ (млн. грн./рік);
- середньооблікова чисельність персоналу $Ч = 970$;
- середньорічний фонд заробітної плати одного працівника разом з нарахуванням на соціальні потреби $З_{ПІ}$, грн./рік;
- питома заробітня плата в собівартості продукції $d = 10\%$;
- первісна або балансова вартість основних фондів $\Phi = 4700$ 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:

$$З_{ПІ} = З \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 3723 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,045 \text{ (млн..грн./рік)}, \quad (4.1)$$

Повна собівартість продукції:

$$C = \frac{1,38 \cdot Ч \cdot З_{ПІ}}{d} = \frac{1,38 \cdot 970 \cdot 0,045}{0,12} = 501,97 \text{ (млн..грн./рік)}, \quad (4.2)$$

Балансовий прибуток:

$$\Pi = B - C = 980 - 501,97 = 478,03 \text{ (млн..грн./рік)}, \quad (4.3)$$

Визначаємо термін окупності даного підприємства:

$$T_{\text{ор}} = \frac{\Phi}{\Pi} = \frac{4700}{478,03} = 9,8 \text{ (років)}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{ор}} = 9,8 < T_{\text{ок}} = 10. \text{ (років).}$$

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	1021,4
ТП 2	ТМ-630	2	572,18
ТП 3	ТМ-630	2	552,75

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії від ТП до ГПП, м	Марка кабелю	К-сть
ЦРП - ТП1	97	АПвЭБВ-10 3х25	2
ЦРП – ТП2	82	АПвЭБВ-10 3х25	2
ЦРП – ТП3	226	АПвЭБВ-10 3х25	2

Рекомендації до виконання:

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

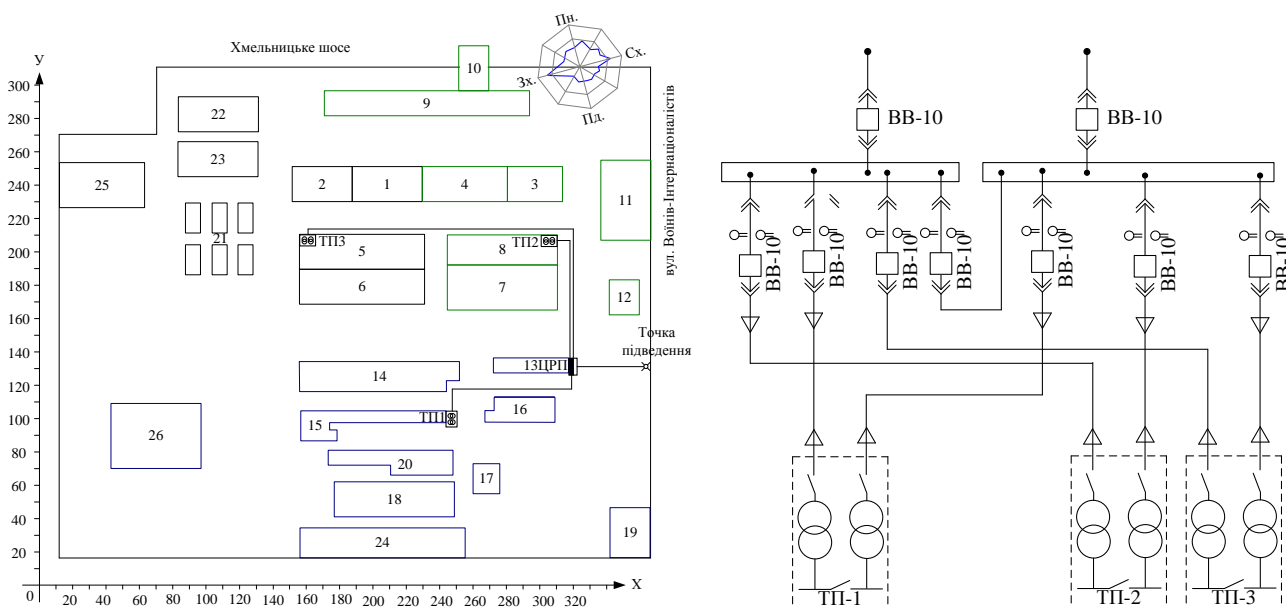


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 3.4 і табл.3.5 [22].

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 [22];

$K_{прок}$ - 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:

$$K_{л1} = (K_{пит} + K_{прок}) L = (83,08 \cdot 2 + 2,73) \cdot 0,097 = 16,38 \text{ тис.грн.}$$

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	$K_{пит}$, тис.грн	$K_{прок}$, тис.грн	Кл, тис.грн
ЦРП-ТП1	АПвЭБВ-10 3х25	2	0,097	83,08	2,73	16,38
ЦРП-ТП2	АПвЭБВ-10 3х25	2	0,082	83,08	2,73	13,85
ЦРП-ТП3	АПвЭБВ-10 3х25	2	0,226	83,08	2,73	38,17
Разом						68,4

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

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

де $K_{псі}$ – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн. [22];

$K_{\text{пост}}$ - 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:

$$K_{\text{пс1}} = 561,9 + 112,38 = 674,28 \text{ тис.грн.}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип т-ра	Кількість	Код, тис.грн	$K_{\text{пост}}$, тис.грн	$K_{\text{пс}}$, тис.грн
КТП-1	ТМ-1000	2	561,90	112,38	674,28
КТП-2	ТМ-630	2	417,43	83,49	500,91
КТП-3	ТМ-630	2	417,43	83,49	500,91
Разом:					1676,1

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.1, кількість вимикачів 10 кВ – 9 шт.. Відповідно до рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ рівною (30–40) тис. грн.. Сумарна вартість вимикачів:

$$K_{\text{в}} = 9 \cdot 35 = 315 \text{ (тис. грн.)}, \quad (4.7)$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 1676,1 + 315 = 1991,1 \text{ (тис.грн.)}, \quad (4.8)$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 68,4 + 1991,1 = 2059,51 \text{ (тис.грн.)}. \quad (4.9)$$

4.3 Розрахунок поточних витрат

4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі

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

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

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

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. [22];

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 [22];

$K_{\text{ср}}$ – 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	К-ть	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю облад. рем/рік	Норма трудо-місткості люд.год.	Заг. труд-місткість люд.год.	К-сть на одиницю облад. огл/рік	Норма трудо-місткості люд.год.	Заг. труд-місткість люд.год.
Вимикач 10кВ	9	1	16	144	12	1	108
ТМ-1000	2	0,33	120	79,2	12	20	480
ТМ-630	4	0,33	100	132	12	20	960
Кабельна лінія 25 мм ² , км	0,81	1	46	37,26	1	11,5	9,315
Разом				392,46			1557,315

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-ть	Технічне обслуговування				Загал. трудо-місткість люд.год.	Загальна трудоміст-кість обслу-говування люд.год.
		Змінність роботи	Коеф. складності	К-ть місяців			
Вимикач 10кВ	9	2	0,1	12	345,6	453,6	
ТМ-1000	2	2	0,1	12	576	1056	
ТМ-630	4	2	0,1	12	960	1920	
Кабельна лінія 25 мм ² , км	0,81	2	0,1	12	89,424	98,739	
Разом					1971,024	3528,339	

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{3528,339}{1900 \cdot 1,05} = 1,77. \quad (4.12)$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$N_{\text{тр}} = \frac{392,46}{1900 \cdot 1,1} = 0,19. \quad (4.13)$$

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

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

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{\text{ге}} = ((K3+K4)/2) \cdot C_1, \quad (4.15)$$

де K3, K4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, [22];

C_1 – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду, визначається за формулою:

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

$$C_1 = 3723 \cdot 1/176 = 21,15 \text{ (грн./год.)}.$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

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

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:

$$\Phi_p = T_{\text{пр}} \cdot t_{\text{гр}}, \quad (4.19)$$

$$t_{\text{гр}} = ((K4+K5)/2) \cdot C_1, \quad (4.20)$$

де K4, K5 – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, [22].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

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

$$\Phi_p = 392,46 \cdot 27,82 = 10916,96 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

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

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

0.01 - частка доплат за роботу у святкові дні;

0.05 - частка доплат за роботу в нічний час;

α - частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

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

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 10955,34 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 14301,21 \text{ (грн./рік)}. \quad (4.23)$$

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:

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

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

$$\Phi_{орд} = 14301,21 \cdot 1,15 = 16446,39 \text{ (грн./рік)}.$$

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, $\beta_{п} = 33\%$;

$\beta_{з}$ - 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:

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

і ремонтному персоналу:

$$C_{зпр} = 16446,39 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100} \right) = 22367,09 \text{ (грн./рік)}.$$

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

Продовження таблиці 4.7

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:

$$C_m = 0,01 \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_{oi} \cdot T_i + L \cdot C_{л0} \right), \quad (4.26)$$

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

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

$C_{л0}$ – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Отже, вартість матеріалів на ремонт: $C_{мпр} = 47940,14$ (грн/рік);

і вартість матеріалів на технічне обслуговування: $C_{мто} = 675449,4$ (грн / рік).

Отже, можна розрахувати:

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

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

$$C_{\text{обс}} = 174642,47 + 675449,35 = 850091,82 \text{ (грн/рік)};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

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

$$C_{\text{пр}} = 22367,09 + 47940,14 = 70307,23 \text{ (грн/рік)}.$$

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.

$$C_a = 0,06 \cdot 2059505,685 = 123570,341 \text{ (грн/рік)}.$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат є інші витрати:

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

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

$$C_{\text{іп}} = 0,25 \cdot (850091,82 + 70307,23 + 123570,341) = 260992,35 \text{ (грн/рік)}.$$

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	850091,82	65,14
Витрати на поточний ремонт	70307,23	5,39
Витрати на амортизацію	123570,34	9,47
Інші витрати	260992,35	20,00
Разом	1304961,74	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 цеху, год.;

$K_{п}$ – коефіцієнт попиту.

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для ливарного цеху:

$$E_{a1} = 44,766 \cdot 4000 = 179066,14 \text{ кВт год./ рік.}$$

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

Таблиця 4.9 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

Назва цеху	К-сть змін	S_p , кВА	T_m , год.	$\cos \phi$	P_p , кВт	E_a , кВт·год./рік
Механічний цех	2	68,87	4000	0,65	44,766534	179066,14
Заготівельний цех	2	51,98	4000	0,65	33,787414	135149,66
Ковально-штамповочний цех	2	70,26	4000	0,85	59,71976	238879,04
Зварювальний цех	2	91,68	4000	0,7	64,177597	256710,39
Намоточний цех	2	136,15	4000	0,65	88,500238	354000,95
Цех лиття	2	107,23	4000	0,8	85,783336	343133,34
Інструментальний цех	2	100,63	4000	0,75	75,47116	301884,64
Фарбувальний Цех	2	74,41	4000	0,8	59,524103	238096,41
Збірно-монтажний цех	2	116,85	4000	0,65	75,951441	303805,76
Адміністративний корпус	2	32,89	4000	0,85	27,958286	111833,14
Ремонтно-механічний цех	2	72,90	4000	0,65	47,388027	189552,11

Продовження таблиці 4.9

Енергоблок	2	79,45	4000	0,8	63,557626	254230,51
Цех друкованих плат	2	179,78	4000	0,7	125,8484	503393,59
Відділ випробувань	2	117,44	4000	0,8	93,953369	375813,47
Котельня	2	106,08	4000	0,65	68,950433	275801,73
Будівельно-монтажний цех	2	55,12	4000	0,85	46,856164	187424,65
Цех нест-ного обладнання	2	149,83	4000	0,75	112,37064	449482,56
Автотранспортний цех	2	75,60	4000	0,85	64,256889	257027,55
Тарно-пакувальний цех	2	92,75	4000	0,85	78,839685	315358,74
Склади	2	21,61	4000	0,85	18,367348	73469,392
Столова	2	39,32	4000	0,85	33,419023	133676,09
Цех термопластів	2	72,14	4000	0,75	54,107127	216428,51
КСК "Маяк"	2	85,42	4000	0,8	68,336111	273344,44
Типографія	2	58,60	4000	0,75	43,951919	175807,68
Корпус поршків і металургії	2	84,88	4000	0,65	55,17353	220694,12
Разом					1601,2616	6405046,3

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

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

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

τ – 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 [22].

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження:

$$\tau_{\text{м}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ (год)}, \quad (3.30)$$

Для лінії ЦРП –ТП1:

Струм лінії живлення:

$$I_{\text{м}} = \frac{S_{\text{м}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 29,49 \text{ (А)}. \quad (4.34)$$

Активний опір однієї фази кабелю від ЦРП до ТП1.:

$$R = 0,097 \cdot 0,62 = 0,06 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot 2 \cdot 29,49^2 \cdot 0,06 \cdot 2405,3 \cdot 10^{-3} = 754,56 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

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	τ , год./рік	R _{пит} , Ом/км	$\Delta E_{\text{л}}$, кВт·год.
ЦРП-ТП-1	АПвЭБВ-10 3x35	2	0,097	29,49	0,060	2405,29	0,62	754,557
ЦРП-ТП-2	АПвЭБВ-10 3x35	2	0,082	16,52	0,051	2405,29	0,62	200,174
ЦРП-ТП-3	АПвЭБВ-10 3x35	2	0,226	15,96	0,140	2405,29	0,62	514,866
Разом								1469,6

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

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

де n - кількість трансформаторів;

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

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

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

S_H - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,1 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{1021,4}{1000} \right)^2 \cdot 2405,3 = 49966 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

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

Таблиця 4.11 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип	шт	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_n , кВА	ΔE_T , кВт*год./рік
КТП-1	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1021,4	1000	49966,00
КТП-2	ТМ-630	2	1,31	8,5	572,18	630	31383,38
КТП-3	ТМ-630	2	1,31	8,5	552,75	630	30820,43
разом							112169,81

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

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

$$E = 6405046,298 + 1469,6 + 112169,81 = 6518685,7 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

Оплата за спожиту електроенергію:

$$П_1 = 2,00 \cdot 1304961,74 = 13037371,4 \text{ (грн.)}; \quad (4.37)$$

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 Π – 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:

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

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;

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

$$C_{\text{п}} = 850091,82 + 70307,23 + 123570,341 + 260992,35 = 1304961,74 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 13037371,4 + 1304961,74 = 14342333,14 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{14342333,14 \cdot 100}{6405046,298} = 223,92 \text{ (коп./кВтгод.)}.$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.12.

Таблиця 4.12 –Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	E_a	6405046,29	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	E	6518685,70	кВт·год.
Плата за електроенергію	Π_1	13037371,4	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	$C_{\text{п}}$	1304961,74	грн.
Сумарні витрати під-ва	$C_{\text{сум}}$	14342333,14	грн.
Собівартість ел.енергії	S	223,92	коп./кВт·год.

4.5 Висновки до розділу 4

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено розрахунок основних техніко-економічних показників спроектованої СЕП підприємства та розраховано собівартість електричної енергії яка склала 223,92 коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі здійснюється оптимізація електропостачання на ПАТ «Маяк». ПАТ «Маяк» має у своєму складі велику кількість обладнання з різними виробничими потужностями, умовами експлуатації, та характером середовища, в якому встановлене дане обладнання. Підприємство відноситься до I категорії електропостачання, живлення здійснюється від двох підстанцій 10/0,4 кВ, які знаходяться на відстані 0,4 км.

На електромонтерів з обслуговування технологічного обладнання заготівельного цеху впливають за ГОСТ 12.0.003-74 [24] такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

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

в) психофізіологічні:

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

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Електробезпека

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

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81 [30], в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74 [24], в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

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

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

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

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

На ключах керування і приводах роз'єднувачів віддільників і вимикачах навантаження, а також на підставках запобіжників, за допомогою яких може бути подана напруга до місця робіт, вивішують плакат: "Не включати - працюють люди". На вентилях, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи таких апаратів, вивішується плакат: "Не відкривати - працюють люди" [30].

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

5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

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

повинні мати огороження, яке можна легко відводити убік під час установлювання та знімання заготовок, не обмежуючи технологічні можливості верстатів [28].

Забороняється згвинчувати патрон (планшайбу) раптовим гальмуванням шпинделя. Згвинчувати патрон (планшайбу) ударами кулачків об підставку допускається тільки у разі його ручного обертання; в цьому випадку повинні застосовуватись підставки з довгими ручками.

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

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

Різці необхідно закріплювати з мінімально можливим вильотом з різцетримача (виліт різця не повинен перевищувати більше ніж у 1,5 раза висоту державки) і не менше ніж двома болтами. Різальна кромка різця повинна

виставляться по осі оброблюваної деталі. Для правильного устанавлення різців відносно осі центрів та підвищення надійності закріплення їх у супорті необхідно застосовувати шліфовані прокладки. Прокладки повинні відповідати лінійним опорам частини державки різців.

Для обробки в'язких металів (сталей), що дають зливну стрічкову стружку, необхідно застосовувати різці з викружками, накладним і стружколамачами або стружкозавивачами. Для обробки крихких металів (чавуну, бронзи тощо) з утворенням мілко-подрібненої сталевої стружки необхідно застосовувати захисні пристрої: спеціальні стружковідвідники, прозорі екрани або індивідуальні щитки для захисту обличчя.

У разі замінювання супорта, під час устанавлювання або знімання деталей та інструмента, ручної обробки деталі (зачищення, шліфування), усунення биття револьверну головку та супорт з інструментом необхідно відводити на безпечну відстань. Для зачищення виробів на верстаті шкуркою або порошком необхідно застосовувати притискні колодки.

Забороняється під час виконання робіт на металообробних верстатах токарної групи:

- користуватись затискними патронами, – якщо спрацьовані робочі площини кулачків;
- працювати з необертним центром задньої бабки – у разі швидкісного різання;
- працювати без закріплення патрона сухарями – для запобігання самовідвертанню у разі реверсування;
- гальмувати обертання шпинделя натискуванням руки на обертові частини верстата або деталі;
- залишати в револьверній головці інструмент, який не використовується для обробки даної деталі;
- перебувати між деталлю та верстатом – під час устанавлення деталі на верстат;
- притримувати руками кінець важкої деталі або заготовки, що

відрізається;

- класти деталі, інструмент та інші предмети на станину верстата та кришку передньої бабки;
- закладати та подавати рукою у шпindelь оброблюваний пруток – у разі ввімкненого верстата;
- вимірювати оброблювану деталь скобою, калібром, масштабною лінійкою, штангенциркулем, мікрометром тощо – до повного зупинення верстата, відведення супорта та револьверної головки на безпечну відстань;
- заточувати короткі різці без застосування відповідної оправки.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [31].

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

Роботи по обслуговуванню технологічного обладнання відносяться до категорії Па по важкості праці.

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

Таблиця 5.1- Допустимі норми параметрів повітря на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С		Відносна вологість	Швидкість руху, X
Холодний	Па	20-24	15-24	75	не більше 0,3
Теплий		21-28	17-29	65 при 26 °С	0,2-0,4

5.2.2 Склад повітря робочої зони

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

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

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

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [31]:

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

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

Підприємство знаходиться у Вінницькій області, система природного освітлення цеху – бокова.

КЕО при природному та суміщеному освітленню.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 характеристика зорової роботи при виконанні - роботи високої точності;

Розряд зорової роботи - III;

Підрозряд зорової роботи - г;

Контраст об'єкту розпізнавання - середній;

Характеристика фону - світлий;

Бокове КЕО, %:

- природне 2,0;

- суміщене 1,2.

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

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (5.2)$$

де e_H - значення КЕО для будинків;

m_n - коефіцієнт сонячності клімату - 0,85, вікна зорієнтовані на захід.

природне: $e_N = 2,0 \cdot 0,85 = 1,7\%$;

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

Штучне освітлення

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення відіграє важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення. Норми освітленості при штучному освітленні занесені до таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 - Норми освітленості при штучному освітленні

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

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

5.2.4 Виробничий шум

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

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

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

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

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

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

де L - рівень шуму, дБ;

p - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, 5-10 м/с;

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

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи:

-нормування за гранично допустимим спектром шуму;

-нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра.

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

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23-85 і наведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 - Допустимі рівні звукового тиску

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

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

5.2.5 Виробничі вібрації

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

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

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

Таблиця 5.5 - Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

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

5.2.6 Психофізіологічні фактори

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

Фізичні навантаження.

Робоча поза: Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаємного розташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни. Знаходження в позі стоячи до 60% часу зміни.

Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни: з робочої поверхні (чоловіки): до 870.

Нахили корпуса (вимушені, більше 30), кількість за зміну: 51 – 100.

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

По горизонталі: до 8;

По вертикалі: до 4.

Інтелектуальні навантаження: Рішення простих альтернативних завдань згідно з інструкцією.

Зміст роботи: Сприймання сигналів з наступною корекцією дій та операцій, Обробка, виконання завдання та його перевірка, Робота за встановленим графіком з можливим його коректуванням у ході діяльності.

Сенсорні навантаження:

Тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) 25-50.

Щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи 75-175.

Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження 5- 10.

Навантаження на зоровий аналізатор (Спостереження за екранами відеотерміналів (годин на зміну) 2-3.

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) Розбірливість слів та сигналів від 90% до 70%.

Навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня) 16-20.

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки – Несе відповідальність за функціональну якість допоміжних робіт (завдань). Вимагає додаткових зусиль з боку керівництва (бригадира, майстра та ін.).

Ступінь ризику для власного життя.

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб.

Монотонність навантажень:

Кількість елементів (приймів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово 10-6.

Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.) 100-25.

Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) 76-90.

Режим праці.

Фактична тривалість робочого дня (год.) 8 – 9.

Змінність роботи Двозмінна робота (без нічної зміни).

Наявність регламентованих перерв та їх тривалість Перерви регламентовані, недостатньої тривалості: від 3% до 7% часу зміни.

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП ПАТ «Маяк» 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 [28].

Після опромінення системи електропостачання в елементах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробною 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. 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 ПАТ «Маяк» в умовах дії іонізуючих випромінювань

Для визначення граничного значення дози опромінення $D_{грі}$, 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	$D_{грі}, P$	$D_{гр}, P$
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 5.5, визначили, що самим уразливими елементами системи електропостачання з мінімальною дозою $D_{грі} = 10^3 P$ є такі

мікросхеми та транзистори. 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 ($P_1 = 4,91$ 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 ($K_{осл} = 1$).

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,91 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{1} = 3549,84 \text{ (Р)}.$$

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

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

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,91 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,91} = 1019,33 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_m = 3549,84$ Р, а допустима - 10^4 Р. Отже, система електропостачання є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 1019,33 год. при рівні радіації 4,91 Р/год, це більше ніж час морального елементів СЕП.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ПАТ «Маяк» в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані: $E_B = 12,16$ кВ/м. $U_{ж} = 220$ В; 5В.

Оцінка стійкості роботи системи електропостачання ведеться в послідовності:

1. Визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля

$$E_T = 10^{-3} \cdot E_B = 10^{-3} \cdot 12,16 \cdot 10^3 = 12,16 \text{ (В/м)};$$

2. Система електропостачання ПАТ «Маяк» розподіляється на окремі функціональні вузли, зокрема: система живлення, мікропроцесорний блок.

На кожній ділянці визначається максимальна довжина вертикальної і горизонтальної струмопровідної частини l_v і l_r

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

3. Для кожної ділянці визначаються наведені напруги у струмопровідних частинах.

На ділянці системи живлення:

$$U_{v,ж}=E_r \cdot l_{v,ж}=12,16 \cdot 0,13=1,58 \text{ (В)};$$

$$U_{r,ж}= E_v \cdot l_{r,ж}=12,16 \cdot 10^3 \cdot 0,11=1337,6 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{v,м}=E_r \cdot l_{v,м}=12,16 \cdot 0,017=0,207 \text{ (В)};$$

$$U_{r,м}= E_v \cdot l_{r,м}=12,16 \cdot 10^3 \cdot 0,021=255,36 \text{ (В)}.$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{v,ж}=E_r \cdot l_{v,ж}=12,16 \cdot 0,13=1,58 \text{ (В)};$$

$$U_{r,ж}= E_v \cdot l_{r,ж}=12,16 \cdot 10^3 \cdot 0,11=1337,6 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{v,м}=E_r \cdot l_{v,м}=12,16 \cdot 0,017=0,207 \text{ (В)};$$

$$U_{r,м}= E_v \cdot l_{r,м}=12,16 \cdot 10^3 \cdot 0,021=255,36 \text{ (В)}.$$

4. Визначається допустиме коливання напруги живлення

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

На ділянці системи живлення:

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

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{дм} = U_{м} + \frac{U_{м} \cdot N}{100} = 5 + \frac{5}{100} \cdot 5 = 5,2 (В).$$

5. Визначаються коефіцієнти безпеки

$$K_{БВ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{д}}{U_{В}}, \quad K_{БГ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{д}}{U_{Г}}.$$

Для ділянки живлення

$$K_{БВЖ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{дж}}{U_{вж}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1,58} = 43,3 (\text{дБ});$$

$$K_{БГЖ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{дж}}{U_{гж}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1337,6} = -15,2 \leq 40 (\text{дБ});$$

Для ділянки мікропроцесорного блоку

$$K_{БВМ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{дж}}{U_{ВМ}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{0,207} = 28 \leq 40 (\text{дБ});$$

$$K_{БГМ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{дм}}{U_{ГМ}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{255,36} = -33,8 \leq 40 (\text{дБ});$$

6. Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.7.

Таблиця 5.7 Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки елементів СЕП

№	Ділянка СЕП	$U_{д},$ В	$E_{В},$ В/м	$E_{Г},$ В/м	$U_{В},$ В	$U_{Г},$ В	$K_{БВ},$ дБ	$K_{БГ},$ дБ
1	Блок живлення	231	1216	12,16	1,58	1337,6	43,3	-15,2
2	Мікропроцесорний блок	5,2	1216	12,16	0,207	255,36	28	-33,8

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 ПАТ «Маяк» в умовах дії електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.).

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, антенно-фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

Визначається перехідне гасіння енергії електричного поля екраном (А, дБ). Для сталевих екрану визначається за допомогою формули

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

де t - товщина стінки екрану, см;

f – частота $f=15000$ Гц.

Для дільниці живлення

$$A_{ГЖ}=40-(-15,2)=47,63 (\text{дБ});$$

$$t_1 = \frac{A_{ГЖ}}{5,2\sqrt{f}} = \frac{47,63}{5,2\sqrt{15000}} = 0,074 (\text{см}).$$

Для дільниці мікропроцесорного блоку

$$A_{ГМ}=40-(-33,8)=73,8 (\text{дБ});$$

$$t_2 = \frac{A_{ГМ}}{5,2\sqrt{f}} = \frac{73,8}{5,2\sqrt{15000}} = 0,11 (\text{см}).$$

В умовах дії електромагнітного імпульсу коефіцієнт безпеки СЕП для вертикальних струмопровідних частин дільниці 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 4,91 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 12,16 кВ/м. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали радіотехнічні схеми на період впливу ЕМІ.

5.4 Висновки до розділу 5

. 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 заводі.

Також в даному розділі нами була проведено дослідження стійкості роботи елементів електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. В результаті визначено, що ЕМ стійка в цілому до дії іонізуючих випромінювань. Для забезпечення повної стійкості роботи необхідно $K_{осл}$ збільшити щонайменше в 2 рази. До впливу ЕМІ на елементи ЕМ також виявилась не стійка. Тому, застосування пасивного екранування суттєво підвищить стійкість роботи ЕМ в умовах дії ЕМІ.

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

ВИСНОВКИ

За результатами виконання магістерської кваліфікаційної роботи щодо оптимізації електропостачання Приватного акціонерного товариства «Вінницький завод «Маяк», на основі проведених розрахунків прийняті наступні проектні рішення:

Проведено розрахунок середніх та розрахункових навантажень цехів і підприємства методом коефіцієнтів використання та попиту. Розраховано оптимальну кількість, потужність та місце розташування цехових трансформаторних підстанцій, а саме було вибрано три двотрансформаторні ЦТП, марки ТМ – 1000/10 та ТМ – 630/10. Для живлення підприємства було розраховано та обрано оптимальний переріз зовнішньої лінії живлення 10 кВ, яка виконана за допомогою кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену в ПВХ оболонці марки АПвЭБВ-10 3x70 мм². Оптимальний переріз кабельних ліній 10 кВ заводської мережі виконаний АПвЭБВ-10 рівний 25 мм².

Здійснено розрахунок координат розміщення ЦРП який являється економічно оптимальним.

Проведено розрахунок оптимальної потужності БСК, які встановлюються стороні низької напруги трансформаторних підстанцій. Розраховано та обрано пристрої релейного захисту та встوماتики для БСК.

Здійснено аналіз впливу відхилення напруги на роботу електрообладнання. Розглянуто шляхи підвищення якості електричної енергії в мережах підприємства.

В науково-дослідній частині роботи здійснено моделювання режимів роботи силового трансформатора з пристроєм РПН для даного підприємства в MATLAB Simulink. Проведено розрахунок параметрів пристроїв ПБЗ для оптимального регулювання напруги в мережах підприємства.

Розглянута математична моель та змодельована цифрова модель управління пристроєм РПН, яка дозволяє здійснювати автоматичне управління, на заданому рівні, дійсного значення напруги мережі протягом усього часу роботи пристрою,

виконуючи, таким чином, стабілізацію параметрів напруги СЕП. Також в системі управління передбачено виконання пуско-захисних функцій.

В економічній частині роботи проведено розрахунок основних показників спроектованої СЕП, визначено величину капітальних вкладень та плати підприємством за електроенергії. Собівартість електроенергії складає 223,92 коп/кВт·год.

У роботі були розглянуті питання охорони праці та безпека в надзвичайних ситуаціях на підприємстві. Були визначені небезпечні та шкідливі фактори, які мають місце на підприємстві ПАТ «Маяк», та розроблені ефективні заходи для покращення даних показників.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., Переробл. й доповнено. - Х.: Міненерговугілля України, 2014.
2. ГОСТ 14209-97 «Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів».
3. ГОСТ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання Загальне призначення».
4. 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 ».
5. Бурбело М.Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання: навчальний посібник / М. Й. Бурбело - Вінниця: ВНТУ, 2017. - 122 с.
6. РТМ 36.18.32.4-92 - «Методика розрахунку електричних завантажень».
7. Електропостачання: навчальний посібник з дипломного проектування / Л.С. Синенко, Т.П. Рубан, Ю.П. Попов.- Красноярськ: ІПК СФУ, 2008.
8. Камінський А. В. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж: монографія / А. В. Камінський, Б. І. Мокін - Вінниця: Універсум - Вінниця, 2005. -122с.
9. Каталог конденсаторних установок [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://www.kpenri.com.ua/-prod02.php>
10. Кабельно-провідникова продукція [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://ibud.ua/ua/catalog/kabelno-provodnikovaya-produktsiya-1189>
11. Трансформатори силові [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099>
12. Експлуатація освітлювальних установок [Електронний ресурс]. - Режим доступу: http://life-prog.ru/ukr/1_954_ekspluatatsiya-osvitlyvalnih-ustanovok.html
13. Трансформатори силові [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099>
14. Регулювання напруги в електричних системах - Конспект лекцій з курсу

Електричні системи и мережі [Електронний ресурс]. - Режим доступу: http://forca.com.ua/knigi/navchannya/konspekt-lekcii-z-kursu-elektrichni-sistemi-i-merezhi_11.html

15. Simulink - моделювання і симуляція динамічних систем [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://matlab.ru/products/simulink>

16. MATLAB - високорівневих мову технічних розрахунків [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://matlab.ru/products/matlab>

17. Н.П. Дорофєєв, І.І. Карташев, В.Н. Тульський і ін. Управління якістю енергії. МЕІ 2006 - 320 с.

18. Говоров Ф.П. До питання про регулювання напруги в міських електричних мереж // Енергетика та електрифікація. - 1993. - №4. - С. 42-44.

19. Розанов Ю.К., Рябчинский М.В. Сучасні методи Поліпшення якості електроенергії (аналітичний огляд) // Електротехніка. - 1998. - №3. - С. 10-17.

20. Мокін Б.І., Виговський Ю.Ф. Автоматичні регулятори в електричних мереж. - До.: Техніка, 1985. - 104 с.

21. В.В. Грабко. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з прилаштувати РПН. Монографія. - Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005, 109 с.

22. Демов О.Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах. - Вінниця: ВНТУ, 2006. - 95 с.

23. Тарифи на електроенергію для споживачів ПАТ "Хмельницькобленерго" [Електронний ресурс]. - Режим доступу: http://www.hoe.com.ua/index_21.html

24. ГОСТ 12.0.003-74 - «Система стандартів безпеки праці. Небезпечні і шкідливі виробничі фактори. Класифікація».

25. ДНАОП 0.03-3.01-71 - «Санітарні норми проектування промислових підприємств».

26. ГОСТ 12.1.008-83 - «Шум. Загальні вимоги безпеки».

27. ГОСТ 12.1.012.-90 - «Система стандартів безпеки праці. Вібраційна безпека. Загальні вимоги».

28. Методичні вказівки относительно опрацювання розділу "Охорона праці" в

дипломних проектах и роботах студентів електротехнічних спеціальностей / Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко - В.: ВНТУ, 2003.- 46 с.

29. ГОСТ 12.0.003 - 74. Система стандартів безпеки праці. Небезпечні і шкідливі виробничі фактори.

30. ГОСТ 12.1.030-81. Електробезпека. Захисне заземлення. Занулення.

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. Природньо и штучне освітлення.

34. Довідкова книга для проектування електричного освітлення / Под ред. Г.М. Кнорринга. -Л .: Енергія, 1976.-384с.

35. СН 32.23-85 "Санітарні норми допустимого шуму на робочих місцях".

36. А. П. Кравчук, Л. Б Терешкевич Регулювання напруги в електричній мережі Пат «Маяк»// XLVIII Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2019) Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2019/paper/view/7393/6064>

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:

«Оптимізація електропостачання Приватного акціонерного товариства

«Вінницький завод «Маяк»»

08-17.МКР.012.00.000 ТЗ

Науковий керівник:

к.т.н., проф. Терешкевич Л.Б. _____
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 18м

Кравчук А.П. _____
(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 – аналіз ефективності використання динамічної компенсації реактивної потужності на підприємстві;

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, 2005р.

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

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

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

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

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

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

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

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

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

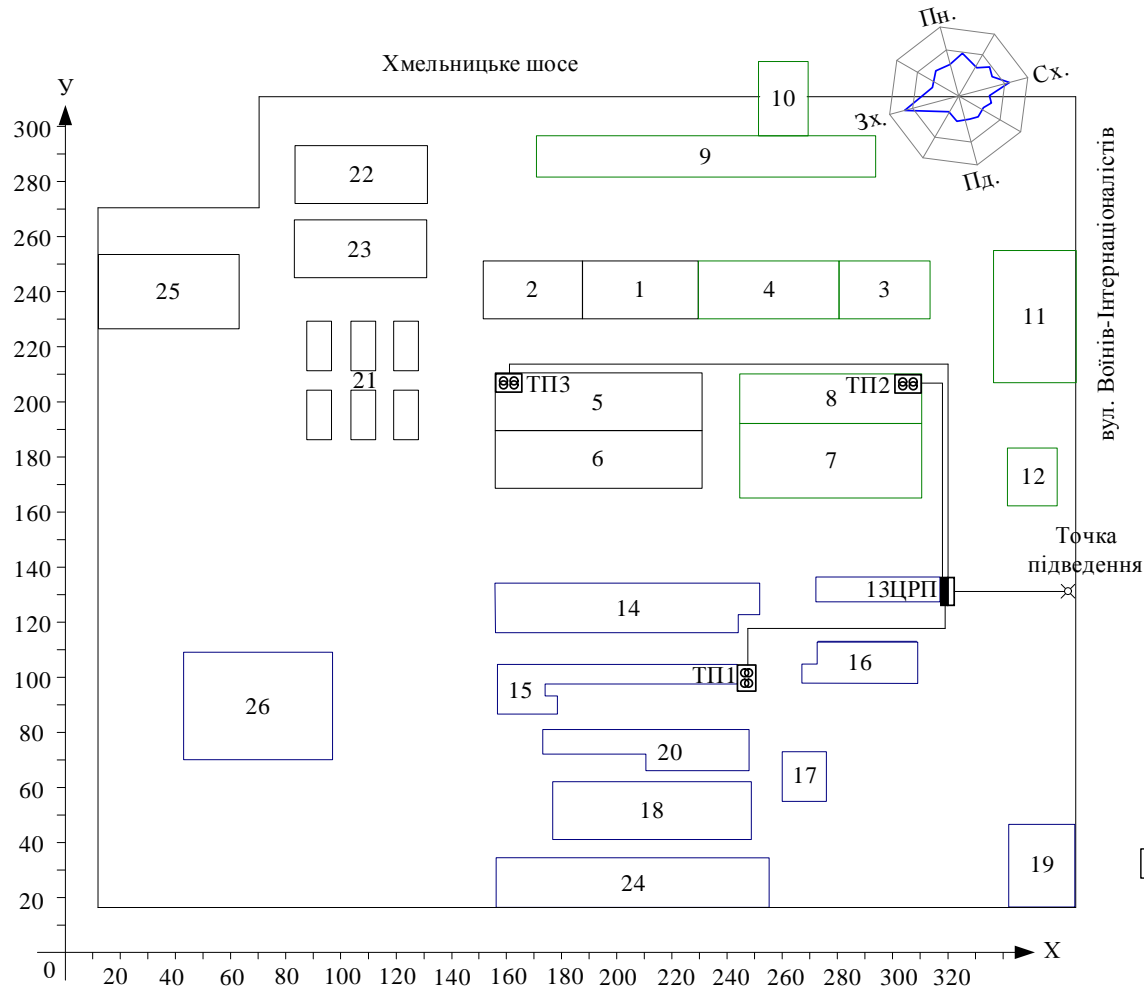
7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток Б – Генплан підприємства



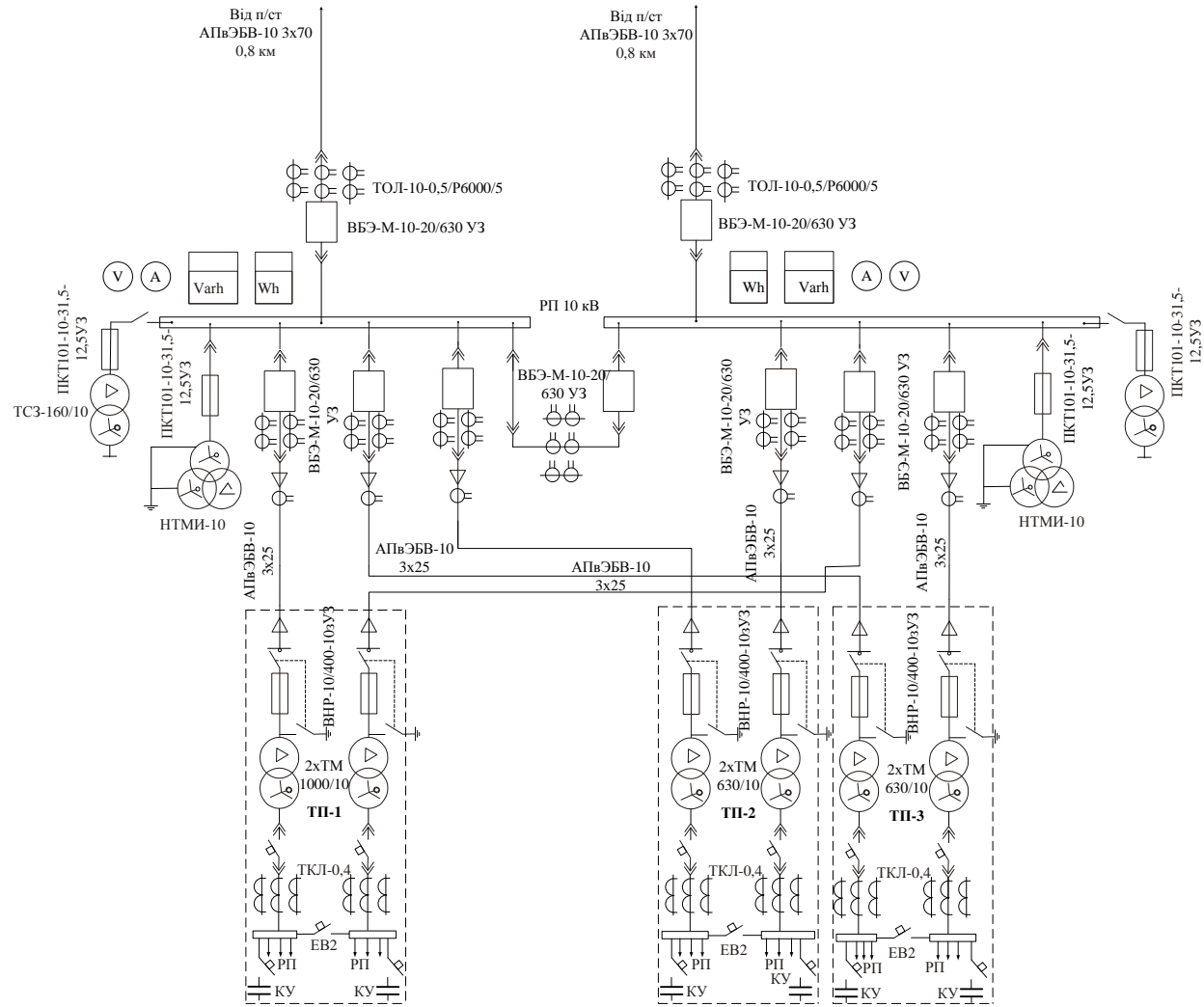
Експлікація будівель та споруд

№	Найменування	Рп, кВт
1	Механічний цех	90
2	Заготівельний цех	75
3	Ковально-штамповочний цех	100
4	Зварювальний цех	115
5	Намоточний цех	150
6	Цех лиття	170
7	Інструментальний цех	120
8	Фарбувальний Цех	105
9	Збірно-монтажний цех	125
10	Адміністративний корпус	45
11	Ремонтно-механічний цех	90
12	Очисні споруди	22
13	Енергоблок	90
14	Цех друкованих плат	170
15	Відділ випробувань	240
16	Котельня	160
17	Будівельно-монтажний цех	40
18	Цех нест-ного обладнання	310
19	Автотранспортний цех	140
20	Тарно-пакувальний цех	170
21	Склади	40
22	Столова	55
23	Цех термопластів	105
24	КСК "Маяк"	90
25	Типографія	80
26	Корпус поршків і металургії	105
	ЦРП	
	ТП-1	ТМ 2х1000
	ТП-2	ТМ 2х630
	ТП-3	ТМ 2х630

Умовні позначення

	Двотрансформаторна ТП		Точка підведення зовнішньої КЛ
	ЦРП 10 кВ		КЛ 10 кВ

Додаток В – Однолінійна схема живлення підприємства



Додаток Г – Оптимальна потужність конденсаторних батарей

Вхідні дані для розрахунку

Напряга, кВ: $U := 10$

Вхідна реактивна потужність, квар: $Q_{вх} := 492$

Коефіцієнт ефективності капіталовкладень $E_e := 0.1$

Коефіцієнт відрахувань 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 $B_o := 4810.6$

Питомі активні опори ліній живлення, Ом/км

$r_{01} := 0.62$ $r_{02} := 0.62$ $r_{03} := 0.62$

Довжини ліній від ЦРП до ЦТП, км

$L_{кп1} := 0.094$ $L_{кп2} := 0.091$ $L_{кп3} := 0.235$

Опори трансформаторів, Ом

$r_{т1} := 1.05$ $r_{т2} := 2.14$ $r_{т3} := 2.14$

Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар:

$q_{н1} := 673.579$ $q_{н2} := 388.806$ $q_{н3} := 382.617$

Довільні початкові потужності БК у вузлах навантаження, квар:

$q_{к1} := 100$ $q_{к2} := 100$ $q_{к3} := 100$

Довжина та питомий опір лінії живлення:

$L_{ж} := 0.8 + 0.047 = 0.847$ $r_{ж0} := 0.258$

Опір зовнішньої лінії живлення, Ом

$r_{ж} := L_{ж} \cdot r_{ж0} = 0.219$

Опір розподільних ліній живлення, Ом

$r_{л1} := r_{01} \cdot L_{кп1} = 0.058$ $r_{л2} := r_{02} \cdot L_{кп2} = 0.056$ $r_{л3} := r_{03} \cdot L_{кп3} = 0.146$

Модель балансової задачі компенсації реактивних навантажень

$$3(q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}) := \frac{B_o}{U^2 \cdot 1000} \left[\begin{aligned} &(q_{н1} - q_{к1})^2 \left(\frac{r_{т1} + r_{л1}}{2} \right) \dots \\ &+ (q_{н2} - q_{к2})^2 \left(\frac{r_{т2} + r_{л2}}{2} \right) \dots \\ &+ (q_{н3} - q_{к3})^2 \left(\frac{r_{т3} + r_{л3}}{2} \right) \dots \\ &+ (q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} - q_{к1} - q_{к2} - q_{к3})^2 \cdot \frac{r_{ж}}{2} \\ &+ [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + B_o \cdot \Delta P_{к}] \cdot (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3}) \end{aligned} \right]$$

Given

обмеження

$q_{к1} \geq 0$ $q_{к2} \geq 0$ $q_{к3} \geq 0$

$(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3}) = Q_{вх}$

Визначаємо оптимальне проектне рішення:

$$q_{к} := \text{Minimize}(3, q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}) = \begin{pmatrix} 426.286 \\ 264.016 \\ 262.7 \end{pmatrix}$$

Річні приведені затрати, грн

$3(q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}) = 6.523 \times 10^6$

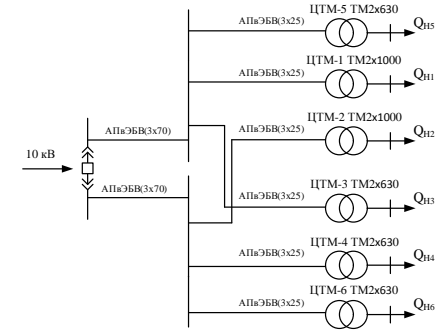
Перевірка, квар

$(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3}) = 492.001$ $Q_{вх} = 492$

Визначаємо потужності БК у вузлах навантаження, квар:

$$q_{КУ} := \frac{q_{к}}{2} = \begin{pmatrix} 213.143 \\ 132.008 \\ 131.35 \end{pmatrix}$$

Вигляд розрахунку задачі КРН в середовищі MathCad



Однолінійна схема електропостачання

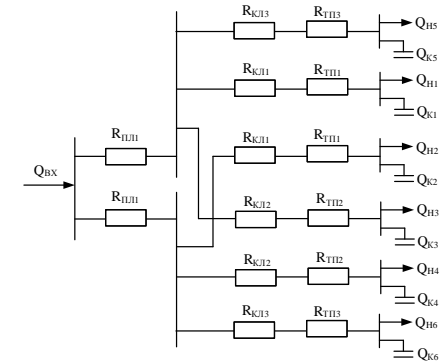


Схема заміщення мережі електропостачання підприємства

ЦТП1: 2 КУ типу УКР 0,4-200/50;
 ЦТП2: 2 КУ типу УКР 0,4-125/25;
 ЦТП3: 2 КУ типу УКР 0,4-125/25.

Додаток Д – Регулювання напруги в мережах підприємства

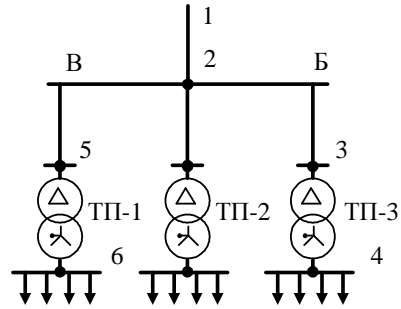


Схема для розрахунку відхилень напруги

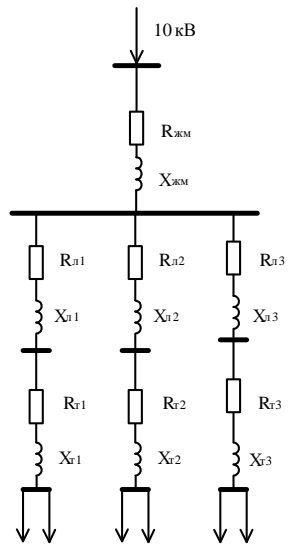


Схема заміщення для розрахунку відхилень напруги

Розрахунки по знаходженню відгалужень і коефіцієнта трансформації (ближньої точки Б)

Режими електроспоживання	ВН U_H , кВ	Відгалуження ТП, %	K_{Tr}	НН U_{3max} , кВ	Висновок	Опт.
Максимальний	10,26	- 5,0	23,8095	0,4119	-	
		- 2,5	24,4361	0,4013	-	
		0	25,0627	0,3913	Допустимо	
		+2,5	25,6892	0,3818	Допустимо	V
		+5,0	26,3158	0,3727	-	
Мінімальний	10,09	- 5,0	23,8095	0,418	-	
		- 2,5	24,4361	0,4073	-	
		0	25,0627	0,3971	Допустимо	
		+2,5	25,6892	0,3874	Допустимо	
		+5,0	26,3158	0,3782	Допустимо	V

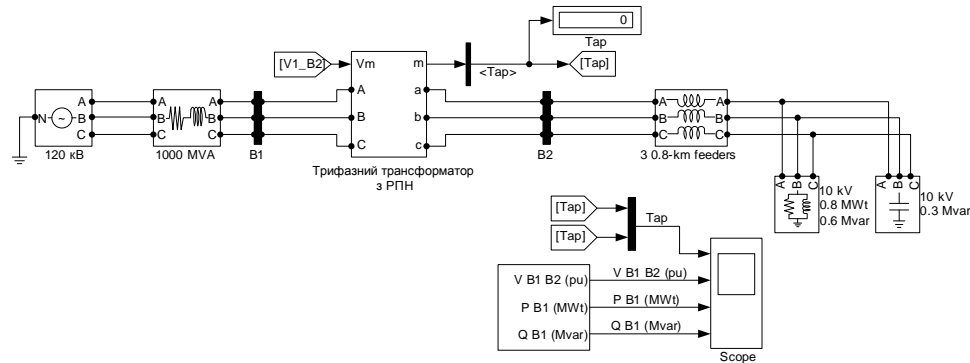
Розрахунки по знаходженню відгалужень і коефіцієнта трансформації (віддаленої точки В)

Режими електроспоживання	ВН U_H , кВ	Відгалуження ТП, %	K_{Tr}	НН U_{3max} , кВ	Висновок	Опт.
Максимальний	10,26	- 5,0	23,8095	0,4126	-	
		- 2,5	24,4361	0,402	-	
		0	25,0627	0,392	Допустимо	
		+2,5	25,6892	0,3824	Допустимо	V
		+5,0	26,3158	0,3733	-	
Мінімальний	10,09	- 5,0	23,8095	0,4177	-	
		- 2,5	24,4361	0,407	-	
		0	25,0627	0,3968	-	
		+2,5	25,6892	0,3871	Допустимо	
		+5,0	26,3158	0,3779	Допустимо	V

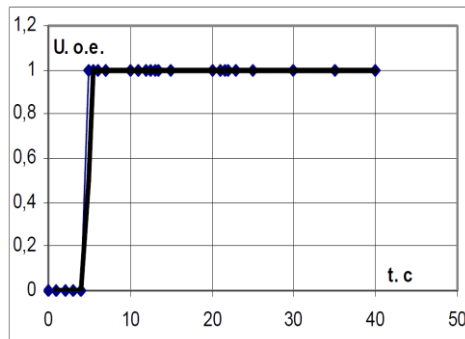
Додаток Є - Моделювання режимів роботи силового трансформатора з пристроєм РПН

Математична модель САР напруги силового трансформатора з РПН

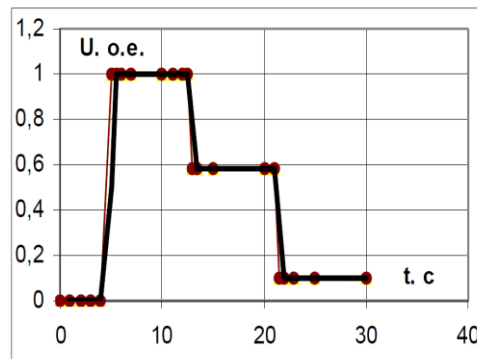
$$K_m = \begin{cases} \frac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \leq u_{н.3}; \\ u(t - \tau_3) \leq u_{н.3}; \\ \frac{dU_{ог}}{dt} \leq 0; \end{cases} \\ \frac{U_i}{U_{н.н}}, \text{ якщо } u_{н.3} \leq u(t) \leq u_{в.3}; \\ \frac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \geq u_{н.3}; \\ u(t - \tau_3) \geq u_{в.3}; \\ \frac{dU_{ог}}{dt} \geq 0; \end{cases} \end{cases}$$



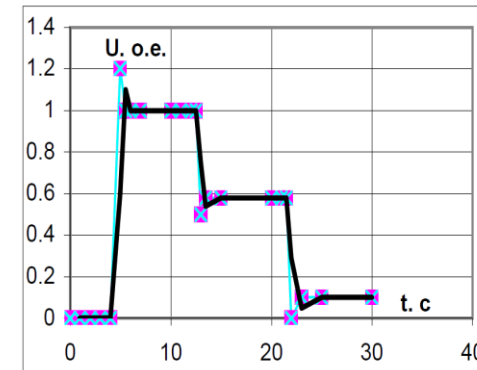
Модель трифазного регульованого двохобмоткового силового трансформатора з РПН



Графік сигналу збудження РПН



Графік перехідного процесу при аперіодичному характеру сигналу управління U_m



Графік перехідного процесу при коливальному характеру сигналу управління U_m

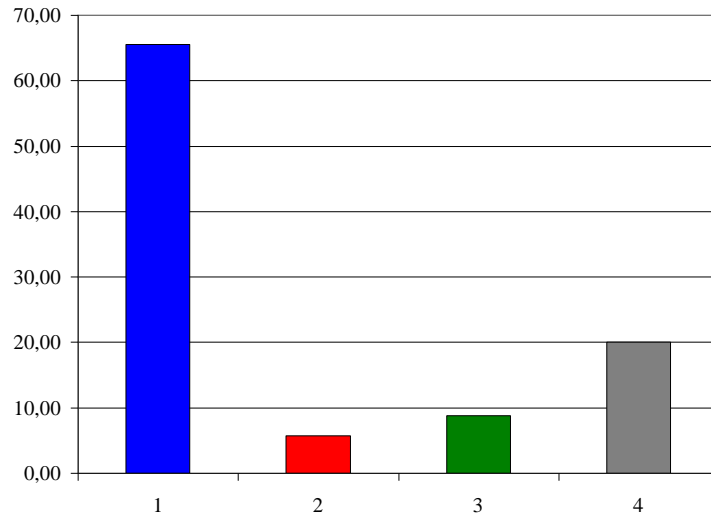
Додаток Г - Техніко-економічні показники СЕП

Сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства	2059,51 тис грн
Загальна потреба підприємства в електроенергії	6518685,7 кВт*год/рік
Тариф	2,00 грн/кВт*год
Оплата за спожиту електроенергію	13037371,4 грн
Собівартість спожитої електроенергії	223,92 грн/кВт*год

Підсумкова таблиця

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	Е _а	6405046,29	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	Е	6518685,70	кВт·год.
Плата за електроенергію	П ₁	13037371,4	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	С _п	1304961,74	грн.
Сумарні витрати під-ва	С _{сум}	14342333,14	грн.
Собівартість ел.енергії	S	223,92	коп/кВт·год.

Гістограма кошторису річних поточних витрат



Таблиця кошторису річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Рн, кВт
Витрати по експлуатації обладнання	850091,82	65,53
Витрати на поточний ремонт	70307,23	5,70
Витрати на амортизацію	123570,34	8,77
Інші витрати	260992,35	20,00
Разом	1304961,74	100