

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

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Володимир ПОПОВ

«__» _____ 2021р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: «Обґрунтування методів та засобів забезпечення нормативного
рівня напруги в розподільних мережах сучасних міст»

Виконав :

студент IV курсу, групи ОЕ-71

Денис МОРДЮК _____

Керівник:

ст.викл. Андрій ЖУРАВЛЬОВ _____

Консультанти:

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

(назва розділу)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль _____

(назва розділу)

ас. Прокопенко І.Д. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

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

Студент _____

Київ – 2021 року

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

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Володимир ПОПОВ

«__» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Мордюку Денису Олеговичу

1. Тема проєкту «Обґрунтування методів та засобів забезпечення нормативного рівня напруги в розподільних мережах сучасних міст»,
керівник ст.викл. Андрій ЖУРАВЛЬОВ, затверджені наказом по університету від «27» травня 2021 р. №1353-с
2. Термін здачі студентом закінченого проєкту “11” червня 2021 р.
3. Вихідні дані до проєкту: Схема електропостачання, дані про навантаження промислового цеху, тип та довжини кабельних ліній
4. Перелік розділів, які мають бути розроблені
 - а) розробка загальної схеми електропостачання .
 - б) оцінка рівня напруги в розподільних мережах сучасних міст
 - в) Охорона праці та пожежної безпеки під час експлуатації розподільної(кабельної) мережі напругою 10кВ
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу
 1. Загальна схема електропостачання промислового підприємства
 2. Схема живлення цеху
 3. Структурна схема системи контролю параметрів електроспоживання
 4. Структура системи

6. Консультанти розділів проєкту

Розділ (частина)	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Релейний захист та автоматика</i>	<i>к.т.н., доц. Калінчик В.П.</i>		
<i>Розрахунки токів к.з.</i>	<i>доц. Несен Л.І.</i>		
<i>Охорона праці та пожежна безпека</i>	<i>д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.</i>		
<i>Нормоконтроль</i>	<i>ас. Прокопенко І.Д.</i>		

7. Дата видачі завдання “17” травня 2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проєкту

студентом Мордюк Д.О.

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту (роботи)	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розробка першого розділу дипломного проєкту.	20.05.-25.05.19	
2	Розрахунок електричної частини	25.05.19.-27.05.19	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	27.05.19.-28.05.19	
4	Розрахунок релейної частини	28.05.19.- 01.06.19	
5	Оцінка рівня напруги в розподільних мережах сучасних міст	01.06.19.-03.06.19	
6	Розробка заходів з охорони праці	03.06.19.-05.06.19	
7	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-14.06.19	
8	Захист дипломного проєкту	18.06.19	

Студент
Керівник проєкту

Д.О.Мордюк
А.О.Журавльов

РЕФЕРАТ

Тема дипломного проекту: «Обґрунтування методів та засобів забезпечення нормативного рівня напруги в розподільних мережах сучасних міст» із спеціальною частиною «Оцінка рівня напруги в розподільних мережах сучасних міст»

Дипломний проєкт представлений на аркушах машинописного тексту, кількість ілюстрацій – 27, таблиць – 47, робочих креслень – 4, список використаних джерел – 26 найменувань.

Мета проекту – провести потрібні розрахунки, проаналізувати отримані результати та вирішити загальні питання вибору методів та засобів забезпечення нормативного рівня напруг в розподільних мережах сучасних міст. В роботі розраховано електричні навантаження району міста, вибрано схему електропостачання, розраховано струми короткого замикання та вибрано струмопровідні частини і електричні апарати.

В спеціальній частині було досліджено різні методи та засоби регулювання напруги в розподільній мережі при зміні характеру та режиму роботи електроприймачів.

В розділі «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях» виконано аналіз умов праці, аналіз небезпечних факторів, розглянуто засоби та заходи з охорони праці під час експлуатації розподільної (кабельної) мережі напругою 10 кВ.

Ключові слова: ЕНЕРГОСИСТЕМА, ДЖЕРЕЛО ЖИВЛЕННЯ, ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, КАБЕЛЬНА ЛІНІЯ, РОЗПОДІЛЬНА МЕРЕЖА, ГРАФІК ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ, НОРМАТИВНИЙ РІВЕНЬ НАПРУГИ.

ABSTRACT

The theme of the diploma project: "Substantiation of methods and means of ensuring the normative level of voltage in the distribution networks of modern cities" with a special part "Assessment of voltage level in distribution networks of modern cities"

Diploma project presented on sheets of typewritten text, number of illustrations - 27, table -47, working drawings - 4, a list of references -26 names.

The goal of the project is to carry out the necessary calculations, analyze the obtained results and solve general issues of choosing methods and means of ensuring the normative level of voltage in the distribution networks of dry cities. The work calculated electrical loads of the city area, selected a power supply scheme, calculated short-circuit currents and selected conductive parts and electrical devices.

In the special part, various methods and means of voltage regulation in the distribution network were studied when changing the nature and mode of operation of electrical receivers..

In the section "Occupational safety and safety in emergencies" the analysis of working conditions, analysis of hazardous factors, means and measures on labor protection during operation of the distribution (cable) network with a voltage of 10 kV were carried out.

Keywords: power system, power supply, electrical load electricity supply system, short circuit, cable lines, distribution network, schedule of electric load, a source of distributed generation.

ЗМІСТ

ВСТУП	13
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ	Ошибка! Закладка не определена.
1.1 Вибір методів та засобів регулювання напруги в розподільних мережах з розосередженою генерацією	Ошибка! Закладка не определена.
1.2 Класифікація методів регулювання напруги в ЕПС	Ошибка! Закладка не определена.
1.3 Засоби для регулювання напруги	Ошибка! Закладка не определена.
1.4 Забезпечення необхідної якості електроенергії в системах електропостачання.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.4.1 Різні типи навантаження та фактори, що впливають на режим навантажень	Ошибка! Закладка не определена.
1.4.2 Способи та методи рішення оптимізації режимів напруги	Ошибка! Закладка не определена.
2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА	36
2.1 Умови проектування.....	36
2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування	36
2.1.2 Характеристика джерела живлення.	38
2.2 Визначення розрахункових навантажень	38
2.2.1 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів	38
2.2.1.2 Розрахунок електричних навантажень методом розрахункових коефіцієнтів.....	39
2.2.1.3 Вибір напруги розподільної мережі.....	46
2.2.1.4 Формування пропозицій щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж ОСР.....	46
2.2.1.5 Розрахунок навантаження освітлювальних установок	48
2.2.1.6 Природне освітлення	52
2.2.1.7 Розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення.....	54
2.2.1.8 Розрахунок загального навантаження об'єкту.....	54
2.2.2 Визначення розрахункових навантажень у системах електропостачання міста	55
2.3 ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРЕРІЗУ ЛІНІЙ	59
2.3.1 Визначення перерізу ліній напругою до 1 кВ	59

2.3.2	Визначення перерізу ліній напругою 10 кВ	63
2.4	Розрахунок недовідпущеної величини	68
2.4.1	Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії у повітряній лінії.....	68
4.1.2	Визначення рівня зниження очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії у повітряній лінії	69
2.5	Розрахунок навантаження на шинах 10 кВ підстанції	72
2.5.1	Вибір відгалужень розподільчих трансформаторів та ліній на напругу 10 кВ, Л1, Л2	74
2.6	Визначення річних втрат електричної енергії в лінії 35 кВ і трансформаторах підстанції 35/10 кВ	80
2. 7	Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання	93
2.7.	Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ	93
2.7.1	Розрахунок трифазного короткого замикання	93
2.7.1.2.	Розрахунок однофазного короткого замикання.....	100
2.7.1.3.	Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки	105
2.7.2.	Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ.....	107
2.7.2.1.	Розрахунок трифазного короткого замикання	107
2.7.2.2.	Розрахунок струму однофазного КЗ	111
2.7.2.3.	Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки	114
2.8	Релейний захист та автоматика (РЗА).....	114
2.8.2	Вибір елементів РЗА	115
2.8.3	Перевірка селективності елементів РЗА.....	115
3.0	ОЦІНКА РІВНЯ НАПРУГИ В РОСПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ СУЧАСНИХ МІСТ	119
3.1	Розрахунок нормального режиму напруги.....	122
3.2	Оптимізація режиму напруги з окремим вибором відгалужень розподільчих трансформаторів та закону регулювання в ЦЖ	126
3.3	Спільна оптимізація режиму напруги з вибором відгалужень розподільчих трансформаторів та закону регулювання в ЦЖ	134
4.	Охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації розподільної мережі(кабельної) лінії напругою 10кВ	141

4.1 Загальна характеристика об'єкта.....	141
4.2 Основні роботи при експлуатації кабельних ліній 10 кВ	143
4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	144
4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	144
4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	145
4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	147
4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж і вибухів	148
4.8 Розрахунок захисного заземлення.....	149

ВСТУП

Метою дипломного проекту було дослідження питання «обґрунтування методів за засобів забезпечення нормативного рівня напруги в розподільних мережах сучасних міст». Ця тема була обрана, оскільки Сучасні міста є великими споживачами електричної енергії (ЕЕ). Нині їх потужність співрозмірна з потужністю великих промислових підприємств.

В наслідок цього сучасні міста перетворилися на великі мегакомплекси, що мають розгалужені мережі і споживають десятки млн кВт·год ЕЕ на добу.

Зберігається також стійка тенденція щорічного зростання протяжності розподільчих мереж (РМ) міст і рівня їх електроспоживання.

Зважаючи на це сформувалася нагальна потреба у перегляді режимів і параметрів СЕП міст. Проте, як свідчить світовий досвід, вирішення цієї проблеми у межах існуючої концепції не дає позитивних результатів, оскільки пов'язано із застосуванням застарілих критеріїв оцінки і методів розрахунку параметрів режиму мереж, методів і технічних засобів керування ними.

Впровадження ринкових відносин поставило на однаковий рівень усіх споживачів і підвищило міру матеріальної відповідальності за дотримання показників якості електричної енергії (ПЯЕ) в мережах.

В умовах великої протяжності РМ, високого рівня неоднорідності графіків навантаження і відсутності регулюючих пристроїв між ЦЖ і споживачами, вирішення цього завдання в межах існуючої концепції централізованого регулюванні напруги становить складне завдання.

Дослідивши всі вищевказані аспекти, можна буде зробити висновки, щодо впливу специфіки формування схем та навантажень розподільних мереж сучасних міст на прийняття рішень що до вибору методів та засобів забезпечення нормованого рівня напруги у вузлах електричної мережі . Дослідження режимів напруги а також рекомендації з вибору методів та засобів регулювання напруги в сучасних містах представлено в розділі 3.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Аналіз факторів, які впливають на показники якості ЕЕ в сучасних містах

Сучасні міста є великими споживачами електричної енергії (ЕЕ). Нині їх потужність співрозмірна з потужністю великих промислових підприємств. У містах сьогодні не лише проживає понад 60 % населення держав, але і зосереджена велика частина їх промислового виробництва. До речі, зростання кількості міст і чисельності населення в них має прогресуючий характер

Процеси урбанізації особливо інтенсифікувалися останніми роками у зв'язку з бурхливим розвитком торгівлі, малого і середнього бізнесу.

В наслідок цього сучасні міста перетворилися на великі мегакомплекси, що мають розгалужені мережі і споживають десятки млн кВт·год ЕЕ на добу.

Зберігається також стійка тенденція щорічного зростання протяжності розподільчих мереж (РМ) міст і рівня їх електроспоживання.

Це зумовило значне збільшення навантаження на елементи мереж і певною мірою погіршило умови нормального функціонування СЕП міст, в одних випадках, або зробило неможливою роботу окремих із них, в інших. Зважаючи на це сформувалася нагальна потреба у перегляді режимів і параметрів СЕП багатьох міст. Проте, як свідчить світовий досвід, вирішення цієї проблеми у межах існуючої концепції не дає позитивних результатів, оскільки пов'язано із застосуванням застарілих критеріїв оцінки і методів розрахунку параметрів режиму мереж, методів і технічних засобів керування ними.

Сучасні СЕП є основою функціонування усіх систем міського господарства, що впливають на різні боки їхньої діяльності. Впровадження ринкових відносин поставило на однаковий рівень усіх споживачів і

підвищило міру матеріальної відповідальності за дотримання показників якості електричної енергії (ПЯЕ) в мережах.

У державах з приватною енергетикою процес регулювання напруги через різну приналежність окремих компаній пішов шляхом розвитку засобів індивідуального і групового регулювання напруги. Крім того, зважаючи на розрізненість окремих компаній, відмінність або навіть суперечності інтересів, кінцевий результат їх діяльності має локальний характер, який не завжди і не в усьому відповідає умовам оптимальності системи в цілому. Отже, можна говорити про те, що в державах з приватною енергетикою ефективність 31 регулювання напруги нижча, а процес має локальний характер. Зазначимо, для СЕП міст характерне переважне підключення електроприймачів до розподільних електричних мереж 0,38 кВ, тому для них первинне значення має забезпечення встановлених Держстандартом показників ЯЕ в мережах 0,38 кВ. В умовах великої протяжності РМ, високого рівня неоднорідності графіків навантаження і відсутності регулюючих пристроїв між ЦЖ і споживачами, вирішення цього завдання в межах існуючої концепції централізованого регулювання напруги становить достатньо складну, здебільшого практично не вирішуване завдання. Для сучасного етапу розвитку СЕП міст характерним є зростання протяжності мереж і неоднорідності графіків добових навантажень споживачів мереж 0,38 кВ, при одночасному підвищенні вимог до ЯЕ. Для вирішення цих проблем потрібне розв'язання режимів напруги мереж 10 і 0,38 кВ шляхом регулювання напруги в декількох точках мережі при децентралізованому розміщенні і узгодженій дії усіх технічних засобів і оптимізації режимів роботи СЕП у цілому.

Приймачі електричної енергії проектують та конструюють з огляду на те, що

1.2 Вибір методів та засобів регулювання напруги в розподільних мережах

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	15
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

Приймачі електричної енергії проектують та конструюють з огляду на те, що б вони будуть експлуатуватись за номінальної напруги та частоти; цроботу електроприймачів за оптимальними технічно-економічними характеристиками. Головні показники якості електричної енергії із зазначених у ГОСТ 13109-97 – доза коливань напруги, тривалість провалу напруги, розмах зміни напруги, імпульсна напруга та усталене відхилення напруги. Нормування останнього із зазначених показників викликає необхідність вирішення питання регулювання рівня напруги в електричній мережі.

В електричних системах зі значною протяжністю ЛЕП, зі складною схемою (розділ мережі декількох рівнів номінальної напруги, між генераторами та шинами приймачів електроенергії) рівень напруги в живлячих і розподільних мережах і на шинах споживачів змінюється навіть при постійному рівні напруги на шинах генераторів. При зміні навантажень у вузлах електричної мережі та зміні її конфігурації відбувається процес повільної зміни втрат напруги та відповідно змінюється значення усталеного відхилення напруги у вузлах електричної мережі. Також на зміну режиму напруги в електричній мережі впливають планові організації ремонтів і створення найкращих режимів роботи, пов'язаних із відключенням і вмиканням елементів електричної мережі а також при відключеннях в результаті аварій.

Припустимі відхилення напруги від номінального значення в мережі напругою до 35 кВ становлять $\pm 5\%$ в нормальному режимі та $\pm 10\%$ в післяаварійному. Та $+15\%$, - у мережах напругою вище 35 кВ, 330 кВ - $+10\%$. Для мереж напругою вище 330 кВ – припустиме відхилення $+5\%$. У зв'язку із цими обмеженнями і постійними змінами рівнів напруги в електричній мережі виникає необхідність в регулюванні режиму напруги в електричних системах.

Система регулювання реактивних потужностей і рівнів напруги в енергетиці має ієрархічний характер. Реалізується це за рахунок узгоджених дій оперативного персоналу об'єктів різних рівнів керування (електромережеві підприємства, електричні станції та підстанції). Традиційно методи та засоби регулювання рівнів напруги розташовуються в нижній ланці керування й утворюють систему регулювання, що складається із локального централізованого регулювання і локального місцевого регулювання.

1.3 Методи регулювання напруги в СЕП

Методи регулювання напруги в СЕП промислових підприємств класифікуються наступним чином, згідно [1]:

а) Регулювання на шинах електричних станцій і підстанцій

За допомогою зміни струму збудження генераторів (підвищують в години максимуму навантаження напругу й в годинники мінімуму навантажень знижують напругу) на шинах електростанцій.

На шинах знижувальної п/ст 6-10 кВ регулювання рівня напруги може здійснюватися за допомогою зміни коефіцієнта трансформації у трансформаторах, батарей статистичних конденсаторів, синхронних компенсаторів і т.д.

б) Регулювання на вихідних лініях

На кожній лінії, що відходить від шин п/ст реалізується індивідуальне регулювання напруги. Це є ефективним способом. При цьому використовуються трансформатори із вбудованим пристроєм регулювання напруги під навантаженням (РПН), конденсатори для поздовжньої компенсації і ВДТ.

в) Спільне регулювання напруги містить у собі перший і другий методи регулювання.

г) В тому випадку, коли не можливо забезпечити необхідний рівень напруги для частини електроспоживачів застосовується застосовується додаткове регулювання напруги.

д) Регулювання рівня напруги за рахунок зміни схеми електропостачання.

Реалізуються заходи зі зміни величини та напрямку реактивних потужностей у схемі електропостачання й опору окремих ділянок, за рахунок чого змінюється рівень напруги в окремих вузлах мережі.

Методи, які використовують для підтримки рівнів напруги в нормованих межах можна розділити на дві групи: ті що не потребують витрат на встановлення спеціальних регулюючих пристроїв та ті, які пов'язані із встановленням таких пристроїв.

Перша група заходів:

1. Побудова Раціональна СЕП (використання підвищеної напруги на лініях, які забезпечують живлення, використання глибоких вводів, встановлення трансформаторів з оптимальним коефіцієнтом завантаження, струмопроводи для розподільних мереж і т.і.).

2. В трансформаторах, які мають пристрій перемикання обмоток без збудження (ПБЗ) вибір правильних відгалужень обмоток.

3. Використання перемичок на напругу до 1 кВ між трансформаторами.

4. Включення на паралельну роботу трансформаторів ГПП (зниження опору системи електропостачання).

Друга група заходів регулювання напруги:

1. Встановлення в ДЖ трансформаторів, що мають РПН.

2. Використання компенсуючих пристроїв.

3. Використання спеціальних пристроїв регулювання напруги.

Основним методом регулювання рівня напруги в електричних мережах є метод зустрічного регулювання напруги. Сенс методу полягає в

зниженні рівня напруги в ЦЖ в режимі мінімальних навантажень і підвищенні рівня напруги в центрі живлення в режимі максимальних навантажень.

1.4 Засоби регулювання напруги

Існує велика кількість пристроїв, які використовуються для регулювання рівнів напруги й реактивної потужності в електроенергетичних системах. Це і батареї статичних конденсаторів, і синхронні генератори, синхронні компенсатори, реактори, вентильні джерела реактивної потужності, трансформатори. Вони оснащуються власними системами регулювання та мають різні регулювальні діапазони.

Основним засобом регулювання рівня напруги в розподільних мережах міст, є зміна коефіцієнтів трансформації трансформаторів за допомогою РПН, згідно [2] (рис.1.1).

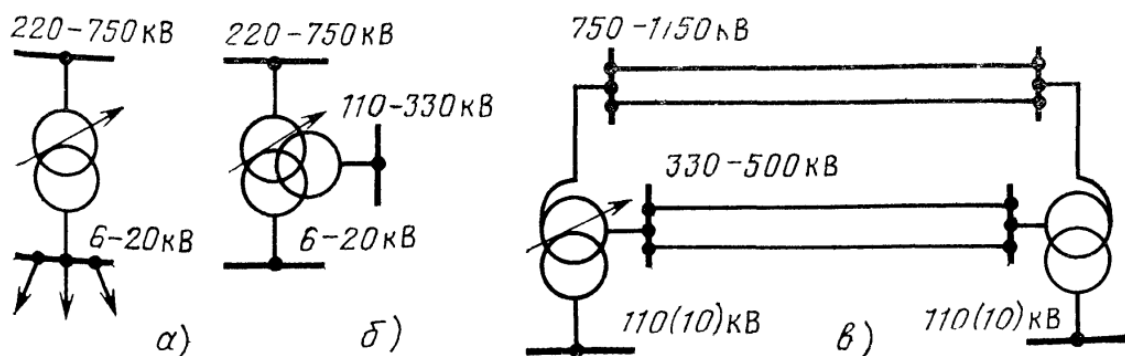


Рисунок 1.1 – Трансформатори з РПН: а) понижуючі двохобмоткові трансформатори; б) трьохобмоткові трансформатори; в) автотрансформатори зв'язку мереж різних номінальних напруг;

Як відомо, ефективність централізованого регулювання напруги забезпечується при значеннях коефіцієнта кореляції $K_R = 0,8$. Із таблиці 1.1 зрозуміло, що для більшості споживачів $K_R = 0,4 — 0,6$, а для низки

споживачів $KR = 0,1 — 0,2$, що свідчить про низькі можливості централізованого регулювання напруги в СЕП міст.

Таблиця 1.1 – Значення коефіцієнтів кореляції графіків навантаження споживачів СЕП міст

№ п/п	Тип навантаження	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Текстильна промисловість	0,971	0,864	0,654	0,876	0,954	0,803	0,679	0,604	0,721	-0,172	0,203	0,769
2	Легка промисловість	1,000	0,885	0,602	0,862	0,946	0,762	0,623	0,537	0,678	-0,213	0,122	0,755
3	Механізоване будівництво	0,885	1,000	0,416	0,761	0,890	0,676	0,533	0,355	0,460	-0,506	-0,129	0,173
4	Освітлення споруд	0,602	0,416	1,000	0,644	0,671	0,591	0,832	0,861	0,872	0,344	0,715	0,268
5	Міський транспорт	0,862	0,761	0,644	1,000	0,897	0,907	0,661	0,757	0,809	0,014	0,378	0,729
6	Дрібномоторне навантаження	0,946	0,890	0,671	0,897	1,000	0,840	0,660	0,660	0,735	-0,231	0,198	0,769
7	Побутові прилади	0,762	0,676	0,591	0,907	0,840	1,000	0,583	0,803	0,817	-0,059	0,386	0,768
8	Залізничні вузли	0,623	0,533	0,832	0,661	0,660	0,583	1,000	0,743	0,812	0,222	0,644	0,225
9	Ком. – побут. навантаження (село)	0,537	0,355	0,861	0,757	0,660	0,803	0,743	1,000	0,949	0,377	0,802	0,375
10	Ком. – побут. навантаження (місто)	0,678	0,460	0,872	0,809	0,735	0,817	0,812	0,949	1,000	0,354	0,767	0,460
11	Освітлення вулиць	-0,21	-0,51	0,344	0,014	-0,23	-0,06	0,222	0,377	0,354	1,000	0,741	-0,29
12	Водопостачання та каналізація	0,122	-0,13	0,715	0,378	0,198	0,386	0,644	0,802	0,767	0,741	1,000	-0,08

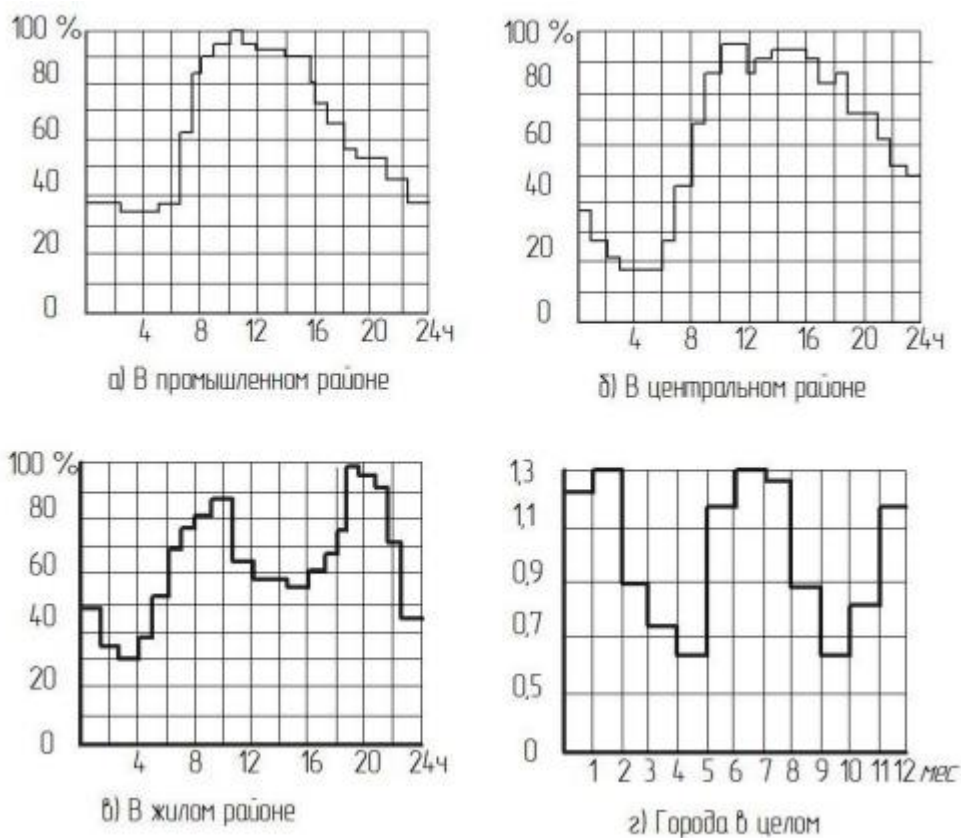
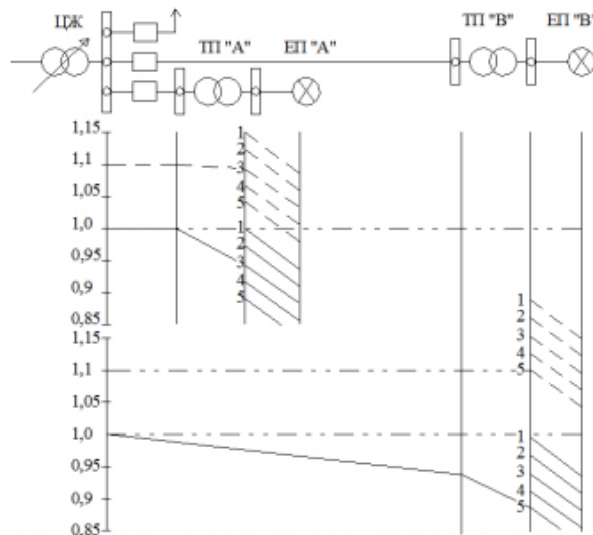


Рисунок 1.2 – Результативні графіки навантажень споживачів

Розрахунки виконані для типової схеми електропостачання споживачів міст (рис. 1.3), свідчать про те, що при значенні коефіцієнта кореляції $K_R = 0,2$ ні в одному положенні ПБВ трансформаторів ТП забезпечити дотримання встановлених ДСТУ 13 109-97 показників ЯЕ одночасно в усіх 33 споживачів не видається можливим. Відхилення напруги у наближених і видалених ТП доходять до 15 – 16 %. У разі, якщо падіння напруги в мережах перевищують їхні допустимі значення, то відхилення напруги матимуть ще більші значення. Численні експериментальні дослідження, проведені у низці діючих енергосистем України і держав СНД, підтверджують справедливості зроблених основних висновків. Відхилення напруги в діючих розподільних електричних мережах великих міст досягають зараз 15 – 20 %. На рисунку 1.3 наведена осцилограма, а в таблиці 1.8 математичні очікування різних значень напруги на шинах НН ТП.



а)

Відхилення напруги у ЕП «А»

Положення ПБВ	Режим	Початок лінії	Кінець лінії
1	min	+14,0	+7,5
	min	+1,0	+5,5
2	min	+11,5	+5,0
	min	+1,5	+3,0
3	min	+9,0	+2,5
	max	+4,0	-10,5
4	min	+6,5	0,0
	min	+6,5	-13,0
5	min	+4,0	-2,5
	max	-9,0	-15,5

Відхилення напруги у ЕП "

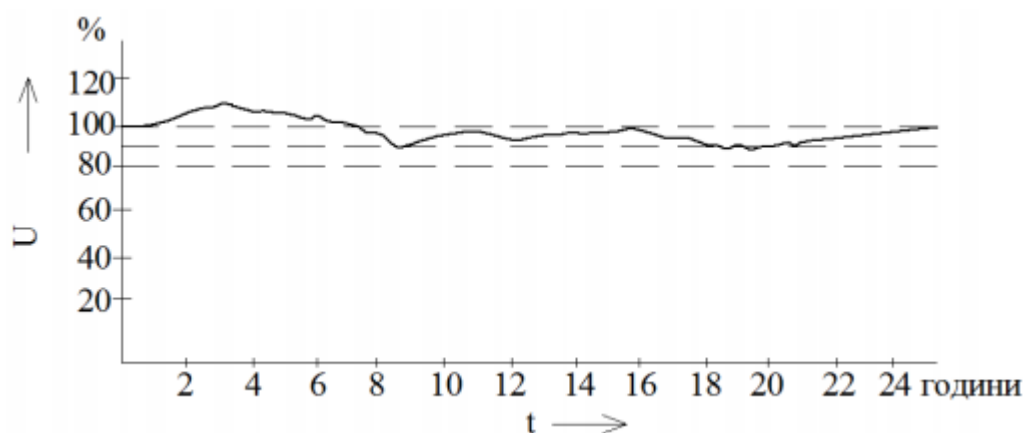
Положення ПБВ	Режим	Початок лінії	Кінець лінії
1	min	+17,5	+11,0
	min	0,0	-6,5
2	min	+15,0	+6,5
	min	+2,5	-9,0
3	min	+12,5	+6,0
	max	+5,0	-11,5
4	min	+10,0	+3,5
	min	-7,5	-14,0
5	min	+7,5	+1,0
	max	-10,0	-16,5

Рисунок 1.12 – Діаграма зміни (а) та результати розрахунку відхилень напруги у найближчого «А» (б) та віддаленого «В» (в) електроприймачів: у режимі мінімальних навантажень; у режимі максимальних навантажень

Положення ПБВ Режим Початок лінії Кінець лінії 1 min +14,0 +7,5 min +1,0 +5,5 2 min +11,5 +5,0 min +1,5 +3,0 3 min +9,0 +2,5 max +4,0 -10,5 4 min +6,5 0,0 min +6,5 -13,0 5 min +4,0 -2,5 max -9,0 -15,5

Аналогічний вигляд мають криві $u(t)$ і в інших сучасних містах Зростання протяжності РМ, що визначилося останніми роками, збільшення кількості й потужності підключених до них електроприймачів у поєднанні з відмінністю параметрів і режимів їхньої роботи, й ще більшою мірою обмежили можливості централізованого регулювання напруги, довівши положення у низці випадків

до рівня критичного і поставивши питання про необхідність регулювання напруги в РМ міст. Основні причини положення, що створилося, можуть бути зведені до таких: — зростання втрат напруги в мережах, викликане збільшенням протяжності і зростанням завантаження мереж; — зростання рівня неоднорідності графіків навантажень підключених споживачів, викликане відмінністю режимів роботи електроприймачів; — велика ступінь регулювання напруги трансформаторів ЦЖ, що зумовлює наявність значної зони нечутливості; — відсутність засобів регулювання напруги між ЦЖ і споживачами. Наслідком такого положення є значні збитки як у споживачів, так і у енергосистемах, складовими яких є: — збільшення технологічної витрати ЕЕ у споживачів; — збільшення втрат ЕЕ в мережах енергосистем; — зменшення терміну служби енергетичного устаткування енергосистем і технологічного устаткування споживачів; — зменшення продуктивності технологічного устаткування споживачів; — підвищення ціни на ЕЕ, що відпускається енергосистемами.



Таблиця 1.3 — Ймовірнісні характеристики напруги в мережах 0,38 кВ СЕ

Показники	Значення показників									
Математичне очікування напруги, $M_U, \%$	125	120	115	110	105	100	95	90	85	80
Середня тривалість інтервалів $T, \text{годин}$	120	210	620	1784	1926	1820	1310	650	195	125
Середньоквадратичне відхилення тривалості інтервалів $\sigma_I, \%$	3	4	5	3	2	3	4	5	4	3

Важливе місце в технічному вирішенні проблеми регулювання напруги відводиться застосуванню вольтододавальних трансформаторів

У сучасних містах проводяться широкомасштабні роботи із застосування засобів регулювання напруги в розподільних електричних мережах 12, 16 кВ. Потреба у ВДТ у ній оцінена в 15 — 20 тис. штук. Для компенсації коливання напруги тривалістю 100 — 150 мс пропонуються швидко дійні статичні бустерні ВДТ. Для підвищення стійкості робіт мереж знайшли застосування фазозсувні ВДТ. Для регулювання напруги в мережах різної напруги пропонуються фазорегульовані ВДТ. Для швидкого регулювання перетікань потужності в мережах розроблені динамічні фазорегульовані ВДТ. Застосування фазорегульованих ВДТ у СЕП в місті дозволило значно підвищити якість електропостачання споживачів в умовах зростання їхнього електроспоживання.

Крім того, істотні зміни відбулися у критеріях і параметрах регулювання напруги. Методологічною основою розрахунку параметрів режиму стали імовірнісні моделі елементів мережі. Проте, як засвідчили результати досліджень, значні варіації навантажень на добовому, тижневому і річному інтервалах обумовлюють широкі межі зміни імовірнісних характеристик напруги. Тим самим обумовлюється недостатня достовірність отримуваних результатів і ефективність уживаних на їх основі технічних рішень. Отже, стосовно СЕП міст, графіків навантажень споживачів, що

відрізняються високою неоднорідністю, і пов'язаною з нею значною варіацією імовірнісних характеристик, потрібне подальше вдосконалення методологічних основ керування режимами розподільних електричних мереж щодо врахування змінності імовірнісних характеристик процесу на інтервалах його повторюваності у цілому. Крім того, результати виконаного аналізу свідчать про наявність проблеми регулювання напруги в СЕП міст і неможливість її вирішення у межах існуючої концепції централізованого регулювання. Для вирішення вказаної проблеми на сучасному етапі необхідно вдосконалення системи, методологічних і технічних основ регулювання напруги в СЕП міст.

1.5 Забезпечення необхідної якості електроенергії в системах електропостачання

1.5.1 Різні типи навантаження та фактори, що впливають на режим навантажень

Важливим показником режиму СЕП є відхилення напруги від номінального значення, що робить істотно впливає як на ефективність роботи ЕП, так і на техніко-економічні показники електричних мереж. Вимоги до якості електричної енергії відображені в міждержавному стандарті ГОСТ 13109-97 [3]. Нормально припустимі і гранично припустимі значення відхилень напруги ДПУ% на затисках електроприймачів повинні бути рівні $+ 5\%$ з інтегральної імовірністю 0,95 і не допускають відхилень напруги більш ніж $+ 10\%$. При дотриманні цих норм забезпечується електромагнітна сумісність електричних мереж і ЕП, і це вважається економічно обґрунтованим.

Основними чинниками, що впливають на режим напруг, є вид і характер електричних навантажень, а також умови регулювання напруги, які, в свою чергу, визначаються складом і характером споживачів електричної енергії. З цієї точки зору розрізняють електричні мережі з однорідним і неоднорідним навантаженням.

До мереж з однорідним навантаженням відносяться такі мережі, у яких до центрів живлення підключаються споживачі з приблизно однаковими формами графіків електричних навантажень, тобто у яких періоди максимальних і мінімальних навантажень збігаються. Це дає можливість при аналізі режиму напруги розглядати тільки два періоди - максимальних і мінімальних навантажень і вести розрахунок і оптимізацію режиму напружень по граничних відхиленнях напруги $\delta U_{\text{доп}}^{\text{H}} = -5\% \leq \delta U \leq \delta U_{\text{доп}}^{\text{B}} = +5\%$

У більшості літературних джерел, присвячених питанням регулювання напруги в електричних мережах, вирішувалися, в основному, завдання в припущенні однорідності навантажень. При таких припущеннях, як буде показано нижче, не вдається правильно оцінити режим напруги і вибрати необхідні засоби і способи регулювання напруги.

До мереж з неоднорідною навантаженням відносяться такі, у яких графіки навантажень окремих ліній або споживачів одній лінії істотно відрізняються. Так, наприклад, при формуванні міської електричної мережі передбачається централізоване електропостачання, коли до шин центрів живлення, крім комунально-побутових і громадських навантажень, підключається цілий ряд одно-, дво- і тризмінна підприємств. У цьому випадку аналіз режиму напруги та його регулювання істотно ускладнюється і, як правило, вимагає застосування додаткових, місцевих засобів регулювання напруги [1]

1.5.2 Способи та методи рішення оптимізації режимів напруги

Розглянемо розрахунок і оптимізацію режиму напруги в електричних мережах по граничних відхиленнях в припущенні однорідності навантажень. Відхилення напруги в будь-якій i -й точці мережі $\delta U_{i(t)}$ і для будь-якого моменту часу доби $\beta = P_t / P_{\text{max}}$ можуть бути розраховані як різниця можливих добавок напруги ($E_{\text{л}}$ - на шинах ЦЖ і $E_{\text{т}}$ - на трансформаторі 10 /

0,4 кВ) і втрат напруги на елементах мережі (у мережі середньої напруги ΔU_C , трансформаторі 10 / 0,4кВ ΔU_T , та мережі низької напруги ΔU_H).

$$\delta U_{i(t)} = E_{\Pi(t)} + E_T - \beta_{(t)} \cdot (\Delta U_C + \Delta U_T + \Delta U_H) \quad (1.3)$$

Фрагмент розподільної мережі показано на рис. 1.4

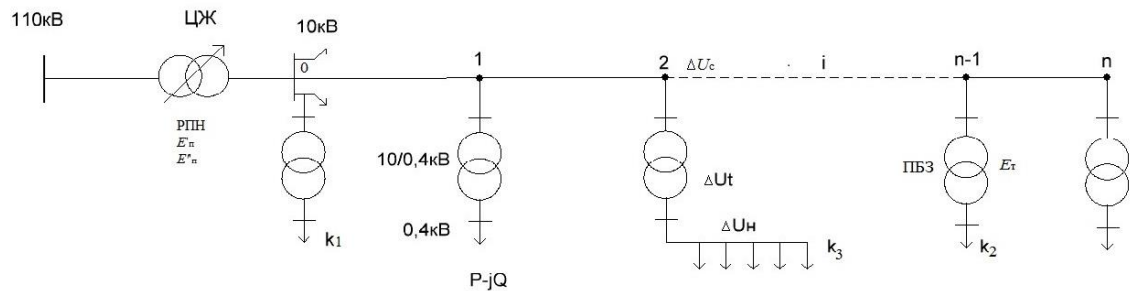


Рисунок 1.4 Схема розподільної мережі

У процесі аналізу режиму напруги можуть бути вирішені наступні оптимізаційні задачі:

- вибір і розстановка відгалужень на трансформаторах 10 / 0,4кВ з ПБЗ, $E_T = ?$;
- визначення діапазону і закону регулювання напруги на шинах ЦЖ, $E'_{\Pi} = ?$, $E''_{\Pi} = ?$, $E_{\Pi(t)} = f(\beta) = ?$;
- визначення допустимої втрати напруги в мережі 0,38 / 0,22кВ, $\Delta U_{H\text{доп}} = 0$;
- побудова та аналіз закону регулювання напруги на шинах ЦЖ і картограми напруг.

Вибір і розстановка відгалужень на трансформаторах 10/0,4кВ ($E_T = ?$) залежно від втрат напруги в мережі 10кВ ΔU_C наведена в табл.1.1.

Таблиця 1.1 - Розстановка відгалужень на трансформаторах

Номер відгалуження	1	2	3	4	5
Добавка, E_T , %	0	2,5	5	7,5	10,0

Втрати в мережі, $\Delta U_c, \%$	0...2,5	2,5...5	5...7,5	7,5...10	≥ 10
-----------------------------------	---------	---------	---------	----------	-----------

Добавка напруги на шинах ЦПЖ в максимальному режимі E_{Π} за умовами контрольної точки К1 (рис.1.3) визначається за формулою:

$$E'_{\Pi} = \delta U_{\partial \text{оп}}^{\epsilon} - E_T + \Delta U_c + \Delta U_T, \quad (1.4)$$

Для режиму мінімальних навантажень розглядаються два випадки - недопущення перевищення відхилень напруги понад $\delta U_{\text{доп}}^{\text{в}}$ за умовами контрольної точки К2 (рис.1.3), формула (1.5), і недопущення зниження відхилень напруги нижче величини $\delta U_{\text{доп}}^{\text{н}}$ за умовами контрольної точки К3 (рис.1.3), формула (1.6).

$$E''_{\Pi}^{\epsilon} = \delta U_{\partial \text{оп}}^{\epsilon} - E_T^{\text{найб}} + \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_T), \quad (1.5)$$

$$E''_{\Pi}^{\text{н}} = \delta U_{\partial \text{оп}}^{\text{н}} - E_T^{\text{найм}} + \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_T + \Delta U_{\text{н}}). \quad (1.6)$$

В якості розрахункового значення ΔU_T приймається середнє значення. При проведенні розрахунків з регулювання напруги слід визначити допустиму втрату напруги в мережі 0,38 / 0,22кВ. Під $\Delta U_{\text{доп}}$ розуміють таку величину, при якій можна гарантувати дотримання норм ГОСТ 13109-97. Для існуючих трансформаторів з п'ятьма відгалуженнями і величиною ступені $\Delta E_{\text{ст}} = 2,5\%$ допустима втрата напруги буде дорівнює:

$$\Delta U_{\partial \text{оп}} = \delta U_{\partial \text{оп}}^{\epsilon} - \delta U_{\partial \text{оп}}^{\text{н}} - \Delta E_{\text{ст}} = 5 - (-5) - 2,5 = 7,5\%. \quad (1.7)$$

Побудова картограми напруги розглянемо на конкретному прикладі по наступним вихідним даним: $\Delta U_c^{\text{найб}} = 14\%$, $\Delta U_T = 4\%$, $\Delta U_{\text{н}} = 7,5\%$, відношення мінімального навантаження P_{min} до максимального P_{max} дорівнює $\beta = 0,25$.

Розстановку відгалужень на трансформаторах з ПБЗ визначаємо за табл.1.3. Далі визначаємо добавки напруги на шинах ЦЖ в максимальному і мінімальному режимах за формулами (1.4 – 1.6).

$$E'_{\Pi} = 5 - 0 + 0 + 4 = +9\%,$$

$$E''_{\Pi^{\epsilon}} = 5 - 10 + 0,25 \cdot (10 + 4) = -1,5\%,$$

$$E''_{\Pi^{\pi}} = -5 - 0 + 0,25 \cdot (2,5 + 4 + 7,5) = -1,5\%.$$

Закон регулювання напруги на шинах ЦЖ $E_{n(t)} = f(\beta)$; наведено на рис.1.4.

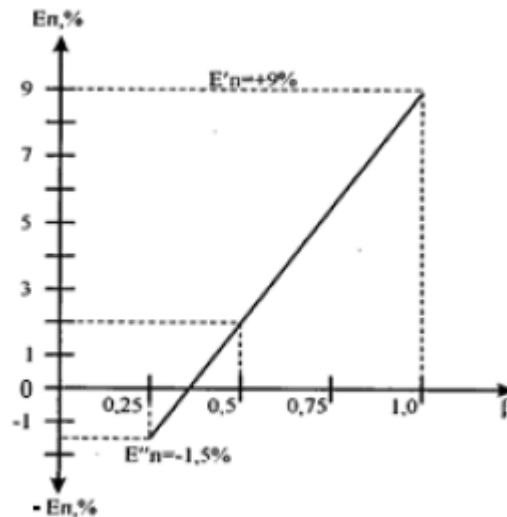


Рисунок 1.5 Закон регулювання на шинах ЦЖ

Картограма напруги показана на рис.2.5. Лінії на картограми характеризують зміну відхилень напруги для розглянутої ЛЕП в максимальному і мінімальному режимах на шинах 10кВ трансформатора (лінії 1 і 4), на шинах 0,4 кВ трансформатора (лінії 2 і 5), а також в кінці ЛЕП 0,38 / 0,22кВ (лінії 3 і 6).

Як видно з картограми напруг для мереж з однорідними навантаженнями і при відсутності обмежень з регулювання напруги на шинах ЦП, забезпечити нормовані величини відхилень напруги для всіх споживачів, що одержують живлення по лінії 10 кВ, втрата напруги на якій може досягати $\Delta U_c = 12,5\%$, вдається тільки за допомогою основних засобів регулювання (E_{Π} і E_T). І тільки в кінці лінії, у віддалених споживачів мережі 0,38 / 0,22 кВ напруга опускається нижче $\Delta U_{\text{доп}}^H = -5\%$ в максимальному режимі.

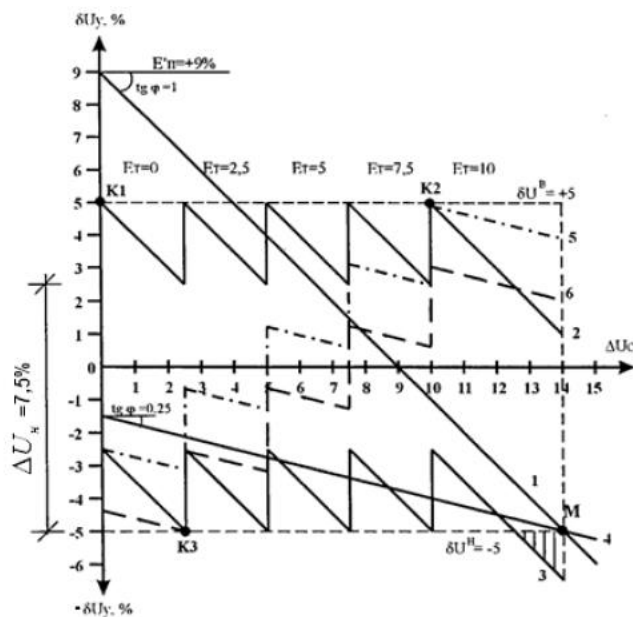


Рисунок 1.6 - Картограма напруги для мінімального та максимального режимів

Однак такі сприятливі умови витримуються далеко не завжди . Це може бути проілюстровано на прикладі, коли режим зустрічного регулювання на шинах ЦЖ обмежений або заданий заздалегідь: $E'_{\Pi} = + 5\%$, $E''_{\Pi} = 0\%$, а $\Delta U_{c}^{найб} = 8\%$, $\Delta U_{H} = 7,5\%$, $\Delta U_{T} = 4\%$, $\beta = 0,25$.

Картограма напружень при розстановці E_T за умовами максимального режиму показана на рис.1.6, з якого видно, що в цьому режимі відхилення напруги знаходяться в межах норми $\delta U = + 5\%$. У той же час в режимі мінімальних навантажень у $\Delta U_c = 3,5\%$ відхилення напруги виходять за рівень $\Delta U_{доп}^B = + 5\%$. Значить, добавки напруги $E_T = 7,5\%$ і $E_T = 10\%$ не можуть бути використані.

Зробимо розстановку відгалужень за умовами мінімального режиму так, щоб в цьому режимі відхилення напруги опинялися в нормі. При цьому можуть бути використані тільки $E_T = 2,5\%$ і $E_T = 5\%$. Для цього випадку побудована картограма на рис.1.7, де видно, що тепер в максимальному режимі відхилення напруг виходять значно за нижню допустиму межу $\Delta U_{доп}^H = -5\%$.

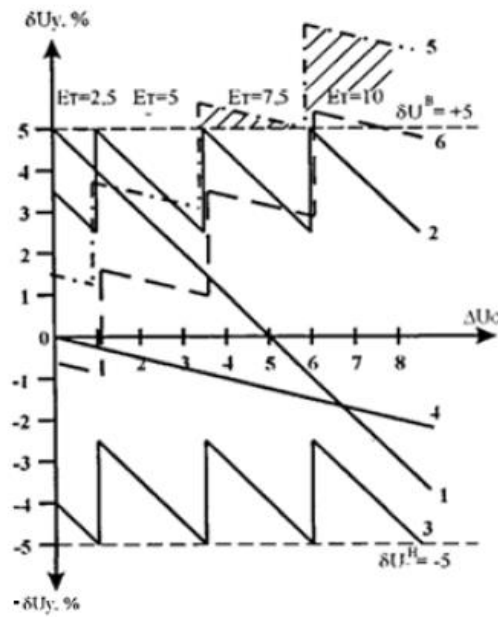


Рисунок 1.7 - Картограма напруги при розстановці E_τ по умовах максимального режиму

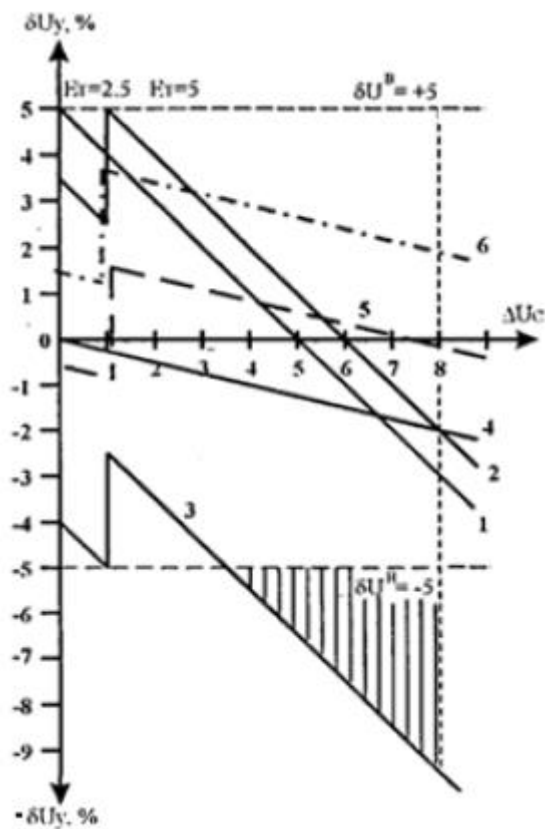


Рисунок 1.8 - Картограма напруги при розстановці E_τ за умовами мінімального режиму

Таким чином, як у першому, так і в другому випадку для забезпечення норм ГОСТ 13109-97 потрібне проведення додаткових заходів з регулювання напруги.

Розглянемо особливості регулювання напруги в розподільних електричних мережах з неоднорідною навантаженням, представленої на рис.1.8. Тут неоднорідність полягає в тому, що до загальних шин 10 кВ ЦЖ підключені ЛЕП, що живлять споживачів з різними триступінчастими графіками навантаження (ЛЕП1 - комунально-побутові навантаження, ЛЕП2 - однозмінній промислова навантаження, ЛЕП3 - двозмінна промислова навантаження). Вихідні дані для розрахунків наведені поруч з графіками навантажень.

Допустимо, що вибір діапазону і закону регулювання напруги на шинах ЦЖ проводився по більш вагомій комунально-побутовому навантаженні по формулах 1.4 – 1.6. Це показано на рис.1.9., де $E'_{\Pi} = +8,9\%$, $E''^{(H)}_{\Pi} = -1,5\%$, $E''_{\Pi, \text{сер}} = 1,3\%$.

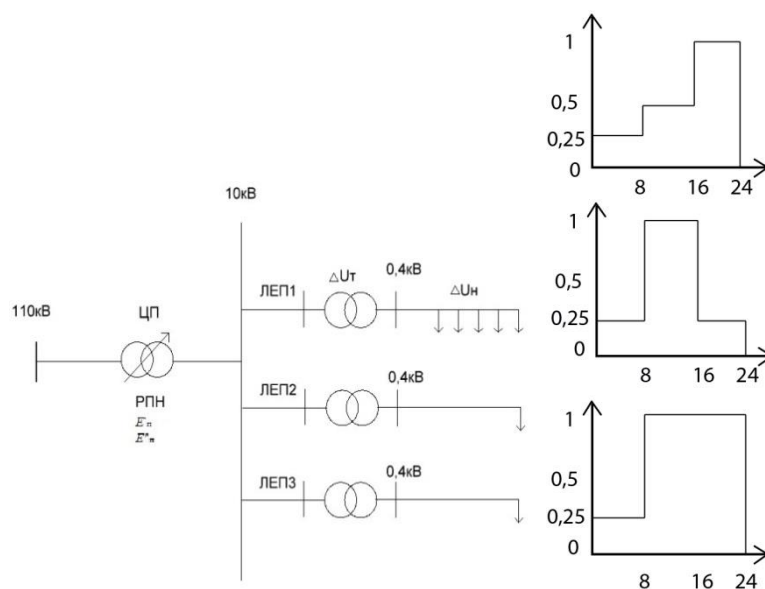


Рисунок 1.9 - Схема розподільної мережі з нерівномірним навантаженням

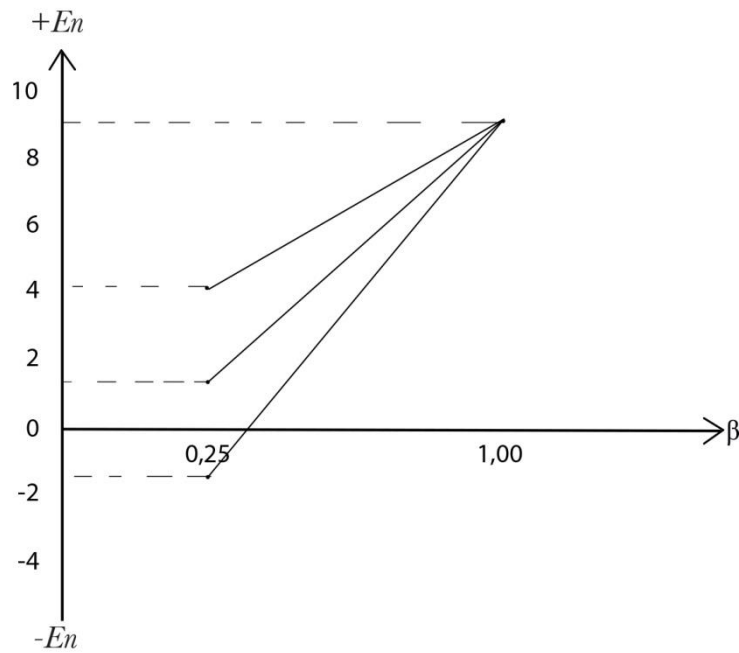


Рисунок 1.10 Закон регулювання напруги на шинах ЦЖ за умовами комунально-побутового навантаження

Вибір добавок напруги E_T на трансформаторах з ПБЗ здійснений відповідно до табл.1.

Картограма напруги для ЛЕП-1 з комунально-побутовим навантаженням наведена на рисунку 1.10. З картограми випливає, що в будь-який момент часу і в будь-якій точці мережі 0,38 кВ відхилення напруги знаходяться в межах допустимих $\delta U_{\text{доп}} = + 5\%$.

Розглянемо, що при цьому відбувається з режимом напруги на ЛЕП-2, що живить однозмінну навантаження. На рис.1.11 показана картограма напруги для випадку регулювання напруги на шинах ЦЖ за умовами к / п навантаження і відгалуження на трансформаторах з ПБЗ прийнято $E_T = 0$.

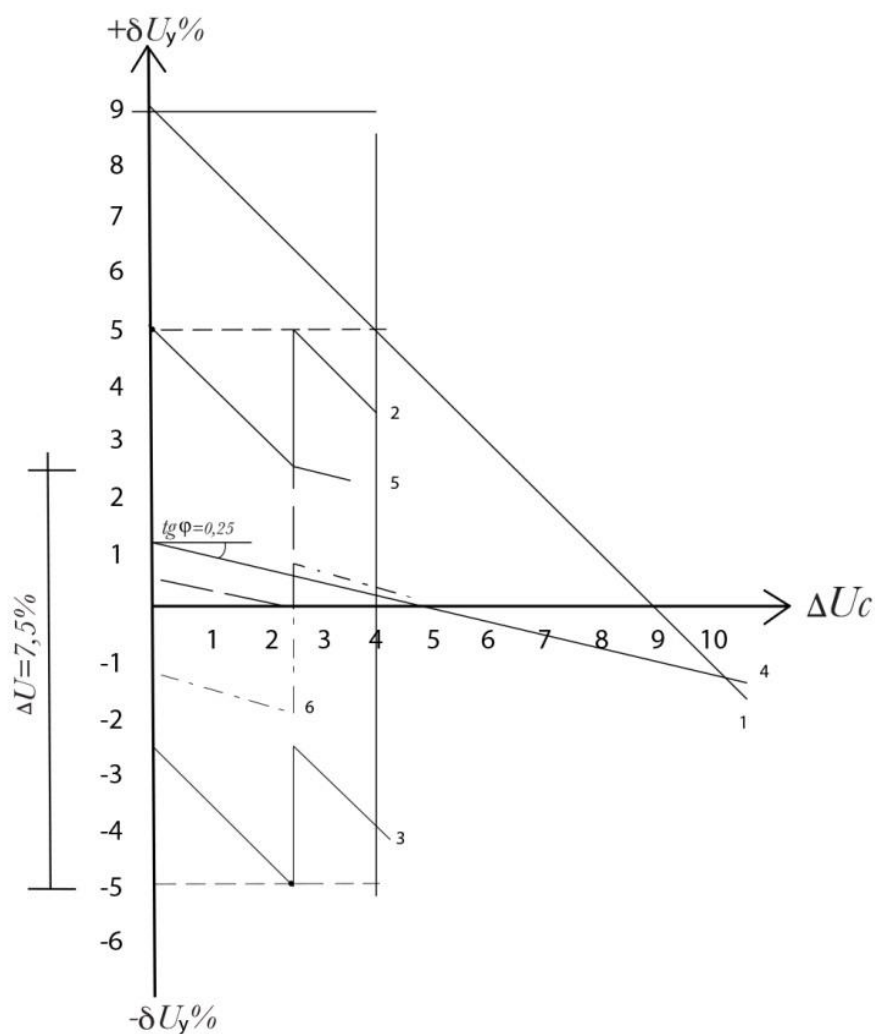


Рисунок 1.11 Картограма напруг для ЛЕП-1 з комунально – побутовим навантаженням при розстановці E_T за умовами комунально-побутового навантаження

З картограми видно, що тільки вночі відхилення напруги відповідають нормам ГОСТ 13109-97, а в інші періоди часу (вдень та ввечері) значно перевищують допустимі відхилення $\delta U_{\text{доп}} = \pm 5\%$.

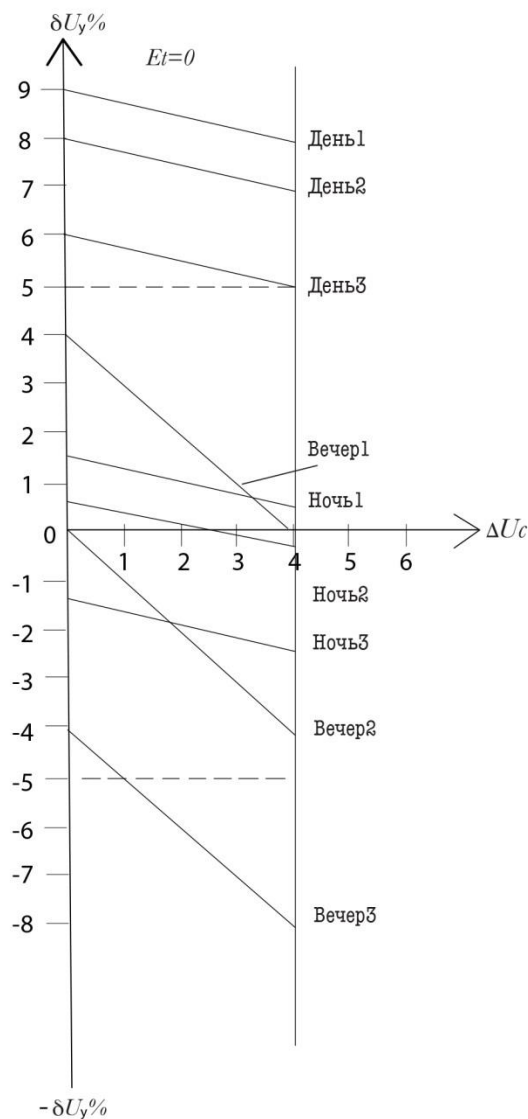


Рисунок 1.12 Картограма промислового навантаження(1-змінного) у випадку регулювання напруги на шинах ЦЖ за умов комунально-побутового навантаження

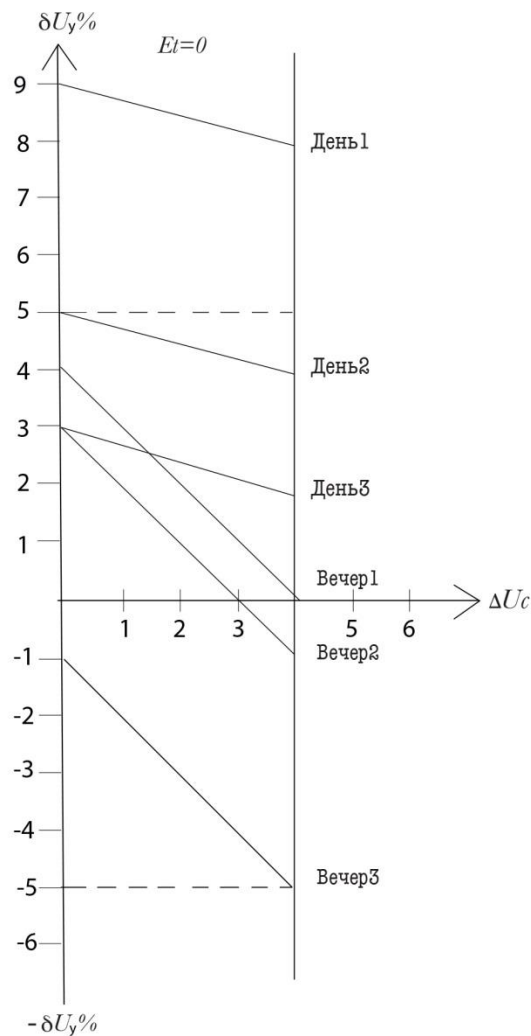


Рисунок1.13 Картограма промислового навантаження(1-змінного) з урахуванням ВДТ у випадку регулювання напруги на шинах ЦЖ за умов комунально-побутового навантаження

Звідси видно, що тільки за допомогою основних засобів регулювання напруги не вдається забезпечити нормовані значення відхилень напруги для всіх споживачів з різномірними графіками навантажень.

Тут слід скористатися додатковими засобами регулювання у вигляді вольтододаткових трансформаторів (ВДТ).

2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА

2.1 Умови проектування

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування

В даному проекті розглянута система електропостачання району, який входить до складу великого міста.

Споживачі районного міста приєднуються до мережі 380/220 В, яка отримує живлення від понижувальних трансформаторів 10/0,4 кВ., за допомогою кабельної лінії 10 кВ, які в свою чергу живляться від трансформатора 110/10 кВ. Живлення споживачів відбувається за двопроменевою схемою.

Ґрунт в районі міста – чорнозем в Києві.

На вибір схеми та конструктивне виконання мережі міста впливають такі фактори, як категорія надійності будинків, в ж/б так є різний спосіб приготування їжі, режими їх роботи, номінальні струми і напруги.

На території району розташовані житлові будинки (9-24) поверхові та різні громадські будівлі, серед них дитячі дошкільні заклади, освітні заклади, підприємства громадського харчування, продовольчі та промтоварні магазини.

Живлення електроприймачів II категорії по одній ПЛ допускається, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше 1 доби, також при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Споживачі електричної енергії, розташовані на житловій території міста, умовно поділяються на дві основні групи: житлові будинки та суспільно-комунальні установи. Також на території району розташовано електромеханічний цех промислового підприємства.

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	36
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

На рисунку 2.1 зображено план розташування обладнання в цеху.

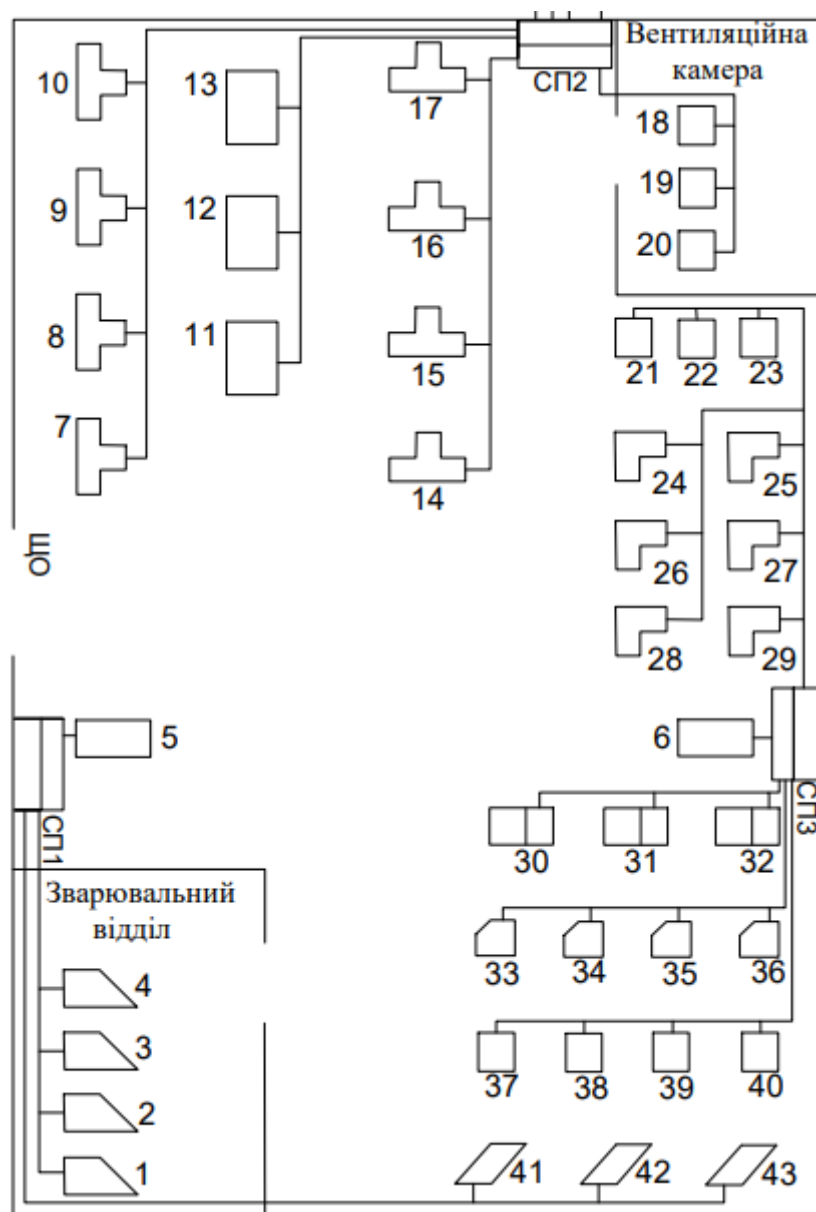


Рисунок 2.1 - План розташування обладнання

2.1.2 Характеристика джерела живлення.

Система: система як джерело живлення задана струмом трифазного короткого замикання $I_{кз} = 22$ кА. І струмом однофазного КЗ на шинах системи $I_{кз}^{(1)} = 18$ кА.

Електропостачання здійснюється від власної двотрансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, яка розташована на відстані 0,3 км від РП, який в свою чергу живиться від ГПП напруга якого складає 110/35/10 кВ. В свою чергу ГПП отримує живлення від системи через повітряну лінію довжиною 25 км, параметри задання системи були представлені раніше.

2.2 Визначення розрахункових навантажень

2.2.1 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів

Розглянемо три категорії надійності електроприймачів за ПУЕ.

Перша категорія – це споживачі, припинення електропостачання яких може спричинити загрозу для життя людей, пошкодити виробленню якісної продукції та вивести з ладу досить дороге обладнання. Тому електропостачання таких споживачів повинно виконуватися від двох джерел живлення (основного і резервного). Перерва в електропостачанні споживачів першої категорії допускається тільки на час автоматичного введення резервного живлення.

Друга категорія – це споживачі, припинення електропостачання яких може спричинити до великих обсягів недовідпуску продукції та простою робітників на виробництві. Тому електропостачання даної категорії повинно забезпечуватися від двох незалежних взаємно резервують джерел живлення так само, як і споживачів першої категорії. Перерва в електропостачанні допускається лише на час, необхідний для включення резервного живлення діями оперативного персоналу.

Третя категорія – це споживачі, які не входять і першу і другу категорію. Тому електропостачання даної категорії здійснюється від одного джерела. Перерва в електропостачанні не повинна перевищувати 24 години.

Що стосується нашого цеху то він відноситься до третьої категорії надійності електропостачання. Відповідно живлення буде здійснюватися від одного джерела. Звичайно за згодою керівництва можна перейти до другої категорії лише за умови, що збитки надто більші ніж витрати на включення резервного постачання. Але на даний час це є не доцільним.

Всі електроприймачі є трьохфазними, (крім освітлення). Відхилення напруги не повинно бути більше $\pm 10 \%$, а частоти $\pm 1 \%$, при більшому відхиленні, можуть виникнути проблеми з роботою електроприймачів до їх повного виходу з ладу. Перерва в електропостачанні буде не критичною для електроприймачів.

2.2.1.2 Розрахунок електричних навантажень методом розрахункових коефіцієнтів

Загальні характеристики ЕП ремонтно-механічний цеху наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1- Ремонтно-механічний цех

	Номер на плані	Електроприймач	в	cos φ	Но менклатурна потужність, кВт	Ка тегорія надійності
П1	1-4	Зварювальні агрегати ТВ = 40%	0,25	0,4	16	III
	5	Мостовий кран ТВ=60%	0,12	0,5	30	III
	41-43	Заточувальні верстати	0,18	0,6	3	III

Продовження таблиці 2.1						
П2	7-10	Зубофрезувал	0,15	0,5	20	III
	11-13	Шліфувальні верстати	0,17	0,6	6	III
	14-17	Токарні верстати	0,14	0,6	8	III
	18-20	Вентилятори	0,6	0,8	48	I
П3	6	Мостовий кран ТВ=60%	0,12	0,5	30	III
	21-23	Строгальні верстати	0,2	0,5	18	III
	24-29	Фрезувальні верстати	0,21	0,6	8	III
	30-32 37-40	Токарні верстати	0,14	0,6	6	III
	33-36	Токарні верстати	0,16	0,7	4	III
						III

Для розрахунку використаємо метод розрахункового коефіцієнту.

1. Визначимо номінальну потужність для групи токарних верстатів:

$$P_n = nP_{n.i}.$$

де $P_{n.i}$ – номінальна потужність одного ЕП, кВт;

n – кількість ЕП, шт.

Тоді для групи токарних верстатів маємо:

$$P_n = 4 \cdot 8 = 32 \text{ кВт.}$$

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		40

2. Для зварювальних агрегатів:

$$P_H = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{TB};$$

$$P_H = 16 \cdot \sqrt{0,4} = 10,12 \text{ кВт.}$$

3. Розрахуємо номінальну групову активну потужність: – Для СПЗ:

$$P_{\text{п1}} = \sum_{i=1}^n 23,24 + 54 + 48 + 42 + 16 = 183,24 \text{ кВт};$$

Для СП1 та СП2 рахується аналогічно.

4. Для шин НН ТП сумарно номінальна поживна потужність дорівнює:

$$P_{H\Sigma} = P_{\text{исп1}} + P_{\text{исп2}} + P_{\text{исп3}} = 72,72 + 274 + 183,24 = 529,96 \text{ кВт.}$$

5. Визначимо проміжну активну і реактивну потужність:

$$P_{\text{пр}} = K_{\text{в}} P_{\text{н}}.$$

Для токарних верстатів:

$$P_{\text{пр}} = 32 \cdot 0,14 = 4,48 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_{\text{пр}} = 4,48 \cdot 1,33 = 5,97 \text{ квар.}$$

Для інших споживачів розрахунок аналогічний.

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	41
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

6. Сумарна проміжна активна і реактивна потужність:

$$P_{\text{пр}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i;$$

$$P_{\text{пр}\Sigma} = 4,83 + 18,71 + 13,44 + 7,82 + 2,61 = 47,41 \text{ квар.}$$

Аналогічно розрахуємо проміжні активні і реактивні потужності для СП1 і СП2.

7. Визначимо груповий коефіцієнт використання:

$$K_{\text{в}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}};$$

– Для СП1:

$$K_{\text{в}} = \frac{14,53}{72,72} = 0,2.$$

Для СП2 і СП3 розрахунки аналогічні.

8. Для шин НН ТП визначимо:

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{прсп1}} + P_{\text{прсп2}} + P_{\text{прсп3}} = 14,53 + 105,94 + 32,11 = 152,58;$$

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{прсп1}} + Q_{\text{прсп2}} + Q_{\text{прсп3}} = 30,18 + 95,64 + 47,48 = 173,23 \text{ квар;}$$

$$K_{\text{в}} = \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{н}}} = \frac{152,58}{529,96} = 0,29.$$

9. Ефективне число ЕП:

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	42
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

$$n_e = \frac{\left(\sum P_{H\Sigma}\right)^2}{\sum N \cdot (P_{\text{ПИТ}})^2} = \frac{(102 + 16 + 9,6)^2}{3 \cdot 34^2 + 2 \cdot 8^2 + 2 \cdot 4,8^2} = 4,47.$$

– Для СП1:

$$n_e = \frac{72,72^2}{4 \cdot 16^2 + 30^2 + 3 \cdot 3^2} = 2,71, \text{ приймаємо } n_e = 3.$$

– Для СП2:

$$n_e = \frac{274^2}{4 \cdot 20^2 + 3 \cdot 6^2 + 4 \cdot 8^2 + 3 \cdot 48^2} = 8,45, \text{ приймаємо } n_e = 8.$$

– Для СП3:

$$n_e = \frac{183,24^2}{30^2 + 3 \cdot 18^2 + 6 \cdot 8^2 + 7 \cdot 6^2 + 4 \cdot 4^2} = 13,054, \text{ приймаємо } n_e = 13.$$

– Для шин ТП НН:

$$n_e = \frac{2 \cdot 529,96}{48} = 22,08, \text{ приймаємо } n_e = 22.$$

10. Визначимо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_p = f(n_e; K_B).$$

Для СП3 при $K_p = 0,18$ $n_e = \rightarrow K_p = 1,38$

Для СП1 та СП2 розрахунки аналогічні.

11. Розрахуємо активну потужність:

$$P_p = P_{\text{пр}} \cdot K_p$$

$$P_{p \text{ СП3}} = 1,38 \cdot 32,11 = 44,312 \text{ кВт}$$

Для СП1 та СП2 розрахунки аналогічні.

12. Визначимо реактивну потужність:

– для мереж до 1000 В

При $n_e < 10$ $Q_p = 1,1Q_{\text{пр}}$

При $n_e > 10$ $Q_p = Q_{\text{пр}}$

СП1:

$$Q_{p \text{ СП1}} = 1,1 \cdot Q_{\text{пр СП1}} = 1,1 \cdot 30,18 = 33,198 \text{ квар}$$

СП2:

$$Q_{p \text{ СП2}} = 1,1 \cdot 95,64 = 105,204 \text{ квар}$$

СП3:

$$Q_{p \text{ СП3}} = Q_{\text{пр СП3}} = 47,41 \text{ квар}$$

Для шин НН ТП:

$$Q_p = K_p \cdot Q_{\text{пр}} = 1,013 \cdot 173,23 = 175,48 \text{ квар}$$

13. Обчислимо повну розрахункову потужність:

$$S_p = \sqrt{P_{\text{р.р}}^2 + Q_{\text{р.р}}^2}$$

$$S_{p \text{ СП3}} = \sqrt{44,312^2 + 47,41^2} = 64,894 \text{ кВА}$$

Для СП1, СП2 та шин НН ТП знаходиться аналогічно.

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	44
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

14. Обчислимо розрахункове струмове навантаження:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n}$$
$$I_{p \text{ СПЗ}} = \frac{64,894}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 98,597 \text{ А.}$$

Для СП1, СП2 та шин НН ТП знаходиться аналогічно.

Таблиця 2.2 – Визначення розрахункових електричних навантажень силових ЕП напругою 0,38 кВ наведена в додатку Електромонтажний цех живиться від напруги 0,4 кВ, використовуючи ТМ 0,4/10 кВ (відстань 0,09 км), який за допомогою кабельної лінії, приєднаний до РП 10 кВ (відстань 1,3 км від ТМ), від якої одночасно ще живляться 8 КЛ. А вже на РП 10 кВ, електроенергія постачається з двох ПЛ – 110 кВ, та понижується за допомогою двох трьохобмоткових трансформаторів ТДТН-80000/110.

Проектувальнику електромонтажного цеху потрібно врахувати обладнання, яке буде використовуватися в майбутньому. Також врахувати що даний цех буде споживати з мережі (за умовою що все обладнання буде одночасно працювати)) близько 281,77 квар, при активній потужності 395.13 кВт, в результаті чого значення коефіцієнта реактивної

потужності ($\cos \varphi$), буде наступним:

$$\cos \varphi = \cos(\operatorname{tg}^{-1}(\frac{Q}{P}));$$

$$\cos \varphi = \cos(\operatorname{tg}^{-1}(\frac{281,77}{395,13})) = 0,814 \neq 1.$$

З даного виразу можемо побачити, що величина $\cos \varphi$ буде менше рівне 1. Ми порушуємо умови, щодо споживання реактивної енергії з мережі. У відповідності до постанов ми будемо платити штраф.

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	45
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

Для того щоб усунути цю невідповідність в пункті 2.3 будуть використані та розглянуті засоби компенсації реактивної потужності.

2.2.1.3 Вибір напруги розподільної мережі

Вибір напруги є досить важливим фактором при побудові розподільчих мереж. Повинні враховуватися вже приєднанні джерела, а також дальність розташування від них. На потужних виробництвах малого чи середнього підприємства прийнято використовувати мережу номінальною напругою 10 КВ з подальшою трансформацією напруги 660 та 380 В. Застосування напруги в мережі 660 В проводиться якщо є неможливість близько розташувати ТП до самого цеху для живлення електричного обладнання. Таку напругу прийнятно використовувати якщо щільність електричних навантажень досить велика, а також великою кількістю двигунів потужність яких складає 300-600 кВт.

У відповідності з вище заданими електричними параметрами нашого цеху доцільно використовувати напругу 380/220 В.

2.2.1.4 Формування пропозицій щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж ОСР

Закон України «Про ринок електричної енергії» приєднання електроустановки (далі - приєднання) – це надання замовнику оператором системи передачі або оператором системи розподілу послуги із створення технічної можливості для передачі (прийняття) у місце приєднання електроустановки замовника відповідної потужності до електричних мереж системи передачі або системи розподілу (у тому числі новозбудованих) електричної енергії необхідного обсягу з дотриманням показників її якості та надійності

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	46
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

Приєднання споживача здійснюється спочатку з визначення стандартного і не стандартного приєднання. Це визначається за наявності певних характеристик об'єкту, що планує приєднання до електричної мережі.

Наш електромонтажний цех розташований на більшу відстань ніж 0,3 км. Відповідно до цього потребує більше 50 кВт потужності. В даному випадку тип приєднання є нестандартним.

ЕМЦ розташований в Київській області в Оболонському районі. Для живлення цеху потрібно прокласти КЛ довжиною 1,3 км.

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		47

2.2.1.5 Розрахунок навантаження освітлювальних установок

Освітлення робочого місця нормується згідно з Державними будівельними нормами України: ДБН В.2.5-28:2018

За нормами встановлення освітлення на робочому місці залежить від самого роду занять. У нас це електромонтажний цех і освітлення штучне, то встановлюємо світодіодні лампи.

Так як приміщення цеху мають не прямокутну форму, то скористаємося спрощеним розрахунком штучного освітлення приміщення, тоді вхідні данні цеху будуть дані вказані у пункті 2.1.1.

Для розрахунку освітлення в електромеханічному цеху використаємо метод коефіцієнта використання.

Потрібний потік ламп в кожному світильнику Φ знаходиться з формули

1. Потрібний потік ламп в кожному світильнику знаходиться з формули:

$$\Phi = \frac{E_{\min} \cdot K_3 \cdot F \cdot z}{\eta},$$

де K_3 – коефіцієнт запасу;

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

F – площа, приміщення, що освітлюється, м²;

z – коефіцієнт нерівномірності освітленості;

η – коефіцієнт використання світлового потоку – відношення світлового потоку, який падає на робочу поверхню, до світлового потоку світильників.

2. Площа приміщення:

$$F = A \cdot B,$$

де A і B – розміри цеху, м².

$$F = 32 \cdot 40 = 1280 \text{ м}^2$$

3. Визначимо показник, який враховує співвідношення розмірів приміщення

(індекс приміщення):

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)},$$

$$h = H - h_c - h_p,$$

де $H = 16$ м – висота приміщення цеху;

$h_p = 0,8$ м – висота розрахункової поверхні над підлогою;

$h_c = 0,2$ м – відстань світильників від перекриття.

$$h = 16 - 0,8 - 0,2 = 15 \text{ м}$$

Тоді:

$$i = \frac{32 \cdot 40}{15 \cdot (32 + 40)} = 1,19.$$

Приймаємо $\eta = 0,74$ [6].

Визначимо світловий потік однієї лампи, необхідний для забезпечення заданої мінімальної освітленості, лм.

Нормоване значення освітленості для цеху дорівнює 200 лк. Коефіцієнт мінімальної освітленості $z = 1,15$. Вибираємо значення коефіцієнту запасу

$$k_3 = 1,3.$$

4. Вибираємо тип та потужність ламп [6]:

LED 500W LF-HP-500W

$$\Phi_{\text{л}} = 50\,000 \text{ лм}$$

$$P_{\text{л}} = 500 \text{ Вт}$$

$$U = 90\text{-}265 \text{ В}$$

$$\cos \varphi = 0,95$$

Тоді світловий потік:

$$\Phi = \frac{200 \cdot 1,3 \cdot 1280 \cdot 1,15}{0,74} = 517189,19 \text{ лм}$$

5. Визначимо кількість світильників:

$$N_{\text{св}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}},$$

$$N_{\text{св}} = \frac{517189,19}{50000} = 10,34 \approx 11 \text{ шт.}$$

Приймаємо $N_{\text{св}} = 11$ штук.

6. Визначимо активну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту $K_{\text{п}}=0,9$:

$$P_{\text{осв}} = N_{\text{св}} \cdot P_{\text{л}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{пра}},$$

де $N_{\text{св}}$ – прийнята кількість світильників;

$P_{\text{л}}$ – потужність лампи;

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнті попиту;

$K_{\text{пра}}$ – коефіцієнт, що враховує додаткові втрати пускорегулюючої апаратури.

$$P_{\text{осв}} = 11 \cdot 0,5 \cdot 0,9 = 4,95 \text{ кВт.}$$

7. Визначимо реактивну потужність освітлювального навантаження:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot \text{tg}\varphi,$$

$$Q_{\text{осв}} = 4,95 \cdot 0,32 = 1,584 \text{ квар}$$

8. Розрахуємо аварійне освітлення. Беремо 5% від загального освітлення. Для освітлення використаємо лампи розжарення Б 215-225.

$$P_{\text{ав}} = 0,05 \cdot P_{\text{осв}},$$

$$P_{\text{осв}} = 0,05 \cdot 4,95 = 0,2475 \text{ кВт}$$

9. Розрахуємо повне освітлювальне навантаження:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв}\Sigma}^2 + Q_{\text{осв}}^2},$$

де $P_{\text{осв}\Sigma}$ – повна активна потужність освітлювального навантаження;

$Q_{\text{осв}\Sigma}$ – повна реактивна потужність освітлювального навантаження.

$$P_{\text{осв}\Sigma} = P_{\text{осв}} + P_{\text{ав}},$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = 4,95 + 0,2475 = 5,1975 \text{ кВт}$$

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	50
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{5,1975^2 + 1,584^2} = 5,43 \text{ кВА}$$

Активна потужність на шинах НН:

$$P_{\text{нн}} = P_{\text{р}} + P_{\text{осв}},$$

де $P_{\text{р}}$ - сумарну розрахункова активну потужність для всіх СП;

$P_{\text{осв}\Sigma}$ - активна потужність освітлювального навантаження;

$$P_{\text{нн}} = 14,53 + 32,11 = 46,64 \text{ кВт.}$$

Реактивна потужність на шинах НН:

$$Q_{\text{нн}} = Q_{\text{р}} + Q_{\text{осв}},$$

де $Q_{\text{р}}$ - сумарну розрахункова реактивна потужність для всіх СП;

$Q_{\text{осв}}$ - реактивна потужність освітлювального навантаження;

$$Q_{\text{нн}} = 30,18 + 47,41 = 77,59 \text{ квар.}$$

Повна потужність на шинах НН:

$$S_{\text{нн}} = \sqrt{P_{\text{нн}}^2 + Q_{\text{нн}}^2},$$

де $P_{\text{нн}}$ і $Q_{\text{нн}}$ - відповідно активна і реактивна потужність на шинах НН;

$$S_{\text{нн}} = \sqrt{46,44^2 + 77,59^2} = 90,426 \text{ кВА.}$$

Втрати в трансформаторі

$$\Delta P_{\text{тр}} =_{\text{нн}} = 46,54 \cdot 0,8 = 37,312 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 77,59 \cdot 0,8 = 62,072 \text{ квар.}$$

Визначаємо потужність на шинах ВН:

$$S_{\text{вн}} = \sqrt{P_{\text{вн}}^2 + Q_{\text{вн}}^2},$$

де $P_{\text{вн}}$ і $Q_{\text{вн}}$ - відповідно активна і реактивна потужність на шинах ВН;

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{нн}} + \Delta P_{\text{тр}} = 42,262 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{вн}} = Q_{\text{нн}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 63,656 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{вн}} = \sqrt{42,262^2 + 63,656^2} = 105,918 \text{ кВА.}$$

Знаючи сумарну характеристику цеху, у наступних пунктах можемо обрати силову та захисну апаратуру .

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	51
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

2.2.1.6 Природне освітлення

Вдень світло проникає в приміщення через вікна або верхні прорізи (ліхтарі). Розрахунок необхідної площі бокових та верхніх прорізів проводиться згідно з ДБН В.2.5-28:2018[9].

Попередній розрахунок природного освітлення полягає у визначенні площі світлових прорізів за формулою [10]:

$$S_e = \frac{(e_n \cdot K_{\text{бюд}} \cdot K_z \cdot \eta_e \cdot S_n)}{(\tau_0 \cdot \tau_1 \cdot 100)}$$

де S_e – площа ліхтарів, вікон, м²;

e_n – нормоване значення КПО %, визначається за формулою:

$$e_n = e \cdot m$$

де e – значення КПО за таблицею 6[10];

m – коефіцієнт світлового клімату за таблицею 7[10];

$$e_n = 1 \cdot 0,87 = 0,87$$

S_n – площа підлоги, м²;

$K_{\text{бюд}}$ – коефіцієнт, що враховує затінення вікон напроти стоячими будівлями, приймається в межах 1...1,5;

K_z – коефіцієнт запасу, приймається 1,5...2;

τ_0 – загальний коефіцієнт світлопропускання, визначається за формулою:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5 ,$$

де τ_1 – коефіцієнт світлопропускання матеріалу (визначається за таблицею 8[10]);

τ_2 – коефіцієнт, що враховує втрати світла у віконній рамі (визначається за таблицею 8 [10]);

τ_3 – коефіцієнт, що враховує втрати світла у несучих конструкціях (у разі бокового освітлення $\tau_3=1$; при верхньому – $\tau_3=0,8-0,9$);

τ_4 – коефіцієнт, що враховує втрати світла у сонцезахисних пристроях (визначається за таблиця 8[10]);

τ_5 – коефіцієнт, що враховує втрати світла у захисній сітці, яка встановлюється під ліхтарями (приймається рівним 0,9).

$$\tau_0 = 0,9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,9 = 0,73$$

Γ_1 – коефіцієнти, що враховують підвищення КПО за рахунок відбиття відповідно при боковому і верхньому освітленні;

Значення коефіцієнта Γ_1 визначається за таблицею 11 [10], в залежності від параметрів приміщення та ρ_{cp} .

Середній коефіцієнт відбиття ρ_{cp} стелі, стін, підлоги визначається за формулою [10]:

$$\rho_{cp} = \frac{\rho_{стелі} \cdot S_{стелі} + \rho_{стін} \cdot S_{стін} + \rho_{підлоги} \cdot S_{підлоги}}{S_{стелі} + S_{стін} + S_{підлога}}$$

$\rho_{стін}, \rho_{підлоги}, \rho_{стелі}$ – відповідні коефіцієнти відбиття (таблиця 9 [10]);

$S_{стелі} + S_{стін} + S_{підлога}$ – відповідні площі поверхонь.

$$\rho_{cp} = \frac{0,7 \cdot 1485 + 0,5 \cdot 2046,6 + 0,5 \cdot 1485}{1485 + 2046,6 + 1485} = 0,55$$

η_e – світлова характеристика вікна (вибирається із таблиці 10[10]).

Тоді:

$$S_e = \frac{(0,87 \cdot 1 \cdot 1,5 \cdot 7 \cdot 1485)}{(0,73 \cdot 2,25 \cdot 100)} = 63,31 \text{ м}^2$$

Отже для створення задовільних умов для освітлення ЕМЦ, потрібно буде забезпечити площу віконної поверхні: $63,31 \text{ м}^2$.

2.2.1.7 Розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення

Зовнішнє освітлення буде здійснюватися за допомогою 4 прожекторних світильників. Вони будуть розташовані по центру з кожної сторони нашого цеху. Для більш надійної роботи я вирішила вибрати прожектор Lemanso

LMPS37 30W, який має також датчик руху 220V 6500K IP65.

Загальна потужність зовнішнього освітлення становитиме 0,12 кВт.

2.2.1.8 Розрахунок загального навантаження об'єкту проектування

Активна потужність на шинах НН:

$$P_{\text{нн}} = P_{\text{р}} + P_{\text{осв}},$$

де $P_{\text{р}}$ - сумарну розрахункова активну потужність для всіх СП;

$P_{\text{осв}\Sigma}$ - активна потужність освітлювального навантаження;

$$P_{\text{нн}} = 129,093 + 5,197 = 134,89 \text{ кВт.}$$

Реактивна потужність на шинах НН:

$$Q_{\text{нн}} = Q_{\text{р}} + Q_{\text{осв}},$$

де $Q_{\text{р}}$ - сумарну розрахункова реактивна потужність для всіх СП;

$Q_{\text{осв}}$ - реактивна потужність освітлювального навантаження;

$$Q_{\text{нн}} = 147,245 + 1,584 = 148,829 \text{ квар.}$$

Повна потужність на шинах НН:

$$S_{\text{нн}} = \sqrt{P_{\text{нн}}^2 + Q_{\text{нн}}^2},$$

де $P_{\text{нн}}$ і $Q_{\text{нн}}$ - відповідно активна і реактивна потужність на шинах НН;

$$S_{\text{нн}} = \sqrt{134,89^2 + 148,829^2} = 200,862 \text{ кВА.}$$

Втрати в трансформаторі

$$\Delta P_{\text{тр}} = (0,02 \div 0,03) \cdot S_{\text{нн}} = 0,025 \cdot 200,862 = 5,021 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot S_{\text{нн}} = 0,1 \cdot 200,862 = 20,08 \text{ квар.}$$

Визначаємо потужність на шинах ВН:

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	54
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

$$S_{\text{ВН}} = \sqrt{P_{\text{ВН}}^2 + Q_{\text{ВН}}^2},$$

де $P_{\text{ВН}}$ і $Q_{\text{ВН}}$ - відповідно активна і реактивна потужність на шинах ВН;

$$P_{\text{ВН}} = P_{\text{НН}} + \Delta P_{\text{тр}} = 134,89 + 5,021 = 139,911 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ВН}} = Q_{\text{НН}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 148,829 + 20,08 = 168,909 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ВН}} = \sqrt{139,911^2 + 168,909^2} = 219,329 \text{ кВА}.$$

Знаючи сумарну характеристику цеху, у наступних пунктах можемо обрати силову та захисну апаратуру.

Вибір силових трансформаторів. Так як сумарна потужність на шинах НН дорівнює $S_p = 200,862 \text{ кВА}$, то вибираємо трансформатор ТМ-160.

Трансформатор перевіряємо по післяаварійному режиму, тобто він може бути перевантаженим на 40%.

$$1,4 \cdot S_{\text{НТ}} \geq S_{n/a}$$

$$1,4 \cdot 160 \geq 200,862 \text{ кВА}$$

$$224 > 200,862 \text{ кВА}$$

2.2.2 Визначення розрахункових навантажень у системах електропостачання міста

Визначення розрахункових навантажень в електропостачання системах міст

Вихідні дані:

А – житловий будинок з електроплитами, 24 поверхи, 2 секції, 144 кв.

Б – 2 житлових будинку з електроплитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 квартир.

Е – 2 житлових будинку з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секція, 36 квартир.

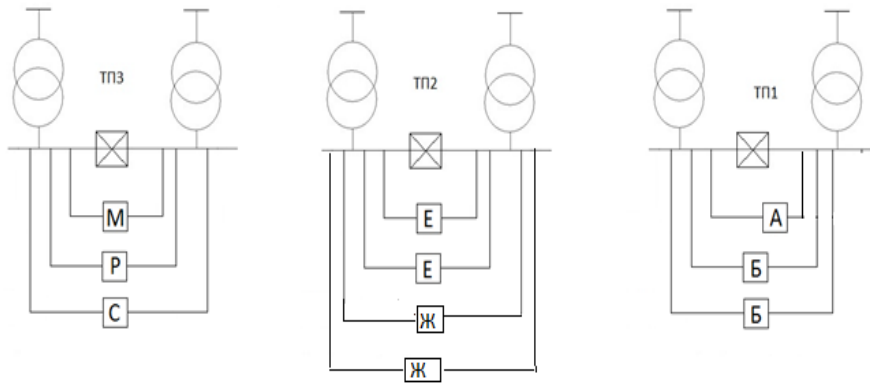
Ж – 2 житлових будинку з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секції, 216 квартир.

М – Перукарня на 20 робочих місць.

Р – Ресторани по 200 місць.

С – магазин продовольчих товарів з торгівельною площею 200 м².

Рисунок 2.2 - Схема розміщення будівель



Нормальний режим роботи.

ТП1:

$$P_{\text{кв}} = n_{\text{пит}} \cdot \frac{N_{\text{кв}}}{2} = \frac{240}{2} \cdot 1,66 = 199,2 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{сил}} = \frac{n_{\text{с}}}{2} \cdot P_{\text{кв}} \cdot k_n = \frac{4}{2} \cdot (6 + 9) \cdot 0,9 = 27 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{кв}} = P_{\text{кв}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{кв}} = 199,2 \cdot 0,2 = 39,84 \text{ кр}$$

$$Q_{\text{сил}} = P_{\text{сил}} \cdot \text{tg} \varphi_n = 27 \cdot 1,17 = 31,59 \text{ квар}$$

$$P_{\text{р ТП1}} = P_{\text{кв}} + 0,9 \cdot P_{\text{сил}} = 199,2 + 0,9 \cdot 27 = 223,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р ТП1}} = Q_{\text{кв}} + 0,9 \cdot Q_{\text{сил}} = 39,84 + 0,9 \cdot 31,59 = 68,271 \text{ квар}$$

$$S_{\text{р ТП1}} = \sqrt{P_{\text{р ТП1}}^2 + Q_{\text{р ТП1}}^2} = \sqrt{223,5^2 + 68,271^2} = 233,695 \text{ кВА}$$

Газові плити.

ТП2:

$$P_{\text{кв}} = \frac{504}{2} \cdot 0,836 = 210,672 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{сил}} = \frac{10}{2} \cdot 6 \cdot 0,7 = 21 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{кв}} = 210,672 \cdot 0,29 = 61,095 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{сил}} = 21 \cdot 1,17 = 24,57 \text{ квар}$$

$$P_{\text{р тп2}} = 210,672 + 0,9 \cdot 21 = 229,572 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р тп2}} = 61,095 + 0,9 \cdot 24,57 = 83,208 \text{ квар}$$

ТП3:

$$P_{\text{р пер}} = \frac{20}{2} \cdot 1,45 = 14,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р пер}} = 0,25 \cdot 14,5 = 3,625 \text{ квар}$$

$$P_{\text{р рес}} = \frac{200}{2} \cdot 1,03 = 103 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р рес}} = 0,2 \cdot 103 = 20,6 \text{ квар}$$

$$P_{\text{р пот}} = \frac{200}{2} \cdot 0,23 = 23 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р пот}} = 0,62 \cdot 23 = 14,26 \text{ квар}$$

$$P_{\text{ТП3}} = 103 + 14,5 \cdot 0,8 + 23 \cdot 0,8 = 133 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТП3}} = 20,6 + 14,26 \cdot 0,8 + 3,625 \cdot 0,8 = 34,908 \text{ квар}$$

$$S_{\text{ТП3}} = \sqrt{133^2 + 34,908^2} = 137,505 \text{ кВА}$$

Післяаварійний режим.

ТП1:

$$P_{\text{кв}} = 240 \cdot 1,366 = 327,84 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{сил}} = 4 \cdot (6 + 9) \cdot 0,675 = 40,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{кв}} = 327,84 \cdot 0,2 = 65,568 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{сил}} = 40,5 \cdot 1,17 = 47,385 \text{ квар}$$

$$P_{\text{р ни тп1}} = 327,84 + 0,9 \cdot 40,5 = 364,29 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р ни тп1}} = 65,568 + 0,9 \cdot 47,385 = 108,215 \text{ квар}$$

$$S_{\text{р ни тп1}} = \sqrt{364,29^2 + 108,215^2} = 380,023 \text{ кВА}$$

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	57
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

ТП2:

$$P_{\text{кв}} = 504 \cdot 0,7396 = 372,758 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{сил}} = 10 \cdot 6 \cdot 0,5 = 30 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{кв}} = 372,758 \cdot 0,29 = 108,009 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{сил}} = 30 \cdot 1,17 = 35,1 \text{ квар}$$

$$P_{\text{р ни ТП1}} = 372,758 + 0,9 \cdot 30 = 399,758 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р ни ТП1}} = 108,009 + 0,9 \cdot 35,1 = 139,599 \text{ квар}$$

$$S_{\text{р ни ТП1}} = \sqrt{399,758^2 + 139,599^2} = 423,432 \text{ кВА}$$

ТП3:

$$P_{\text{р пер}} = 20 \cdot 1,45 = 29 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р пер}} = 29 \cdot 0,25 = 7,25 \text{ квар}$$

$$P_{\text{р рес}} = 200 \cdot 1,03 = 206 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р рес}} = 206 \cdot 0,2 = 41,2 \text{ квар}$$

$$P_{\text{р пот}} = 200 \cdot 0,23 = 46 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р пот}} = 46 \cdot 0,62 = 28,52 \text{ квар}$$

$$P_{\text{рин}} = 206 + 29 \cdot 0,8 + 46 \cdot 0,8 = 266 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{рин}} = 41,2 + 7,25 \cdot 0,8 + 28,52 \cdot 0,8 = 69,816 \text{ квар}$$

$$S_{\text{рин}} = \sqrt{266^2 + 69,816^2} = 275,009 \text{ кВА}$$

Вибір силових трансформаторів.

Розраховуємо коефіцієнт завантаження T_p в післяаварійному режимі:

$$K_{\text{з.п/а ТП1}} = \frac{S_{\text{р ТП1 п/а}}}{S_{\text{н.тр}}} = \frac{380,023}{400} = 0,95 < 1,4.$$

Вибираємо ТП з потужністю $T_p = 400 \text{ кВА}$.

Таблиця 2.2 – Навантаження трансформаторних підстанцій

ТП	$S_{н.ТП},$ кВА	Норм. режим			П/а режим			$K_{з.п/а}$
		$P_{ТП},$ кВт	$Q_{ТП},$ кВт	$S_{ТП},$ кВА	$P_{ТП},$ кВт	$Q_{ТП},$ кВт	$S_{ТП},$ кВА	
ТП1	400	223,5	68,271	233,695	364,29	108,215	380,025	0,95
ТП2	400	229,5	83,208	244,186	399,758	139,599	423,423	1,059
ТП3	250	133	34,908	137,505	266	69,818	275,009	1,1
ТП4	1000	620	200	651,46	1240	400	1302,92	0,93

Таблиця 2.3 – Технічна характеристика трансформаторів

$S_n,$ кВА	$U_{вн},$ кВ	$U_{нн},$ кВ	$P_k,$ Вт	$P_{х.х.},$ Вт	$U_k,$ %	$I_{х.х.},$ %
400	10	0,4	5500	950	4,5	0,9
250	10	0,4	3700	740	4,5	0,9
1000	10	0,4	10800	1900	5,5	0,9

2.3 ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРЕРІЗУ ЛІНІЙ

2.3.1 Визначення перерізу ліній напругою до 1 кВ

1. Живлення будівлі А.

Нормальний режим:

$$P_{кв} = \frac{144}{2} \cdot 1,989 = 143,208 \text{ кВт}$$

$$Q_{кв} = 143,208 \cdot 0,2 = 28,642 \text{ квар}$$

$$P_{сил} = \frac{2}{2} \cdot (6 + 9) \cdot 0,9 = 13,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{сил} = 13,5 \cdot 1,17 = 15,795 \text{ квар}$$

$$P_p = 143,208 + 0,9 \cdot 13,5 = 155,358 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 28,642 + 0,9 \cdot 15,795 = 42,858 \text{ квар}$$

$$S_p = 161,161 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{161,161}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 244,859 \text{ A}$$

Обираємо кабель живлення АВВГ 4х50: $I_{\text{доп}} = 255 \text{ A}$, $r_o = 0,206 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

(табл 1. 3.12 ПУЕ кабелі багатожильні в землі)

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{P_A} < I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Приймаємо коефіцієнт рівним 0,9 для двох КЛ.

$$256,52 < 244,859 \cdot 1,03 \cdot 0,9 = 226,944 \text{ A}$$

Умова виконується.

Перевіримо обраний кабель за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{P_A_ABAP} < I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}=1,35$ – коефіцієнт допустимого перевантаження лінії.

2. Перевіряємо по п/а режиму:

$$P_{\text{кв}} = 144 \cdot 1,576 = 226,944 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{кв}} = 226,944 \cdot 0,2 = 45,389 \text{ квар}$$

$$P_{\text{сил}} = 2 \cdot (6 + 9) \cdot 0,8 = 24 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{сил}} = 24 \cdot 1,17 = 28,08 \text{ квар}$$

$$P_p = 226,944 + 0,9 \cdot 24 = 248,544 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 45,389 + 0,9 \cdot 28,08 = 70,661 \text{ квар}$$

$$S_p = 258,393 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{258,393}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 392,588 \text{ А}$$

Виконуємо перевірку[8]:

$$I_{n/a} < K_1 \cdot K_2 \cdot K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}}$$

$$392,588 < 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 255 - \text{умова не виконується}$$

Вибираємо кабель АВВГ 4×240: $r_0 = 0,125 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$, $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$. [9]

$$392,588 < 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 330 - \text{умова виконується}$$

3. Перевірка на втрату напруги в нормальному режимі:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0)}{10 \cdot U_H^2} \cdot L - \text{для КП значенням } x_0 \text{ нехтуємо.}$$

Тому:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0}{10 \cdot U_H^2} \cdot L$$

$$\Delta U_{n/a} = \frac{155,358 \cdot 0,125}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,05 = 0,672\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

По n/n режиму:

$$\Delta U_{\text{ТП-Аn/a}} = \frac{248,544 \cdot 0,125}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,05 = 1,076\% < \Delta U_{\text{доп}} + 5\% = 10\%$$

Розрахунок аналогічний для всіх будівель.

Розрахунок зводимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Розрахунок струмів ділень

Тип споруди	$N_{\text{кв}}$	$P_{\text{нп5}}$ /макс	$S_{\text{РН}}$	$S_{\text{РН/п}}$	$I_{\text{м.р}}$	$I_{\text{Нп/п}}$	Марк а кабелю	$U_{\text{д}}$ оп.п	$U_{\text{доп}}$.п/п	l, км
А(ел.пл.)	144		161,161	258,393	244,859	392,588	АВВГ 4×240	0,672	1,076	0,05
Б(ел.пл.)	48		74,149	125,375	112,658	190,487	АВВГ 4×70	0,657	1,106	0,03
Ж(газ.пл.)	216		122,612	213,156	186,289	323,857	АВВГ 4×150	1,483	2,578	0,09
Е(газ.пл.)	36		38,976	57,3 92	59,218	87,198	АВВГ 4×16	2,899	4,371	0,06
М(перук.)		20	14,946	29,893	22,708	45,417	АВВГ 4×6	2,052	4,105	0,04
Р(рестор)		200	105,04	210,079	159,591	319,183	АВВГ 4×150	1,176	2,351	0,08
С(магазин)		200,42	27,062	54,123	41,116	82,233	АВВГ 4×16	2,129	4,259	0,07

4. Розрахунок перерізу ліній Л1, Л2 мережі 10 кВ та живлячих ліній Л3, Л4.

Дано:

ТП1:

$$P_p = 223,5 \text{ кВт} \\ Q_p = 68,271 \text{ квар} \rightarrow S_p = 233,69;$$

Вибираємо ТМ = 400.

Паспортні дані:

$$\Delta P_K = 5500 \text{ Вт}$$

$$\Delta P_{\text{хх}} = 830 \text{ Вт}$$

$$I_{\text{хх}} = 1,5\%$$

$$U_{\text{кз}} = 4,5\%$$

Розраховуємо витрати в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{ТР ТП 4}} = \Delta P \left(\frac{S_{\text{ТП 3Н}}}{S_{\text{ТРН}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{НХ}}$$

$$\Delta Q_{\text{ТР ТП 4}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТП4}}^2}{S_{\text{ТРН}}} + \frac{I_{\text{ХХ}}}{100} \cdot S_{\text{ТРН}}$$

Для ТП1 нормальний режим:

$$\Delta P_{\text{ТР ТП1}} = 5,5 \cdot \left(\frac{233,695}{400} \right)^2 + 0,83 = 2,707 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{ТР ТП1}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{233,695^2}{400} + \frac{0,83}{100} \cdot 400 = 9,464 \text{ квар}$$

Розрахунок для інших ТП аналогічний.

2.3.2 Визначення перерізу ліній напругою 10 кВ

Технічні вимоги до вибору мінімально припустимого перерізу в мережах напругою понад 1000 В:

1) Струмове навантаження будь-якої ділянки в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з врахуванням умов прокладки лінії :

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними з врахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і т.д.);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – поправочний коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів.

Для магістральних ліній, виконаних одним перерізом, вказаний контроль здійснюється для ділянки, що працює в найбільш важких умовах.

2) Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати фактичного допустимого значення, визначеного з врахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p^{п/а} \leq I_{доп} K_1 K_2 K_{пер}$$

Де – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ. Для ПЛ коефіцієнт допустимого перевантаження приймається рівним 1,3.

3) Для КЛ вибраний перетин не може бути менше мінімально допустимого за умовами термічної стійкості струмам к.з.

$$F_{кл}^{min} = \frac{I_{\Sigma} \cdot \sqrt{t_n}}{C}$$

I_{Σ} - сумарний струм к.з. від енергосистеми з врахуванням наявних в СЕП синхронних двигунів;

t_n – приведений розрахунковий час (час відключення к.з.);

C – термічний коефіцієнт.

Зокрема, для кабелів 10 кВ з алюмінієвими жилами і полівінілхлоридною або гумовою $C = 75 (A \cdot c^{0,5} / \text{мм}^2)$, ізоляцією для аналогічних кабелів з поліетиленовою ізоляцією $C = 62 (A \cdot c^{0,5} / \text{мм}^2)$.

4) Для ПЛ додатково мають бути також перевірені вимоги по забезпеченню механічної міцності і умові коронування

$$F \geq F_{\text{мех}}^{min},$$

$$F \geq F_{\text{кор}}^{min}.$$

Остання вимога стосується мереж номінальною напругою 35 кВ і вище.

Розрахункове навантаження розподільчих ліній 6-10 кВ визначається добутком суми розрахункових навантажень окремих ТП і коефіцієнту $K_{см}$, який враховує сумісність їх максимумів:

$$P_{рн} = K_{см} \sum_{i=1}^n P_{рТПi}$$

Причому необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП.

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	64
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

Зробимо розрахунок електричної мережі району напругою 10 кВ.
Схематичне розташування ділянок мережі наведено на рисунку 2.3.

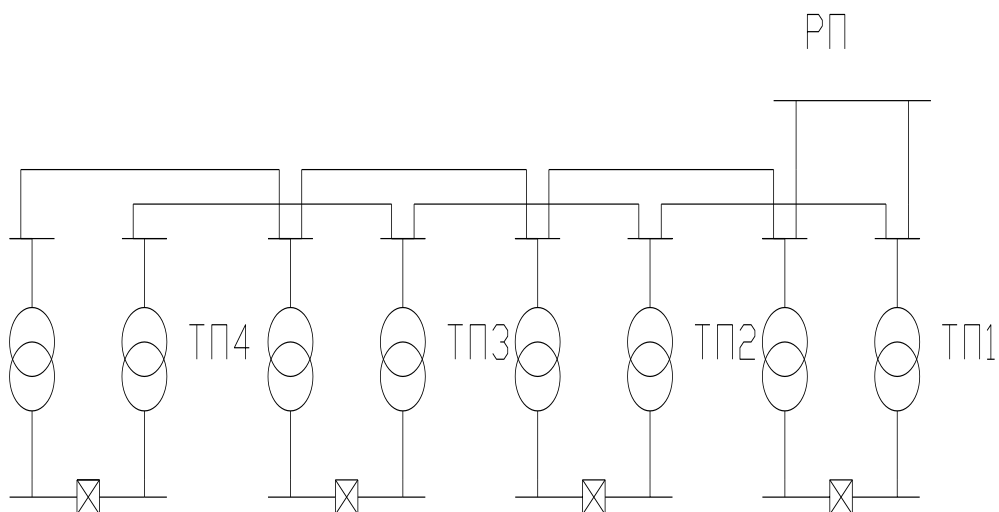


Рисунок 2.3 - Розташування ТП

Розраховуємо потужність всіх ТП напругою 10 кВ.

Нормальний режим:

$$P_{ТП1} = P_{ТП1Н} + \Delta P_{ТР\ ТП\ Н} = 223,5 + 2,827 = 226,327 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП} = Q_{ТП1Н} + \Delta Q_{ТР\ ТП\ Н} = 68,271 + 9,744 = 78,015 \text{ квар}$$

Розрахунок для інших ТП аналогічний.

Результати зводимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок втрат потужності трансформаторів ТП

$N_{ТП}$	$\Delta P_{ТР},$ кВт	$\Delta Q_{ТР},$ квар	$\Delta P_{ТРП/А}$	$\Delta Q_{ТРП/А}$	$P_{витр}$	$Q_{витр}$	$P_{ВН/ЛН},$ кВт	$Q_{ВН}$ п/а, квар
ТП1	2,827	9,744	5,914	19,847	226,327	78,015	370,204	128,062
ТП2	2,999	10,308	7,113	23,769	232,571	93,513	406,871	163,368
ТП3	1,859	7,003	5,217	17,213	134,859	90,211	271,217	87,031
ТП4	6,484	32,342	20,23	102,236	626,484	232,342	1260,23	502,236
ТП5	1,114	1,65	4,686	11,356	43,376	65,306	139,577	158,601

ТП6	1,114	1,65	4,686	11,356	43,376	65,306	139,577	158,601
-----	-------	------	-------	--------	--------	--------	---------	---------

Розраховуємо Л1, Л2. Нормальний режим: $L1 = L2$

$$P_{Л1} = P_{Л2} = (P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4}) \cdot K_{изм}$$

$$Q_{Л1} = Q_{Л2} = (Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4}) \cdot K_{изм}$$

$$P_{Л1} = (226,327 + 232,531 + 134,859 + 626,484) \cdot 0,85 = 1037,205 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л1} = (78,015 + 93,513 + 90,211 + 232,342) \cdot 0,85 = 419,954 \text{ квар}$$

$$S_{Л1} = 1118,998 \text{ кВа}$$

$$I_{Л1} = 64,605 \text{ А}$$

Вибираємо кабель АПвП 3×35[9]

$$I_{доп} = 119 \text{ А}$$

$$r_o = 0,868 \text{ Ом/км}$$

$$x_o = 0,05 \text{ Ом/км}$$

Перевірка по п/а режиму:

$$P_{П1 \text{ п/а}} = P_{П2 \text{ п/а}} = 1962,32 \text{ кВт}$$

$$K_{изм} = 0,85$$

$$Q_{П1 \text{ п/а}} = Q_{П2 \text{ п/а}} = 748,592 \text{ квар}$$

$$S_{РП1 \text{ п/а}} = 2100,259 \text{ кВа}$$

$$I_{РП1 \text{ п/а}} = 121,259 \text{ А}$$

Перевірка:

$$I_{доп} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 > I_{Рпа}$$

$$154,7 > 121,259 \text{ А}$$

Розраховуємо Л3:

$$P_{Л3} = P_{Л1} + P_2 + P_{ЦЕХ} = 1037,205 + 1,7 \cdot 10^3 + 139,577 = 2876,782 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л3} = Q_{Л1} + Q_2 + Q_{ЦЕХ} = 419,954 + 0,4 \cdot 10^3 + 158,601 = 978,195 \text{ квар}$$

$$S_{Л3} = 3038,542 \text{ кВа}$$

$$I_{Л3} = 175,43 \text{ А}$$

Вибираємо кабель АПвП 3×95

					НТУУ.001.7110.045ПЗ			
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата				66

$$I_{\text{доп}} = 203 \text{ А}$$

$$r_o = 0,32 \text{ Ом/км}$$

$$x_0 = 0,083 \text{ Ом/км}$$

Розраховуємо Л4:

$$P_{\text{Л4}} = P_{\text{Л2}} + P_1 + P_{\text{ЦЕХ}} = 1037,20^5 + 2,1 \cdot 10^3 + 139,577 = 3276,782 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{Л4}} = Q_{\text{Л2}} + Q_1 + Q_{\text{ЦЕХ}} = 419,594 + 0,5 \cdot 10^3 + 158,601 = 1078,195 \text{ квар}$$

$$S_{\text{Л4}} = 3449,601 \text{ кВа}$$

$$I_{\text{Л4}} = 199,163 \text{ А}$$

Вибираємо кабель АПвП 3×95

$$I_{\text{доп}} = 203 \text{ А}$$

$$r_o = 0,32 \text{ Ом/мин}$$

$$x_0 = 0,083 \text{ Ом/мин}$$

Розраховуємо п/а режим Л3 та Л4:

$$P_{\text{Л3 п/а}} = P_{\text{Л3}} + P_{\text{Л4}} = 2876,782 + 3276,782 = 6153,564 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{Л3 п/а}} = 978,195 + 1078,195 = 2056,39 \text{ квар}$$

$$S_{\text{Л3 п/а}} = 6488,047 \text{ кВа}$$

$$I_{\text{Л3 п/а}} = 374,587$$

Перевірка:

$$I_{\text{доп}} \cdot 1,3 = 284,2 < i_{\text{роз}} = 374,587$$

Вибираємо кабель АПвП 3×185

$$I_{\text{доп}} = 294 \text{ А}$$

$$r_o = 0,164 \text{ Ом/км}$$

$$x_0 = 0,077 \text{ Ом/км}$$

Перевірка:

$$1,3 \cdot 294 > 374,587 \text{ А}$$

$$411,6 > 374,587 \text{ А}$$

В таблиці 2.6 наведено розрахунок та вибір кабелів

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	67
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

Таблиця 2.6 – Розрахунок та вибір кабелів

Л інія	P P_H , кВт	Q Q_H , квар	I_P I_H , А	P $P_{п/п}$, кВт	Q $Q_{п/п}$, квар	I_P $I_{п/п}$, А	Марк а кабелю
Л1	1037,205	419,954	64,605	1962,32	748,592	121,259	АПвП 3×35
Л2	1037,205	419,954	64,605	1962,32	748,592	121,259	АПвП 3×35
Л3	2876,782	978,195	175,43	6153,564	2056,309	374,587	АПвП 3×185
Л4	3276,782	1078,195	199,163	6153,564	2056,309	374,587	АПвП 3×185

2.4 Розрахунок недовідпущеної величини

2.4.1 Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії у повітряній лінії

Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електроенергії.

Вихідні дані:

Таблиця 2.7 – Параметри

ω_0 ,	τ_p , год	τ_n , год	$\tau_{вр}$, го	L_{0-12} , км	L_{12-13} ,	L_{13-14} ,	L_{14-15} ,	L_{15-16} ,	L_{16-17} ,	L_{17-18} ,	L_{18-19} ,	L_{19-110} ,	L_{18-111} ,	$L_{111-112}$,	$L_{111-113}$,	$L_{113-114}$,
0,45	6	2	3	0,6	0,7	1,2	2,4	0,5	0,1	1,1	2,4	,5	1,7	2,1	0,6	1,2

Таблиця 2.8 – Вузли навантаження

P_{12} , кВт	P_{13} , кВт	P_{15} , кВт	P_{16} , кВт	P_{17} , кВт	P_{19} , кВт	P_{110} , кВт	P_{112} , кВт	P_{113} , кВт	P_{114} , кВт
60	210	100	70	90	100	120	60	10	70

Визначаємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії (ПЛ) Л5.

$$A_{\text{нед}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \omega_o l_i P_{\text{срj}} \tau_{ij} ,$$

де ω_o – питомий показник пошкоджень ПЛ пошк/км×рік;

m – кількість вузлів навантажень;

n – кількість ділянок даної лінії;

τ_{ij} – значення часу відновлення електропостачання, занесені на попередньому етапі у відповідні комірки структурно-логічної матриці;

τ_p – середній час потрібний на ремонт пошкодження;

τ_{Π} – час потрібний на виконання оперативних переключень;

$\tau_{\text{вр}}$ – час необхідний для вводу резервного живлення.

$$A_{12} = 0,45 \cdot 6 \cdot 60 \cdot (0,6 + 0,7 + 1,2 + \dots + 1,2) = 2608,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{13} = 0,45 \cdot 6 \cdot 210 \cdot 16,1 = 9128,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{15} = 0,45 \cdot 6 \cdot 70 \cdot 16,1 = 3042,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{18} = 0,45 \cdot 6 \cdot 210 \cdot 16,1 = 9128,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{17} = 0,45 \cdot 6 \cdot 90 \cdot 16,1 = 3912,3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{19} = 0,45 \cdot 6 \cdot 100 \cdot 16,1 = 4347 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$P_{110} = 0,45 \cdot 6 \cdot 120 \cdot 16,1 = 5216,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$P_{112} = 0,45 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 16,1 = 2608,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$P_{113} = 0,45 \cdot 6 \cdot 10 \cdot 16,1 = 434,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$P_{114} = 0,45 \cdot 6 \cdot 70 \cdot 16,1 = 3042,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{\text{нед}\Sigma} = 2608,2 + 9128,7 + 4347 + 3042,9 + 3912,3 + 4347 + 5216,4 + \\ + 2608,2 + 434,7 + 3042,9 = 38688,3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2.4.2 Визначення рівня зниження очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії у повітряній лінії

Складаємо структурно-логічну матрицю, дані заносимо до таблиці 2.9.

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	69
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

Таблиця 2.9 – Структурно-логічна матриця

[illegible]

$$A_{12}=0,45\cdot60\cdot(6\cdot0,6) + 2\cdot(0,7 + 1,2 + \dots + 1,2) = 934,2 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$A_{13}=0,45 \cdot 210 \cdot (6 \cdot (0,7 + 1,2 + 2,4 + 0,5) + 2 \cdot (0,6 + 0,1 + 1,1 + 2,4 + 1,5 + 1,7 + 2,1 + 0,6 + 1,2)) = 4857,3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{15}=0,45 \cdot 100 \cdot (6 \cdot (0,7 + 1,2 + 2,4 + 0,5) + 2 \cdot (0,6 + 0,1 + 1,1 + 2,4 + 1,5 + 1,7 + 2,1 + 0,6 + 1,2)) = 2313 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$A_{16}=0,45\cdot70\cdot(6\cdot(0,7+1,2+2,4+0,5)+$$

$$+2\cdot(0,6+0,1+1,1+2,4+1,5+1,7+2,1+0,6+1,2))=1619,1 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$A_{17}=0,45 \cdot 90 \cdot (2 \cdot (0,6 + 0,7 + 1,2 + 2,4 + 0,5) + 6 \cdot (0,1 + 1,1 + \dots + 1,2)) = 3037,5 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$A_{19}=0,45\cdot100\cdot(2\cdot(0,6+0,7+\dots+0,5)+6\cdot(0,1+1,1+\dots+1,2))=3375 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$A_{110}=0,45 \cdot 120 \cdot (2 \cdot (0,6 + 0,7 + \dots + 0,5) + 6 \cdot (0,1 + 1,1 + \dots + 1,2)) = 4050 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{112}=0,45 \cdot 60 \cdot (2 \cdot (0,6 + 0,7 + \dots + 0,5) +$$

$$+6 \cdot (0,1 + 1,1 + \dots + 1,2)) = 2025 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{113} = 0,45 \cdot 10 \cdot (2 \cdot (0,6 + 0,7 + \dots + 0,5) + 6 \cdot (0,1 + 1,1 + \dots + 1,2)) = 337,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{114} = 0,45 \cdot 70 \cdot (2 \cdot (0,6 + 0,7 + \dots + 0,5) + 6 \cdot (0,1 + 1,1 + \dots + 1,2)) = 2362,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{\text{нед}\Sigma p} = 934,2 + 4857,3 + \dots + 2362,5 = 21536,1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

- 1) Після розміщення роз'єднувачів Р31 та Р32 на полотнах ланок L₁₂₋₁₃ та L₁₄₋₁₇ лінії та наявності можливості підключення до резерву, дані заносимо до таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Структурно-логічна матриця

Вузол	Ділянка										
	L ₀₋₁₂	L ₁₂₋₁₃	L ₁₃₋₁₄	L ₁₄₋₁₅	L ₁₅₋₁₆	L ₁₄₋₁₇	L ₁₇₋₁₈	L ₁₈₋₁₉	L ₁₉₋₁₁₀	L ₁₁₀₋₁₁₁	L ₁₁₁₋₁₁₂
P ₁₂	τ _р	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _п
P ₁₃	τ _{вр}	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}
P ₁₅	τ _{вр}	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}
P ₁₆	τ _{вр}	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}	τ _{вр}
P ₁₇	τ _{вр}	τ _п	τ _п	τ _п		τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п
P ₁₉	τ _{вр}	τ	τ _п		τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п
P ₁₁₀	τ _{вр}	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п
P ₁₁₂	τ _{вр}	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п
P ₁₁₃	τ _{вр}	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п
P ₁₁₄	τ _{вр}	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п	τ _п

$$A_{\text{нед}12} = 0,45 \cdot 60 \cdot ((6 \cdot 0,6 + 2 \cdot (0,7 + 1,2 + 2,4 + 0,5) + 0,1) + 3 \cdot (1,1 + 2,4 + \dots + 1,2)) = 1220,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Наприкінці розрахунку знесені результати значення до таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

$A_{\text{нед}12}$	$A_{\text{нед}13}$	$A_{\text{нед}15}$	$A_{\text{нед}16}$	$A_{\text{нед}17}$	$A_{\text{нед}19}$	$A_{\text{нед}110}$	$A_{\text{нед}112}$	$A_{\text{нед}113}$	$A_{\text{нед}114}$
122	357	225	197	204	328	318	1810	338,	220
0,4	2,3	1,5	1,9	5,6	4	5,6	,72	4	3,5

$$A_{\text{нед}\Sigma} = 21883,92 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Розрахунки показують наскільки зменшується величина очікуваної недовідпущеної електроенергії після розміщення сегментів:

$$\Delta A_{\text{нед}1} = \frac{A_{\text{нед}} - \sum A_{\text{нед}}}{A_{\text{нед}}} \cdot 100\%$$

$$\Delta A_{\text{нед}1} = \frac{38688,3 - 21536,1}{38688,3} \cdot 100\% = 44,33\%$$

$$\Delta A_{\text{нед}2} = \frac{38688,3 - 21883,92}{38688,3} \cdot 100\% = 43,435\%$$

Отже, при розміщенні роз'єднувачів Р31 та Р32 величина очікуваної недовідпущеної електроенергії зменшується на 44,33%, а при підключенні резервного живлення очікуваної недовідпущеної електроенергії зменшується на 43,435%.

2.5 Розрахунок навантаження на шинах 10 кВ підстанції

Розраховуємо навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції прийнявши до уваги навантаження ліній L_3 , L_4 , L_5 , а також зосереджене навантаження S_3 (P_3 , Q_3) та S_4 (P_4 , Q_4).

Вихідні дані зображені в таблиці 2.12.

Розраховуємо потужність на початку Л5:

$$P_{\text{Л}5} = P_{12} + P_{13} + P_{15} + P_{16} + P_{17} + P_{19} + P_{110} + P_{112} + P_{113} + P_{114}$$

$$P_{\text{Л}5} = 60 + 210 + 100 + 70 + 90 + 100 + 120 + 60 + 10 + 70 = 890 \text{ кВт}$$

Розраховуємо навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції.

На 1-й секц. шині:

$$P_{p1ш}=P_{л5}+P_3+P_{л4} = 890 + 35 \cdot 10^3 + 3276,782 = 39166,782 \text{ кВт}$$

$$Q_{p1ш}=Q_3+Q_{л4}+Q_{л5} = 7 \cdot 10^3 + 1078,195 + 0 = 8078,195 \text{ квар}$$

$$S_{p1ш}=\sqrt{P_{p1ш}^2+Q_{p1ш}^2}$$

$$S_{p1ш}=\sqrt{39166,782^2+8078,195^2}=39991,175 \text{ кВА}$$

Таблиця 2.12 – Вихідні дані визначення розрахункових навантажень

P_3 , МВт	35
Q_3 , Мвар	7
P_4 , МВт	32
Q_4 , Мвар	7

Розраховуємо потужність на початку Л5:

$$P_{Л5}=P_{12}+P_{13}+P_{15}+P_{16}+P_{17}+P_{19}+P_{110}+P_{112}+P_{113}+P_{114}$$

$$P_{Л5}=60+210+100+70+90+100+120+60+10+70=890 \text{ кВт}$$

Розраховуємо навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції.

На 1-й секц. шині:

$$P_{p1ш}=P_{л5}+P_3+P_{л4} = 890 + 35 \cdot 10^3 + 3276,782 = 39166,782 \text{ кВт}$$

$$Q_{p1ш}=Q_3+Q_{л4}+Q_{л5} = 7 \cdot 10^3 + 1078,195 + 0 = 8078,195 \text{ квар}$$

$$S_{p1ш}=\sqrt{P_{p1ш}^2+Q_{p1ш}^2}$$

$$S_{p1ш}=\sqrt{39166,782^2+8078,195^2}=39991,175 \text{ кВА}$$

На 2-й секц. шині:

$$P_{p2ш}=P_4+P_{л3} = 32 \cdot 10^3 + 2876,782 = 34876,782 \text{ кВт}$$

$$Q_{p2ш}=Q_4+Q_{л3} = 7 \cdot 10^3 + 978,195 = 7978,195 \text{ квар}$$

$$S_{p2ш}=\sqrt{P_{p2ш}^2+Q_{p2ш}^2}$$

$$S_{p2ш} = \sqrt{34876,782^2 + 7978,195^2} = 35777,668 \text{ кВА}$$

Розраховуємо сумарну потужність на шинах 10 кВ ИЖ:

$$P_{\Sigma p} = P_{p1ш} + P_{p2ш} = 39166,782 + 34876,782 = 74043,564 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma p} = Q_{p1ш} + Q_{p2ш} = 8078,195 + 7978,195 = 16056,39 \text{ квар}$$

$$S_{\Sigma p} = \sqrt{74043,564^2 + 16056,39^2} = 75764,484 \text{ кВА}$$

2.5.1 Вибір відгалужень розподільчих трансформаторів та ліній на напругу 10 кВ, Л1, Л2

Регульовальні відгалуження розподільчих трансформаторів мають бути вибрані так, щоб компенсувати втрату напруги в розподільній мережі в режимі максимальних навантажень.

Таблиця 2.13 - Сфера застосування добавок напруги РТ

Втрати напруги у розподільчій мережі $\Delta U_c\%$	0-2,5	2,5-5	5-7,5	7,5-10	>10
Добавка напруги ЕТ%	0	2,5	5	7,5	10
Номер відгалуження	1	2	3	4	5

Втрати напруги у ділянках розподільчої мережі обчислюється відповідно до формули:

$$U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{10 \cdot U_H^2} \%$$

Вибір відгалуження трансформатора проводять за умови допустимого усталеного відхилення напруги у споживачів. У режимі максимальний навантажень напруга на затискачах найвіддаленіших ЕП не повинна бути нижча за $0,95U_H$, тобто $\delta U_y \geq -5\%$. У режимі мінімальних навантажень напруга на шинах РПр низької напруги не повинна перевищувати 5% номінальної напруги, тобто [4].

$\delta U_{y+} \leq +5\%$. Максимальним беруть розрахункове навантаження, а мінімальним навантаження, яке становить 25...30% від розрахункового.

Забезпечення зазначених вище відхилень напруги на затискачах електроприймачів може бути здійснене в результаті раціонального вибору робочих відгалужень розподільчих трансформаторів і закону регулювання напруги в центрі живлення.

$$\delta U_y = E_n + E_T - \beta \cdot (\Delta U_C + \Delta U_T + \Delta U_H),$$

де E_n - добавка напруги в РП у розглянутому режимі, %;

β - коефіцієнт завантаження (оскільки ми розглядаємо два режими, то приймаємо 1,0 - для максимального режиму і 0,25 - для мінімального);

ΔU_T - втрата напруги в ТП у максимальному режимі (приймається середня для розглянутої мережі величина), %;

ΔU_H - втрата напруги в мережі низької напруги в максимальному режимі, %;

ΔU_C - втрата напруги в мережі високої напруги 10кВ максимальному режимі, %;

Значення ΔU_C і ΔU_T розраховуємо за формулою

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{10U_H^2},$$

де R, X - відповідно активний і реактивний опір мережі, Ом;

P - активне навантаження елемента мережі, кВт;

Q - реактивне навантаження елемента мережі, квар;

U_H - номінальна напруга мережі, кВ, $U_H=10$ кВ.

В таблиці 2.14. наведені ланки ліній

Таблиця 2.14 – Ланки ліній

п/ст-РП	РП-ТП1	ТП1-ТП2	ТП2-ТП3	ТП3-ТП4
1,2	0,3	0,8	0,6	0,7

Регулювальні відгалуження розподільчих трансформаторів мають бути вибрані так, щоб компенсувати втрату напруги в розподільній мережі в режимі максимальних навантажень.

Втрати напруги у ділянках розподільчої мережі обчислюється відповідно формулою:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r + Q \cdot x)}{10 \cdot U_H^2}$$

Розрахуємо втрати потужності в лініях:

$$\Delta P_{\text{ЛРП-ТП1}} = \frac{P_{\text{Л1}}^2 + Q_{\text{Л1}}^2}{U_H^2} \cdot r_0 \cdot L_{\text{РП-ТП1}} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta P_{\text{ЛРП-ТП1}} = \frac{1037,205^2 + 419,954^2}{10^2} \cdot 0,868 \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} = 3,26 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{ЛРП-ТП1}} = \frac{P_{\text{Л1}}^2 + Q_{\text{Л1}}^2}{U_H^2} \cdot x_0 \cdot L_{\text{РП-ТП1}} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta Q_{\text{ЛРП-ТП1}} = \frac{1037,205^2 + 419,954^2}{10^2} \cdot 0,095 \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} = 0,35 \text{ квар}$$

Наступні розрахунки аналогічні, результати заносимо до таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Втрати напруги на ділянках мережі

Ділянк а мережі	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔP , кВт	ΔQ , квар	P , кВт	Q , квар
ЛЗ П/ст-РП	0,164	0,077	18,17	8,5	2894,952	986,695
РП-ТП1	0,868	0,095	3,26	0,35	1040,465	420,304
ТП1-ТП2	0,868	0,095	8,061	0,88	1001,975	416,946
ТП2-ТП3	0,868	0,095	3,56	0,39	764,903	322,943
ТП3-ТП4	0,868	0,095	2,71	0,29	629,194	232,632
П/ст-РП(Л4)	0,164	0,077	23,42	10,995	3300,202	1089,19

$$P_{\text{лРП-ТП1}} = P_{\text{п1}} + \Delta P_{\text{лРП-ТП1}} = 1037,205 + 3,26 = 1040,465 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{лРП-ТП1}} = Q_{\text{п1}} + \Delta Q_{\text{лРП-ТП1}} = 419,954 + 0,35 = 420,304 \text{ квар}$$

Знаходимо втрати напруги в лініях:

$$\Delta U_{\text{п/ст-РП(Л3)}} = \frac{(P_{\text{п/ст-РП(Л3)}} \cdot r_0 + Q_{\text{п/ст-РП(Л3)}} \cdot x_0)}{10 \cdot U^2} \cdot L_{\text{п/ст-РП(Л3)}}$$

$$\Delta U_{\text{п/ст-РП(Л3)}} = \frac{2894,952 \cdot 0,164 + 986,695 \cdot 0,077}{10 \cdot 10^2} \cdot 1,2 = 0,66\%$$

Всі наступні розрахунки аналогічні. Результати заносимо до таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Втрати напруги на ділянках мережі

Ділянка мережі	$\Delta U \%$
П/ст-РП(Л3)	0,66
РП-ТП1	0,943
ТП1-ТП2	0,727
ТП2-ТП3	0,417
ТП3-ТП4	0,398
П/ст-РП(Л4)	0,75

Розраховуємо втрати напруги в трансформаторі:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_{\text{т}} \cdot P_{\text{РВН ТП1}} + x_{\text{т}} \cdot Q_{\text{РВН ТП1}}}{10 \cdot U^2}$$

де $r_{\text{т}}$ – активний опір трансформатора;

$x_{\text{т}}$ – реактивний опір трансформатора.

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{5,5 \cdot 223,5 + 0,018 \cdot 68,271}{10 \cdot 10^2} = 1,23\%$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю 2.17.

Таблиця 2.17 – Втрати напруги в трансформаторах

№ ТП	$r_T, \text{Ом}$	$x_T, \text{Ом}$	$\Delta U_T, \%$
ТП1	5,5	0,018	1,23
ТП2	5,5	0,018	1,26
ТП3	9,472	0,029	1,261
ТП4	1,728	0,009	2,878

Вибираємо відгалуження регуляторів напруги розподільних трансформаторів, згідно з втратами напруги в мережі від підстанції до відповідного трансформатора, для того щоб компенсувати втрату напруги:

Таблиця 2.18 – Відгалуження регуляторів

	$\Delta U_C, \%$	$E_T, \%$
ЦЖ – РП	0,75	–
ЦЖ – ТП1	1,033	0
ЦЖ – ТП2	1,76	0
ЦЖ – ТП3	2,177	0
ЦЖ – ТП4	2,575	2,5

$$\Delta U_{\text{тср}} = 1,72\%$$

Надбавка напруги в режимі максимального навантаження не береться, таким чином, щоб відхилення напруги на лінах 0,4 кВ найбільшого ТП не перевищує верхній допустимий рівень:

$$E'_{\text{пл}} = \delta U_{\text{доп}}^B - E_T + \beta_{\text{max}}(\Delta U_T + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{н.м.}})$$

$$E'_{\text{пл}} = 5 - 0 + 1(0 + 1,71 + 0) = 10.26\%$$

Для режиму мінімального навантаження необхідно, щоб у період ТП, виймає максимальну добавку напруги на шинах 0,4 кВ не перевищувало б верхнього допустимого рівня:

$$E'_{\text{пл (в)}} = \delta U_{\text{доп}}^B - E_T^{\text{найм}} + \beta_{\text{min}}(U_{\text{м}}^{\text{найб}} + \Delta U_{\text{тр}})$$

$$E'_{\text{пл (в)}} = 5 - 2,5 + 0,25(2,575 + 1,71) = 11,78\%$$

Для найбільш віддаленого споживача останнього трансформатора з мінімальною добавкою напруги, відхилення напруги не повинен вийти за межі нижнього допустимого рівня:

$$E'_{\text{пл (н)}} = \delta U_{\text{доп}} - E_{\text{Т}}^{\text{найм}} + \beta_{\text{min}}(U_{\text{м}}^{\text{найб}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{н.м.}})$$

$$E'_{\text{пл (н)}} = -5 - 0 + 0,25(2,177 + 1,71 + 7,5) = -3,74\%$$

Знаходимо середнє значення $E''_{\text{п}}$:

$$E''_{\text{п}} = \frac{E_{\text{п(в)}}_{\text{л1}} + E_{\text{п(н)}}_{\text{л2}}}{2} = \frac{11,78 + (-3,74)}{2} = 4,02\%$$

Отримані значення зобразимо графічно на рисунку 2.5.

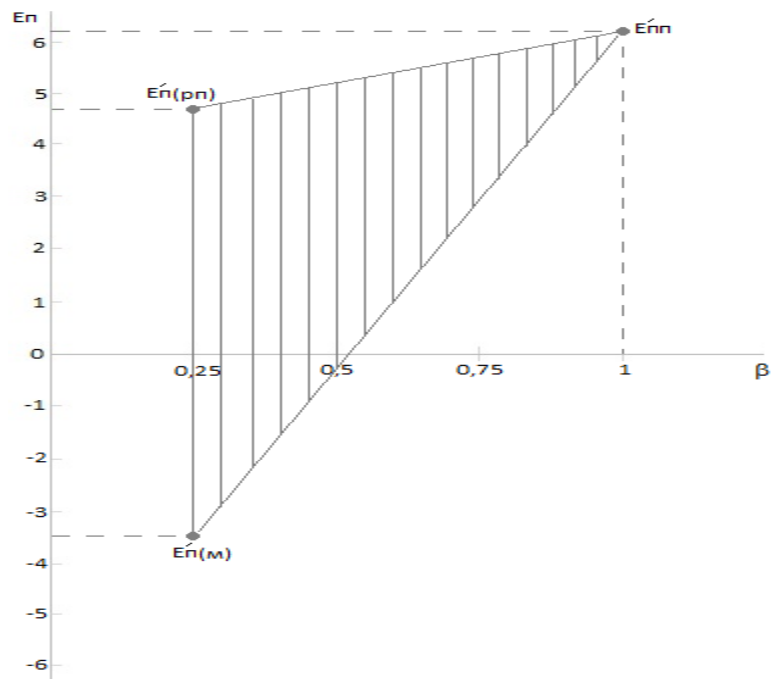


Рисунок 2.5 Діапазон закону регулювання

2.6 Визначення річних втрат електричної енергії в лінії 35 кВ і трансформаторах підстанції 35/10 кВ

Використовують для розрахунку:

- метод поелементних розрахунків;
- метод кількості годин найменших втрат.

Вихідні дані:

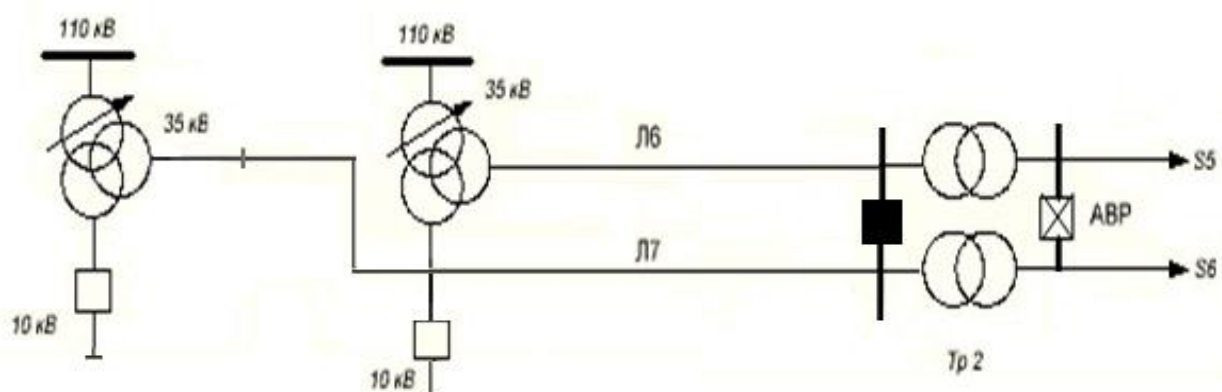


Рисунок 2.6 - Схема електропостачання

Таблиця 2.19 – Параметри лінії та трансформаторів

Лінія 35 кВ		Трансформатори 35/10 кВ				
F , мм ²	L , км	S_{TRH} , мВА	ΔP_{HX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	U_{K3} , %	I_{HX} , %
95	20	10	14,5	65	7,5	0,8

Таблиця 2.20 – Навантаження споживачів S_5

Параметри	
n_1 , діб	150
P'_{51}, Q'_{51}	0,4
P'_{52}, Q'_{52}	1
P'_{53}, Q'_{53}	0,6
P'_{54}, Q'_{54}	0,2
n_2 , діб	200
P''_{51}, Q''_{51}	0,5
P''_{52}, Q''_{52}	0,9
P''_{53}, Q''_{53}	1
P''_{54}, Q''_{54}	0,3
$P_{5\max}$, МВт	8,5
$Q_{5\max}$, Мвар	3
A_{P5} , МВт·год	44370
A_{Q5} , Мвар·год	15660

Таблиця 2.21 – Навантаження споживачів S_6

Параметри	
n_1 , діб	150
P'_{61}, Q'_{61}	0,3
P'_{62}, Q'_{62}	0,9
P'_{63}, Q'_{63}	0,7
P'_{64}, Q'_{64}	1,0
n_2 , діб	200
P''_{61}, Q''_{61}	0,2
P''_{62}, Q''_{62}	0,5
P''_{63}, Q''_{63}	0,8
P''_{64}, Q''_{64}	0,7

P_{6max} , мВт	8
Q_{6max} , мвар	2
A_{P6} , мВт·год	42000
A_{Q6} , мвар·год	10500

Таблиця 2.22 – Відпуск електроенергії в мережу

Параметри

$A_{Pл6}$, мВт·год	45035
$P_{л6max}$, мВт	8,3
$A_{Qл6}$, мвар·год	17859
$Q_{л6max}$, мвар	3,47
$A_{Pл7}$, мВт·год	45035
$P_{л7max}$, мВт	8,3
$A_{Qл7}$, мвар·год	17859
$Q_{л7max}$, мвар	3,47

Знаходимо навантаження споживачів на кожній ступені графіка:

Методом поелементних розрахунків

$$P_{51} = P'_{51} P_{5max};$$

$$P_{51} = 0,4 \cdot 8,5 = 3,4 \text{ мВт};$$

$$Q_{51} = Q'_{51} Q_{5max};$$

$$Q_{51} = 0,4 \cdot 3 = 1,2 \text{ мвар};$$

$$S_{51} = \sqrt{P_{51}^2 + Q_{51}^2};$$

$$S_{51} = \sqrt{3,4^2 + 1,2^2} = 3,6 \text{ мВА.}$$

Інші розрахунки заносимо в таблицю 2.22 та 2.23.

Таблиця 2.23 – Навантаження споживачів S5 та S6

Навантаження споживачів S5			
P'_{51} (мВт)	3,4	Q'_{51} (мвар)	1,2
P'_{52}	4	Q'_{52}	1,5
P'_{53}	8	Q'_{53}	3
P'_{54}	5,6	Q'_{54}	2,1
P''_{51}	4,8	Q''_{51}	1,8
P''_{52}	6,4	Q''_{52}	2,4
P''_{53}	8	Q''_{53}	3
P''_{54}	4,8	Q''_{54}	1,8

Навантаження споживачів S6			
P'_{61} (мВт)	2,4	Q'_{61} (мвар)	1
P'_{62}	3,6	Q'_{62}	1,5
P'_{63}	4,2	Q'_{63}	1,75
P'_{64}	6	Q'_{64}	2,5
P''_{61}	1,8	Q''_{61}	0,75
P''_{62}	3	Q''_{62}	1,25
P''_{63}	5,4	Q''_{63}	2,25
P''_{64}	4,8	Q''_{64}	2

Таблиця 2.24 – Навантаження споживачів S5 та S6

Навантаження споживачів S5		Навантаження споживачів S6	
S'_{51} (мВА)	3,61	S'_{61} (мВА)	2,6
S'_{52} (мВА)	4,272	S'_{62} (мВА)	3,9

S'_{53} (мВА)	8,544	S'_{63} (мВА)	4,55
S'_{54} (мВА)	5,981	S'_{64} (мВА)	6,5
S''_{51} (мВА)	5,126	S''_{61} (мВА)	1,95
Продовження таблиці 2.24			
S''_{52} (мВА)	6,835	S''_{62} (мВА)	3,25
S''_{53} (мВА)	8,544	S''_{63} (мВА)	5,85
S''_{54} (мВА)	5,126	S''_{64} (мВА)	5,2

Розраховуємо втрати:

$$\Delta P'_{\text{наб1}} = P_K \left(\frac{S'_{51}}{S_H} \right)^2;$$

$$\Delta P'_{\text{наб1}} = 65 \cdot \left(\frac{3,61}{10} \right)^2 = 8,71 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q'_{\text{наб1}} = \frac{U_K \cdot (S'_{51})^2}{100 \cdot S_H} \cdot 10^3;$$

$$\Delta Q'_{\text{наб1}} = \frac{7,5 \cdot 3,61}{100 \cdot 10} \cdot 10^3 = 97,741 \text{ квар};$$

$$\Delta P''_{\text{наб1}} = 65 \cdot \left(\frac{2,6}{10} \right)^2 = 4,394 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q''_{\text{наб1}} = \frac{7,5 \cdot 2,6^2}{100 \cdot 10} \cdot 10^3 = 50,7 \text{ квар}$$

Розраховуємо активні та пасивні витрати неробочого ходу в трансформаторі.

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{их}} = 14,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{пост}} = \frac{I_{\text{их}} \cdot S_{\text{и}}}{100} = \frac{0,8 \cdot 10}{100} = 80 \text{ квар}.$$

Результати зведемо до таблиці 2.24.

Таблиця 2.25 – Розрахунок для першої групи споживачів

S5								
n_1 , діб					n_2 , діб			
С тупінь	$\Delta P'_{\text{нав}}$ кВт	$\Delta P_{\text{пост}}$ кВт	$\Delta Q'_{\text{нав}}$ квар	$\Delta Q_{\text{пост}}$ квар	$\Delta P''_{\text{нав}}$ кВт	$\Delta P_{\text{пост}}$ кВт	$\Delta Q''_{\text{нав}}$ квар	$\Delta Q_{\text{пост}}$ квар
1	8,471	4,5	97,741	80	17,079	14,5	197,069	80
2	11,879	4,5	136,875	80	30,366	14,5	350,379	80
3	47,449	4,5	547,499	80	47,449	14,5	547,499	80
4	23,252	4,5	268,293	80	17,079	14,5	197,069	80

Таблиця 2.26 – Розрахунок для другої групи споживачів

S6								
n_1 , діб					n_2 , діб			
С тупінь	$\Delta P'_{\text{нав}}$ кВт	$\Delta P_{\text{пост}}$ кВт	$\Delta Q'_{\text{нав}}$ квар	$\Delta Q_{\text{пост}}$ квар	$\Delta P''_{\text{нав}}$ кВт	$\Delta P_{\text{пост}}$ кВт	$\Delta Q''_{\text{нав}}$ квар	$\Delta Q_{\text{пост}}$ квар
1	4,394	4,5	50,7	80	2,472	14,5	28,519	80
2	8,424	4,5	114,075	80	6,866	14,5	79,219	80
3	13,457	4,5	155,269	80	22,245	14,5	256,669	80
4	27,463	4,5	316,875	80	17,576	14,5	202,8	80

$$\Delta P_{\text{тр1}} = \Delta P'_{\text{нав1}} + \Delta P_{\text{пост}}$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = 8,471 + 14,5 = 22,971$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{нав1}} + \Delta Q_{\text{пост}}$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 97,741 + 80 = 177,741$$

Результати зведемо до таблиці 2.27.

Таблиця 2.27 – Втрати навантаження в трансформаторах

S5				S6			
n_1 , діб		n_2 , діб		n_1 , діб		n_2 , діб	
$\Delta P_{\text{тр}}$	$\Delta Q_{\text{тр}}$	$\Delta P_{\text{тр}}$	$\Delta Q_{\text{тр}}$	$\Delta P_{\text{тр}}$	$\Delta Q_{\text{тр}}$	$\Delta P_{\text{тр}}$	$\Delta Q_{\text{тр}}$
22,911	177,741	31,579	277,069	18,894	130,7	16,972	108,519
26,379	216,875	44,866	430,379	22,924	194,075	21,366	159,219
61,949	627,499	61,949	627,499	27,957	235,269	36,745	336,669
37,752	348,293	31,579	277,069	41,963	396,875	32,076	282,8

Визначимо сумарні втрати в трансформаторах для S5:

$$\Delta P_{\text{рт5}} = \left(\left(\sum \Delta P'_{\text{нав п1}} \right) \cdot n_1 \cdot 6 \right) + \left(\left(\sum \Delta P''_{\text{нав п2}} \right) \cdot n_2 \cdot 6 \right) + \Delta P_{\text{пост}} \left((n_1 + n_2) \cdot 24 \right)$$

$$\Delta P_{\text{рт5}} = ((8,471 + 11,879 + 47,449 + 23,252) \cdot 150 \cdot 6) + ((17,079 + 30,366 + 47,449 + 17,079) \cdot 200 \cdot 6) + 14,5 \cdot ((150 + 200) \cdot 24) = 338113,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta Q_{\text{т5}} = \left(\left(\sum \Delta Q'_{\text{нав п1}} \right) \cdot n_1 \cdot 6 \right) + \left(\left(\sum \Delta Q''_{\text{нав п2}} \right) \cdot n_2 \cdot 6 \right) + \Delta Q_{\text{пост}} \left((n_1 + n_2) \cdot 24 \right)$$

$$\Delta Q_{\text{т5}} = ((97,741 + 136,875 + 547,499 + 268,293) \cdot 150 \cdot 6) + ((197,069 + 350,379 + 547,499 + 197,069) \cdot 200 \cdot 6) + 80 \cdot ((150 + 200) \cdot 24) = 3195737,8 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Аналогічно розраховуємо для S6 та заносимо в таблицю 2.28.

Таблиця 2.28 – Зв'язки значень втрат електричної енергії для трансформаторів

	S5	S6
$\Delta A_{P_{\text{л}}}$, кВт · год	338113,5	229155
$\Delta A_{Q_{\text{л}}}$, квар · год	3195737,8	1953875,5

Визначимо потужність, що знаходиться на шинах трансформаторів 35/10 кВ з врахуванням втрат потужності:

$$P_{\text{вн}} = P'_{s1} + \Delta P_{\text{тр}} \cdot 10^{-3};$$

$$P_{\text{вн}} = 3,4 + 22,971 \cdot 10^{-3} = 3,423 \text{ мВт};$$

$$Q_{\text{вн}} = Q'_{s1} + \Delta Q_{\text{тр}} \cdot 10^{-3};$$

$$Q_{5\text{вн}} = 1,2 + 177,741 \cdot 10^{-3} = 1,377 \text{ Мвар};$$

$$S_{5\text{вн}} = \sqrt{P_{5\text{вн}}^2 + Q_{5\text{вн}}^2};$$

$$S_{5\text{вн}} = \sqrt{3,423^2 + 1,397^2} = 3,689 \text{ мВа}.$$

Результати розрахунку заносимо до таблиці 2.29.

Таблиця 2.29 – Потужність, що знаходиться на шинах трансформаторів
35/10 кВ

S5					
n_1 , діб			n_2 , діб		
P_{5BH} , МВт	Q_{5BH} , мвар	S_{5BH} , МВа	P_{5BH} , МВт	Q_{5BH} , мвар	S_{5BH} , МВа
3,423	1,377	3,689	4,832	2,077	5,259
4,026	1,711	4,377	6,445	2,830	7,039
8,062	3,627	8,840	8,062	3,627	8,84
5,638	2,448	6,147	4,832	2,077	5,259

Таблиця 2.30 – Потужність, що знаходиться на шинах трансформаторів
35/10 кВ

S6					
n_1 , діб			n_2 , діб		
P_{6BH} , МВт	Q_{6BH} , мвар	S_{6BH} , МВА	P_{6BH} , МВт	Q_{6BH} , мвар	S_{6BH} , МВа
2,419	1,1307	2,6702	1,817	0,859	2,009
3,829	1,694	4,187	3,021	1,409	3,333
4,228	1,985	4,671	5,437	2,587	6,021
6,042	2,897	6,7	4,832	2,283	5,063

Погонні опори для заданого перерізу повітряної лінії:

$$r_0 = 0,33 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,41 \text{ Ом/км}.$$

Визначимо активні й реактивні витрати потужності в лінії:

$$\Delta P_{п6} = \frac{P_{ВН}^2 + P_{ВН}^2}{U_{п}^2} \cdot r_o \cdot L \cdot 10^3$$

$$\Delta P_{п6} = \frac{3,423^2 + 1,377^2}{35^2} \cdot 0,33 \cdot 20 \cdot 10^3$$

$$\Delta Q_{п6} = \frac{Q_{ВН}^2 + Q_{ВН}^2}{U_{п}^2} \cdot x_o \cdot L \cdot 10^3$$

$$\Delta Q_{п6} = \frac{3,423^2 + 1,377^2}{35^2} \cdot 0,41 \cdot 20 \cdot 10^3$$

Результати розрахунку зводимо до таблиці 2.31.

Таблиця 2.31 – Втрати потужності в Л6 та Л7

S5				S6			
n_1 , діб		n_2 , діб		n_1 , діб		n_2 , діб	
$\Delta P_{п6}$, кВт	$\Delta Q_{п6}$, квар	$\Delta P_{п6}$, кВт	$\Delta Q_{п6}$, квар	$\Delta P_{п7}$, кВт	$\Delta Q_{п7}$, квар	$\Delta P_{п7}$, кВт	$\Delta Q_{п7}$, квар
73,344	91,124	149,037	185,167	38,415	47,728	21,763	27,039
103,212	128,233	266,956	331,672	94,452	117,349	59,867	74,381
412,449	523,619	421,058	523,133	117,45	146,035	195,325	242,676
203,548	252,893	149,037	185,167	241,901	300,544	153,876	191,179

Визначимо втрати активної та реактивної енергії в лінії:

$$\Delta A_{п6} = \left(\left(\sum \Delta P_{п6(n1)} \right) \cdot n_1 \cdot 6 \right) + \left(\left(\sum \Delta P_{п6(n2)} \right) \cdot n_2 \cdot 6 \right)$$

$$\Delta A_{п6} = ((73,344 + 103,212 + 412,443 + 203,548) \cdot 150 \cdot 6) +$$

$$+ ((149,037 + 266,956 + 421,058 + 149,037) \cdot 200 \cdot 6) =$$

$$= 1908603,3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{п7} = \left(\left(\sum \Delta P_{п7(n1)} \right) \cdot n_1 \cdot 6 \right) + \left(\left(\sum \Delta P_{п7(n2)} \right) \cdot n_2 \cdot 6 \right)$$

$$\begin{aligned}\Delta A_{\text{рп7}} &= ((91,124 + 128,233 + 523,619 + 252,833) \cdot 150 \cdot 6) + \\ &+ ((185,167 + 331,672 + 523,133 + 185,167) \cdot 200 \cdot 6) = \\ &= 2366448,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}\end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо активну та реактивну енергію в лінії Л6, зведемо в таблицю 2.32.

Таблиця 2.32 – Зв'язки значень втрат електричної енергії для ліній

	S5	S6
$\Delta A_{\text{рл}}, \text{кВт} \cdot \text{год}$	1908603,3	959993,4
$\Delta A_{\text{ql}}, \text{квар} \cdot \text{год}$	2366448,9	1192820,4

Знайдемо сумарні втрати електроенергії:

$$\begin{aligned}\Delta A_{\Sigma P} &= \Delta A_{\text{рп6}} + \Delta A_{\text{рп7}} + \Delta A_{\text{рт5}} + \Delta A_{\text{рт6}} \\ \Delta A_{\Sigma P} &= 1908603,3 + 959993,4 + 338113,5 + 229155 = \\ &= 3435865,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} \\ A_{\Sigma Q} &= \Delta A_{\text{ql6}} + \Delta A_{\text{ql7}} + \Delta A_{\text{ql5}} + \Delta A_{\text{ql6}} \\ A_{\Sigma Q} &= 2366448,9 + 1192820,4 + 3195737,8 + 1953875,5 = \\ &= 8708882,6 \text{ квар} \cdot \text{год}\end{aligned}$$

Метод числа годин максимальних втрат

Розрахуємо число годин максимальних втрат для Л7 та Л6:

$$\begin{aligned}T_{\text{мах л6}} &= \frac{A_{\text{рл6}}}{P_{\text{мах л6}}}, \\ T_{\text{мах л6}} &= \frac{45035}{8,3} = 5425,904 \text{ год}\end{aligned}$$

Розраховуємо тривалість роботи лінії:

$$\begin{aligned}T_{\text{рл6}} &= (n_1 + n_2) \cdot 24, \\ T_{\text{рл6}} &= (150 + 200) \cdot 24 = 8160 \text{ год}\end{aligned}$$

Розраховуємо час годин максимальних втрат:

$$T_{\max \text{ л6}} = \left(0,124 + \frac{T_{\max \text{ л6}}}{10^4}\right) \cdot T_p$$

$$T_{\max \text{ л6}} = \left(0,124 + \frac{5425,904}{10^4}\right) \cdot 8160 = 3625,837 \text{ год.}$$

Розраховуємо втрати електричної енергії:

$$\Delta A_{P/L} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_H^2} \cdot r_0 \cdot L \cdot T_{\max \text{ л6}},$$

$$\Delta A_{P/L} = \frac{8,3^2 + 3,47^2}{35^2} \cdot 0,33 \cdot 20 \cdot 3625,837 = 1580994,989 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{Q/L} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_H^2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \tau_{\max \text{ л6}},$$

$$\Delta A_{Q/L} = \frac{8,3 + 3,47^2}{35^2} \cdot 0,41 \cdot 20 \cdot 3625,837 = 1964266,5 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Розрахунок втрат електричної енергії в трансформатора Т1:

$$T_{\max \text{ Т1}} = \frac{A_{P_{T1}}}{P_{\max \text{ Т1}}},$$

$$T_{\max \text{ Т1}} = \frac{44370}{8,5} = 5520 \text{ год.}$$

$$T_{T1} = (n_1 + n_2) \cdot 24,$$

$$T_{T1} = (150 + 200) \cdot 24 = 8160 \text{ год.}$$

$$T_{T1} = \left(0,124 + \frac{T_{\max \text{ Т1}}}{10^4}\right)^2 \cdot T_{T1},$$

$$T_{T1} = \left(0,124 + \frac{5520}{10^4}\right)^2 \cdot 8160 = 3728,924 \text{ год.}$$

$$\Delta A_{T1} = \Delta P_K \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_H^2} \cdot T_{T1} + \Delta P_{H.X} \cdot T_{T1},$$

$$\Delta A_{T1} = 65 \cdot \frac{8,5^2 + 3^2}{10^2} \cdot 3728,924 + 14,5 \cdot 8160 = 315253,799 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{QT1} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_H} \cdot T_{T1} + \frac{I_{H.X}}{100} \cdot T_{T1},$$

$$\Delta A_{QT1} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{8,5^2 + 3^2}{10} \cdot 3728,924 + \frac{0,8}{100} \cdot 8160 = 6755231,3 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Аналогічно розраховуємо втрати електричної енергії для T2:

$$T_{\max T2} = \frac{A_{PT2}}{P_{\max T2}},$$

$$T_{\max T2} = \frac{42000}{8} = 6000 \text{ год.}$$

$$T_{T2} = (n_1 + n_2) \cdot 24,$$

$$T_{T2} = (150 + 200) \cdot 24 = 8160 \text{ год.}$$

$$\tau_{T2} = (0,124 + \frac{T_{\max T2}}{10^4})^2 \cdot T_{T2},$$

$$t_{T2} = \left(0,124 + \frac{6000}{10^4}\right)^2 \cdot 8160 = 4277,276 \text{ год.}$$

$$\Delta A_{T2} = \Delta P_K \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_H^2} \cdot \tau_{T2} + \Delta P_{H.X} \cdot T_{T2},$$

$$\Delta A_{T2} = 65 \cdot \frac{8^2 + 2^2}{10^2} \cdot 4277,276 + 14,5 \cdot 8160 = 307375,599 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{QT2} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_H} \cdot \tau_{T2} + \frac{I_{H.X}}{100} \cdot T_{T2},$$

$$\Delta A_{QT2} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{8^2 + 2^2}{10} \cdot 4277,276 + \frac{0,8}{100} \cdot 8160 = 6746141,08 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Знайдемо сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta A_{\Sigma P} = \Delta A_{PL6} + \Delta A_{PL7} + \Delta A_{Pt1} + \Delta A_{Pt2},$$

$$\Delta A_{\Sigma P} = 1580994,989 + 1580994,989 + 315253,799 + 307375,599 = \\ = 3784619,376 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = \Delta A_{QL6} + \Delta A_{QL7} + \Delta A_{Qt5} + \Delta A_{Qt6},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = 1964266,5 + 1964266,5 + 6755231,3 + 6746141,08 = \\ = 17429905,38 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

2. 7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання.

Коротке замикання - це зіткнення або дотик струмоведучих різнополюсних жил. Ми кожного дня дома або на роботі замикаємо електричний ланцюг але вибухонебезпечного нічого не відбувається. Замикаючи ланцюг штепсельною вилкою електроприладу, електроенергія перетворюється в механічну або теплову енергію. Це замикання можемо назвати коротким.

Розрахунки струмів КЗ діляться на два типи : вище 1 кВ і нижче 1кВ.

В даній роботі струми КЗ розраховуються, щоб перевірити вимикачі і електродинамічну стійкість кабелів, що б перевірити чи правильно їх обрали.

2.7. Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

2.7.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Була розроблена розрахункова схема на основі однолінійної схеми електричної мережі, (лист 1 графічної частини) на якій позначені розрахункові точки КЗ.

Загальна розрахункова схема представлена на рисунку 2.7.

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	93
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

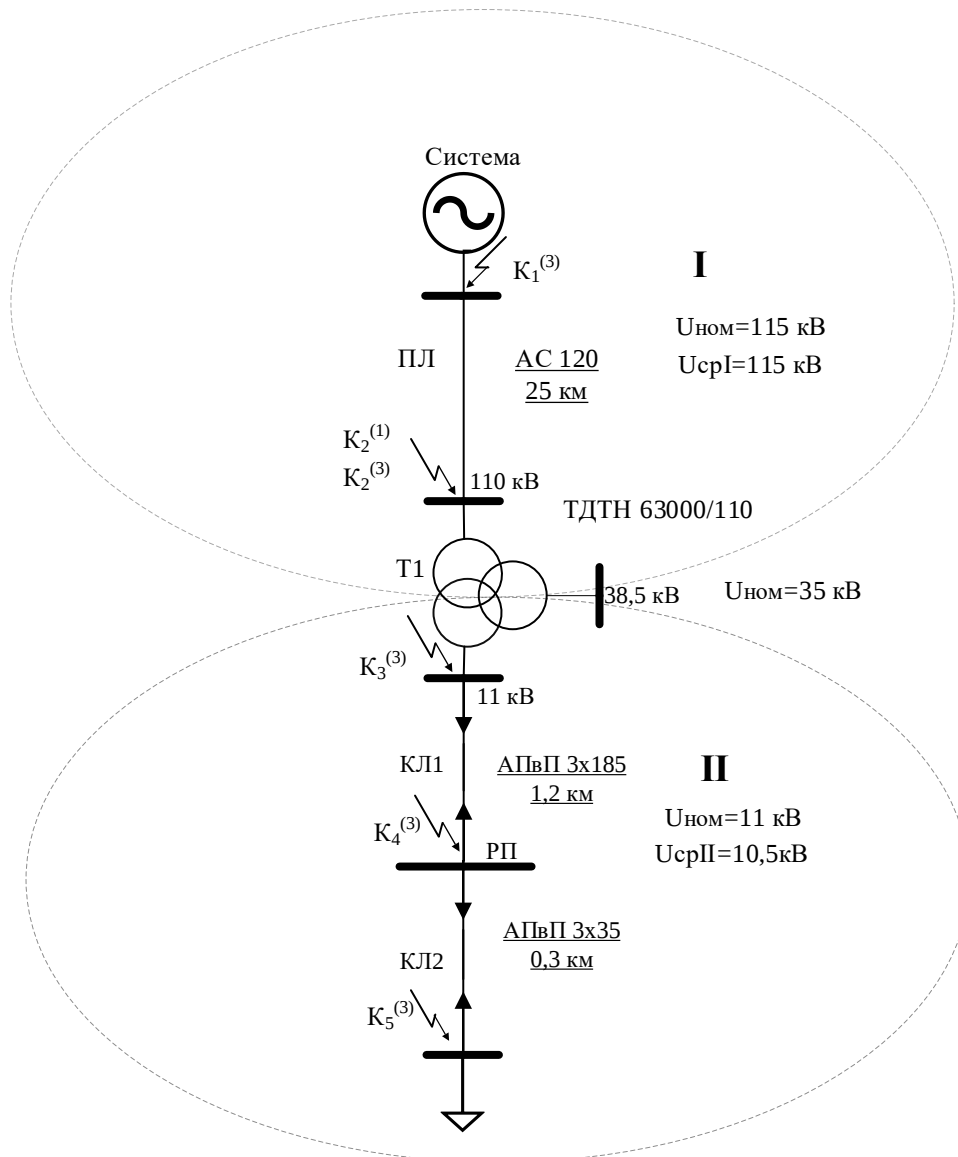


Рисунок 2.7 – Розрахункова схема

Вихідні дані розрахункової схеми:

- Система: система як джерело живлення задана струмом трифазного короткого замикання $I_{кк} = 22$ кА. І струмом однофазного КЗ на шинах системи $I_K^{(1)} = 18$ кА (розділ 2.1.2).

- T1: ТДТН-63000/110; $S_{нт} = 63$ МВА; $U_{вн} = 115$ кВ; $U_{сн} = 38,5$ кВ; $U_{нн} = 11$ кВ; $\Delta P_{нх} = 53$ кВт; $\Delta P_{кз} = 290$ кВт; $u_{кв-с} = 10,5\%$; $u_{кв-н} = 18\%$; $u_{кс-н} = 7\%$; з'єднання обмоток: УН/Д/У.

- ПЛ1: АС-120, $l = 25$ км, $X_{01} = 0,427$ Ом/км, $R_{01} = 0,249$ Ом/км;

- КЛ1: АПВП 3х185, $l = 1,2$ км, $X_{01} = 0,082$ Ом/км, $R_{01} = 0,164$ Ом/км;

- КЛ2: АПВП 3х35, $l = 0,3$ км, $X_{02} = 0,109$ Ом/км, $R_{02} = 0,868$ Ом/км;

Проводимо розрахунок параметрів елементів схеми заміщення в іменованих одиницях за наближеним зведенням (рисунок 2.8). Приймаємо середні напруги $U_1 = 115$ кВ, $U_2 = 10,5$ кВ. Базисну напругу обираємо $U_\phi = 115$ кВ. Загальна схема заміщення представлена на рисунку 2.8.

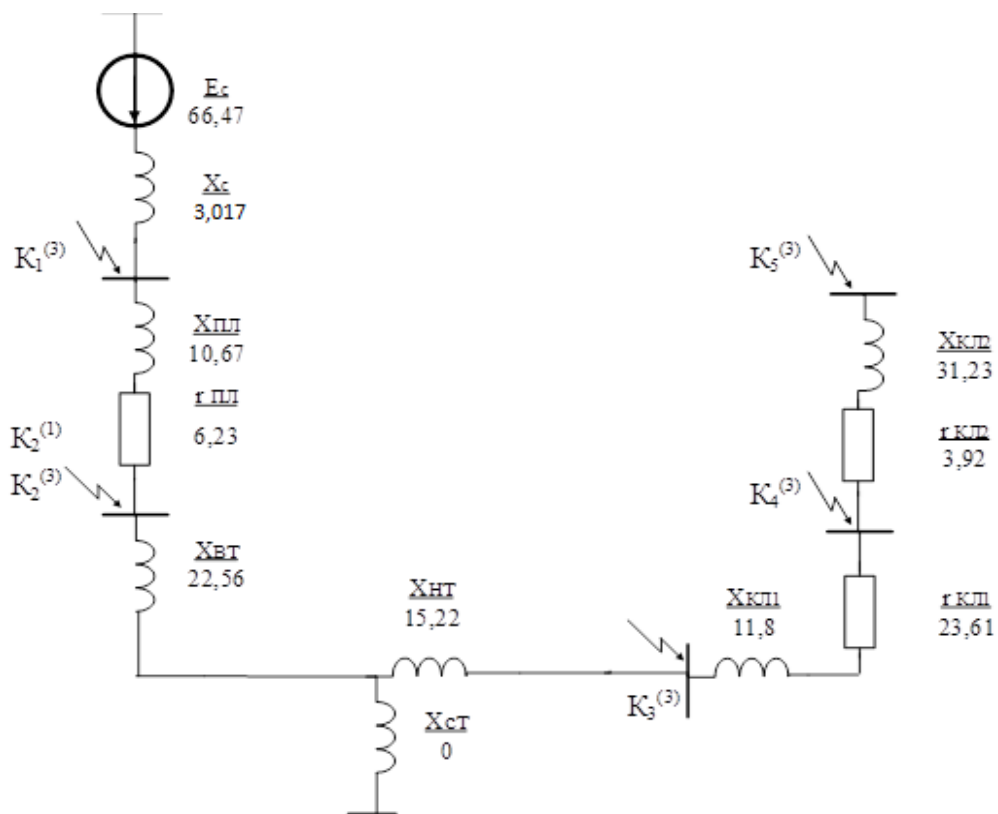


Рисунок 2.8 – Схема заміщення

Знаходимо параметри елементів схеми заміщення.

Системи:

$$E_c = U_{\text{нс}} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 115 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 66,47 \text{кВ};$$

$$X_c = \frac{U_{\text{срл}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 22} = 3,017 \text{Ом}.$$

Розрахуємо активний і індуктивний опори ПЛ1

$$R_{\text{ПЛ1}} = r_0 \cdot l = 0,249 \cdot 25 = 6,23 \text{Ом};$$

$$X_{\text{ПЛ1}} = x_0 \cdot l = 0,427 \cdot 25 = 10,67 \text{Ом}.$$

Розрахуємо активний і індуктивний опори КЛ2:

$$R_{\text{КЛ2}} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = 0,109 \cdot 0,3 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 3,92 \text{Ом};$$

$$X_{\text{КЛ2}} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = 0,868 \cdot 0,3 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 31,23 \text{Ом}.$$

Розрахуємо активний та індуктивний опори КЛ1

$$R_{\text{КЛ1}} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = 0,1643 \cdot 1,2 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 23,61 \text{Ом};$$

$$X_{K/T1} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = 0,082 \cdot 1,2 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 11,8 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора Т1:

$$X_{вт} = \frac{u_{KB-C\%} + u_{KB-H\%} - u_{KC-H\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{вн}^2}{S_{нт}} = \frac{10,5 + 18 - 7}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{63} = 22,56 \text{ Ом};$$

$$X_{нт} = \frac{u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{вн}^2}{S_{нт}} = \frac{18 + 7 - 10,5}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{63} = 15,22 \text{ Ом};$$

$$X_{ст} = \frac{u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{вн}^2}{S_{нт}} = \frac{10,5 + 7 - 18}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{63} = 0 \text{ Ом}.$$

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ.

Враховуючи велику електричну віддаленість точок КЗ від системи, періодична складова струму КЗ приймається незатухаючою і визначається за формулою:

$$I_t'' = I_{tt} = I_{t\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\Sigma i}^2 + X_{\Sigma i}^2}} = \frac{66,47}{\sqrt{16,11^2 + 10,7^2}} = 3,43 \text{ кА}.$$

де $I_t'' = I_{tt} = I_{t\infty}$ - діючі значення відповідно надперехідного струму, періодичного складника струму КЗ для довільного моменту часу t та усталеного струму трифазного КЗ.

Постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання розраховується за формулою:

$$T_{aki} = \frac{X_{\Sigma i}}{\omega \cdot R_{\Sigma i}} = \frac{3,43}{314 \cdot 10,7} = 0,001 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт визначається:

$$K_{y\partial 2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,001}} = 1.$$

Визначимо ударний струм КЗ за формулою:

$$i_{y\partial i} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial i} \cdot I_t'' = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 3,43 = 4,85 \text{ кА.}$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання:

$$I_{\partial i} = I_i'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial i} - 1)^2} = 3,43 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 3,43 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу розраховується:

$$B_{ki} = I_i''^2 \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{aki}) = 3,43^2 \cdot (0,18 + 0,001) = 2,13 \text{ кА.}$$

де $t_{\text{відімк}}$ - час початку КЗ до його відімкнення, с;

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}$$

Де $t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ - весь час вимикання вимикача, с;

Розрахуємо активний і реактивний опори до точки К1:

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{nl1} + R_{nl1} = 16,1 + 3,017 = 19,12 \text{ Ом;}$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{nl1} = 10,7 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо активний і реактивний опори для К5:

$$X_{\Sigma 5} = X_c + X_{nl1} + X_{em} + X_{nm} + X_{кл1} + X_{кл2} = 3,017 + 10,67 + 22,56 + 15,22 + 11,8 + 31,23 = 91,50 \text{ Ом} ;$$

$$R_{\Sigma 5} = R_{nl1} + R_{кл1} + R_{кл2} = 6,23 + 23,61 + 3,92 = 33,76 \text{ Ом.}$$

Періодична складова струму КЗ для К5:

$$I''_5 = I_{5t} = I_{5\infty} = \frac{66,47}{\sqrt{91,5^2 + 33,76^2}} = 0,7 \text{ кА.}$$

$$I''^{10,5}_5 = I''^{115}_5 \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right) = 0,7 \cdot \frac{115}{10,5} = 7,66 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму КЗ для К5:

$$T_{aki} = \frac{91,5}{314 \cdot 33,76} = 0,008 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт для К5:

$$K_{y\partial 5} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,008}} = 1,28.$$

Ударний струм КЗ для К5:

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 7,66 = 10,83 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повного струму КЗ для К5:

$$I_{\partial 5} = 7,66 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,28 - 1)^2} = 8,24 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу для К5:

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	99
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

$$B_{\kappa 5} = 7,66^2 \cdot (0,18 + 0,008) = 11,03 \text{ кА.}$$

Аналогічно здійснимо розрахунки для всіх точок КЗ

Таблиця 2.33-Результати розрахунків струмів КЗ

Точк а КЗ	$X_{\Sigma i}$	$r_{\Sigma i}$	I_i'' кА	T_{aki} с	$k_{y\partial i}$	$i_{y\partial i}, \text{кА}$	$I_{\partial i},$ кА	$B_{\kappa i},$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К2	16,11	10,7	3,43	0,001	1	4,85	3,43	2,13
К3	42,91	10,7	7,64	0,13	1,32	11,81	9,36	31,6 2
К4	80,84	23,61	5,17	0,0032	1,104	6,93	2,78	14,2 2
К5	91,5	33,7	7,66	0,008	1,28	10,83	8,24	11,0 3

2.7.1.2. Розрахунок однофазного короткого замикання

Виконаємо розрахунок струму однофазного КЗ на стороні 115 кВ.

Еквівалентний опір прямої послідовності:

$$X_{\text{рез1}} = X_c + X_{n1} = 0,014 + 6,23 = 6,24 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{рез1}} = R_{n1} = 6,23 \text{ Ом.}$$

Схема заміщення прямої та зворотної послідовності представлена на рисунку 2.9.

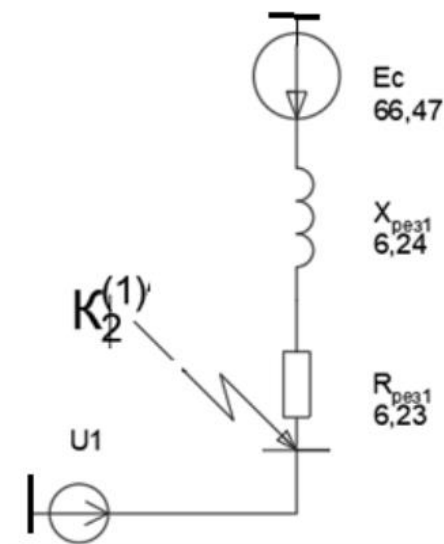


Рисунок 2.9 – СЗ прямої послідовності

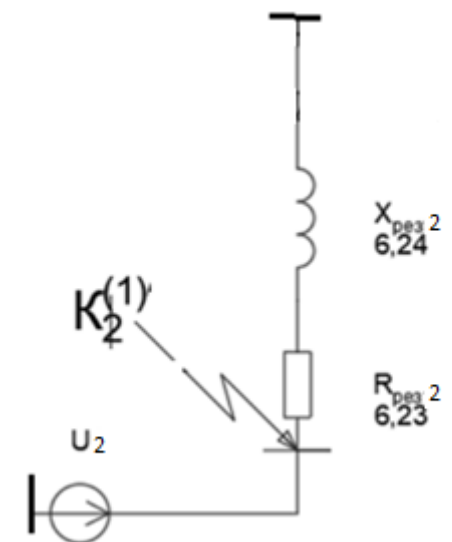


Рисунок 2.10 – СЗ зворотної послідовності

Еквівалентний опір зворотної послідовності:

$$X_{pe2} = X_{pe1} = X_c + X_{n1} = 0,014 + 10,67 = 10,68 \text{ Ом};$$

$$R_{pe1} = R_{pe1} = R_{n1} = 6,23 \text{ Ом}.$$

Будуємо схему заміщення нульової послідовності та розраховуємо її параметри.

Схема заміщення нульової послідовності представлена на рисунку 2.10

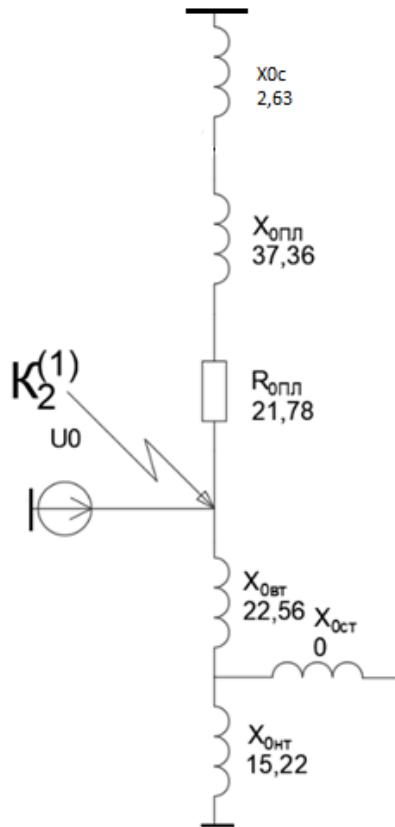


Рисунок 2.11 – СЗ нульової послідовності

Опори елементів СЗ нульової послідовності співпадають з опорами СЗ трифазного КЗ, окрім опорів повітряної лінії та системи:

Розрахуємо опори повітряної лінії:

$$X_{0пл1} = 3,5 \cdot X_{01} \cdot l = 3,5 \cdot 0,427 \cdot 25 = 37,36 \text{ Ом};$$

$$R_{0пл1} = 3,5 \cdot R_{01} \cdot l = 3,5 \cdot 0,249 \cdot 25 = 21,78 \text{ Ом}.$$

Опір нульової послідовності системи знаходимо по заданому струму однофазного КЗ на шинах системи $I_{кз}=18 \text{ кА}$:

$$I_{кз} = 18 \text{ кА} = \frac{m^{(1)} \cdot E_c}{X_{c1} + X_{c2} + X_{c0}} = \frac{3 \cdot 66,47}{6,23 + 6,23 + X_{c0}} \Rightarrow X_{c0} = \frac{3 \cdot 66,47}{18} - 2 \cdot 6,23 = 2,63 \text{ Ом}.$$

Проводимо повне еквівалентування СЗ нульової послідовності до найпростішого виду.

$$X_{рез01} = X_{0c} + X_{0nl} = 2,63 + 37,36 = 39,99 \text{ Ом};$$

$$X_{рез02} = X_{0вт} + X_{0шт} = 22,56 + 0 = 22,56 \text{ Ом};$$

$$X_{рез0} = \frac{X_{рез01} \cdot X_{рез02}}{X_{рез01} + X_{рез02}} = \frac{39,99 \cdot 22,56}{39,99 + 22,56} = 14,42 \text{ Ом};$$

$$R_{рез0} = \frac{R_{рез01} \cdot R_{рез02}}{R_{рез01} + R_{рез02}} = \frac{21,78 \cdot 0}{21,78 + 0} = 0 \text{ Ом}$$

Визначимо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta X^{(1)} = X_{рез2} + X_{рез0} = 10,68 + 14,42 = 25,1 \text{ Ом};$$

$$\Delta R^{(1)} = R_{рез2} + R_{рез0} = 6,23 + 0 = 6,23 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір однофазного КЗ розраховується:

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X_{рез1} + \Delta X^{(1)} = 10,68 + 25,1 = 35,7 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_{рез1} + \Delta R^{(1)} = 6,23 + 6,23 = 12,46 \text{ Ом}.$$

Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності представлена на рисунку 2.11.

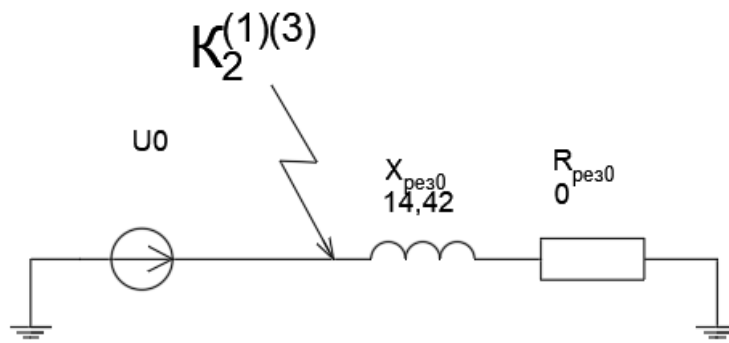


Рисунок 2.12– Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності
Результуючі опори нульової послідовності відносно точки К1:

Розрахуємо діюче значення надперехідного струму КЗ в пошкодженій фазі:

$$I_1^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot E_c}{\sqrt{(R_{рез1} + \Delta R^{(1)})^2 + (X_{рез1} + \Delta X^{(1)})^2}} = \frac{3 \cdot 66,47}{\sqrt{(6,23 + 6,23)^2 + (10,68 + 25,1)^2}} = 0,15 \text{ кА.}$$

де $m^{(1)}=3$ – для однофазного КЗ.

Постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ визначається:

$$T_{ак1}^{(1)} = \frac{X_{\Sigma}^{(1)}}{\omega \cdot R_{\Sigma}^{(1)}} = \frac{35,7}{314 \cdot 12,46} = 0,009 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт при однофазному КЗ розраховується:

$$K_{y01}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ак1}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,009}} = 1,329.$$

Ударний струм при однофазному КЗ розраховується:

$$i_{y\partial 1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1}^{(1)} \cdot I_1^{\prime(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,329 \cdot 0,15 = 0,281 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повного струму КЗ розраховується:

$$I_{\partial 1}^{(1)} = I_1^{\prime(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial 1}^{(1)} - 1)^2} = 0,15 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,329 - 1)^2} = 0,551 \text{ кА};$$

Значення теплового імпульсу розраховується:

$$B_{\kappa 1}^{(1)} = I_1^{\prime(1)2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{\text{ак}1}^{(1)}) = 0,15^2 \cdot (0,18 + 0,009) = 0,004 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Де $t_{\text{відімк}}$ - час від початку КЗ до його відімкнення, с.

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}$$

$t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ - повний час вимикання вимикача з приводом, с.

Результати розрахунків для К1 занесемо в таблицю 2.34.

Таблиця 2.34 – Результати розрахунків для К1

Точка КЗ	$x_{\Sigma}^{(1)}$	$r_{\Sigma}^{(1)}$	$I^{\prime(1)}$,кА	$T_{\text{ак}}^{(1)}$, с	$k_{y\partial}^{(1)}$	$i_{y\partial}^{(1)}$, кА	$I_{\partial}^{(1)}$, кА	$B_{\kappa}^{(1)}$, кА ² · с
$K1^{(1)}$	36,7	12,46	0,15	0,009	1,329	0,281	0,551	0,004

2.7.1.3. Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки

Вибрані комутаційні апарати в розділі 2.6 та, кабельні лінії перевіряємо за умовами КЗ. Порівняння та перевірка представлені в таблиці 2.35.

Таблиця 2.35 – Перевірка комутаційних апаратів 110 кВ.

Н апряга	Виб раний елемент	Пара метри	Умов и перевірки	Розрах ункові дані	Ката ложні дані
110 кВ	ВРС-110П- 31,5/2500 УХЛП	Струм динамічної стійкості	$i_{yd} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$	4,85 кА 3,43 кА	102 кА 46 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	2,13 кА ² с	4800 кА ² с

Таблиця 2.36 – Перевірка комутаційних апаратів 10 кВ.

На пряга	Вибра ний елемент	Пара метри	Умов и перевірки	Розрах ункові дані	Ката ложні дані
10 кВ	Вимикач ВБ4-П- 10/250	Струм динамічної стійкості	$i_{yd} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$	11,81 кА 7,64 кА	51 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	31,62 кА ² с	1200 кА ² с

Перевірка перерізу провідників проводиться за умовою термічної стійкості:

$$F_{min} < F$$

Де F – переріз вибраного кабелю, мм²;

F_{min} - мінімально допустимий переріз кабелю по умовам термічної стійкості, мм²;

Величину F_{min} розрахуємо за формулою:

$$F_{min} < \frac{\sqrt{B_k}}{C}.$$

Де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ, $C = 75 A \cdot c / \text{мм}^2$

Розрахунок для КЛ1:

$$F_{\min} < \frac{\sqrt{2,13} \cdot 10^3}{75} = 19,46 \text{ мм}^2.$$

Результати наведемо в таблиці 2.37

Ділянка	$F_{\text{поч}}$	$B_{\kappa}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$F_{\min}, \text{мм}^2$	$F_{\text{об}}, \text{мм}^2$
КЛ1	240	2,13	19,46	240
КЛ2	35	31,62	74,97	35

Висновок:

В даному розділі визначаємо показники трьохфазного та однофазного КЗ для того, щоб перевірити комутаційні апарати, такі як: діюче значення повного струму КЗ і надперехідний струм КЗ, і вторинні показники теплового імпульсу, для того, щоб перевірити термічну стійкість кабелів і комутаційної апаратури.

В ході перевірки, обраних комутаційних апаратів та провідникової продукції, було виявлено, що комутаційна апаратура відповідає вимогам.

2.7.2. Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

2.7.2.1. Розрахунок трифазного короткого замикання

З'єднання і опори збірних шин та їх з'єднання мають значний вплив на струми КЗ в мережі до 1 кВ, а також розмикаючі котушки автоматичних вимикачів і трансформатори струму. Великий вплив мають

опори контактних з'єднань – болтових з'єднань шин, перехідний опір контакту в місці КЗ, також зажимних контактів апаратів.

Всі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, будемо враховувати при розрахунках. Розрахунок проведемо в іменованих одиницях.

РС зображена на рисунку 22

Вихідні дані:

Система: враховуємо струмом КЗ $I_5^{(3)} = 5,705 \text{ кА}$

Трансформатор: тип ТМ-400/10; $S_H = 400 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $U_{BH} = 10 \text{ кВ}$;
 $U_{HH} = 0,4 \text{ кВ}$ $\Delta P_{K3} = 5,5 \text{ кВт}$; $u_K = 4,5 \%$.

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ: $l_{ш} = 5 \text{ м}$; метал – Al;
 $r_{ш.0} = 0,1 \text{ Ом/км}$; $x_{ш.0} = 0,13 \text{ Ом/км}$, $S = 80 \times 8 \text{ мм}^2$.

Автоматичні вимикачі : SF; тип АВМ 15П, $I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$.

Активний та індуктивний опори трансформатора струму ТС :

$r_{TC} = 0,2 \text{ мОм}$, $x_{TC} = 0,05 \text{ мОм}$.

Опори котушок включення автоматичних вимикачів:
 $x_{KB.SF} = 0,07 \text{ мОм}$; $r_{KB.SF} = 0,13 \text{ мОм}$.

Опори контактів автоматичних вимикачів: $r_{K_{SF}} = 0,14 \text{ мОм}$.
 $R_{0.K} = 0,003 \text{ мОм}$

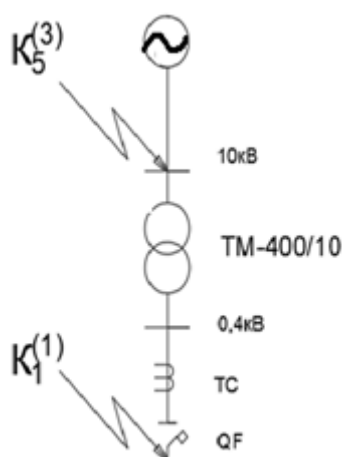


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема

Розрахунок параметрів схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

$$X_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_5^{(3)} \cdot U_{BH}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5,705 \cdot 10} = 1,62 \text{ мОм}.$$

Опори трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa 3} \cdot (U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H^2} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{400^2} = 5,5 \text{ мОм};$$

$$X_m = \sqrt{\left(\frac{U_{\kappa}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\kappa 3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{(U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H};$$

$$X_m = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{5,5}{400}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{400} = 17,14 \text{ мОм}.$$

Опори шин:

$$R_m = R_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ мОм};$$

$$X_{ш} = R_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ мОм},$$

Активний опір болтового з'єднання:

$$R_{\sigma, \kappa} = 0,003 \text{ мОм}.$$

Побудуємо СЗ для визначення струмів КЗ в точках К1-К2

Рисунок 2.13 – Схема заміщення



Еквалентуємо СЗ:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_m + X_{KB.SF} + X_w + X_{mc} = 1,62 + 17,14 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 19,53 \text{ мОм}:$$

$$R_{\Sigma 1} = R_w + 4 \cdot R_{B,K} + R_{KB.SF} + R_m + R_{K.SF} + R_{mc} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,14 + 0,2 = 6,48 \text{ мОм}.$$

Виконаємо розрахунок надперехідного значення струму трифазного КЗ:

$$I_1^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{nn} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{19,53^2 + 6,48^2}} = 11,78 \text{ кА}.$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму трифазного КЗ:

$$T_{ак1}^{(3)} = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot R_{\Sigma 1}} = \frac{19,53}{314 \cdot 6,48} = 0,009 \text{ с}.$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{\kappa 1}^{(3)} = I_1^{(3)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(3)}) = 11,78^2 \cdot (0,18 + 0,009) = 26,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Де $t_{відімк}$ - час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}.$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{вимик} = 0,08$ - час вимкнення вимикача, с;

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{y\partial 1}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ак1}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,009}} = 1,329c;$$

$$i_{y\partial 1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1}^{(3)} \cdot I_1''^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,329 \cdot 11,78 = 22,14 \text{ кА}.$$

Розрахунок найбільшого діючого значення струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(3)} = I_1''^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial 1}^{(3)} - 1)^2} = 11,78 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,329 - 1)^2} = 12,99 \text{ кА}.$$

2.7.2.2. Розрахунок струму однофазного КЗ

Проведемо розрахунок струму однофазного КЗ в К1.

На рисунку 2.14 представлена схема заміщення прямої послідовності

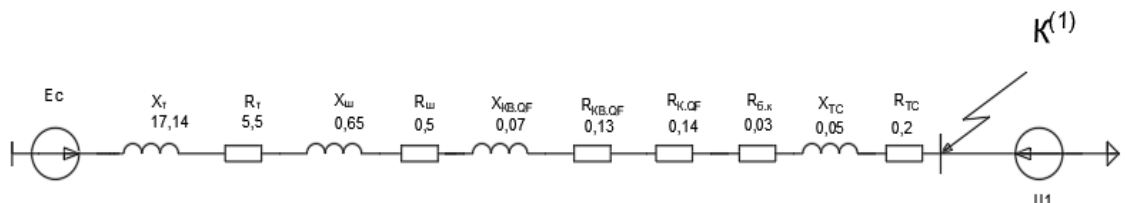


Рисунок 2.14– СЗ прямої послідовності

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_m + X_{KB.SF} + X_{m} + X_{mc} = 1,62 + 17,14 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 19,53 \text{ МОм};$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{m} + 4 \cdot R_{о.к} + R_{KB.SF} + R_m + R_{к.SF} + R_{mc} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,14 + 0,2 = 6,48 \text{ МОм}.$$

СЗ нульової послідовності

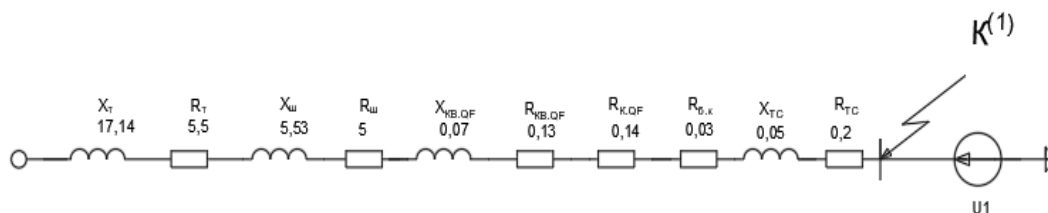


Рисунок 2.15– СЗ нульової послідовності

Опори нульової послідовності шин:

$$X_{ш.0} = 8,5 \cdot X_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ мОм};$$

$$R_{ш.0} = 10 \cdot R_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ мОм}.$$

Розрахунок евівалентних активних та індуктивних опорів нульової послідовності для К1:

$$X_{\Sigma 0} = (X_{m0} + X_{кв.QF0} + X_{ш0} + X_{mc0}) = 17,14 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 22,79 \text{ мОм};$$

,

$$X_{\Sigma 0} = R_{m0} + 4 \cdot R_{б.к0} + R_{к.QF0} + R_{кв.QF0} + R_{ш.0} + R_{mc0} = 5,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 = 10,92 \text{ мОм}$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{нн}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma 1} + R_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 0})^2}}.$$

Де $x_{\Sigma 0}$ та $r_{\Sigma 0}$ - індуктивний та активний опір СЗ нульової послідовності:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 6,48 + 10,92)^2 + (2 \cdot 19,53 + 22,79)^2}} = 0,32 \text{ кА}.$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ак}^{(1)} = \frac{2 \cdot X_1 + X_{10}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot R_1 + R_{10})} = \frac{2 \cdot 6,48 + 10,92}{314 \cdot (2 \cdot 19,53 + 22,79)} = 0,0012.$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{y\partial 1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ак1}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0012}} = 1с.$$

Розрахунок ударного струму для К1:

$$i_{y\partial 1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1}^{(1)} \cdot I_1''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,32 = 0,45кА.$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ:

$$I_{y1}^{(1)} = I_1''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial 1}^{(1)} - 1)^2}, ;$$

$$I_{y1}^{(1)} = 0,32 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 0,32кА.$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(3)} = I_1''^{(3)^2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(3)}) = 0,32^2 \cdot (0,18 + 0,0012) = 0,018кА^2 \cdot с.$$

Де $t_{відімк}$ - час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18с.$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{вимик} = 0,08$ - час вимкнення вимикача, с;

Таблиця 2.38 – Результати розрахунків для мережі нижче 1 кВ

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	113
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

Точка КЗ	U_i ,кВ	$X_{\Sigma i}$, мОм	$R_{\Sigma i}$, мОм	I_i'' , кА	T_{aki} ,с	$k_{y\partial i}$	$i_{y\partial i}$, кА	I_{yi} , кА	$B_{\kappa i}$, $\kappa A^2 \cdot c$
$K1^{(3)}$	0,4	19,53	6,48	11,78	0,009	1,329	22,16	12,96	26,22
$K1^{(1)}$	0,4	22,79	10,92	0,32	0,0012	1	0,45	0,32	0,018

2.7.2.3. Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки

Таблиця 2.39 – Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
0,4 кВ	ВА51- 35М1	Струм динамічної стійкості	$i_{y\partial} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	22,16 11,78	51 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_{\kappa} \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	26,22	$1200 \kappa A^2 \cdot c$

Висновки:

В даному розділі був проведений розрахунок однофазного та трифазного струму КЗ в мережі 0,4 кВ та виконано перевірку комутаційних апаратів, які було обрано в розділі 2.6. В результаті проведення перевірки не було виявлено порушень рівня електродинамічної стійкості, апаратура повністю відповідає вимогам і може бути встановлена в мережу.

2.8 Релейний захист та автоматика (РЗА)

2.8.1 Загальні вимоги до РЗА в мережах 10/0,4 кВ

Струми короткого замикання призводять термічну і електродинамічну дію і супроводжуються різким зниженням напруги в електромережі.

Щоб зменшити пошкодження елементів системи і уникнути аварій встановлюють автоматичні пристрої – релейний захист.

Релейний захист робить безперервний контроль стану усіх елементів електроенергетичної системи та реагує на ненормальні режими і виникнення несправностей.. При використанні постійного струму з джерелом живлення акумуляторних батарей треба обґрунтувати у кожному випадку. Для проектування захисту потрібне резервування, яке служить підтримкою. захисту елементів ЕПС при пошкоджені на суміжному елементі з метою відмови захисту вимикача. Резервний захист частіше виконуються багатоступінчастої. Цей захист призначений для резервування дій основних захистів при короткому замиканні в межах дій релейного захисту. При замиканні на землю у мережах високих струмів потрібно вибрати режим нейтралі. Струми забезпечать дію захисту усіх елементів цієї системи. Вимоги релейного захисту:

- Вибірковість дії – це вимикання лише пошкоджених ділянок.

- Швидкодія – завдяки цьому забезпечується безперебійність електропостачання непошкоджених елементів та зменшується загроза пошкодження апаратури аварійними струмами.

- Чутливість – це відключення, оцінка якого визначається коефіцієнтом чутливості.

- Надійність – це забезпечення роботи якісними реле та апаратами

2.8.2 Вибір елементів РЗА

У цьому дипломному проекті будемо розглядатися максимальний струмовий захист 10 кВ.

2.8.3 Перевірка селективності елементів РЗА

Розрахунок релейного захисту наведено на рисунку 2.8.1.

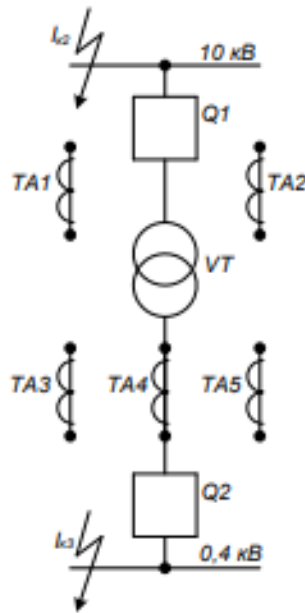


Рисунок 2.8.1 – Схема розрахунку релейного захисту

Вихідні данні:

$$U_1 = 10 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 0,4 \text{ кВ};$$

$$S_{н.тр} = 400 \text{ кВА};$$

$$I_{н.тр} = 36,4 \text{ А};$$

$$I_{к2} = 83,43 \text{ кА};$$

$$I_{к3} = 7,64 \text{ кА};$$

На стороні джерела живлення було встановлено релейний захист. Схема електричного з'єднання трансформатора струму та реле МЗС має можливість забезпечення роботи схеми живлення при всіх видах струмів КЗ.

Розрахуємо струм захисту лінії за формулою:

$$I_{спр.з} = \frac{K_{відстор} \cdot K_{спз} \cdot K_{р.макс}}{K_n};$$

де $K_{відстор}$ – коефіцієнт, для реле РТ – 40;

$K_{спз}$ – коефіцієнт само запуску;

$K_{p.макс}$ – максимальний робочий струм;

K_n – коефіцієнт повернення реле.

$$I_{p.макс} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,1 \text{ А},$$

$$I_{спр.з} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot 23,1}{0,8} = 95,28 \text{ А}.$$

Перевіряємо чутливість МСЗ під час однофазного струму короткого замикання. Визначаємо однофазне КЗ, приведений до високої обмотки трансформатора.

$$I_K^{(1)} = \frac{I_{к.0,4}^{(1)}}{k_T};$$

де $I_{к.0,4}^{(1)} = 11,78 \text{ кА}$ – струм однофазного КЗ на стороні НН

k_T – коефіцієнт трансформації трансформатора.

$$k_T = \frac{10}{0,4} = 25$$

$$I_K^{(1)} = \frac{11780}{25} = 471,2 \text{ А}.$$

Розрахуємо струм спрацювання реле за формулою:

$$I_{сп} = \frac{I_{спр.з} \cdot K_{сх}^{(3)}}{k_{ТС}},$$

де $K_{сх}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми;

$k_{ТС}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$k_{ТС} = \frac{I_{н1}}{I_{н2}},$$

$$k_{ТС} = \frac{20}{5} = 4;$$

$$I_{сп} = \frac{23,1}{4} = 5,77 \text{ А}.$$

Визначимо струми у реле зі сторони 10 кВ при $K^{(1)}$ на стороні 0,4 кВ:

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	117
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		

$$K_{\eta} = \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{спр.з}}},$$

$$K_{\eta} = \frac{471,2}{95,28} = 4,94$$

Коефіцієнт чутливості повинен перевищувати або бути рівним 1,5
 $1,5 < 4,94$

Висновок:

Оберемо реле типу NH-1C/gG 20A 500V КОМБІ зі струмом спрацювання 20 А.

					НТУУ.001.7110.045ПЗ	
Змн.	Арк.А	№ докум.№	ПідписПі	Дата		118

3.ОЦІНКА РІВНЯ НАПРУГИ В РОСПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ СУЧАСНИХ МІСТ

Дослідження режимів напруги в розподільній мережі проводимо за допомогою інформаційно-обчислювального комплексу з оцінки та оптимізації режимів електричних мереж “ІВК-СЭС”. Проводимо розрахунок режиму напруги електричної мережі району міста на дев’ятнадцяту годину . Результати розрахунків представлено у таблиці 3.3. Для кожної ділянки живлячої лінії мережі міста наведені навантаження (активна та реактивна потужності і струм), а також діючі значення напруги в кВ, та поточні відхилення напруги у відсотках. Наведені також втрати напруги та втрати потужності.

Проводимо спільну оптимізацію режиму напруги (вибір відгалужень розподільчих трансформаторів та закону зустрічного регулювання в ЦЖ (в обчислювальному комплексі “ІВК-СЭС”) на дев’ятнадцяту годину.

Результати розрахунків представлено у таблицях 3.1, 3.2.

Таблиця 3.1 – Втрати, пропуск і споживання неякісної ЕЕ в ЦЖ

Джерело живлення	Розрахунковий режим	Пропуск електроенергії за добу, МВт·Ч	Неякісна електроенергія		Втрати, МВт·Ч			Сумарні втрати електроенергії
					ЛЕП	Трансформатори		
			v>5%	v<5%		в міді	в сталі	МВт·Ч
пс 1.1	Початковий	289.56	3.26	0.00	0.243	0.131	0.096	0.47
	Новий	281.06	0.00	0.00	0.223	0.114	0.089	0.426
пс 1.2	Початковий	297.08	3.16	0.00	0.376	0.120	0.116	0.613
	Новий	294.82	0.11	0.00	0.358	0.105	0.112	0.576

N п/п	Начальный		Конечный		Источник питания		Мощность		Ток I [А]	Заг руз [%]	0 Г Р.	Напряжение		ПБВ Тр.		V-Nk НН [%]	Потери мощн. [кВт]	Потеря напря- жения,В
	номер	ветви	номер	ветви	номер	сш яч	P [кВт]	Q [кВАр]				[кВ]	[%]	Мот	Ктр			
1	пс	1 1	рп	1 1	пс	1 1 11 а 11	2222	579	127	44		10.43	4.3				14.25	71.4
2																		
3	рп	1 1о	рп	1 2	пс	1 1 11	0	0	0	0		10.43	4.3				0.00	-0.0
4	рп	1 1	тп	1 1	пс	1 1 11	1420	435	82	38		10.39	3.9				5.56	41.3
5	тп	1 1о	тп	1 2	пс	1 1 11	0	0	0	0		10.39	3.9				0.00	-0.0
6	тп	1 10о	тп	1 20	пс	1 1 11	0	0	0	0		0.409	7.7				0.00	-0.0
7	тп	1 1	тп	2 1	пс	1 1 11	1172	363	68	32		10.36	3.6				2.86	25.6
8	тп	2 10о	тп	2 20	пс	1 1 11	0	0	0	0		0.407	7.1				0.00	-0.0
9	тп	2 1о	тп	2 2	пс	1 1 11	0	0	0	0		10.36	3.6				0.00	-0.0
10	тп	2 1	тп	3 1	пс	1 1 11	773	238	45	21		10.35	3.5				1.04	14.1
11	тп	3 10о	тп	3 20	пс	1 1 11	0	0	0	0		0.407	7.1				0.00	-0.0
12	тп	3 1о	тп	3 2	пс	1 1 11	0	0	0	0		10.35	3.5				0.00	-0.0
13	тп	3 1	тп	4 1	пс	1 1 11	502	159	29	13		10.34	3.4				0.71	14.6
14	тп	4 10о	тп	4 20	пс	1 1 11	0	0	0	0		0.408	7.4				0.00	-0.0
15	тп	4 1о	тп	4 2	пс	1 1 11	0	0	0	0		10.34	3.4				0.00	-0.0
16	тп	4 1о	тп	14 1	пс	1 1 11	0	0	0	0		10.34	3.4				0.00	0.0
17	рп	1 1	тп	11 1	пс	1 1 11	796	151	44	21		10.42	4.2				0.62	8.5
18	тп	11 10о	тп	11 20	пс	1 1 11	0	0	0	0		0.410	8.0				0.00	-0.0
19	тп	11 1о	тп	11 2	пс	1 1 11	0	0	0	0		10.42	4.2				0.00	-0.0
20	тп	11 1	тп	12 1	пс	1 1 11	549	76	30	14		10.41	4.1				0.29	5.8
21	тп	12 10о	тп	12 20	пс	1 1 11	0	0	0	0		0.409	7.7				0.00	-0.0
22	тп	12 1о	тп	12 2	пс	1 1 11	0	0	0	0		10.41	4.1				0.00	-0.0
23	тп	12 1	тп	13 1	пс	1 1 11	279	-6	15	7		10.41	4.1				0.07	2.8
24	тп	13 10о	тп	13 20	пс	1 1 11	0	0	0	0		0.410	7.9				0.00	-0.0
25	тп	13 1о	тп	13 2	пс	1 1 11	0	0	0	0		10.41	4.1				0.00	-0.0
26	тп	13 1	тп	14 1	пс	1 1 11	33	-82	4	2		10.41	4.1				0.00	0.1
27	тп	14 1	тп	14 10	пс	1 1 11	31	-82	122	8		0.418	10	0	25.00		0.09	-41.1
28	тп	14 10о	тп	14 20	пс	1 1 11	0	0	0	0		0.418	10				0.00	-0.0
29	тп	14 1о	тп	14 2	пс	1 1 11	0	0	0	0		10.41	4.1				0.00	-0.0
30	тп	1 1	тп	1 10	пс	1 1 11	242	70	355	61		0.409	7.7	0	25.00		2.19	158.8
31	тп	2 1	тп	2 10	пс	1 1 11	393	114	580	63		0.407	7.1	0	25.00		3.59	181.3
32	тп	3 1	тп	3 10	пс	1 1 11	266	77	393	68		0.407	7.1	0	25.00		2.65	174.8
33	тп	4 1	тп	4 10	пс	1 1 11	497	144	731	50		0.408	7.4	0	25.00		3.10	135.5
34	тп	11 1	тп	11 10	пс	1 1 11	243	70	355	61		0.410	8.0	0	25.00		2.20	159.3
35	тп	12 1	тп	12 10	пс	1 1 11	266	77	391	67		0.409	7.7	0	25.00		2.65	174.8
36	тп	13 1	тп	13 10	пс	1 1 11	243	70	356	61		0.410	7.9	0	25.00		2.20	159.4
37	тп	14 10	вв	2	пс	1 1 11	507	147	730	7		0.418	10				0.00	-0.0
38	тп	14 10	вв	1	пс	1 1 11	-476	-230	731-	7		0.418	10				0.00	0.0
39	пс	1 2	рп	1 2	пс	1 2 12	2262	591	129	45		10.43	4.3				14.77	72.6
40						6 12												
41	рп	1 2	тп	1 2	пс	1 2 12	1460	450	84	39		10.39	3.9				5.88	42.5
42	тп	1 2	тп	2 2	пс	1 2 12	1211	377	70	33		10.36	3.6				3.06	26.5
43	тп	2 2	тп	3 2	пс	1 2 12	773	238	45	21		10.35	3.5				1.04	14.1
44	тп	3 2	тп	4 2	пс	1 2 12	502	159	29	13		10.34	3.4				0.71	14.6
45	тп	4 2о	тп	14 2	пс	1 2 12	0	0	0	0		10.34	3.4				0.00	0.0
46	рп	1 2	тп	11 2	пс	1 2 12	795	150	44	21		10.42	4.2				0.82	11.3
47	тп	11 2	тп	12 2	пс	1 2 12	549	74	30	14		10.41	4.1				0.29	5.8
48	тп	12 2	тп	13 2	пс	1 2 12	279	-8	15	7		10.41	4.1				0.07	2.8
49	тп	13 2	тп	14 2	пс	1 2 12	33	-82	4	2		10.41	4.1				0.01	0.2
50	тп	14 2	тп	14 20	пс	1 2 12	30	-83	122	8		0.418	10	0	25.00		0.09	-41.1
51	тп	1 2	тп	1 20	пс	1 2 12	242	70	355	61		0.409	7.7	0	25.00		2.19	158.8
52	тп	2 2	тп	2 20	пс	1 2 12	432	125	639	70		0.406	6.9	0	25.00		4.34	199.1
53	тп	3 2	тп	3 20	пс	1 2 12	266	77	393	68		0.407	7.1	0	25.00		2.65	174.8
54	тп	4 2	тп	4 20	пс	1 2 12	497	144	731	50		0.408	7.4	0	25.00		3.10	135.5
55	тп	11 2	тп	11 20	пс	1 2 12	243	70	355	61		0.410	8.0	0	25.00		2.20	159.3
56	тп	12 2	тп	12 20	пс	1 2 12	266	77	391	67		0.409	7.7	0	25.00		2.65	174.8
57	тп	13 2	тп	13 20	пс	1 2 12	243	70	356	61		0.410	7.9	0	25.00		2.20	159.4
58	тп	14 20	вв	2	пс	1 2 12	507	147	729	7		0.418	10				0.00	-0.0
59	тп	14 20	вв	1	пс	1 2 12	-476	-230	731-	7		0.418	10				0.00	0.0

Рисунок 3.1 - . Розрахунок режиму мережі

Закон зустрічного регулювання в ЦЖ, графіки струму та напруги на шинах 10 кВ ЦЖ запропоновані комплексом “ІВК-СЭС” наведено на рисунках 3.2 і 3.3.

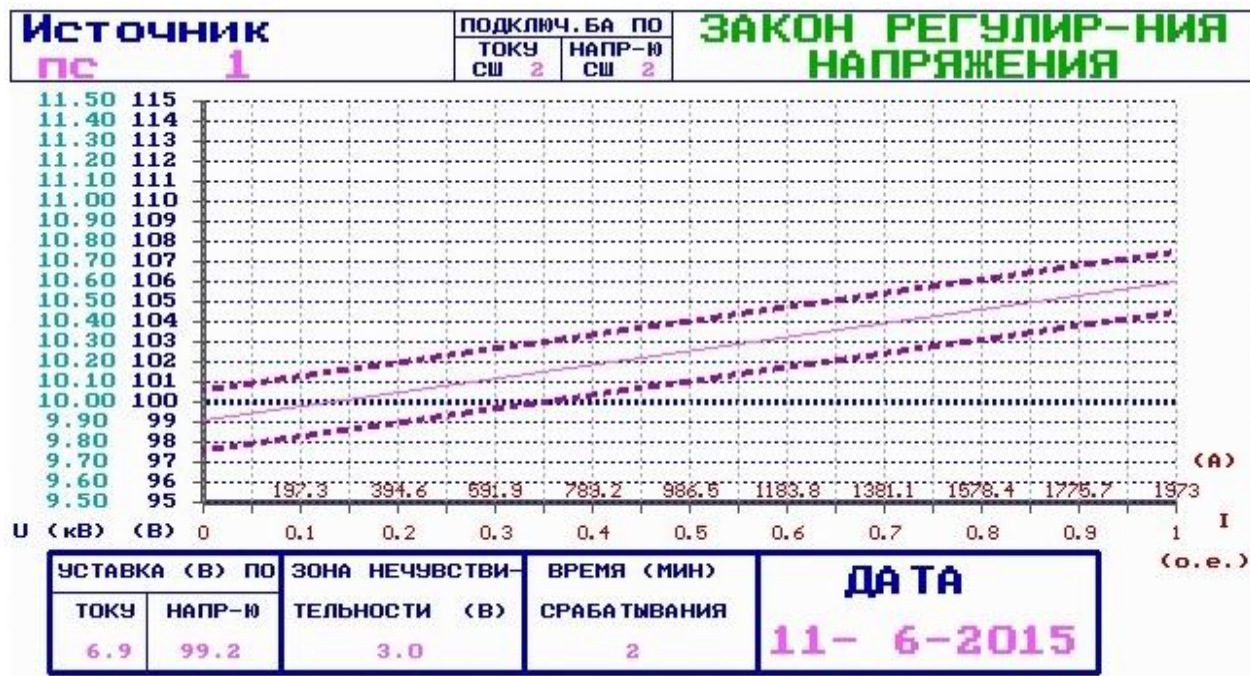


Рисунок 3.2 – Закон регулювання напруги в ЦЖ

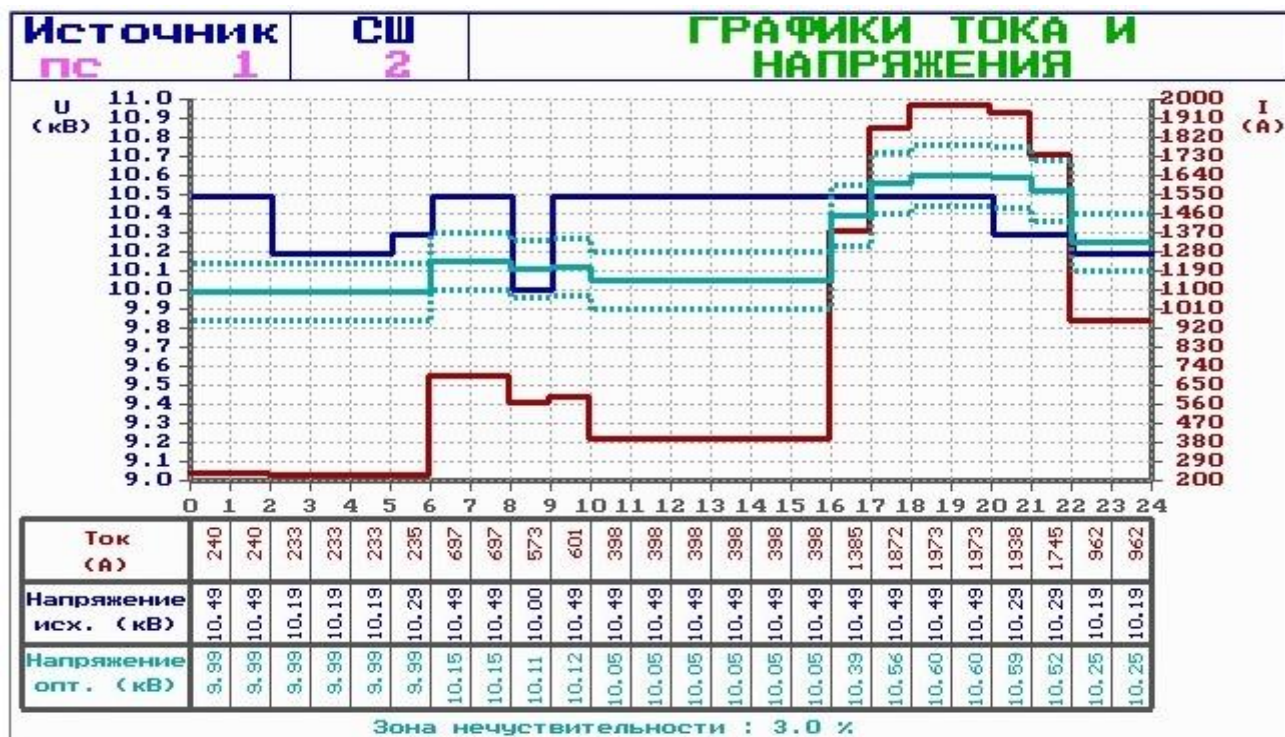


Рисунок 3.3 – Графік струму і напруги в ЦЖ

Таблиця 3.2 – Зміна відгалужень ПБЗ трансформаторів

№ п /п	Назва вузла	Ном ер тр-ра	Відгалуження ПБЗ трансформатора				Джерело живлення вузла
			Поч.	Ет,%	Опт.	Ет,%	
1	тп 2 1	1	3	0.0	2	-2.5	пс 1 111
2	тп 3 1	1	3	0.0	1	-5.0	пс 1 111
3	тп 4 1	1	3	0.0	1	-5.0	пс 1 111
4	тп 1 1	1	3	0.0	1	-5.0	пс 1 212
5	тп 8 1	1	3	0.0	1	-5.0	пс 1 212
6	тп 7 1	1	3	0.0	1	-5.0	пс 1 212
7	тп 6 1	1	3	0.0	1	-5.0	пс 1 212
8	тп 5 1	1	3	0.0	1	-5.0	пс 1 212

3.1 Розрахунок нормального режиму напруги

Результати розрахунків занесемо до таблиць 3.3 і 3.4.

Таблиця 3.3 – Розрахунок нормального режиму напруги в “ІВК-СЭС” для четвертої години

№ п/п	Початковий номер лінії	Кінцевий номер лінії	Джерело живлення	Потужність		Срум I	Завантаж. [%]	Обмеження	Напруга		ПБЗ тр.	Ктр	V-Nk НН	Втрата потуж.	Втрата напруги
				P	Q										
				[кВт]	[квар]	[А]	[%]		[кВ]	[%]	№		[%]	[кВт]	В
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	пс 1 1	рп 1 1	пс 1 1 5	892	429	57	19		9.950	-0.5				4.87	53.8
2			5												
3	рп 1 1 о	рп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.950	-0.5				0.00	-0.0
4	рп 1 1	тп 4 1	пс 1 1 5	329	165	21	12		9.940	-0.6				0.30	8.0
5	тп 4 1 о	тп 4 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.940	-0.6				0.00	-0.0
6	тп 4 1	тп 1 1	пс 1 1 5	245	126	16	9		9.930	-0.7				0.26	9.1
7	тп 1 1 о	тп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.930	-0.7				0.00	-0.0
8	тп 1 1	тп 2 1	пс 1 1 5	159	85	10	6		9.920	-0.8				0.11	5.6
9	тп 2 1 о	тп 2 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.920	-0.8				0.00	-0.0
10	тп 2 1	тп 3 1	пс 1 1 5	79	48	5	3		9.920	-0.8				0.03	2.9
11	тп 3 1 о	тп 3 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.920	-0.8				0.00	-0.0
12	рп 1 1	тп 5 1	пс 1 1 5	240	129	15	9		9.940	-0.6				0.29	10.1
13	тп 5 1 о	тп 5 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.940	-0.6				0.00	-0.0
14	тп 5 1	тп 6 1	пс 1 1 5	157	86	10	6		9.940	-0.6				0.08	4.0
15	тп 6 1 о	тп 6 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.940	-0.6				0.00	-0.0

Продовження таблиці 3.3

16	тп 6 1	тп 7 1	пс 1 1 5	75	46	5	3		9.940	-0.6				0.02	2.3
17	тп 7 1о	тп 7 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.940	-0.6				0.00	-0.0
18	рп 1 1	тп 8 1	пс 1 1 5	323	167	21	12		9.940	-0.6				0.31	8.2
19	тп 8 1о	тп 8 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.940	-0.6				0.00	-0.0
20	тп 8 1	тп 9 1	пс 1 1 5	237	126	15	9		9.930	-0.7				0.22	7.9
21	тп 9 1о	тп 9 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.930	-0.7				0.00	-0.0
22	тп 9 1	тп 10 1	пс 1 1 5	162	90	10	6		9.930	-0.7				0.1	4.9
23	тп 10 1о	тп 10 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.930	-0.7				0.00	-0.0
24	тп 10 1	тп 11 1	пс 1 1 5	85	52	5	3		9.930	-0.7				0.03	2.5
25	тп 11 1о	тп 11 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		9.930	-0.7				0.00	-0.0
26	тп 4 1	тп 4.1	пс 1 1 5	83	51	149	25		0.375	-1.2	1	26.25		0.32	83.2
27	тп 3 1	тп 3.1	пс 1 1 5	78	48	140	24		0.375	-1.3	1	26.25	-2.0	0.29	78.2
28	тп 2 1	тп 2.1	пс 1 1 5	78	48	142	24		0.375	-1.3	1	26.25	-2.0	0.29	79.1
29	тп 1 1	тп 1.1	пс 1 1 5	85	52	153	26		0.375	-1.3	1	26.25	-2.0	0.34	85.6
30	тп 7 1	тп 7.1	пс 1 1 5	74	45	133	23		0.376	-1.1	1	26.25	-1.8	0.26	74.5
31	тп 6 1	тп 6.1	пс 1 1 5	81	50	146	25		0.376	-1.2	1	26.25	-1.8	0.31	81.4
32	тп 5 1	тп 5.1	пс 1 1 5	81	50	146	25		0.376	-1.2	1	26.25	-1.8	0.31	81.8
33	тп 11 1	тп 11.1	пс 1 1 5	84	51	151	26		0.375	-1.3	1	26.25	-2.0	0.33	84.4
34	тп 10 1	тп 10.1	пс 1 1 5	75	46	136	23		0.375	-1.2	1	26.25	-1.9	0.27	75.9
35	тп 9 1	тп 9.1	пс 1 1 5	74	45	133	23		0.375	-1.2	1	26.25	-1.9	0.26	74.3
36	тп 8 1	тп 8.1	пс 1 1 5	84	52	152	26		0.375	-1.2	1	26.25	-1.9	0.34	84.9
37	пс 1 2	рп 1 2	пс 1 2 6	892	429	57	19		9.950	-0.5				4.87	53.8
38			6												
39	рп 1 2	тп 4 2	пс 1 2 6	329	165	21	12		9.940	-0.6				0.30	8.0
40	тп 4 2	тп 1 2	пс 1 2 6	245	126	16	9		9.930	-0.7				0.26	9.1
41	тп 1 2	тп 2 2	пс 1 2 6	159	85	10	6		9.920	-0.8				0.11	5.6
42	тп 2 2	тп 3 2	пс 1 2 6	79	48	5	3		9.920	-0.8				0.03	2.9
43	рп 1 2	тп 5 2	пс 1 2 6	240	129	15	9		9.940	-0.6				0.29	10.1
44	тп 5 2	тп 6 2	пс 1 2 6	157	86	10	6		9.940	-0.6				0.08	4.0
45	тп 6 2	тп 7 2	пс 1 2 6	75	46	5	3		9.940	-0.6				0.02	2.3
46	рп 1 2	тп 8 2	пс 1 2 6	323	167	21	12		9.940	-0.6				0.31	8.2
47	тп 8 2	тп 9 2	пс 1 2 6	237	126	15	9		9.930	-0.7				0.22	7.9
48	тп 9 2	тп 10 2	пс 1 2 6	162	90	10	6		9.930	-0.7				0.1	4.9
49	тп 10 2	тп 11 2	пс 1 2 6	85	52	5	3		9.930	-0.7				0.03	2.5
50	тп 4 2	тп 4.2	пс 1 2 6	83	51	149	25		0.375	-1.2	1	26.25	-1.9	0.32	83.2
51	тп 3 2	тп 3.2	пс 1 2 6	78	48	140	24		0.375	-1.3	1	26.25	-2.0	0.29	78.2
52	тп 2 2	тп 2.2	пс 1 2 6	78	48	142	24		0.375	-1.3	1	26.25	-2.0	0.29	79.1
53	тп 1 2	тп 1.2	пс 1 2 6	85	52	153	26		0.375	-1.3	1	26.25	-2.0	0.34	85.6
54	тп 7 2	тп 7.2	пс 1 2 6	74	45	133	23		0.376	-1.1	1	26.25	-1.8	0.26	74.5
55	тп 6 2	тп 6.2	пс 1 2 6	81	50	146	25		0.376	-1.2	1	26.25	-1.8	0.31	81.4
56	тп 5 2	тп 5.2	пс 1 2 6	81	50	146	25		0.376	-1.2	1	26.25	-1.8	0.31	81.8

Продовження таблиці 3.3															
57	пп 11.2	пп 11.2	пс 1 2 6	84	51	151	26		0.375	-1.3	1	26.25	-2.0	0.33	84.4
58	пп 10.2	пп 10.2	пс 1 2 6	75	46	136	23		0.375	-1.2	1	26.25	-1.9	0.27	75.9
59	пп 9.2	пп 9.2	пс 1 2 6	74	45	133	23		0.375	-1.2	1	26.25	-1.9	0.26	74.3
60	пп 8.2	пп 8.2	пс 1 2 6	84	52	152	26		0.375	-1.2	1	26.25	-1.9	0.34	84.9

Таблиця 3.4 – Розрахунок нормального режиму напруги в “ІВК-СЭС”
для дев’ятнадцятої години

№ п/п	Початковий номер лінії	Кінцевий номер лінії	Джерело живлення	Потужність		Струм	Завантаж.	Обмеження	Напруга		ПБЗ пр.	Ктр	V-Nk НН	Втрата потуж.	Втрата напруги
				P	Q										
				[кВт]	[квар]	A]	[%]		[кВ]	[%]			[%]	[кВт]	В
1	2	3	4	5	6	7	8		10	11	12	13	14	15	16
1	пс 1 1	рп 1 1	пс 1 1 5	3436	981	200	68		10.31	3.1				59.10	191.7
2			5												
3	рп 1 1o	рп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.31	3.1				0.00	-0.0
4	рп 1 1	тп 4 1	пс 1 1 5	1265	369	74	43		10.28	2.8				3.63	29.6
5	тп 4 1o	тп 4 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.28	2.8				0.00	-0.0
6	тп 4 1	тп 1 1	пс 1 1 5	940	277	55	32		10.25	2.5				3.08	33.5
7	тп 1 1o	тп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.25	2.5				0.00	-0.0
8	тп 1 1	тп 2 1	пс 1 1 5	608	182	35	20		10.23	2.3				1.23	20.5
9	тп 2 1o	тп 2 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.23	2.3				0.00	-0.0
10	тп 2 1	тп 3 1	пс 1 1 5	302	97	17	10		10.22	2.2				0.32	10.5
11	тп 3 1o	тп 3 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.22	2.2				0.00	-0.0
12	рп 1 1	тп 5 1	пс 1 1 5	921	276	54	31		10.27	2.7				3.34	37.1
13	тп 5 1o	тп 5 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.27	2.7				0.00	-0.0
14	тп 5 1	тп 6 1	пс 1 1 5	603	183	35	20		10.26	2.6				0.87	14.7
15	тп 6 1o	тп 6 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.26	2.6				0.00	-0.0
16	тп 6 1	тп 7 1	пс 1 1 5	288	92	17	9		10.25	2.5				0.24	8.4
17	тп 7 1o	тп 7 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.25	2.5				0.00	-0.0
18	рп 1 1	тп 8 1	пс 1 1 5	1239	366	72	42		10.28	2.8				3.63	30.2
19	тп 8 1o	тп 8 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.28	2.8				0.00	-0.0
20	тп 8 1	тп 9 1	пс 1 1 5	907	270	53	31		10.25	2.5				2.57	28.9
21	тп 9 1o	тп 9 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.25	2.5				0.00	-0.0
22	тп 9 1	тп 10 1	пс 1 1 5	619	189	36	21		10.23	2.3				1.10	18.0
23	тп 10 1o	тп 10 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.23	2.3				0.00	-0.0
24	тп 10 1	тп 11 1	пс 1 1 5	325	105	19	11		10.22	2.2				0.29	8.9
25	тп 11 1o	тп 11 2	пс 1 1 5	0	0	0	0		10.22	2.2				0.00	-0.0

Продовження таблиці 3.4

26	тп 4 1	тп 4 .1	пс 1 1 5	318	92	497	86		0.384	1		26.25		3.76	208.5
27	тп 3 1	тп 3 .1	пс 1 1 5	297	86	468	81		0.382	0.5		26.25	-7.0	3.30	195.2
28	тп 2 1	тп 2 .1	пс 1 1 5	301	87	473	82		0.382	0.6		26.25	-6.9	3.38	197.6
29	тп 1 1	тп 1 .1	пс 1 1 5	326	95	512	88		0.382	0.6		26.25	-6.9	3.97	214.0
30	тп 7 1	тп 7 .1	пс 1 1 5	284	82	445	77		0.383	0.9		26.25	-6.6	3.01	186.5
31	тп 6 1	тп 6 .1	пс 1 1 5	310	90	487	84		0.383	0.8		26.25	-6.7	3.59	203.7
32	тп 5 1	тп 5 .1	пс 1 1 5	312	91	489	84		0.383	0.9		26.25	-6.6	3.63	204.8
33	тп 11 1	тп 11 .1	пс 1 1 5	321	93	505	87		0.381	0.3		26.25	-7.2	3.83	210.4
34	тп 10 1	тп 10 .1	пс 1 1 5	289	84	454	78		0.382	0.7		26.25	-6.8	3.12	189.7
35	тп 9 1	тп 9 .1	пс 1 1 5	284	82	444	77		0.383	0.9		26.25	-6.6	3.00	186.1
36	тп 8 1	тп 8 .1	пс 1 1 5	324	94	508	88		0.383	0.9		26.25	-6.6	3.92	212.8
37	пс 1 2	рп 1 2	пс 1 2 6	3436	981	200	68		10.31	3.1				59.10	191.7
38			6												
39	рп 1 2	тп 4 2	пс 1 2 6	1265	369	74	43		10.28	2.8				3.63	29.6
40	тп 4 2	тп 1 2	пс 1 2 6	940	277	55	32		10.25	2.5				3.08	33.5
41	тп 1 2	тп 2 2	пс 1 2 6	608	182	35	20		10.23	2.3				1.23	20.5
42	тп 2 2	тп 3 2	пс 1 2 6	302	97	17	10		10.22	2.2				0.32	10.5
43	рп 1 2	тп 5 2	пс 1 2 6	921	276	54	31		10.27	2.7				3.34	37.1
44	тп 5 2	тп 6 2	пс 1 2 6	603	183	35	20		10.26	2.6				0.87	14.7
45	тп 6 2	тп 7 2	пс 1 2 6	288	92	17	9		10.25	2.5				0.24	8.4
46	рп 1 2	тп 8 2	пс 1 2 6	1239	366	72	42		10.28	2.8				3.63	30.2
47	тп 8 2	тп 9 2	пс 1 2 6	907	270	53	31		10.25	2.5				2.57	28.9
48	тп 9 2	тп 10 2	пс 1 2 6	619	189	36	21		10.23	2.3				1.10	18.0
49	тп 10 2	тп 11 2	пс 1 2 6	325	105	19	11		10.22	2.2				0.29	8.9
50	тп 4 2	тп 4 .2	пс 1 2 6	318	92	497	86		0.384	1		26.25	-6.5	3.76	208.5
51	тп 3 2	тп 3 .2	пс 1 2 6	297	86	468	81		0.382	0.5		26.25	-7.0	3.30	195.2
52	тп 2 2	тп 2 .2	пс 1 2 6	301	87	473	82		0.382	0.6		26.25	-6.9	3.38	197.6
53	тп 1 2	тп 1 .2	пс 1 2 6	326	95	512	88		0.382	0.6		26.25	-6.9	3.97	214.0
54	тп 7 2	тп 7 .2	пс 1 2 6	284	82	445	77		0.383	0.9		26.25	-6.6	3.01	186.5
55	тп 6 2	тп 6 .2	пс 1 2 6	310	90	487	84		0.383	0.8		26.25	-6.7	3.59	203.7
56	тп 5 2	тп 5 .2	пс 1 2 6	312	91	489	84		0.383	0.9		26.25	-6.6	3.63	204.8
57	тп 11 2	тп 11 .2	пс 1 2 6	321	93	505	87		0.381	0.3		26.25	-7.2	3.83	210.4
58	тп 10 2	тп 10 .2	пс 1 2 6	289	84	454	78		0.382	0.7		26.25	-6.8	3.12	189.7
59	тп 9 2	тп 9 .2	пс 1 2 6	284	82	444	77		0.383	0.9		26.25	-6.6	3.00	186.1
60	тп 8 2	тп 8 .2	пс 1 2 6	324	94	508	88		0.383	0.9		26.25	-6.6	3.92	212.8

3.2 Оптимізація режиму напруги з окремим вибором відгалужень розподільчих трансформаторів та закону регулювання в ЦЖ

Проводимо оптимізацію (для четвертої та дев'ятнадцятої години) режиму напруги вибором відгалужень розподільчих трансформаторів в комплексі “ІВК-СЭС”. Результати розрахунків представлено у таблицях 3.5, 3.6, 3.7, 3.8.

Таблиця 3.5 – Оптимізація режиму напруги з окремим вибором відгалужень розподільчих трансформаторів в “ІВК-СЭС” для четвертої години

№ п/п	Початковий номер лінії	Кінцевий номер лінії	Джерело живлення	Потужність	Срум	Завантаж.	Напруга		ПБЗ тр.	V-Nk НН
				P	I		[кВ]	[%]	№	[%]
				[кВт]	[А]					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	пс 1 1	рп 1 1	пс 1 1 5	911	58	19	9.950	-0.5		
2			5							
3	рп 1 1 о	рп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.950	-0.5		
4	рп 1 1	тп 4 1	пс 1 1 5	334	21	12	9.940	-0.6		
5	тп 4 1 о	тп 4 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.940	-0.6		
6	тп 4 1	тп 1 1	пс 1 1 5	250	16	9	9.930	-0.7		
7	тп 1 1 о	тп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.930	-0.7		
8	тп 1 1	тп 2 1	пс 1 1 5	162	10	6	9.920	-0.8		
9	тп 2 1 о	тп 2 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.920	-0.8		
10	тп 2 1	тп 3 1	пс 1 1 5	80	5	3	9.920	-0.8		
11	тп 3 1 о	тп 3 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.920	-0.8		
12	рп 1 1	тп 5 1	пс 1 1 5	245	16	9	9.940	-0.6		
13	тп 5 1 о	тп 5 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.940	-0.6		
14	тп 5 1	тп 6 1	пс 1 1 5	161	10	6	9.940	-0.6		
15	тп 6 1 о	тп 6 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.940	-0.6		
16	тп 6 1	тп 7 1	пс 1 1 5	77	5	3	9.940	-0.6		
17	тп 7 1 о	тп 7 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.940	-0.6		
18	рп 1 1	тп 8 1	пс 1 1 5	330	21	12	9.940	-0.6		
19	тп 8 1 о	тп 8 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.940	-0.6		
20	тп 8 1	тп 9 1	пс 1 1 5	242	15	9	9.930	-0.7		
21	тп 9 1 о	тп 9 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.930	-0.7		
22	тп 9 1	тп 10 1	пс 1 1 5	165	11	6	9.930	-0.7		
23	тп 10 1 о	тп 10 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.930	-0.7		
24	тп 10 1	тп 11 1	пс 1 1 5	87	5	3	9.930	-0.7		
25	тп 11 1 о	тп 11 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.930	-0.7		

Продовження таблиці 3.5										
26	ТП 4 1	ТП 4.1	пс 1 1 5	82	149	25	0.375	-1.2	1	
27	ТП 3 1	ТП 3.1	пс 1 1 5	79	140	24	0.384	1.1	2	0.4
28	ТП 2 1	ТП 2.1	пс 1 1 5	80	142	24	0.384	1.1	2	0.4
29	ТП 1 1	ТП 1.1	пс 1 1 5	86	153	26	0.384	1.1	2	0.4
30	ТП 7 1	ТП 7.1	пс 1 1 5	75	133	23	0.385	1.3	2	0.6
31	ТП 6 1	ТП 6.1	пс 1 1 5	82	146	25	0.385	1.2	2	0.6
32	ТП 5 1	ТП 5.1	пс 1 1 5	83	146	25	0.385	1.2	2	0.6
33	ТП 11 1	ТП 11.1	пс 1 1 5	85	151	26	0.384	1.1	2	0.4
34	ТП 10 1	ТП 10.1	пс 1 1 5	77	136	23	0.384	1.2	2	0.5
35	ТП 9 1	ТП 9.1	пс 1 1 5	75	133	23	0.385	1.2	2	0.5
36	ТП 8 1	ТП 8.1	пс 1 1 5	86	152	26	0.384	1.2	2	0.5
37	пс 1 2	рп 1 2	пс 1 2 6	913	58	20	9.950	-0.5		
38			6							
39	рп 1 2	ТП 4 2	пс 1 2 6	336	21	12	9.940	-0.6		
40	ТП 4 2	ТП 1 2	пс 1 2 6	250	16	9	9.930	-0.7		
41	ТП 1 2	ТП 2 2	пс 1 2 6	162	10	6	9.920	-0.8		
42	ТП 2 2	ТП 3 2	пс 1 2 6	80	5	3	9.920	-0.8		
43	рп 1 2	ТП 5 2	пс 1 2 6	245	16	9	9.940	-0.6		
44	ТП 5 2	ТП 6 2	пс 1 2 6	161	10	6	9.940	-0.6		
45	ТП 6 2	ТП 7 2	пс 1 2 6	77	5	3	9.940	-0.6		
46	рп 1 2	ТП 8 2	пс 1 2 6	330	21	12	9.940	-0.6		
47	ТП 8 2	ТП 9 2	пс 1 2 6	242	15	9	9.930	-0.7		
48	ТП 9 2	ТП 10 2	пс 1 2 6	165	11	6	9.930	-0.7		
49	ТП 10 2	ТП 11 2	пс 1 2 6	87	5	3	9.930	-0.7		
50	ТП 4 2	ТП 4.2	пс 1 2 6	84	149	25	0.385	1.2	2	0.5
51	ТП 3 2	ТП 3.2	пс 1 2 6	79	140	24	0.384	1.1	2	0.4
52	ТП 2 2	ТП 2.2	пс 1 2 6	80	142	24	0.384	1.1	2	0.4
53	ТП 1 2	ТП 1.2	пс 1 2 6	86	153	26	0.384	1.1	2	0.4
54	ТП 7 2	ТП 7.2	пс 1 2 6	75	133	23	0.385	1.3	2	0.6
55	ТП 6 2	ТП 6.2	пс 1 2 6	82	146	25	0.385	1.2	2	0.6
56	ТП 5 2	ТП 5.2	пс 1 2 6	83	146	25	0.385	1.2	2	0.6
57	ТП 11 2	ТП 11.2	пс 1 2 6	85	151	26	0.384	1.1	2	0.4
58	ТП 10 2	ТП 10.2	пс 1 2 6	77	136	23	0.384	1.2	2	0.5
59	ТП 9 2	ТП 9.2	пс 1 2 6	75	133	23	0.385	1.2	2	0.5
60	ТП 8 2	ТП 8.2	пс 1 2 6	86	152	26	0.384	1.2	2	0.5

Таблиця 3.6 – Оптимізація режиму напруги з окремим вибором вибором відгалужень розподільчих трансформаторів в “ІВК-СЭС” для дев’ятнадцятої години

№ п/п	Початковий номер лінії	Кінцевий номер лінії	Джерело живлення	Потужність	Струм	Завантаж.	Напруга		ПБЗ тр.	V-Nk НН
				P	I		[кВ]	[%]	№	[%]
				[кВт]	[А]					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	пс 1 1	рп 1 1	пс 1 1 5	3509	204	69	10.31	3.1		
2			5							
3	рп 1 1 о	рп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.31	3.1		
4	рп 1 1	тп 4 1	пс 1 1 5	1287	75	44	10.28	2.8		
5	тп 4 1 о	тп 4 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.28	2.8		
6	тп 4 1	тп 1 1	пс 1 1 5	962	56	33	10.25	2.5		
7	тп 1 1 о	тп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.25	2.5		
8	тп 1 1	тп 2 1	пс 1 1 5	622	36	21	10.23	2.3		
9	тп 2 1 о	тп 2 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.23	2.3		
10	тп 2 1	тп 3 1	пс 1 1 5	308	18	10	10.23	2.2		
11	тп 3 1 о	тп 3 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.22	2.2		
12	рп 1 1	тп 5 1	пс 1 1 5	942	55	32	10.27	2.7		
13	тп 5 1 о	тп 5 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.27	2.7		
14	тп 5 1	тп 6 1	пс 1 1 5	617	36	21	10.26	2.6		
15	тп 6 1 о	тп 6 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.26	2.6		
16	тп 6 1	тп 7 1	пс 1 1 5	294	17	10	10.25	2.5		
17	тп 7 1 о	тп 7 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.25	2.5		
18	рп 1 1	тп 8 1	пс 1 1 5	1268	74	43	10.28	2.8		
19	тп 8 1 о	тп 8 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.28	2.8		
20	тп 8 1	тп 9 1	пс 1 1 5	929	54	31	10.25	2.5		
21	тп 9 1 о	тп 9 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.25	2.5		
22	тп 9 1	тп 10 1	пс 1 1 5	633	37	21	10.23	2.3		
23	тп 10 1 о	тп 10 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.23	2.3		
24	тп 10 1	тп 11 1	пс 1 1 5	333	19	11	10.22	2.2		
25	тп 11 1 о	тп 11 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.22	2.2		
26	тп 4 1	тп 4.1	пс 1 1 5	317	497	86	0.384	1	1	
27	тп 3 1	тп 3.1	пс 1 1 5	304	468	81	0.391	2.9	2	-4.6
28	тп 2 1	тп 2.1	пс 1 1 5	308	473	82	0.392	3.0	2	-4.5
29	тп 1 1	тп 1.1	пс 1 1 5	333	512	88	0.392	3.1	2	-4.4
30	тп 7 1	тп 7.1	пс 1 1 5	291	445	77	0.393	3.3	2	-4.2
31	тп 6 1	тп 6.1	пс 1 1 5	317	487	84	0.392	3.3	2	-4.2
32	тп 5 1	тп 5.1	пс 1 1 5	319	489	84	0.393	3.4	2	-4.1
33	тп 11 1	тп 11.1	пс 1 1 5	328	505	87	0.391	2.8	2	-4.7
34	тп 10 1	тп 10.1	пс 1 1 5	296	454	78	0.392	3.1	2	-4.4
35	тп 9 1	тп 9.1	пс 1 1 5	290	444	77	0.393	3.3	2	-4.2
36	тп 8 1	тп 8.1	пс 1 1 5	332	508	88	0.393	3.4	2	-4.1
37	пс 1 2	рп 1 2	пс 1 2 6	3517	204	69	10.31	3.1		
38			6							

Продовження таблиці 3.6										
39	рп 1 2	тп 4 2	пс 1 2 6	1295	75	44	10.28	2.8		
40	тп 4 2	тп 1 2	пс 1 2 6	962	56	33	10.25	2.5		
41	тп 1 2	тп 2 2	пс 1 2 6	622	36	21	10.23	2.3		
42	тп 2 2	тп 3 2	пс 1 2 6	308	18	10	10.22	2.2		
43	рп 1 2	тп 5 2	пс 1 2 6	942	55	32	10.27	2.7		
44	тп 5 2	тп 6 2	пс 1 2 6	617	36	21	10.26	2.6		
45	тп 6 2	тп 7 2	пс 1 2 6	294	17	10	10.25	2.5		
46	рп 1 2	тп 8 2	пс 1 2 6	1268	74	43	10.28	2.8		
47	тп 8 2	тп 9 2	пс 1 2 6	929	54	31	10.25	2.5		
48	тп 9 2	тп 10 2	пс 1 2 6	633	37	21	10.23	2.3		
49	тп 10 2	тп 11 2	пс 1 2 6	333	19	11	10.22	2.2		
50	тп 4 2	тп 4.2	пс 1 2 6	325	497	86	0.393	3.4	2	-4.1
51	тп 3 2	тп 3.2	пс 1 2 6	304	468	81	0.391	2.9	2	-4.6
52	тп 2 2	тп 2.2	пс 1 2 6	308	473	82	0.392	3.0	2	-4.5
53	тп 1 2	тп 1.2	пс 1 2 6	333	512	88	0.392	3.1	2	-4.4
54	тп 7 2	тп 7.2	пс 1 2 6	291	445	77	0.393	3.3	2	-4.2
55	тп 6 2	тп 6.2	пс 1 2 6	317	487	84	0.392	3.3	2	-4.2
56	тп 5 2	тп 5.2	пс 1 2 6	319	489	84	0.393	3.4	2	-4.1
57	тп 11 2	тп 11.2	пс 1 2 6	328	505	87	0.391	2.8	2	-4.7
58	тп 10 2	тп 10.2	пс 1 2 6	296	454	78	0.392	3.1	2	-4.4
59	тп 9 2	тп 9.2	пс 1 2 6	290	444	77	0.393	3.3	2	-4.2
60	тп 8 2	тп 8.2	пс 1 2 6	332	508	88	0.393	3.4	2	-4.1

Таблиця 3.7 – Втрати, пропуск і споживання неякісної електроенергії в ЦЖ

Джерело живлення	Розрахунковий режим	Пропуск електроенергії за добу, МВт·Ч	Неякісна електроенергія		Втрати, МВт·Ч			Сумарні втрати електроенергії	
			v>5 %	v<5%	ЛЕП	Трансформатори		МВт·Ч	%
						в міді	в сталі		
пс 1.1	Початковий	48.93	0.00	19.14	0.917	0.429	0.260	1.606	3.28
	Новий	49.98	0.04	0.64	0.958	0.449	0.260	1.667	3.33
пс 1.2	Початковий	48.93	0.00	20.99	0.917	0.429	0.260	1.606	3.28
	Новий	50.09	0.05	0.64	0.962	0.451	0.260	1.672	3.34

Таблиця 3.8 – Зміна відгалужень ПБЗ трансформаторів

№ п/п	Назва вузла	Номер тр-ра	Відгалуження ПБЗ трансформатора				Джерело живлення вузла
			Поч.	Ет, %	Опт.	Ет, %	
1	ТП 3 1	3	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
2	ТП 2 1	2	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
3	ТП 1 1	1	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
4	ТП 7 1	7	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
5	ТП 6 1	6	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
6	ТП 5 1	5	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
7	ТП 11 1	1	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
8	ТП 10 1	0	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
9	ТП 9 1	9	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
10	ТП 8 1	8	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
11	ТП 4 2	4	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6
12	ТП 3 2	3	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6
13	ТП 2 2	2	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6
14	ТП 1 2	1	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6
15	ТП 7 2	7	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6
16	ТП 6 2	6	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6
17	ТП 5 2	5	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6
18	ТП 11 2	1	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6
19	ТП 10 2	0	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6
20	ТП 9 2	9	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6
21	ТП 8 2	8	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 2 6

Проводимо вибір закону зустрічного регулювання в ЦЖ в комплексі “ІВК-СЭС” (четверта та дев’ятнадцята години доби). Результати розрахунків представлено у таблицях 3.9, 3.10, 3.11, 3.12.

Таблиця 3.9 – Оптимізація режиму напруги з окремим вибором закону регулювання напруги в ЦЖ в “ІВК-СЭС” для четвертої години

№ п/п	Початковий номер лінії	Кінцевий номер лінії	Джерело живлення	Потужність		Завантаж.	Напруга		ПБЗ тр.	V-Nk нн
				P	Струм I					
				[кВт]	[А]	[%]	[кВ]	[%]		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	пс 1 1	рп 1 1	пс 1 1 5	904	57	19	10.8	0.8		
Продовження таблиці 3.9										

2			5							
3	рп 1 1 о	рп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.8	0.8		
4	рп 1 1	тп 4 1	пс 1 1 5	333	21	12	10.7	0.7		
5	тп 4 1 о	тп 4 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.7	0.7		
6	тп 4 1	тп 1 1	пс 1 1 5	248	16	9	10.6	0.6		
7	тп 1 1 о	тп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.6	0.6		
8	тп 1 1	тп 2 1	пс 1 1 5	160	10	6	10.5	0.5		
9	тп 2 1 о	тп 2 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.5	0.5		
10	тп 2 1	тп 3 1	пс 1 1 5	79	5	3	10.5	0.5		
11	тп 3 1 о	тп 3 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.5	0.5		
12	рп 1 1	тп 5 1	пс 1 1 5	243	15	9	10.7	0.7		
13	тп 5 1 о	тп 5 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.7	0.7		
14	тп 5 1	тп 6 1	пс 1 1 5	159	10	6	10.7	0.7		
15	тп 6 1 о	тп 6 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.7	0.7		
16	тп 6 1	тп 7 1	пс 1 1 5	76	5	3	10.7	0.7		
17	тп 7 1 о	тп 7 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.7	0.7		
18	рп 1 1	тп 8 1	пс 1 1 5	326	21	12	10.7	0.7		
19	тп 8 1 о	тп 8 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.7	0.7		
20	тп 8 1	тп 9 1	пс 1 1 5	239	15	9	10.6	0.6		
21	тп 9 1 о	тп 9 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.6	0.6		
22	тп 9 1	тп 10 1	пс 1 1 5	163	10	6	10.6	0.6		
23	тп 10 1 о	тп 10 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.6	0.6		
24	тп 10 1	тп 11 1	пс 1 1 5	86	5	3	10.6	0.6		
25	тп 11 1 о	тп 11 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.6	0.6		
26	тп 4 1	тп 4.1	пс 1 1 5	83	149	25	0.381	0.2	1	
27	тп 3 1	тп 3.1	пс 1 1 5	78	140	24	0.380	-0.0	1	-0.7
28	тп 2 1	тп 2.1	пс 1 1 5	79	142	24	0.380	-0.0	1	-0.7
29	тп 1 1	тп 1.1	пс 1 1 5	86	153	26	0.380	0.0	1	-0.6
30	тп 7 1	тп 7.1	пс 1 1 5	74	133	23	0.381	0.2	1	-0.4
31	тп 6 1	тп 6.1	пс 1 1 5	81	146	25	0.381	0.2	1	-0.5
32	тп 5 1	тп 5.1	пс 1 1 5	82	146	25	0.381	0.2	1	-0.5
33	тп 11 1	тп 11.1	пс 1 1 5	84	151	26	0.380	0.1	1	-0.6
34	тп 10 1	тп 10.1	пс 1 1 5	76	136	23	0.380	0.1	1	-0.5
35	тп 9 1	тп 9.1	пс 1 1 5	74	133	23	0.381	0.2	1	-0.5
36	тп 8 1	тп 8.1	пс 1 1 5	85	152	26	0.380	0.1	1	-0.5
37	пс 1 2	рп 1 2	пс 1 2 6	904	57	19		0.8		
38			6							
39	рп 1 2	тп 4 2	пс 1 2 6	333	21	12	10.7	0.7		
40	тп 4 2	тп 1 2	пс 1 2 6	248	16	9	10.6	0.6		
41	тп 1 2	тп 2 2	пс 1 2 6	160	10	6	10.5	0.5		
42	тп 2 2	тп 3 2	пс 1 2 6	79	5	3	10.5	0.5		

Продовження таблиці 3.9

43	рп 1 2	тп 5 2	пс 1 2 6	243	15	9	10.7	0.7		
44	тп 5 2	тп 6 2	пс 1 2 6	159	10	6	10.7	0.7		
45	тп 6 2	тп 7 2	пс 1 2 6	76	5	3	10.7	0.7		
46	рп 1 2	тп 8 2	пс 1 2 6	326	21	12	10.7	0.7		
47	тп 8 2	тп 9 2	пс 1 2 6	239	15	9	10.6	0.6		
48	тп 9 2	тп 10 2	пс 1 2 6	163	10	6	10.6	0.6		
49	тп 10 2	тп 11 2	пс 1 2 6	86	5	3	10.6	0.6		
50	тп 4 2	тп 4.2	пс 1 2 6	83	149	25	0.381	0.2	1	-0.5
51	тп 3 2	тп 3.2	пс 1 2 6	78	140	24	0.380	-0.0	1	-0.7
52	тп 2 2	тп 2.2	пс 1 2 6	79	142	24	0.380	-0.0	1	-0.7
53	тп 1 2	тп 1.2	пс 1 2 6	86	153	26	0.380	0.0	1	-0.6
54	тп 7 2	тп 7.2	пс 1 2 6	74	133	23	0.381	0.2	1	-0.4
55	тп 6 2	тп 6.2	пс 1 2 6	81	146	25	0.381	0.2	1	-0.5
56	тп 5 2	тп 5.2	пс 1 2 6	82	146	25	0.381	0.2	1	-0.5
57	тп 11 2	тп 11.2	пс 1 2 6	84	151	26	0.380	0.1	1	-0.6
58	тп 10 2	тп 10.2	пс 1 2 6	76	136	23	0.380	0.1	1	-0.5
59	тп 9 2	тп 9.2	пс 1 2 6	74	133	23	0.381	0.2	1	-0.5
60	тп 8 2	тп 8.2	пс 1 2 6	85	152	26	0.380	0.1	1	-0.5

Таблиця 3.10 – Оптимізація режиму напруги з окремим вибором закону регулювання напруги в ЦЖ в “ІВК-СЭС” для дев’ятнадцятої години

№ п/п	Початковий номер лінії	Кінцевий номер лінії	Джерело живлення	Потужність	Струм	Завантаж.	Напруга	ПБЗ тр.		V-Nk нн
				Р	I					
				[кВт]	[А]			[%]	№	[%]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	пс 1 1	рп 1 1	пс 1 1 5	3567	200	68	10.7	7.0		
2			5							
3	рп 1 1 о	рп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.7	7.0		
4	рп 1 1	тп 4 1	пс 1 1 5	1313	74	43	10.67	6.7		
5	тп 4 1 о	тп 4 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.67	6.7		
6	тп 4 1	тп 1 1	пс 1 1 5	975	55	32	10.64	6.4		
7	тп 1 1 о	тп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.64	6.4		
8	тп 1 1	тп 2 1	пс 1 1 5	630	35	20	10.62	6.2		
9	тп 2 1 о	тп 2 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.62	6.2		
10	тп 2 1	тп 3 1	пс 1 1 5	313	17	10	10.61	6.1		
11	тп 3 1 о	тп 3 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.61	6.1		
12	рп 1 1	тп 5 1	пс 1 1 5	956	54	31	10.66	6.6		
13	тп 5 1 о	тп 5 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.66	6.6		

Продовження таблиці 3.10

14	тп 5 1	тп 6 1	пс 1 1 5	626	35	20	10.65	6.5		
15	тп 6 1 о	тп 6 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.65	6.5		
16	тп 6 1	тп 7 1	пс 1 1 5	299	17	9	10.64	6.4		
17	тп 7 1 о	тп 7 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.64	6.4		
18	рп 1 1	тп 8 1	пс 1 1 5	1286	72	42	10.67	6.7		
19	тп 8 1 о	тп 8 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.67	6.7		
20	тп 8 1	тп 9 1	пс 1 1 5	942	53	31	10.64	6.4		
21	тп 9 1 о	тп 9 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.64	6.4		
22	тп 9 1	тп 10 1	пс 1 1 5	642	36	21	10.62	6.2		
23	тп 10 1 о	тп 10 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.62	6.2		
24	тп 10 1	тп 11 1	пс 1 1 5	337	19	11	10.61	6.1		
25	тп 11 1 о	тп 11 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.61	6.1		
26	тп 4 1	тп 4.1	пс 1 1 5	329	497	86	0.399	4.9	1	
27	тп 3 1	тп 3.1	пс 1 1 5	309	468	81	0.397	4.4	1	-3.1
28	тп 2 1	тп 2.1	пс 1 1 5	312	473	82	0.397	4.5	1	-3.0
29	тп 1 1	тп 1.1	пс 1 1 5	338	512	88	0.397	4.6	1	-2.9
30	тп 7 1	тп 7.1	пс 1 1 5	295	445	77	0.398	4.8	1	-2.7
31	тп 6 1	тп 6.1	пс 1 1 5	322	487	84	0.398	4.8	1	-2.7
32	тп 5 1	тп 5.1	пс 1 1 5	324	489	84	0.398	4.9	1	-2.6
33	тп 11 1	тп 11.1	пс 1 1 5	333	505	87	0.396	4.3	1	-3.2
34	тп 10 1	тп 10.1	пс 1 1 5	300	454	78	0.398	4.6	1	-2.9
35	тп 9 1	тп 9.1	пс 1 1 5	294	444	77	0.398	4.8	1	-2.7
36	тп 8 1	тп 8.1	пс 1 1 5	336	508	88	0.398	4.9	1	-2.6
37	пс 1 2	рп 1 2	пс 1 2 6	3575	200	68	10.72	7.2		
38			6							
39	рп 1 2	тп 4 2	пс 1 2 6	1316	74	43	10.69	6.9		
40	тп 4 2	тп 1 2	пс 1 2 6	978	55	32	10.66	6.6		
41	тп 1 2	тп 2 2	пс 1 2 6	632	35	20	10.64	6.4		
42	тп 2 2	тп 3 2	пс 1 2 6	314	17	10	10.63	6.3		
43	рп 1 2	тп 5 2	пс 1 2 6	958	54	31	10.68	6.8		
44	тп 5 2	тп 6 2	пс 1 2 6	627	35	20	10.67	6.7		
45	тп 6 2	тп 7 2	пс 1 2 6	299	17	9	10.66	6.6		
46	рп 1 2	тп 8 2	пс 1 2 6	1289	72	42	10.69	6.9		
47	тп 8 2	тп 9 2	пс 1 2 6	944	53	31	10.66	6.6		
48	тп 9 2	тп 10 2	пс 1 2 6	644	36	21	10.64	6.4		
49	тп 10 2	тп 11 2	пс 1 2 6	338	19	11	10.63	6.3		
50	тп 4 2	тп 4.2	пс 1 2 6	330	497	86	0.400	5.2	1	-2.3
51	тп 3 2	тп 3.2	пс 1 2 6	309	468	81	0.398	4.7	1	-2.8
52	тп 2 2	тп 2.2	пс 1 2 6	313	473	82	0.398	4.7	1	-2.8
53	тп 1 2	тп 1.2	пс 1 2 6	339	512	88	0.398	4.8	1	-2.7
54	тп 7 2	тп 7.2	пс 1 2 6	295	445	77	0.399	5.1	1	-2.4

Продовження таблиці 3.10										
55	тп 6 2	тп 6.2	пс 1 2 6	323	487	84	0.399	5.0	1	-2.5
56	тп 5 2	тп 5.2	пс 1 2 6	324	489	84	0.399	5.1	1	-2.4
57	тп 11 2	тп 11.2	пс 1 2 6	333	505	87	0.397	4.5	1	-3.0
58	тп 10 2	тп 10.2	пс 1 2 6	301	454	78	0.398	4.8	1	-2.7
59	тп 9 2	тп 9.2	пс 1 2 6	295	444	77	0.399	5.1	1	-2.4
60	тп 8 2	тп 8.2	пс 1 2 6	337	508	88	0.399	5.1	1	-2.4

Таблиця 3.11 – Втрати, пропуск і споживання неякісної електроенергії в ЦЖ

Джерело живлення	Розрахунковий режим	Пропуск електроенергії за добу, МВт·Ч	Неякісна електроенергія		Втрати, МВт·Ч			Сумарні втрати електроенергії	
					ЛЕП	Трансформатори			
			v>5%	v<5%		в міді	в сталі	МВт·Ч	%
		пс 1.1	Початковий	48.93	0.00	19.14	0.917	0.429	0.260
Новий	49.90		0.00	0.00	0.960	0.450	0.268	1.679	3.36
пс 1.2	Початковий	48.93	0.00	20.99	0.917	0.429	0.260	1.606	3.28
	Новий	49.96	0.04	0.00	0.963	0.451	0.269	1.684	3.37

Таблиця 3.12 – Закон регулювання напруги в ЦЖ

Джерело живлення	Уставка по напрузі E0, В	Уставка струмової компенсації в [В] при струмі ЦЖ в [%]				
		20%	40%	60%	80%	100%
пс 1.1	98.6	2.1	4.1	6.2	8.2	10.3
пс 1.2	98.5	2.1	4.2	6.4	8.5	10.6

3.3 Спільна оптимізація режиму напруги з вибором відгалужень розподільчих трансформаторів та закону регулювання в ЦЖ

Проводимо спільну оптимізацію режиму напруги з вибором закону зустрічного регулювання напруги в ЦЖ та відгалужень розподільчих

трансформаторів в комплексі “ІВК-СЭС” (четверта та дев’ятнадцята години). Результати розрахунків занесемо до таблиць 3.13, 3.14, 3.15, 3.16, 3.17.

Таблиця 3.13 – Спільна оптимізація режиму напруги в “ІВК-СЭС” для четвертої години

№ п/п	Початковий номер лінії	Кінцевий номер лінії	Джерело живлення	Потужність	Срум	Завантаж.	Напруга	ПБЗ тр.		V-Nk НН
				P	I					
				[кВт]	[А]					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	пс 1 1	рп 1 1	пс 1 1 5	903	58	19	9.860	-1.4		
2			5							
3	рп 1 1 о	рп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.860	-1.4		
4	рп 1 1	тп 4 1	пс 1 1 5	331	21	1 2	9.850	-1.5		
5	тп 4 1 о	тп 4 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.850	-1.5		
6	тп 4 1	тп 1 1	пс 1 1 5	248	16	9	9.840	-1.6		
7	тп 1 1 о	тп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.840	-1.6		
8	тп 1 1	тп 2 1	пс 1 1 5	160	10	6	9.830	-1.7		
9	тп 2 1 о	тп 2 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.830	-1.7		
10	тп 2 1	тп 3 1	пс 1 1 5	79	5	3	9.830	-1.7		
11	тп 3 1 о	тп 3 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.830	-1.7		
12	рп 1 1	тп 5 1	пс 1 1 5	243	16	9	9.850	-1.5		
13	тп 5 1 о	тп 5 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.850	-1.5		
14	тп 5 1	тп 6 1	пс 1 1 5	159	10	6	9.850	-1.5		
15	тп 6 1 о	тп 6 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.850	-1.5		
16	тп 6 1	тп 7 1	пс 1 1 5	76	5	3	9.850	-1.5		
17	тп 7 1 о	тп 7 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.850	-1.5		
18	рп 1 1	тп 8 1	пс 1 1 5	327	21	12	9.850	-1.5		
19	тп 8 1 о	тп 8 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.850	-1.5		
20	тп 8 1	тп 9 1	пс 1 1 5	240	15	9	9.840	-1.6		
21	тп 9 1 о	тп 9 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.840	-1.6		
22	тп 9 1	тп 10 1	пс 1 1 5	164	11	6	9.840	-1.6		
23	тп 10 1 о	тп 10 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.840	-1.6		
24	тп 10 1	тп 11 1	пс 1 1 5	86	5	3	9.840	-1.6		
25	тп 11 1 о	тп 11 2	пс 1 1 5	0	0	0	9.840	-1.6		
26	тп 4 1	тп 4.1	пс 1 1 5	81	149	25	0.372	-2.1	1	
27	тп 3 1	тп 3.1	пс 1 1 5	78	140	24	0.380	0.1	2	-0.6

Продовження таблиці 3.13

28	тп 2 1	тп 2.1	пс 1 1 5	79	142	24	0.380	0.1	2	-0.6
29	тп 1 1	тп 1.1	пс 1 1 5	86	153	26	0.380	0.1	2	-0.5
30	тп 7 1	тп 7.1	пс 1 1 5	75	133	23	0.381	0.4	2	-0.3
31	тп 6 1	тп 6.1	пс 1 1 5	81	146	25	0.381	0.3	2	-0.4
32	тп 5 1	тп 5.1	пс 1 1 5	82	146	25	0.381	0.3	2	-0.4
33	тп 11 1	тп 11.1	пс 1 1 5	85	151	26	0.381	0.2	2	-0.5
34	тп 10 1	тп 10.1	пс 1 1 5	76	136	23	0.381	0.2	2	-0.4
35	тп 9 1	тп 9.1	пс 1 1 5	74	133	23	0.381	0.3	2	-0.4
36	тп 8 1	тп 8.1	пс 1 1 5	85	152	26	0.381	0.2	2	-0.4
37	пс 1 2	рп 1 2	пс 1 2 6	904	57	19	10.8	0.8		
38			6							
39	рп 1 2	тп 4 2	пс 1 2 6	333	21	12	10.7	0.7		
40	тп 4 2	тп 1 2	пс 1 2 6	248	16	9	10.6	0.6		
41	тп 1 2	тп 2 2	пс 1 2 6	160	10	6	10.5	0.5		
42	тп 2 2	тп 3 2	пс 1 2 6	79	5	3	10.5	0.5		
43	рп 1 2	тп 5 2	пс 1 2 6	243	15	9	10.7	0.7		
44	тп 5 2	тп 6 2	пс 1 2 6	159	10	6	10.7	0.7		
45	тп 6 2	тп 7 2	пс 1 2 6	76	5	3	10.7	0.7		
46	рп 1 2	тп 8 2	пс 1 2 6	326	21	12	10.7	0.7		
47	тп 8 2	тп 9 2	пс 1 2 6	239	15	9	10.6	0.6		
48	тп 9 2	тп 10 2	пс 1 2 6	163	10	6	10.6	0.6		
49	тп 10 2	тп 11 2	пс 1 2 6	86	5	3	10.6	0.6		
50	тп 4 2	тп 4.2	пс 1 2 6	83	149	25	0.381	0.2	1	-0.5
51	тп 3 2	тп 3.2	пс 1 2 6	78	140	24	0.380	-0.0	1	-0.7
52	тп 2 2	тп 2.2	пс 1 2 6	79	142	24	0.380	-0.0	1	-0.7
53	тп 1 2	тп 1.2	пс 1 2 6	86	153	26	0.380	0.0	1	-0.6
54	тп 7 2	тп 7.2	пс 1 2 6	74	133	23	0.381	0.2	1	-0.4
55	тп 6 2	тп 6.2	пс 1 2 6	81	146	25	0.381	0.2	1	-0.5
56	тп 5 2	тп 5.2	пс 1 2 6	82	146	25	0.381	0.2	1	-0.5
57	тп 11 2	тп 11.2	пс 1 2 6	84	151	26	0.380	0.1	1	-0.6
58	тп 10 2	тп 10.2	пс 1 2 6	76	136	23	0.380	0.1	1	-0.5
59	тп 9 2	тп 9.2	пс 1 2 6	74	133	23	0.381	0.2	1	-0.5
60	тп 8 2	тп 8.2	пс 1 2 6	85	152	26	0.380	0.1	1	-0.5

Таблиця 3.14 – Спільна оптимізація режиму напруги в “ІВК-СЭС” для дев’ятнадцятої години

№ п/п	Початковий номер лінії	Кінцевий номер лінії	Джерело живлення	Потужність		Струм I	Завантаж. [%]	Напруга [кВ]	ПБЗ тр.		V-Nk НН
				Р							
				[кВт]	[А]						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	пс 1 1	рп 1 1	пс 1 1 5	3567	204	69	10.48	4.8			
2			5								
3	рп 1 1 о	рп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.48	4.8			
4	рп 1 1	тп 4 1	пс 1 1 5	1308	75	44	10.45	4.5			
5	тп 4 1 о	тп 4 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.45	4.5			
6	тп 4 1	тп 1 1	пс 1 1 5	977	56	33	10.42	4.2			
7	тп 1 1 о	тп 1 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.42	4.2			
8	тп 1 1	тп 2 1	пс 1 1 5	632	36	21	10.4	4.0			
9	тп 2 1 о	тп 2 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.4	4.0			
10	тп 2 1	тп 3 1	пс 1 1 5	314	18	10	10.39	3.9			
11	тп 3 1 о	тп 3 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.39	3.9			
12	рп 1 1	тп 5 1	пс 1 1 5	957	55	32	10.44	4.4			
13	тп 5 1 о	тп 5 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.44	4.4			
14	тп 5 1	тп 6 1	пс 1 1 5	627	36	21	10.43	4.3			
15	тп 6 1 о	тп 6 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.43	4.3			
16	тп 6 1	тп 7 1	пс 1 1 5	299	17	10	10.42	4.2			
17	тп 7 1 о	тп 7 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.42	4.2			
18	рп 1 1	тп 8 1	пс 1 1 5	1289	74	43	10.45	4.5			
19	тп 8 1 о	тп 8 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.45	4.5			
20	тп 8 1	тп 9 1	пс 1 1 5	944	54	31	10.42	4.2			
21	тп 9 1 о	тп 9 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.42	4.2			
22	тп 9 1	тп 10 1	пс 1 1 5	643	37	21	10.4	4.0			
23	тп 10 1 о	тп 10 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.4	4.0			
24	тп 10 1	тп 11 1	пс 1 1 5	338	19	11	10.39	3.9			
25	тп 11 1 о	тп 11 2	пс 1 1 5	0	0	0	10.39	3.9			
26	тп 4 1	тп 4.1	пс 1 1 5	322	497	86	0.390	2.7	1		
27	тп 3 1	тп 3.1	пс 1 1 5	309	468	81	0.398	4.7	2	-2.8	
28	тп 2 1	тп 2.1	пс 1 1 5	313	473	82	0.398	4.7	2	-2.8	
29	тп 1 1	тп 1.1	пс 1 1 5	339	512	88	0.398	4.8	2	-2.7	
30	тп 7 1	тп 7.1	пс 1 1 5	295	445	77	0.399	5.1	2	-2.4	
31	тп 6 1	тп 6.1	пс 1 1 5	323	487	84	0.399	5.0	2	-2.5	
32	тп 5 1	тп 5.1	пс 1 1 5	324	489	84	0.399	5.1	2	-2.4	
33	тп 11 1	тп 11.1	пс 1 1 5	333	505	87	0.397	4.5	2	-3.0	
34	тп 10 1	тп 10.1	пс 1 1 5	301	454	78	0.398	4.8	2	-2.7	

Продовження таблиці 3.14										
35	тп 9 1	тп 9.1	пс 1 1 5	295	444	77	0.399	5.1	2	-2.4
36	тп 8 1	тп 8.1	пс 1 1 5	337	508	88	0.399	5.1	2	-2.4
37	пс 1 2	рп 1 2	пс 1 2 6	3575	200	68	10.72	7.2		
38			6							
39	рп 1 2	тп 4 2	пс 1 2 6	1316	74	43	10.69	6.9		
40	тп 4 2	тп 1 2	пс 1 2 6	978	55	32	10.66	6.6		
41	тп 1 2	тп 2 2	пс 1 2 6	632	35	20	10.64	6.4		
42	тп 2 2	тп 3 2	пс 1 2 6	314	17	10	10.63	6.3		
43	рп 1 2	тп 5 2	пс 1 2 6	958	54	31	10.68	6.8		
44	тп 5 2	тп 6 2	пс 1 2 6	627	35	20	10.67	6.7		
45	тп 6 2	тп 7 2	пс 1 2 6	299	17	9	10.66	6.6		
46	рп 1 2	тп 8 2	пс 1 2 6	1289	72	42	10.69	6.9		
47	тп 8 2	тп 9 2	пс 1 2 6	944	53	31	10.66	6.6		
48	тп 9 2	тп 10 2	пс 1 2 6	644	36	21	10.64	6.4		
49	тп 10 2	тп 11 2	пс 1 2 6	338	19	11	10.63	6.3		
50	тп 4 2	тп 4.2	пс 1 2 6	330	497	86	0.400	5.2	1	-2.3
51	тп 3 2	тп 3.2	пс 1 2 6	309	468	81	0.398	4.7	1	-2.8
52	тп 2 2	тп 2.2	пс 1 2 6	313	473	82	0.398	4.7	1	-2.8
53	тп 1 2	тп 1.2	пс 1 2 6	339	512	88	0.398	4.8	1	-2.7
54	тп 7 2	тп 7.2	пс 1 2 6	295	445	77	0.399	5.1	1	-2.4
55	тп 6 2	тп 6.2	пс 1 2 6	323	487	84	0.399	5.0	1	-2.5
56	тп 5 2	тп 5.2	пс 1 2 6	324	489	84	0.399	5.1	1	-2.4
57	тп 11 2	тп 11.2	пс 1 2 6	333	505	87	0.397	4.5	1	-3.0
58	тп 10 2	тп 10.2	пс 1 2 6	301	454	78	0.398	4.8	1	-2.7
59	тп 9 2	тп 9.2	пс 1 2 6	295	444	77	0.399	5.1	1	-2.4
60	тп 8 2	тп 8.2	пс 1 2 6	337	508	88	0.399	5.1	1	-2.4

Таблиця 3.15 – Втрати, пропуск і споживання неякісної електроенергії в ЦЖ

Джерело живлення	Розрахунковий режим	Пропуск електроенергії за добу, МВт·Ч	Неякісна електроенергія		Втрати, МВт·Ч			Сумарні втрати електроенергії	
			v>5%	v<5%	ЛЕП	Трансформатори		МВт·Ч	%
						в міді	в сталі		
пс 1.1	Початковий	48.93	0.00	19.14	0.917	0.429	0.260	1.606	3.28
	Новий	49.87	0.02	0.00	0.960	0.449	0.257	1.666	3.34
пс 1.2	Початковий	48.93	0.00	20.99	0.917	0.429	0.260	1.606	3.28
	Новий	49.96	0.04	0.00	0.963	0.451	0.269	1.684	3.37

Таблиця 3.16 – Закон регулювання напруги в ЦЖ

Джерело живлення	Уставка по напрузі Е0, В	Уставка струмової компенсації в [В] при струмі ЦЖ в [%]				
		20%	40%	60%	80%	100%
пс 1.1	96.4	2.1	4.1	6.2	8.2	10.3
пс 1.2	98.5	2.1	4.2	6.4	8.5	10.6

Таблиця 3.17 – Зміна відгалужень ПБЗ трансформаторів

№ п/п	Назва вузла	Номер тр-ра	Відгалуження ПБЗ трансформатора				Джерело живлення вузла
			Поч.	Ет, %	Опт.	Ет, %	
1	ТП 3 1	3	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
2	ТП 2 1	2	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
3	ТП 1 1	1	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
4	ТП 7 1	7	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
5	ТП 6 1	6	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
6	ТП 5 1	5	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
7	ТП 11 1	1	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
8	ТП 10 1	0	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
9	ТП 9 1	9	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5
10	ТП 8 1	8	1	-5.0	2	-2.5	пс 1 1 5

Висновки:

Метод зустрічного регулювання напруги в ЦЖ є основним при забезпеченні нормованого рівня напруги в розподільних мережах. Сенс методу полягає в зниженні рівня напруги в ЦЖ в режимі мінімальних навантажень і підвищенні рівня напруги в ЦЖ в режимі максимальних навантажень.

Зміна коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів є основним способом регулювання рівня напруги.

Найскладніше досягти нормованого рівня напруги в розподільних мережах при наявності неоднорідності навантаження. Зокрема, коли в розподільній мережі є джерела розосередженої генерації. Неоднорідність навантаження може бути двох видів. Перший неоднорідності навантаження виникає, коли до шин ЦЖ підключені лінії з різними графіками навантаження. В данному випадку доцільно використовувати ВДТ як додатковий засіб регулювання рівня напруги. Другий неоднорідності навантаження виникає коли від однієї магістральної лінії 10 кВ отримують живлення різні за характером споживачі електроенергії. В данному випадку для нормалізації рівня напруги доцільно застосувати конденсаторні установки поперечного включення.

При виборі методів та засобів забезпечення нормованого рівня напруги в розподільних мережах з неоднорідним навантаженням слід максимально використовувати основні засоби регулювання напруги (зміна коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів), які не потребують додаткових капіталовкладень. Додаткові заходи та технічні засоби слід застосовувати після порівняння техніко-економічних показників на основі варіантних розрахунків.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ(КАБЕЛЬНОЇ) ЛІНІЇ НАПРУГОЮ 10КВ.

4.1 Загальна характеристика об'єкта

Основне призначення кабельної лінії електропередачі – це безперебійна передача електричної енергії. Конструктивні елементи кабелю виконані із матеріалів, які мають схильність до займання та тління через низьку температуру займання. Металеві елементи кабелю через перевантаження струмами можуть досягати температури близько 600 °С. Саме тому безпечна технічна експлуатація та обслуговування є важливою складовою стабільної роботи мережі.

Таблиця 4.1. Протяжність ліній 10 кВ

Повітряні лінії				
Тип ліній		Усього	У т.ч. підлягає відновленню	
10 кВ міського призначення		21437	1066	

Таблиця 4.1. Протяжність кабельної лінії 10 кВ

Розглянемо даний вид кабелю АПвП (Модель АПвП - 3х35)-10 кВ[1] .

Таблиця 4.2. Основні хакаактеристики кабеля АПвП (Модель АПвП - 3х35)-
10 кВ

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Числове значення показників
Кабельна лінія:	Марка проводів	АПвП
	Потужність	10 кВ (приймають 10-35кВ)
	Довжина(мінімальна)	1 км
	Активний опір	0,082 Ом/км
	Індуктивний опір	0,164 Ом/км
	Допустиме струмове навантаження у повітрі	138 А
	Допустиме струмове навантаження у землі	126 А
	Допустимий струм короткого замикання	3,30 кА
	Маса 1 км	2 050 кг
	діаметр поперечного перерізу	45 мм
	мінімальний радіус згину	675 мм
	номінальна товщина ізоляції жил	2,5 мм
	Срок служби	40 років
	Гарантія	3 роки

4.2 Основні роботи при експлуатації кабельних ліній 10 кВ

Таблиця 4.3. Роботи при експлуатації ліній

Вид робіт	Зміст робіт	Період виконання робіт і тривалості	Кількісний склад бригад	Група з електробезпеки
Обслуговування Кабельної лінії 10 кВ (регулярні роботи)	Виконати зовнішній огляд трас кабелів, що прокладені в ґрунті, по естакадах, в тунелях, блоках, каналах. Виконується повний ремонт та заміна пошкоджених елементів.	Не рідше ніж один раз на три місяці	5-8 осіб	Члени бригади, які мають право на виконання робіт повинні мати групу IV-V, а інші члени бригади – групу III[2]
	Перевірити кінцеві муфти	Один раз на рік		
	Огляд кабельних колодязів	<i>Два рази на рік</i>		
Обслуговування кабельної лінії 10 кВ (після аварійні роботи)	Бригада, яка виїхала на місце аварії та представники енегropідприємства зобов'язані постійно знаходитися на території ремонтних робіт також повинна бути присутньою відповідальна особа, яка має практичні навички і право на проведення таких робіт. Ця особа проводить інструктаж робітників щодо правил техніки безпеки.	В залежності від аварійної ситуації		

4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 4.4. Умови праці на робочому місці

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показників
Параметри мікроклімату(дані беремо для м. Київ)[5]	Середня температура повітря:річна та місячна для липня	Річна + 7,4 °С Для липня 21.3 °С;
	Вологість (річна та загальна кількість опадів)	Середня річна вологість 80%,середня річна кількість опадів 620 мм;
	Швидкість вітру та вітровий район	Середня річна швидкість вітру 2,5 м/с, вітровий район II
Важкість праці[4]	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	До 10 кг «стоячи», «стоячи зігнувшись», «стоячи на опорах за допомогою кігтів та тросів» (230...300) (Вт·год) II категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: зір Категорія	50 % робочого часу 60 % робочого часу 1 зміна, 8 годин 20 % робочого час II категорія
Електроенергія	Напруга	10кВ
Земляні роботи[6]	глибина	3-5м

4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 4. 5. Виробничі чинники

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	10 кВ	6 В
Струм	80 А та більше	0,6 мА
Напруженість електричного поля [5]	1,2 кВ/м	на території зони житлової забудови – 1 кВ/м; у населеній місцевості поза житловою забудовою – 5 кВ/м;
Напруженість магнітного [5] поля	1,8 кА/м	1,4 кА /м
Важкість[4]	ІІІ категорії	
Оцінка умов праці[4]	Шкідливі ІІ категорії	
Додаткові шкідливі чинники	Під час виконання земляних робіт над кабелями застосування відбійних молотів для розпушування ґрунту і землерийних машин для його виймання, а також ломів і кирок (виникнення вібрації)	
Небезпечні умови	Під час копання траншей в слабкому або вологому ґрунті є загроза обвалу. [8]	

4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Таблиця 4.6. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Вимикання	Зняття напруги	Вимкнення струмовідних частини, на яких буде виконуватися робота

Обгородження робочого місця	Розміщення плакатів безпеки на приводах роз'єднувачів	Вивішується один плакат «Не вмикати! Робота на лінії». Цей плакат вивішується і знімається за вказівкою працівника, який віддає розпорядження на підготовку робочих місць і веде облік кількості бригад, що працюють на лінії.
Перевірка відсутності напруги на вводах КЛ	Вивірення схеми КЛ у натурі	Підтвердження від чергового про відсутність напруги на вводах КЛ.
Заземлення [8]	Встановлене заземлення здійснене до захисного РЕ-провідника [9]	$R_{\text{заз}} = 4 \text{ Ом}$
Організаційні заходи з електробезпеки		
Видача наряду[6]	Виконання експлуатаційних робіт	Видається конкретне завдання, до роботи допускаються працівники з рівнем допуску не нижче IV.
Категорія робіт щодо	Роботи без напруги.	Наряд-допуск на

заходів безпеки[6]		конкретний терміни роботи
Розміщення плакатів безпеки[6]	Розміщення плакатів безпеки поблизу лінії	«заборонні», «вказівні», «застережні»

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

Таблиця 4.7 – Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування . Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захист рук [11],[10]	Захист від забруднень	Рукавички, безшовні, зі швом, двопалі, п'ятипалі	6 місяців	Під час монтажних робіт
Захист голови [11], [10]	Каска	Каска від механічного впливу.	2 роки	Під час монтажних робіт
Захист очей [11], [10]	Захисту очей від механічних пошкоджень	захисні окуляри	2 роки	при роботах, пов'язаних з металорізальних обладнанням

Захисне взуття [11],[10]	Захист від ураження струмом	Діелектрич не взуття	6 місяців	Під час монтажних робіт
Діелектри чні підставки [11],[10]	Захист від ураження струмом	Діелектрич ний килим	8-15 місяців	Під час монтажних робіт

Таблиця 4.8 – Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначенн я і норми випробувань
Захисні пристосування [12]	<i>ізолюючі килимки, струмовимірювальні кліщі, плакати безпеки, індикатори напруги, вимірювальні штанги.</i>	Виконання робіт	0,4 – 10 кВ Раз у 12-18 місяців.
Електрозахис ний засіб індивідуального захисту [12],	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 10 кВ включно та вище.	Періодичні випробування – кожні 6 місяці

4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж і вибухів

Відповідно до норм з пожежної безпеки на об'єкті наведені первинні засоби для ліквідації пожеж, а також технічні та організаційні засоби – у разі виникнення пожежі або вибуху. Результати вибору наведені у Таблиці 9 Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Таблиця 9 – Пожежна безпека

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Охоронна зона	8-12м.	Нормативні документи
Забороняється	Не дозволено без погодження з відповідними організаціями розроблювати траншеї і котловани для прокладання кабельних трубопроводів на відстані, меншій ніж 2 м від стовбурів дерев і меншій ніж 1 м до чагарників. Не дозволено переміщувати залізобетонні елементи кабельних колодязів кранами на відстань, меншу ніж 0,5 м до крони дерев. Не дозволено закопувати будівельне сміття в траншею з кабельними трубопроводами або поряд з траншеєю. Після закінчення робіт з укладання кабельних трубопроводів і монтажу кабельних колодязів територія має бути очищеною від будівельного сміття, яке слід вивозити в установлене місцевими органами влади місце[9].	

4.8 Розрахунок захисного заземлення

Розрахунок захисного заземлення за наявності природного заземлення.

Вихідні дані:

- 1) Захищуваний об'єкт — металевий екран.
- 2) Захищуваний об'єкт — стаціонарний.
- 3) Напруга мережі — 10 кВ.
- 4) Вихідні дані необхідні для розрахунку:

Вид ґрунту-чорнозем, середньої вологості. Діаметр горизонтального заземлювача-0,045м. Довжина горизонтального заземлювача -10м. Довжина

вертикального заземлювача-3м. Діаметр вертикального заземлювача-0,035м.
Глибина від поверхні землі до середини заземлювача-2м.

Визначення допустимого опору

У розрахунках можна прийняти величину $R_{\text{доп}}$ залежно від напруги: у мережах з напругою 0,38кВ-10Ом і 10кВ-4Ом; у мережах з напругою 110кВ-0,5Ом. В даному випадку приймається $R_{\text{доп}} = 4\text{Ом}$.

Визначення опору природних заземлювачів

Як природні заземлювачі можна використовувати:

- металеві конструкції та арматуру залізобетонних конструкцій, котрі контактують із землею;
- прокладені у землі водогінні труби;
- обсадні труби артезіанських свердловин та колодязів.

Опір природного заземлювача визначається за формулою:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln\left(\frac{l^2}{(d \cdot t)}\right),$$

де l – довжина заземлювача, м; d – діаметр заземлювача, м; t – глибина від поверхні землі до середини заземлювача, м.

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi_i = 30 \cdot 1.3 = 39\text{Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{39}{2 \cdot 3.14 \cdot 3} \cdot \ln\left(\frac{3^2}{(0.035 \cdot 2)}\right) = 10.05,$$

Звідси $R_{\text{пр}} > R_{\text{доп}}$, за цієї умови система захисного заземлення потребує штучні заземлювачі з опором:

$$R_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{пр}} \cdot R_{\text{доп}}}{R_{\text{пр}} + R_{\text{доп}}} = 6.64\text{Ом}$$

Розрахунок опору розтікання струму вертикального заземлювача

Опір розтікання струму одного ВЗ, який розміщено заглиблено, визначаємо за формулами:

– круглого перерізу

$$R_{\text{ВІ}} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t + l_1}{4t - l_1} \right),$$

де ρ – розрахунковий питомий опір ґрунту для ВЗ, Ом·м; l_1 – довжина ВЗ, м; d – діаметр, м; t – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ, м, яку визначають за формулою: $t = t_0 + \frac{l_1}{2}$, де t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м;

$$R_{\text{ВІ}} = \frac{39}{2 \cdot 3.14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,035} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3 + 3}{4 \cdot 3 - 3} \right) = 11,177$$

Маємо $R_{\text{ВІ}} > R_{\text{шт}}$, тому необхідно сполучити декілька ВЗ.

Визначення потрібної кількості вертикальних заземлювачів

Потрібну кількість ВЗ визначаємо за формулою:

$$n = \frac{R_{\text{ВІ}}}{R_{\text{шт}} \cdot \eta_e},$$

де $\eta_e \leq 1$ – коефіцієнт екранування (використання) заземлювачів, який враховує взаємний вплив ВЗ залежно від їх кількості, способу їх розміщення (у низку чи у контурі) і густини розміщення, яка визначається співвідношенням (a/l_1) , де a – відстань між ВЗ, м.

$$\text{Отримаємо, } n = \frac{11,177}{6,64 \cdot 0,77} = 2,19 \rightarrow 2$$

Визначення довжини горизонтального заземлювача

Довжину ГЗ l_{Γ} визначають залежно від умов розташування, в даному випадку захисте заземлення розраховується у низку:

$$l_{\Gamma} = a \cdot (n - 1) = 20 \cdot (2 - 1) = 20$$

Визначення опору струму розтікання горизонтального заземлювача

Визначаємо опір струму розтікання ГЗ R_{Γ} , розміщеного у ґрунті круглого перерізу електроду.

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho}{(2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma})} \cdot \ln\left(\frac{l_{\Gamma}^2}{d_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}}\right),$$

де ρ – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ, Ом·м; t_{Γ} – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м; d – діаметр ГЗ, м.

Розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ визначають за даними табл. ВЗ.

$$\rho = 30 \cdot 1,5 = 45$$

$$R_{\Gamma} = \frac{45}{(2 \cdot 3,14 \cdot 10)} \cdot \ln\left(\frac{10^2}{0,045 \cdot 1,5}\right) = 5,23$$

Визначення еквівалентного опору струму розтікання штучного заземлювального пристрою

Еквівалентний опір струму розтікання штучного ЗП визначаємо як опір паралельно з'єднаних n ВЗ і ГЗ

$$R'_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{ВЗ}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{ВЗ}} \cdot \eta_{\text{Гсф}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\text{Всф}}},$$

де $\eta_{\text{Всф}}$ – фактичний коефіцієнт екранування ВЗ, $\eta_{\text{Гсф}}$ – коефіцієнт використання ГЗ з урахуванням ВЗ.

$$R'_{\text{шт}} = \frac{11,177 \cdot 5,23}{11,177 \cdot 0,94 + 5,23 \cdot 0,83} = 3,94.$$

Маємо $R'_{\text{шт}} \leq R_{\text{шт}}$. Отже дані розрахунки виконані вірно.

Визначення еквівалентного опору захисного заземлювального пристрою

$$R'_3 = \frac{R'_{\text{шт}} \cdot R_{\text{пр}}}{R'_{\text{шт}} + R_{\text{пр}}} = \frac{3,94 \cdot 10,05}{3,94 + 10,05} = 1.$$

Отже, $R'_3 \leq R_{\text{дон}}$, умова виконується. Розрахунки проведені вірно.

Висновки

Під час опрацювання даного розділу розглянулися особливості та вимоги при експлуатації кабельних ліній 10 кВ.

Здійснений аналіз умов праці на робочих місцях, описані небезпечні чинники, що несуть шкоду на здоров'я працівників щоб захистити їх було підібрано засоби індивідуального захисту. Описано технічні та організаційні заходи, що створюють безпечні умови для проведення робіт.

Для виконання робіт по обслуговуванню при експлуатації КЛ робітники повинні мати допуск не нижче ІІ, відповідної кваліфікації. Шкідливість даної роботи відноситься до ІІ категорії.

Проведені розрахунки захисного заземлення та заходи протипожежної безпеки.

Перелік використаних джерел

1. Зорін В.В. «Системи електропостачання загального призначення» - Чернігів, 2005.
2. Зорін В.В., Попов В.А., Миколаєнко В.М. Методичне указание и контрольные задания к самостоятельной работе по курсу «Системы электроснабжения» - Київ 1990.
3. Електрична енергія Сумісність технічних засобів електромагнітної системи. Норми якості електричної енергії в системах загального призначення: ГОСТ 13109-97-Москва, 1997.
4. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств: ДСТУ-Н Б В.2.5*80:2015 – К.: Мінрегіон, Київ – 2015.
5. Справочная книга по светотехнике / Под ред. Айзенберга. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
6. Електронний каталог ООО «ЛБЮ-Тех» [Електронний ресурс]: база даних. Режим доступа: <http://lby-tech.com.ua/p215230730-svetodiodnyj-svetilnik-128.html>.
7. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення: ДБН В.2.5-23:2010. – Офіц. Вид. – К.: Мінрегіобуд України, 2010. – 104 с. – Державні будівельні норми України.
8. Правила улаштування електроустановок: вид. 3-є, перероб. і доп. – Офіц. Вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2017. – 736с.
9. Каталог заводу «Южкабель». Україна, Харків (сайт – <http://www.yuzhcable.com.ua>)
10. Постанова НКРЕП від 28.12.2018 №2069 «Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік».
11. ДСТУ Б А.2.4-10:2009. «Правила виконання спецобладнання, виробивы материал

12. Третьякова Л.Д. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування / Литвиненко Г.Є., Третьякова Л.Д. – К.: Лібра, 2008. – 317 с.
13. Третьяков О.В. Охорона праці / О.В. Третьяков, В.В. Зацарний, В.Л. Безсонний // Харків, УЦЗУ, 2009. – 436 с.
14. Ткачук К.Н., М.О. Халімовський, В.В. Зацарний, Зеркалов Д.В. та інш. Основи охорони праці. Підручник - 3-тє вид., переробл. і допов. - К.: Основа, 2011 - 480 с.
15. Правила улаштування електроустановок Мінпаливенерго України, 2017. [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-\(6kv\)/apvp-6kv/kabel-apvp-3x35-16.html](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-(6kv)/apvp-6kv/kabel-apvp-3x35-16.html)
16. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.
17. ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
18. ДСТУ 4676:2006. Засоби індивідуального захисту.
19. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів
20. НПАОП 40.1-1.01-97 Правил безпечної експлуатації електроустановок
21. ДБН В.1.2-7-2008. Основні вимоги до будівель і споруд. Пожежна безпека. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України
22. НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів», Затверджено наказом Держнаглядохоронпраці від 09.01.1998 р. №
23. ГБН В.2.5-00013741-72:2013. КАБЕЛЬНІ Лінії напругою до 10000В з використанням гнучких гофрованих двошарових труб із поліетилену. Проектування

24. ДБН А.3.2-2-2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці та промислова безпека у будівництві.

25. Засоби індивідуального захисту: <https://intersnab.com.ua/g50313266-sredstva-individulnoj-zaschity>

26. Електрозахисні засоби: <https://avcentr.com.ua/ua/sredstva-individual-noj-zashchity/zakhyst-vid-urazhennia-elektrychnym-strumom>