

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

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

« ____ » _____ 20__ р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

спеціалізації «Системи електропостачання»

на тему: «Вибір схеми розподільних мереж сучасних міст»_____

Виконала :

студент III курсу, групи ОЕ-п71

Микитенко Анна Вячеславівна _____

Керівник: *ст.викл. Журавльов А.О.* _____

Консультанти:

Охорона праці _____

(назва розділу)

д.т.н., проф.Третьякова Л.Д. _____

(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
проекті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2020 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»

Спеціалізація «Системи електропостачання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Микитенко Анни Вячеславівни

1. Тема проекту **«Вибір схеми розподільних мереж сучасних міст»**, керівник проекту *ст.викл. Журавльов А.О.*, затверджені наказом по університету від «21» травня 2020 р. №1131-с
2. Термін здачі студентом закінченого проекту “11” червня 2020 р.
3. **Вихідні дані до проекту:** Схема електропостачання міста, дані про навантаження повітряних ліній, дані про навантаження цеху промислового підприємства, довжини кабельних ліній.
4. **Перелік розділів, які мають бути розроблені**
 - а) електрична частина: - Вибір елементів системи електропостачання з промисловим навантаженням.
 - б) релейний захист: - Релейний захист та автоматика.
 - в) охорона праці: - Охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації розподільних мереж 10 кВ.
5. **Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу**
 1. Схема електропостачання району міста.

2. Житловий будинок з вбудовано прибудованими нежитловими приміщеннями.
3. Вибір оптимальної конфігурації розподільної мережі.
4. Вибір топології розподільних мереж при наявності джерел розосередженої генерації.

6. Консультанти :

<u>Розрахунок СКЗ</u>	<u>доц. Несен Л.І.</u>
<u>Релейний захист та автоматика</u>	<u>доц. Калінчик В.П.</u>
<u>Охорона праці</u>	<u>д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.</u>
<u>Нормоконтроль</u>	<u>ас. Прокопенко І.Д.</u>

7. Дата видачі завдання “21” травня 2020 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проекту

студентом Микитенко А.В.
(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розробка першого розділу дипломного проекту.	21.05.-25.05.20	
2	Розрахунок електричної частини	25.05.20.-27.05.20	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	27.05.20.-28.05.20	
4	Розрахунок релейної частини	28.05.20.- 01.06.20	
5	Розробка розрахунків за тематикою дипломного проекту	01.06.20.-03.06.20	
6	Розробка заходів з охорони праці	03.06.20.-05.06.20	
7	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-14.06.20	
8	Захист дисертації	17.06.20	

Студент
Керівник проекту

Микитенко А.В.
ст.викл. Журавльов А.О.

Зміст

ВСТУП.....	10
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	11
1.1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТА СТАН МІСЬКИХ МЕРЕЖ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	14.
1.2 ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ШЛЯХИ ЇХ ПОДОЛАННЯ.....	15
1.2.1 СТРУКТУРА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	19
1.2.2 ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	20
1.3 РЕКОНФІГУРАЦІЯ МІСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	
1.3.1 ПОДІЛ МЕРЕЖІ	21
1.3.2 ЗМІНА КОМУТАЦІЙНОГО СТАНУ МЕРЕЖІ ЗІ ЗБЕРЕДЕННЯМ ЦІЛЬНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	22
1.4 ІНФОРМАЦІЙНІ АСПЕКТИ ЗАДАЧІ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	25
ВИСНОВКИ.....	26
2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА	27
2.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ОСОБЛИВОСТІ ОБЄКТУ ПРОЕКТУВАННЯ	29
2.1.2 КЛАСИФІКАЦІЯ І ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ.....	30
2.1.3.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ.....	30
2.1.3.2 ВИБІР НАПРУГИ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ.....	32
2.1.3.3 ФОРМУВАННЯ ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ЛІНІЙНОЇ СКЛАДОВОЇ ПРИЄДНАННЯ ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ ОСР.....	32
2.2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЦЕХУ.....	33
2.2.1 ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКУ.....	34
2.2.2 ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКІВ.....	35
2.2.3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТРУМОПРИЙМАЧІВ НА НАПРУЗІ 0,4 КВ ТА ВНУТРІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ.....	35

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						4
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.3.1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТРУМО ПРИЙМАЧІВ ЦЕХУ.....	35
2.2.3.2 ШТУЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ.....	41
2.2.3.3 ПРИРОДНЕ ОСВІТЛЕННЯ.....	44
2.2.4 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЗОВНІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ.....	45
2.2.5 РОЗРАХУНОК ЗАГАЛЬНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ОБ'ЄКТУ ПРОЕКТУВАННЯ.....	46
2.3 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ І ЗАСОБІВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	47
2.3.1 ВИБІР БАТАРЕЙ СТАТИЧНИХ КОНДЕНСАТОРІВ НА НАПРУЗІ ДО 1000 В.....	47
2.3.2 ВИБІР СХЕМ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ.....	48
2.3.3. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ОБ'ЄКТІВ ЦИВІЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ.....	49
2.3.3.1 ВИЗНАЧЕННЯ НАВАНТАЖЕНЬ В НОРМАЛЬНОМУ РЕЖИМІ РОБОТИ.....	51
2.3.3.2 ВИЗНАЧЕННЯ НАВАНТАЖЕНЬ В ПІСЛЯАВАРІЙНОМУ РЕЖИМІ РОБОТИ.....	53
2.4 ВИЗНАЧЕННЯ ЦЕНТРА НАВАНТАЖЕНЬ ОБ'ЄКТУ ПРОЕКТУВАННЯ...	54
2.5 РОЗРАХУНОК ЖИВЛЯЧИХ І РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ.....	55
2.5.1 ОБГРУНТУВАННЯ РОЗТАШУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПУНКТІВ ВИСОКОЇ НАПРУГИ.....	55
2.5.2 РОЗРАХУНОК ПЕРЕРІЗУ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ 10 КВ.....	55
2.5.3 РОЗРАХУНОК ПЕРЕРІЗУ ПРОВІДНИКІВ ДЛЯ МЕРЕЖІ 0,4 КВ.....	61
2.5.4 ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НА ВІДПОВІДНІСТЬ ВИМОГАМ ДЛЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	68
2.5.4.1 ВИЗНАЧЕННЯ РІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛІНІЯХ 35 КВ І ТРАНСФОРМАТОРАХ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ.....	74
2.5.4.2 МЕТОД ПОЕЛЕМЕНТНИХ РОЗРАХУНКІВ.....	76

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5.4.3 МЕТОД СЕРЕДНІХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	82
2.6 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОЇ АПАРАТУРИ РОЗАОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ.....	86
2.6.1 ВИБІР АПАРАТУРИ ЖИВЛЯЧОЇ МЕРЕЖІ.....	86
2.6.2 ВИБІР АПАРАТУРИ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ.....	86
2.7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАЙМКАННЯ ТА ПЕРЕВІРКА ВИБРАНИХ КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ І ЖИВЛЯЧИХ ПРОВІДНИКІВ ЗА УМОВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	88
2.7.1 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ ВИЩЕ 1 КВ.....	88
2.7.1.1 ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ.....	89
2.7.1.2 РОЗРАХУНОК ПРПАМЕТРІВ ЕЛЕМЕНТІВ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ...90	
2.7.1.3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТРИФАЗНОГО КЗ.....	92
2.7.1.4 РОЗРАХУНОК ОДНОФАЗНОГО К.....	95
2.7.1.5 ПЕРЕВІРКА ВИБРАНИХ КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ ВИЩЕ 1 КВ.....	99
2.7.1.5.1 ПЕРЕВІРКА ВИМИКАЧІВ МЕРЕЖІ 110, 10 КВ.....	101
2.7.1.5.2 ПЕРЕВІРКА РОЗЄДНУВАЧІВ У МЕРЕЖІ ВИЩЕ 1 КВ.....	101
2.7.1.5.3 ПЕРЕВІРКА ПЕРЕРІЗІВ КАБЕЛІВ ЗА УМОВАМИ ТЕРМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ СТРУМАМИ КЗ.....	102
2.7.2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В МЕРЕЖАХ ВИЩЕ 1 КВ.....	103
2.7.2.1 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТРИФАЗНОГО КЗ.....	105
2.7.2.2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ОДНОФАЗНОГО КЗ.....	106
ВИСНОВОК.....	109
2.8 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА.....	110
2.8.1 ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ ДО РЗА В МЕРЕЖАХ 10/0,4 КВ.....	110
2.8.1.1 ЗАХИСТ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	112
2.8.1.2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ НАПРУГОЮ 10 КВ.....	117
2.8.2 ВИБІР ТА ПЕРВІРКА СЕЛЕКТИВНОСТІ ЕЛЕМЕНТІВ РЗА.....	117

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.9 ЕКОНОМІЧНІ ХАРКТЕРИСТИКИ ПРОЕБКТУ.....	120
2.9.1 РОЗРАХУНОК ВАРТОСТІ ПРИЄДНАННЯ ДО ЕЛКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	120
2.9.2 ФОРМУВАННЯ ЗАГАЛЬНОЇ СПЕЦІФІКАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ І МАТЕРІАЛІВ ЗА ПРОКТОМ.....	121
ВИСНОВКИ.....	122
3 ВИБІР ТОПОЛОГІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ПРИ НАЯВНОСТІ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ.....	123
3.1 ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОМПЛЕКС «ИВК-СЭС».....	123
3.2 РОБОТА КОРИСТУВАЧА З «ИВК-СЭС» ПІД ЧАС ОПТИМІЗАЦІЇ ПОЛОЖЕНЬ ДІЛЬНИКІВ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	127
3.3 РЕЗУЛЬТАТИ ВИБОРУ ТОПОЛОГІЇ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ ПРИ НАЯВНОСТІ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ.....	131
3.3.1 ОПТИМІЗАЦІЯ ТОПОЛОГІЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ РАЙОНУ МІСТА.....	139
3.3.2 ОПТИМІЗАЦІЯ ТОПОЛОГІЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ РАЙОНУ МІСТА ПРИ НАЯВНОСТІ ДЖЕРЕЛА РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	
ВИСНОВКИ.....	147
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 10 КВ.....	149
4.1 ЗГАЛЬНА ХАРКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА.....	149
4.2 ВИЗНАЧЕННЯ ОБСЯГІВ І ПОСЛІДОВНОСТІ РОБІТ У ХОДІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБ'ЄКТУ.....	151
4.3 ВИЗНАЧЕННЯ ТА ОЦІНКА ПОКАЗНИКІВ УМОА ПРАЦІ НА РОБОЧИХ МІСЦЯХ.....	153
4.4 ВИЗНАЧЕННЯ ТА ОЦІНКА ШКІДЛИВИХ НЕБЕЗПЕЧНИХ ВИРОБНИЧИХ ЧИННИКІВ.....	154

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.5 ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ТА ОРГАНІЗАЦІЙНИХ ЗАХОДІВ З БЕЗПЕКИ ПРАЦІ.....	154
4.6 ВИБІР ІНДИВІДУАЛЬНОГО ЗАХИСТУ ДЛЯ ОБМЕЖЕННЯ ВПЛИВУ НЕБЕЗПЕЧНИХ І ШКІДЛИВИХ ВИРОБНИЧИХ ЧИННИКІВ.....	155
4.7 ВИБІР ЗАХОДІВ ІЗ ЗПОБІГАННЯ ТА ЛІКВІДАЦІЇ НАСЛІДКІВ ПОЖЕЖ І ВИБУХІВ.....	156
4.8 РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ.....	157
ВИСНОВОК.....	159
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	160

ВСТУП

Сукупність електричних мереж та трансформаторних підстанцій, розташованих на території міста і призначених для електропостачання його споживачів називають системою електропостачання міста.

Головними факторами, які визначають систему є місцеві умови: розмірами міста, наявністю джерел живлення, характеристиками споживачів тощо.

Електричне споживання споживачів міст здійснюється за допомогою розподільних мереж напругою 6-10 кВ і 0,38 кВ.

Трансформаторні підстанції з трансформаторами різної потужності живлять розподільну мережу 0,38 кВ, схема побудови якої залежить від характеру споживачів. Для живлення промислових підприємств і комунально-побутових споживачів можуть застосовуватися самостійні підстанції (ТП), не пов'язані з мережею загального користування. Залежно від відповідальності споживачів ТП можуть бути автоматизовані, тобто забезпечені пристроями для автоматичного перемикання живлення споживача на резервну лінію при раптовому виході з роботи основної лінії.

Міські електричні мережі напругою 6-10 кВ характерні тим, що в кожному з мікрорайонів можуть виявитися споживачі всіх трьох категорій за надійністю електропостачання. Відповідно, це вимагає і належної побудови схеми мережі.

В спеціальній частині необхідно розкрити тему вибір топології розподільних мереж при наявності джерел розосередженої генерації, описати функціонал програмного комплексу «ІВК-СЭС» та його можливості.

Розділ охорони праці повинен містити аналіз умов праці, небезпечних та шкідливих виробничих чинників. Необхідно також виконати вибір індивідуальних засобів захисту для працівників.

Метою даного дипломного проекту є, відповідно до діючих в даний час нормативно-технічних документів, створити економічно доцільну систему електропостачання району міста.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

Під системою електропостачання міста, розуміють низку електричних мереж, напруга яких зазвичай складає 220- 35, 6-10 та до 1 кВ. Напруга 6-10 кВ – це міські розподільчі мережі, метою яких є забезпечення розподілу електроенергії між групами споживачів або живлення комунально-побутових споживачів в межах міста.

Загалом можемо сказати, що міська розподільча мережа складається з:

- Розподільчої мережі 6-10 кВ;
- Живлячої мережі 6-10 кВ.

В свою чергу розподільча мережа міста – це поєднання розподільчих ліній 6-10 кВ та трансформаторних підстанцій (ТП) 6-10 кВ. Відповідно, за допомогою розподільчої мережі відбувається живлення ТП, і в подальшому живлення розподільної мережі до 1кВ.

Структура міських мереж залежить від трьох основних факторів: від довжини ЛЕП (не більше 5 км), кількості, потужності трансформаторних підстанцій (1 ТП не більше 0,5-1 МВт).

Зазвичай у містах розподільчі мережі прокладені кабельними лініями і застосовуються двох трансформаторні ТП.

Петльова схема – найбільш застосована схема проектування міських розподільчих мереж напругою 6-10 кВ з двостороннім живленням, автоматичним вимикачем резерву та розімкнутої перемички.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Загальні відомості про об'єкт дослідження	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Микитенко А.В.					11	160
Перевір.		Журавльов А.О.						
Реценз.								
Н. Контр.		Прокопенко І. Д.						
Затверд.						ІЕЕ, ОЕ-п71		

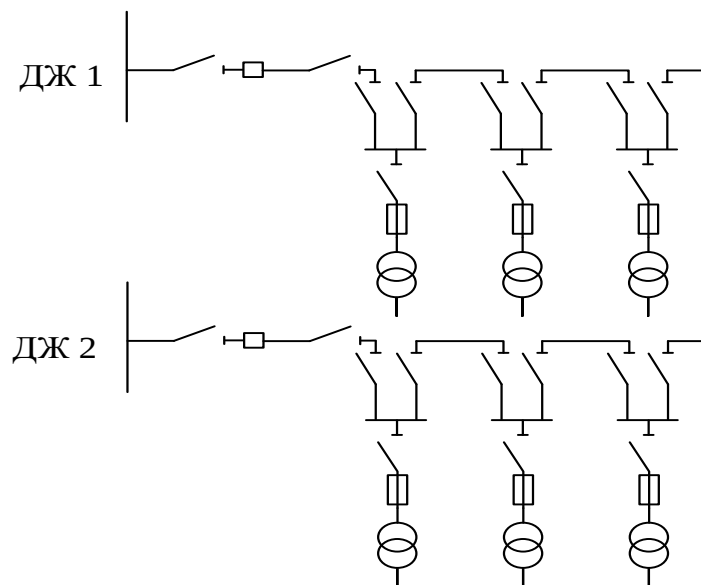


Рисунок 1.1 – Розподільні мережі напругою 6 – 10 кВ

На даному рисунку 1.1 ілюстрована петлева схема з двостороннім живленням до кожної трансформаторної підстанції, до шин яких підключені лінії. Для більш зручної роботи кожної з підстанцій встановлюють роз'єднувачі. Це робиться для того, що якщо одна з підстанцій вийде з ладу то її можна буде відключити для ремонту.

При забудові міста та міської мережі враховують не тільки житлові будинки, а й розважальні заклади, малий та середній бізнес, магазини. Введення нових трансформаторних підстанцій, повітряних та кабельних ліній відстає від швидкості введення нових споживачів електроенергії. За підрахованими даними зростає попит на електроспоживання щорічно на 7 %. У зв'язку з цим, розподільчі мережі характеризуються:

- Високим завантаженням по струму повітряних і кабельних ліній;
- Високим завантаженням по струму трансформаторів;
- Несиметричним завантаженням фаз трансформаторів, кабельних та повітряних ліній;
- Різною віддаленістю споживачів від ТП і РП.

За сучасними даними споживання реактивної потужності дорівнює 60-70%

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

від активної, і продовжує зростати. Відповідно можемо сказати, що в найближчий час великі міста будуть схожими за споживанням на промислові підприємства. Тобто зростає індукційне навантаження. Це спричинене тим, що збільшується попит на користування нових побутових електроприймачів: комп'ютери, пральні машини, кондиціонери, морозильні камери, двигуни ліфтів і т.д.

Велика частина втрат електроенергії припадає на ЛЕП, а саме на протяжні розподільні лінії 6-10 кВ і складає 80%.

В даний час великі обсяги виробленої електроенергії припадає на споживання міст, де присутні не лише побутові споживачі, а й промислові об'єкти. Введення таких об'єктів призводить до більш складної роботи мережі, так як з'являється потреба в нових відгалуженнях мережі. Відповідно разом з цим, зростає кількість нових приєднань та рівня споживання електроенергії в розподільчих мережах. Ці всі фактори дуже тісно пов'язані між собою. Така як велике навантаження на систему призвело до порушення надійності мережі та погіршення її технічного стану. При аналізі даної ситуації з мережею, провідні енергетики інших країн світу не змогли дати конкретне рішення цієї проблеми. Можливо через брак якихось даних, або застарілих методів оцінки режимів роботи розподільчих мереж.

В даній таблиці 1.1 приведена приблизна кількість зростання населення України у містах за останні роки.

Таблиця 1.1 — Зростання кількості міського населення України

Типи населення	Кількість населення за роками					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Загальна кількість, млн. людей	45,63	45,55	45,43	42,93	42,76	42,58
Населення міст, %	6 8,8%	6 8,9%	69,0%	69,1%	69,2%	69,2%

Зі збільшенням кількості споживачів зросли і вимоги до рівня якості електроенергії. Тобто головним завданням розподільчої мережі є передача,

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

перетворення і розподілення електроенергії з належним рівнем якості всім споживачам. Так як говорилося вище, збільшилась кількість та найменування електроприладів, що використовуються в побуті, збільшився обсяг і ускладненість технологічних процесів промислових об'єктів, збільшується кількість громадських та комунально – побутових установ, які використовують сучасні технології. Стали потужніші та більш вживані електронні та мікропроцесорні пристрої.

З приростом населення, розвитком промисловості, впровадження нових технологій і пристроїв на виробництві, з новими забудовами і реконструкціями вже існуючих промислових об'єктів, а також встановлення потужних установок силового обладнання призвело до різкого попиту на електроспоживання, що призводить до розвитку міських електричних мереж.

З підвищенням попиту на електроенергію збільшилися і вимоги до самої мережі міста, а саме: в періоди пікового навантаження неможливе буде відключення мережі.

Основною характеристикою, що визначає міську розподільну мережу є кабельні лінії. Зазвичай це потроєнні чи подвоєнні, роботу яких можна припинити за допомогою одного вимикача. Повітряні ж ЛЕП використовують, зазвичай, за межами міста. В малих містах типу смт можна використовувати такі лінії тільки за умови що висота будинків не перевищує п'ять поверхів.

Для проектанта міських мереж існують відповідні показники електропостачання міста:

- надійність;
- економічність;
- якість напруги;
- можливість подальшого розвитку системи в цілому.

Що стосується розвитку мережі потрібно враховувати такі особливості: велика щільність електричних навантажень, відносно рівномірний розподіл цих навантажень на обмеженій території, обмеження умов для вибору шляхів прокладання ліній, а також високі вимоги до надійності електропостачання.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Також розглядається робоча надійність міських мереж: ймовірність відмови, або середній коефіцієнт вимушеного простою, параметр потоку відмов, або середня кількість відмов, середній час відновлення елементів мережі, а також відносне значення недовідпуску електроенергії споживачам.

1.2 Втрати електроенергії. Шляхи їх подолання

Різниця електроенергії, що надійшла в мережу, і електроенергії, відпущеної з мережі споживачам – це і є наші втрати. Фактично втрати можуть бути в елементах мережі, і в самого обладнанні, тобто при його роботі, похибки приладів обліку електроенергії, а також крадіжка електроенергії.

Відповідно до цього розуміємо що втрати є як фізичні так і технічні.

Фізичним втратами є крадіжка електроенергії, шляхом безпосереднього незаконного підключення до лічильника або до мережі, а також встановлення на приладах обліку магнітів..

До технічних втрат відносять більше факторів що впливають на втрати. Це і втрати в елементах, і втрати на власні потреби підстанції.

Система обліку електроенергії складається з вимірювальних трансформаторів струму, напруги і власне приладів обліку. Ці пристрої не можуть бути ідеальними, тому негативні похибки вимірювальних пристроїв, що призводять до недообліку електроенергії, є об'єктивною, фізично обгрунтованою їх властивістю. І хоча похибки приладів фізично не змінюють кількість енергії, а лише неточно відображають його, вони є елементами технологічного процесу. Тому недооблік електроенергії, обумовлений похибками пристроїв системи обліку, також відноситься до технологічних втрат.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2.1 Структура втрат електроенергії

Фізичні втрати характеризуються:

1. Технічні втрати електроенергії, зумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах мереж. Теоретично технічні втрати можуть бути виміряні при установці відповідних приладів, які фіксують надходження і відпуск електроенергії на даному об'єкті. Практично ж оцінити дійсне їх значення з прийнятною точністю за допомогою засобів вимірювання не можна. Для окремого елемента це пояснюється порівняно малим значенням втрат, в порівнянні з похибкою приладів обліку. Наприклад, вимірювання втрат в лінії, фактичні втрати енергії в якій складають 2%, за допомогою приладів, що мають похибку $\pm 0,5\%$, може привести до результату від 1,5 до 2,5%. Для об'єктів, що мають велику кількість точок надходження і відпуску електроенергії (електрична мережа), установка спеціальних приладів у всіх точках і забезпечення синхронного зняття їх показань практично нереальна (особливо для визначення втрат потужності). У всіх цих точках лічильники електроенергії і так встановлені, однак ми не можемо сказати, що різниця їх свідчень і є дійсне значення технічних втрат. Це пов'язано з територіальною розкиданістю численних приладів і неможливістю забезпечення повного контролю правильності їх показань і відсутності випадків впливу на них інших осіб. Різниця показань цих приладів є фактичні втрати, з яких слід виділити потрібну складову. Тому можна стверджувати, що виміряти технічні втрати на реальному мережевому об'єкті не можна. Їх значення можна отримати тільки розрахунковим шляхом на основі відомих законів електротехніки;

2. Для забезпечення нормальної роботи підстанції, всього обладнання та комфорту обслуговуючого персоналу існують також втрати на власні потреби підстанції. За допомогою лічильників ведення підрахунок цих втрат.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Слід зазначити, що втрати обумовленні самими похибками у вимірюванні. Розрахунок втрат проводиться на основі даних метрологічних характеристик режимів роботи приладів. До етапів такого розрахунку відносять вище розглянуті втрати. А саме це втрати на потреби самої станції і відпуск електроенергії з мережі.

4. Крадіжка електроенергії – це є комерційні втрати. Також до таких втрат відносять ще й неправильні показники лічильників, сплата електроенергії частково. Комерційні втрати не мають якихось формул чи математичного змісту. Тому такий розрахунок проводиться як визначення різниці між поточними втратами і сумою перших трьох складових.

Загалом суму цих трьох складових можна назвати поняттям «технологічні втрати». Так як вони зумовлені технологічним процесом передачі електроенергії по мережах. Що стосується комерційних – це втрати людської діяльності, до якої входять: неправильність передавання показників лічильників, несвоєчасна оплата за споживання електричною енергією, часткова або не повна оплата, встановлення магнітів і т.д.

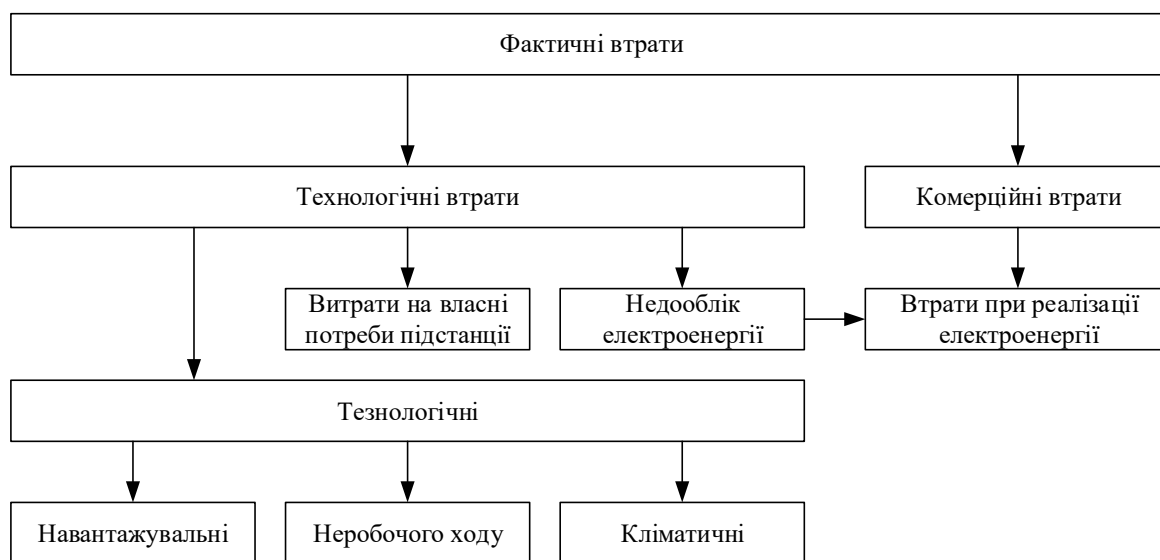


Рисунок 1.2 – Структура фактичних втрат електроенергії

На рисунку 1.2 графічно приведена структура втрат електроенергії. Кожен із критерій має своє обґрунтування.

Навантажувальні втрати включають в себе втрати:

- в кабельних лініях;
- в силових трансформаторах і автотрансформаторах;
- в струмообмежуючих реакторах;
- в загороджувачі високочастотного зв'язку;
- в трансформаторах струму;
- в сполучних кабелях і шинах розподільних пристроїв підстанцій.

Втрати холостого ходу включають в себе постійні (не залежать від навантаження) втрати:

- в силових трансформаторах (автотрансформаторах);
- в компенсуючих пристроях (синхронних і тиристорних компенсаторах, батареях конденсаторів і шунтуючих реакторах);
- в обладнанні системи обліку електроенергії (трансформаторах струму, трансформаторах напруги, лічильниках і сполучних кабелях);
- в вентильних розрядниках і обмежувачах перенапруги; пристроях приєднання високочастотного зв'язку;
- в ізоляції кабелів.

- Втрати, зумовлені погодними умовами (кліматичні втрати) включають в себе три складові:

- втрати на корону в повітряних лініях електропередачі 110 кВ і вище;
- втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній;
- витрата електроенергії на плавку ожеледі.

Витрати електроенергії на власні потреби підстанцій обумовлений режимами роботи різних типів електроприймачів. Ці витрати можна розбити на шість складових:

- обігрів приміщень;
- вентиляція і освітлення приміщень;
- система управління підстанцією і допоміжні пристрої синхронних компенсаторів;
- охолодження і обігрів обладнання;

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- робота компресорів повітряних вимикачів та пневматичних приводів масляних вимикачів;

- поточний ремонт обладнання, пристрої регулювання напруги під навантаженням, дистилятори, вентиляція закритого розподільчого пристрою, обігрів і освітлення перепускного пункту.

Не виключається можливість існування похибки в обліку споживання електричної енергії в самому обладнанні. Це можуть бути як лічильники, трансформатори струму та напруги, або вимірювальні трансформатори.

Таблиця 1.2 – Структура втрат електроенергії в міських розподільних мережах

Втрати на навантаження в лініях	55%
Втрати на навантаження в трансформаторах	15%
Втрати неробочого ходу в трансформаторах	30%
Всього	100%

В таблиці 1.2 представлено структуру втрат електроенергії в міських розподільних електричних мережах 6 – 10 кВ у відсотках.

Проаналізувавши таке співвідношення втрат можемо сказати що на втрати в мережі впливає:

- активна складова опору в лініях електропередач більше ніж в трансформаторах;
- високе завантаженням обладнання в самій мережі.

З основ курсу ТОЕ ми знаємо, що струм має дві складові: активну і реактивну. Реактивна частина відповідає за зменшення пропускної здатності, викликає додаткові втрати, все це є наслідком завантаження мережі додатковим струмом реактивної потужності.

Загалом втрати реактивної частини становить 30-40%, а активної лише 8-12%, звичайно же в елементах мережі.

1.2.2 Заходи щодо зниження втрат електроенергії

Заходи щодо зниження втрат - це практичні дії, що призводять до реального зниження втрат. Виходячи з особливостей отримання ефекту заходи щодо зниження втрат можуть бути розділені на наступні чотири групи:

- заходи щодо поліпшення режимів роботи електричних мереж;
- заходи щодо реконструкції електричних мереж, що здійснюються з метою зниження втрат;
- заходи щодо вдосконалення системи обліку електроенергії;
- заходи щодо зниження розкранів електроенергії.

До заходів щодо поліпшення режимів електричних мереж відносяться:

- реалізація оптимальних режимів замкнутих електричних мереж 110 кВ і вище по напрузі і реактивної потужності;
- установка і введення в роботу автоматичних регуляторів напруги на трансформаторах з РПН і автоматичних регуляторів реактивної потужності на її джерелах;
- установка на підстанціях засобів телевимірювання параметрів режиму мережі і засобів АСКОВЕ;
- переведення невикористовуваних генераторів електростанцій в режим синхронних компенсаторів при дефіциті реактивної потужності в вузлах мережі;
- проведення перемикань в схемі мережі, що забезпечують зниження втрат електроенергії за рахунок перерозподілу її потоків по лініях, в тому числі за рахунок оптимізації місць розмикання контурів різних номінальних напруг;
- здійснення регулювання напруги в центрах живлення радіальних мереж 6-110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії в мережі при допустимих відхиленнях напруги у споживачів електроенергії;
- розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням в точках, які забезпечують електропостачання споживачів при мінімальних сумарних

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

втратах електроенергії в мережах 6-35 кВ і вище і збереженні необхідної надійності електропостачання;

До заходів з реконструкції електричних мереж відносяться:

- розукрупнення підстанцій, введення додаткових кабельних і трансформаторів для розвантаження перевантажених ділянок мереж, заміна малозавантажених трансформаторів на підстанціях (в тому числі і їх переміщення на інші підстанції), введення додаткових комутаційних апаратів, що забезпечують можливість перемикання ділянок мереж на живлення від інших підстанцій;

- введення компенсуючих пристроїв на підстанціях мережевої організації;

- введення технічних засобів регулювання потоків потужності по лініях (трансформаторів з поздовжньо-поперечним регулюванням і вольтододаткових трансформаторів).

До заходів щодо вдосконалення системи обліку електроенергії відносяться:

- заміна вимірювальних трансформаторів на трансформатори з підвищеними класами точності і номінальними параметрами, відповідають фактичним навантаженням;

- заміна існуючих приладів обліку електроенергії на нові прилади з поліпшеними характеристиками;

- установка приладів технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій.

До заходів щодо зниження розкрадань електроенергії відносяться періодичні перевірки умов роботи електролічильників розрахункового обліку у споживачів і виявлення розкрадань електроенергії.

1.3 Реконфігурація міських розподільчих мереж

В теперішніх умовах про реконфігурацію можна сказати, що такий варіант складання схеми електричної мережі є досить доцільним. Так як за допомогою такого методу в аварійних режимах можна розвантажити мережу, а саме шляхом зняття перенавантажень в елементах самої мережі.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Також електропостачання окремих районів при системних аваріях. Реконфігурацію можна виконувати як для поділу на незалежні системи, при цьому не змінюючи її єдності.

Існують фактори які досить впливають на вибір схем мережі: є стійкість паралельної роботи генераторів, навантаження і допустимість завантаження елементів мережі по струму, відхилень напруги в вузлах мережі від номінального значення.

Розглянемо окремо завдання керованого розподілу і відновлення схеми електричної мережі, а також зміни комутаційного стану мережі зі збереженням цілісності енергосистеми, що являються одними зі складових процесу реконфігурації.

1.3.1 Поділ мережі

Для надійної роботи мережі під час аварійної ситуації або для її ремонту важливу роль відіграє саме поділ мережі. Це дає змогу відключити ЛЕП, під час перехідного процесу, пов'язаних окремих частин енергосистеми або відключення між секційних вимикачів на станціях та підстанціях.

Найбільш істотно ефективність поділу проявляється при аварійних збуреннях, пов'язаних з виникненням аварійних дефіцитів потужності в приймальні частини системи (в живильних лініях мережі). Він запобігає виникненню асинхронного ходу і підвищує ефективність використання таких засобів збереження стійкості, як відключення генераторів і відключення навантаження. Превентивний поділ може використовуватися також для запобігання «перекидання» навантаження при виникненні асинхронного ходу по мережах більш низької напруги при аварійному відключенні ЛЕП високої напруги, що шунтують їх.

Щоб зменшити втрати на власні потреби підстанції, а саме при каскадних аваріях застосовується відділення електростанції на ізольовану роботу з приблизно збалансованим навантаженням в заздалегідь визначеному перетині або відділення енергоблоків на живлення власних потреб, так званий частотний

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

поділ. Загалом такий вид аварій виникає тоді, коли послідовно відключають релейний захист або ж засоби протиаварійної автоматики ЛЕП і окремих елементів. Головною причиною виникнення каскадних аварій є порушення стійкості системи.

Тому поділ мережі є досить вигідним варіантом. Адже завдяки цьому можна уникнути асинхронного режиму в перерізі, що зв'язує несинхронні частини. Зазвичай в електричній мережі поділ виконують тільки на перетинах між великими з'єднаними енергетичними системами (ЕОС), або між енергосистемами, що мають слабкі зв'язки. І як наслідок при такому поділі виникають не зовсім рівні за потужністю частини.

В розподільній мережі, при втраті електропостачання від живильної підстанції основної мережі також є можливість виділити установку малої генерації на близьку за потужністю навантаження, що збереже електропостачання всіх або частини споживачів. Ця проблема в англійській літературі отримала назву «Islanding», вона досить активно вивчається і має ряд складових, зокрема: визначення складу споживачів, що підключаються до генератора при виділенні; розробка принципів і конкретних пристроїв відповідної автоматики; врахування конкретних умов роботи генераторів та інші.

Розвиток енергетичної системи не стоїть на місці. І рік за роком з'являються нові винаходи в сфері електропостачання. Основною метою для подолання цієї проблеми є визначення невизначеності режимів роботи розподіленої генерації на основі розподіленої системи диспетчерського управління з використанням Інтернет-технологій. Звідси і взялось поняття «віртуальна електростанція», яка «з'єднує» розподілену генерацію за допомогою розподіленої Інтернет-системи управління.

1.3.2 Зміна комутаційного стану мережі зі збереженням цільності енергосистеми.

Виконання ре конфігурації мережі без несинхронних частин виконується в

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

якості:

- автоматики, для відключення елементі мережі, щоб не спричинити аварійну ситуацію.
- При зміні структури мережі, для поточкорозподілу.
- Планових відключень кабельної лінії на неробочий хід, щоб збільшити напругу, якщо відсутнє регулювання.

Загалом, зробиши такий маленький висновок, що ре конфігурація не може виконуватися в автоматичному режимі.

У розподільних мережах напругою 6 - 10 кВ вирішення проблеми інтелектуалізації управління ускладнюється великою розмірністю системи, низькою спостережуваністю режиму і обмеженим поки набором типів технічних засобів адаптивного управління, що включає РПН трансформаторів центрів живлення, комутаційні апарати з дистанційним керуванням, інтелектуальні вакуумні вимикачі і пристрої компенсації реактивної потужності. Додаткові можливості з'являються і в зв'язку з стійкими тенденціями розвитку систем розподіленої малої генерації. З іншого боку, тут для оцінки стану системи і її режиму без комп'ютерного аналізу якого неможливо прийняття оптимального управління, можуть використовуватися прості методи розрахунку режиму, що враховують розімкнутий характер експлуатаційних схем розподільної мережі [4] Особливістю конфігурації вихідної мережі є високий коефіцієнт зв'язності, який визначається відношенням числа гілок і вузлів графа мережі, що забезпечує багатоваріантність побудови можливих дерев на вихідному графі.

Одною із основних завдань оптимізації мережі, є вигідний розподіл активної та реактивної потужності в енергосистемі. А ще щоб втрати в даній мережі були мінімальними в порівнянні з виробленою енергією. Тобто, поняття оптимізації – це як ніщо інше як постійний пошук найкращого значення обраного критерія оцінювання. В нашому випадку це активна і реактивна потужність.

Говорячи про показники енергосистеми не забуваємо і про ще один не

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

менш важливий показник, а саме про показник якості електричної енергії. Це й показник повинен виконувати цілий ряд факторів для прийнятної роботи: економічну ефективність використання цієї енергії споживачем, прийнятність мережі в цілому.

Для того, щоб здійснити процес оптимізації ми повинні вибрати критерії, і навіть не один, а набагато більше. Це вже буде вирішуватися багатоцільова задача. У найпростішому випадку, все зводиться до одного критерію, прийнятого за головний, а інші критерії враховують у вигляді обмежень[5].

В загальному випадку, для оптимізації використовуються умови надійності електропостачання, якість електроенергії і пропускну спроможність.

Для дотримання певного рівня надійності електропостачання міських мереж розподільні мережі 6-10 кВ виконують складно замкненими. В такій же мережі учитивають обмеження в пропускній здатності лінії нижчої напруги, неможливість використання комутаційної апаратури (з-за значного подорожчання мережі), складність забезпечення селективності пристроїв релейного захисту та автоматики. Під нормальним режимом в даному випадку розуміється такий режим роботи обладнання, при якому забезпечується робота з номінальними параметрами.

Завдання оптимізації режиму роботи мережі зводиться до вирішення складної математичної задачі, в рамках якої може бути вирішена більш проста: пошук точки розмикання складно замкнутої мережі 6 – 10 кВ, що забезпечує мінімальні втрати потужності, при допустимому відхиленні рівня напруги і забезпечення вимоги надійності і безперебійності електропостачання населення.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4 Інформаційні аспекти задачі розрахунку втрат електричної енергії в електричних мережах

Одне із важливих питань збереження навколишнього середовища України є «розумне» використання паливно-енергетичних ресурсів. Що стосується сфери енергетики проблема також існує. Але рішення є. Це зниження технологічних втрат електричної енергії та її генерації, передачу та розподіл.

З розвитком енергетики розвивається і функціонує енергоринок.

У той же час, у вітчизняній енергетиці досить активно йдуть приватизаційні процеси, сформувався і функціонує енергоринок. Для забезпечення нормальної, безконфліктної роботи ринку, можливості ефективного контролю за його діяльністю з боку уповноваженого контролюючого органу необхідні об'єктивні дані про витрати, пов'язаних з передачею і розподілом ЕЕ. Одним з аспектів цієї задачі є оцінка втрат ЕЕ, пов'язаних з її передачею по мережах Обленерго.

Нормування втрат є одним із аспектів задач розрахунку втрат. Це пов'язано з тим, що є не досить вірні дані з приводу обліку енергії, з крадіжкою енергії, недоліками в системі виставлення рахунків і збору даних про повний відпуск ЕЕ.

Якщо розглядати всі пункти Обленерго то можемо сказати що вони є всі різні. Це пов'язано з тим, що на деяких пунктах присутнє нове обладнання, більш сучасніші устаткування обліку електричної енергії.

Всі споживачі Обленерго мають певний рівень ієрархічної системи, і вони можуть запропонувати свої власні шляхи моделювання режиму та власні втрати.

Що стосується інформації зібраної на нижчому рівні напруги, то ці дані дають змогу побудувати графік добових навантажень.

Мінімальна інформація може характеризуватися наступними вихідними даними:

- На рівні 0,38 кВ – при такому рівні у енергетичної компанії досить

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мало інформації щоб побудувати регресійну модель з малою ймовірністю.

- На рівні 6-10 Кв – вже краща ситуація порівняно з 0,38 Кв. На даному рівні уже присутні параметри мережі, паспорти та каталожні характеристики трансформаторів. Також відомі показники режимів роботи.
- На рівні 35 Кв – обсяг інформації повний. Вірогідність побудови правильних графіків навантаження велика. Вони формуються як в процесі телевимірювань, так і в процесі роботи оперативного персоналу, тобто знання відбувається на пряму.
- На рівні 110-154 кВ – відсутні фактичні дані або тільки крайня можливість зняття телевимірювань. Навіть якщо будуть багато відому

Висновок

В даному розділі дипломного проекту була приведена загальна формації стосовно стану та обслуговування міських розподільчих мереж. Загалом більше всього уваги приділяється саме надійності електричних мереж.

Також було з'ясовано що розподільчі мережі живлять велику кількість споживачів. І у відповідності до цього графіки добових навантажень будуть різними, і як наслідок виникають часті перенавантаження системи в цілому.

Але шляхи вирішення даної проблеми є – достатньо просто підвищити рівень надійності мережі. Цього досягти за допомогою розмикання замкнутої мережі 6-10 кВ саме в точці, де потрібна висока надійність в електропостачанні.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА

2.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування

В даному проекті розглядаємо електропостачання житлових будинків (5-12 поверхових), та комунально-побутових об'єктів, шкіл, торговельні центри тощо. Електропостачання виконуємо на напрузі до 1 кВ (найбільш поширеним є напруга 380 В).

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 по петльовій схемі.

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

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.

Також на території району розташовано механічний цех промислового підприємства. Крім того, на території району розташовані різні громадські будівлі, серед них дитячі дошкільні заклади, освітні заклади, підприємства громадського харчування, продовольчі та промтоварні магазини.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Електрична частина			
Розроб.		Микитенко А.В.				Арк.		
Перевір.		Журавльов А.О.					27	160
Перевір.		Несен Л. І.				ІЕЕ ОЕ-п71		
Перевір.		Калінчик В. П.						
Н. Контр.		Прокопенко І. Д.						

Споживачі електричної енергії, розташовані на житловій території міста, умовно поділяються на дві основні групи: житлові будинки та суспільно-комунальні установи.

На рисунку 2.1 зображено план розташування обладнання в цеху.

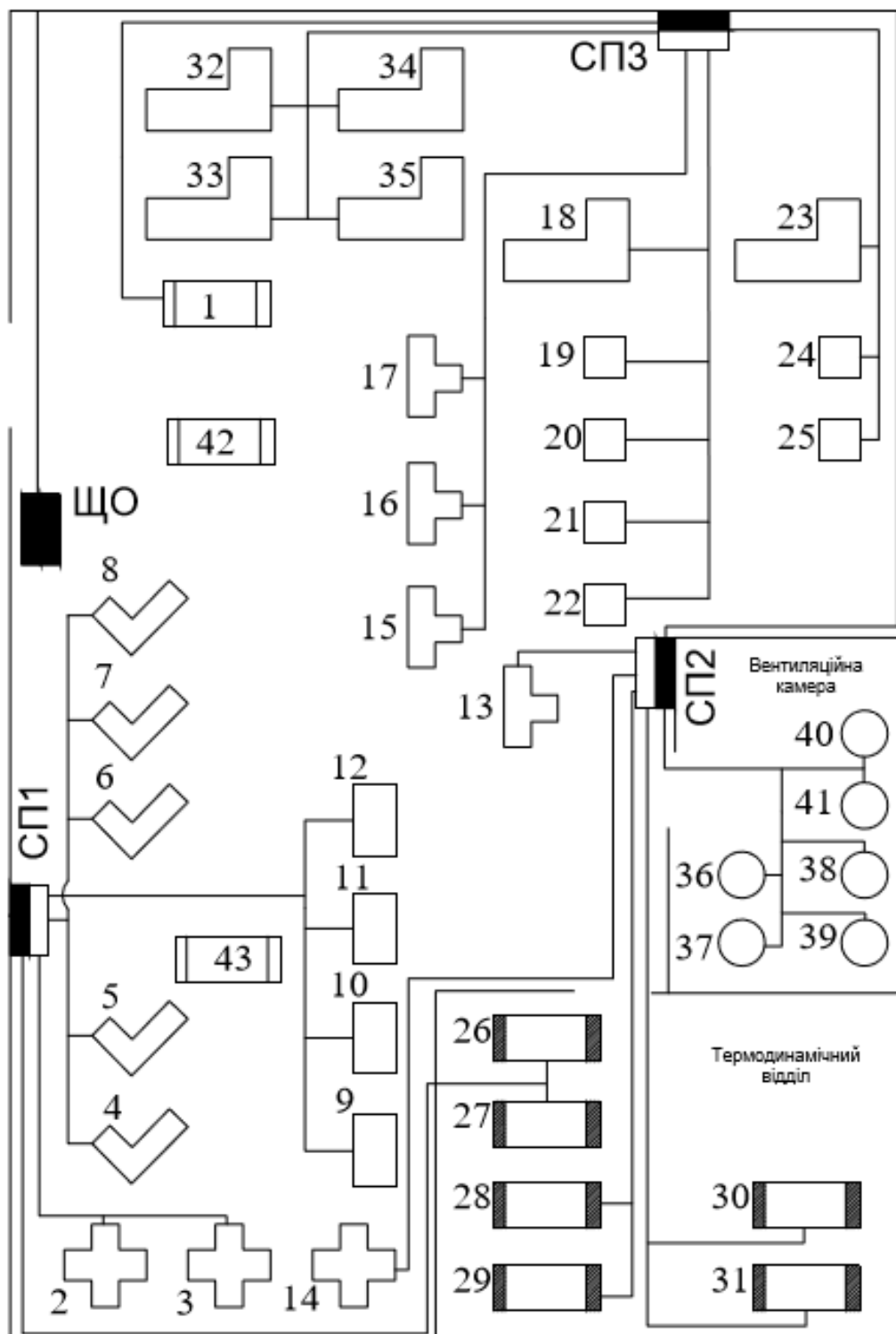


Рисунок 2.1- план розташування обладнання

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

НТУУ.001.7110.010 ПЗ

Арк.

28

2.1.1 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 [6].

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 [6].

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.

Дані про ЕП електромеханічного цеху представлені в таблиці 2.1

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

	Номер на плані	ЕП	K_B	$\cos\varphi$	Номінальна потужність, кВт
СП1	2,3	Строгальні верстати	0,18	0,55	14
	4-8	Токарно-револьверні верстати	0,15	0,5	8,5
	9-12	Шліфувальні верстати	0,2	0,5	2,5
	26-27	Електричні печі опору	0,8	0,92	50
	42	Мостові крани, ТВ = 25 %	0,12	0,5	45
СП2	13	Вертикально- свердильні верстати	0,14	0,5	2,5
	14	Строгальні верстати	0,18	0,55	14
	28-29	Електричні печі опору	0,8	0,92	50
	30-31	Електричні печі індукційні	0,6	0,9	15
	36-41	Вентиляція	0,5	0,7	5,5
СП2	1	Мостові крани ТВ=25%	0,12	0,5	45
	15-17	Вертикально- свердильні верстати	0,14	0,5	2,5
	18,23, 32-35	Заточувальні верстати	0,25	0,65	12
	19-22, 24, 25	Фрезерувальні верстати	0,22	0,55	8

Таблиця 2.1- Дані про ЕП електромеханічного цеху

Всі електроприймачі є трохфазними, (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.

2.1.3.1 Характеристика джерела живлення

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.

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

2.1.3.2 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

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

2.1.3.3 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 [10]

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.

Вартість приєднання до мережі буде розглянуто в пункті 10.1.1.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху

2.2.1 Загальна характеристика методів розрахунку

Розрахунок силових навантажень електромонтажного цеху є досить важливим етапом для проектування. Від нього залежить правильність: визначення електричного навантаження і розподілення напруг між силовими пунктами в самому цеху. Неправильність розрахунку може призвести до серйозних наслідків, не тільки економічних, а й технічних. Якщо неправильність розрахунку буде меншим, то це призведе до малої пропускної здатності в електромережі в цілому. А якщо розрахунок буде більшим, то до марної трати провідникового матеріалу. В тому чи іншому випадку такі помилки в розрахунку не є прийнятними. І їх допускати просто не можна бажання отримати нормальну роботу силових електроприймачів.

Для правильного розрахунку прийнято використовувати три основні методи розрахунку електричних навантажень:

1. Метод питомого споживання електричної енергії на одиницю продукції;
2. Метод коефіцієнту попиту;
3. Метод упорядкованих діаграм(метод суміщення максимумів).

2.2.2 Вихідні дані для розрахунку

Розрахунок електричного навантаження електромонтажного цеху проводиться з основних вхідних даних обладнання цеху, які представлені в таблиці 2.3:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3 – Вихідні дані електроприймачів цеху [8]

	Номер на плані	ЕП	K_v	$\cos\varphi$	Номінальна потужність, кВт
СП1	2,3	Строгальні верстати	0,18	0,55	14
	4–8	Токарно-револьверні верстати	0,15	0,5	8,5
	9-12	Шліфувальні верстати	0,2	0,5	2,5
	26–27	Електричні печі опору	0,8	0,92	50
	42	Мостові крани, ТВ = 25 %	0,12	0,5	45
СП2	13	Вертикально-свердлильні верстати	0,14	0,5	2,5
	14	Строгальні верстати	0,18	0,55	14
	28-29	Електричні печі опору	0,8	0,92	50
	30-31	Електричні печі індукційні	0,6	0,9	15
	36-41	Вентиляція	0,5	0,7	5,5
СП2	1	Мостові крани ТВ=25%	0,12	0,5	45
	15-17	Вертикально-свердильні верстати	0,14	0,5	2,5
	18,23, 32-35	Заточувальні верстати	0,25	0,65	12
	19-22, 24, 25	Фрезерувальні верстати	0,22	0,55	8

2.2.3 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на нарузі 0,4 кВ та внутрішнього освітлення

2.2.3.1 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів цеху

Номінальна активна потужність групи ЕП розраховується за формулою:

$$P_H = nP_{Hi},$$

де n – кількість ЕП;

P_{Hi} - номінальна потужність шліфувальних верстатів за формулою:

$$P_{Hi} = 2 \cdot 14 = 28 \text{ кВт.}$$

Визначаємо проміжну активну і реактивну потужності (маніпуляторів):

$$P_{\text{пр}} = P_{H\Sigma} \cdot K_B,$$

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

де K_B - коефіцієнт використання;

$$P_{\text{пр}} = 28 \cdot 0,18 = 5,04 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{пр}} = 5,04 \cdot 1,52 = 7,65 \text{ квар.}$$

Для інших споживачів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 1.2.

Розраховуємо номінальну групову активну потужність для СП1:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 28 + 42,5 + 10 + 100 + 45 = 225,5 \text{ кВт.}$$

Сумарна кількість електроприймачів для СП1:

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i,$$

$$n_{\Sigma} = 2 + 5 + 4 + 2 + 1 = 14.$$

Серед всіх споживачів СП1 шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\text{minСП1}} = 2,5 \text{ кВт,}$$

$$P_{\text{maxСП1}} = 50 \text{ кВт,}$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$m = \frac{P_{\max \text{СП1}}}{P_{\min \text{СП1}}} = \frac{50}{2,5} = 20.$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності для СП1:

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}},$$

де $\sum P_{\text{пр}}$ - сума активних проміжних потужностей для СП1,

$$P_{\text{нСП1}} = 5,04 + 6,38 + 2 + 80 + 5,40 = 98,82 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}i},$$

де $\sum Q_{\text{пр}}$ - сума реактивних проміжних потужностей для СП1.

$$Q_{\text{нСП1}} = 7,65 + 11,04 + 3,46 + 34,08 + 9,35 = 65,59 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання всього силового пункту:

$$K_{\text{в}} = \frac{P_{\Pi}}{P_{\text{н}\Sigma}},$$

де P_{Π} - сумарна проміжна потужності для СП1;

$P_{\text{н}\Sigma}$ - сумарна номінальна потужність для СП1;

$$K_{\text{вСП1}} = \frac{98,82}{225,5} = 0,44.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{\text{е}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}}{P_{\text{н max}}},$$

де $P_{\text{н max}}$ - максимальна номінальна потужність

$$n_{\text{еСП1}} = \frac{2 \cdot 225,5}{50} = 9,02.$$

Приймаємо $n_{\text{еСП1}} = 9$.

Проводимо розрахунок для інших приладів цеху і зводимо до таблиці 2.4.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно [2] визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_p = 1,076.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність для СП1:

$$P_p = P_{\Pi} \cdot K_p,$$

де P_{Π} - сумарна проміжна активна потужність для СП1;

K_p - коефіцієнт розрахункового навантаження;

$$P_{pСП1} = 98,82 \cdot 1,076 = 106,32 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$\text{при } n_e < 10 \quad Q_p = 1,1Q_{\text{пр}};$$

$$\text{при } n_e > 10 \quad Q_p = Q_{\text{пр}}.$$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{\text{пр}} = 1,1 \cdot 65,59 = 72,15 \text{ квар (так як } n_e = 9 < 10).$$

Повна розрахункова потужність для СП1:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

$$S_{pСП1} = \sqrt{106,32^2 + 72,15^2} = 128,49 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм для СП1:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

де S_p - повна розрахункова потужність для СП1;

U_H - номінальна напруга;

$$I_{pСП1} = \frac{128,49}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 185,47 \text{ А.}$$

Для СП2 і СП3 розрахунок проводимо аналогічно і результати зводимо до таблиці 2.4.

Розраховуємо сумарне силове навантаження цеху:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарна кількість електроприймачів

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i,$$

$$n_{\Sigma} = 14 + 12 + 16 = 42.$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 120 + 87 + 67,5 = 274,5 \text{ кВт.}$$

Серед всіх електроприймачів шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\min \text{СПІ}} = 2,5 \text{ кВт,}$$

$$P_{\max \text{СПІ}} = 50 \text{ кВт,}$$

$$m = \frac{P_{\max \text{СПІ}}}{P_{\min \text{СПІ}}} = \frac{50}{2,5} = 20,00.$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності:

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}},$$

$$P_{\Pi \text{CH}} = 98,82 + 117,37 + 35,01 = 251,20 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{при}},$$

$$Q_{\Pi \text{CH}} = 65,59 + 64,06 + 48,25 = 177,91 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання:

$$K_B = \frac{P_{\Pi \text{CH}}}{P_{\text{на}}},$$

$$K_{\text{вСПІ}} = \frac{251,20}{274,5} = 0,915.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_e = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{Hi}}{P_{H \max}},$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$n_{\text{сп}} = \frac{2 \cdot 274,5}{50} = 10,98.$$

Приймаємо $n_{\text{сп}} = 11$.

Визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_p = 0,85.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність:

$$P_p = P_{\text{п}} \cdot K_p,$$

$$P_{\text{рч}} = 251,2 \cdot 0,85 = 213,52 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_p = K_p \cdot Q_{\text{пр}},$$

$$Q_p = 0,85 \cdot 177,91 = 151,22 \text{ кВт.}$$

Повна розрахункова потужність силового навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

$$S_{\text{рч}} = \sqrt{213,52^2 + 151,22^2} = 261,64 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм силового навантаження:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{рч}} = \frac{261,64}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 377,65 \text{ А.}$$

Для СП2 і СП3 розрахунок проводимо аналогічно і результати зводимо до таблиці

2.4.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4 - Розрахунок навантажень ЕМЦ

Вихідні дані							Проміжні потужності		$n_{p,ст}$ од	$n_{ст}$ од	K_p	Розрахункові потужності			Розрахунковий струм I_p , А			
За умовою					Довідникові							P_{p1} кВт	Q_{p1} квар	S_{p1} кВ·А				
Найменування ЕП	n , од	Номинальна потужність, кВт				K_n	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$								P_{n1} кВт	Q_{n1} квар	
		$P_{н.д}$	$P_{н.д.сум}$	$P_{н.д.макс}$	$P_{н.д.мін}$				$P_{н.д.ср}$									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Строгал. верст.	2,00	14,00	28,00				0,18	0,55	1,52	5,04	7,65							
Токарно-револьверні	5,00	8,50	42,50				0,15	0,50	1,73	6,38	11,04							
Шліфувальні верст.	4,00	2,50	10,00				0,20	0,50	1,73	2,00	3,46							
Ел. Печі	2,00	50,00	100,00				0,80	0,92	0,43	80,00	34,08							
Мостові крани	1,00	45,00	45,00				0,12	0,50	1,73	5,40	9,35							
СП1	14,00		225,50	50,00	2,50	20,00	0,44			98,82	65,59	9,02	9	1,076	106,32	72,15	128,49	185,47
Вертикально-свердлильні	1,00	2,50	2,50				0,14	0,50	1,73	0,35	0,61							
Строгальні	1,00	14,00	14,00				0,18	0,55	1,52	2,52	3,83							
Ел. печі	2,00	50,00	100,00				0,80	0,92	0,43	80,00	34,08							
Ел. печі	2,00	15,00	30,00				0,60	0,90	0,48	18,00	8,72							
Вентиляція	6,00	5,50	33,00				0,50	0,70	1,02	16,50	16,83							
СП2	12,00		179,50	50,00	2,50	20,00	0,55			117,37	64,06	7,18	7	1,07	125,59	70,47	144,01	207,86
Мостові крани	1,00	45,00	45,00				0,12	0,50	1,73	5,40	9,35							
Вертикально-свердлильні	3,00	2,50	7,50				0,14	0,50	1,73	1,05	1,82							
Заточувальні верст.	6,00	12,00	72,00				0,25	0,65	1,17	18,00	21,04							
Фрез. Верстати	6,00	8,00	48,00				0,22	0,55	1,52	10,56	16,04							
СП3	16,00		172,50	45,00	2,50	18,00	0,20			35,01	48,25	7,67	7	1,54	53,92	48,25	72,35	104,43
Силове навантаження	42,00		577,50	50,00	2,50	20,00	0,43			251,20	177,91	23,10	23	0,85	213,52	151,22	261,64	377,65
Освітлення															8,46	1,61	8,61	
Шини НН															221,98	152,83	269,50	
Втрати в															6,73751	26,9501		
Шини ВН															228,71	179,78	290,91	

НТУУ.001.7110.010 ПЗ

2.2.3.2 Штучне освітлення

Освітлення робочого місця нормується згідно з Державними будівельними нормами України: ДБН В.2.5-28:2018[9].

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

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

де K_z – коефіцієнт запасу;

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

F – площа, приміщення, що освітлюється, m^2 ;

z – коефіцієнт нерівномірності освітленості;

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

Коефіцієнт використання η залежить від типу світильника, коефіцієнтів відбиття стін $\rho_{\text{ст}}$, стелі ρ_c , робочої поверхні ρ_p , та від показника приміщення i , який враховує співвідношення розмірів приміщення. Приймаємо:

$$\rho_{\text{ст}} = 0,3$$

$$\rho_c = 0,1$$

$$\rho_p = 0,1$$

Згідно [5] та вище приведених формул, визначаємо:

Коефіцієнт запасу $K_z = 1,8$.

Мінімальна освітленість $E_{\min} = 200$ лк.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Коефіцієнт нерівномірності $z = 1,15$.

Площа приміщення:

$$F = A \cdot B,$$

$$F = 40 \cdot 35 = 1400 \text{ м}^2$$

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 $H = 10 \text{ м}$ – висота приміщення цеху;

$h_p = 0,8 \text{ м}$ – висота розрахункової поверхні над підлогою згідно норм[5];

$h_c = 0,2 \text{ м}$ – відстань світильників від перекриття;

$$h = 10 - 0,8 - 0,2 = 9 \text{ м}.$$

Тоді:

$$i = \frac{40 \cdot 35}{9 \cdot (40 + 35)} = 2,07;$$

$$\eta = 0,74$$

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 $k_z = 1,8$.

Вибираємо тип та потужність ламп:

тип LEDT1-Y-E-128-610, $\Phi_{\text{л}} = 16000 \text{ лм}$, $P_{\text{л}} = 128 \text{ Вт}$ $U = 220 \text{ В}$.

Тоді світловий потік:

$$\Phi = \frac{200 \cdot 1,8 \cdot 1400 \cdot 1,15}{0,74} = 783243,24 \text{ лм}.$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Кількість світильників :

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

$$N = \frac{783243,24}{16000} = 48,95 \approx 49 \text{ шт.}$$

Вибираємо згідно тип та потужність ламп:

Використовуємо LEDT1-Y-E-128-610;

Потужність ламп 128Вт, Струм 4 А, $\cos \varphi$ не менше 0,98, тоді $\text{tg} \varphi = 0,2$.

Визначаємо активну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту ($K_{\text{п}} = 0,9$) та коефіцієнті, що враховує додаткові втрати потужності у пускорегулюючій апаратурі $K_{\text{пра}} = 1,25$:

$$P_{\text{осв}} = n P_{\text{л}} K_{\text{п}} K_{\text{пра}},$$

$$P_{\text{осв}} = 49 \cdot 0,128 \cdot 0,9 \cdot 1,25 = 7,056 \text{ кВт.}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження:

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

$$Q_{\text{осв}} = 7,056 \cdot 0,2 = 1,411 \text{ квар.}$$

Світильники аварійного освітлення розмістимо рівномірно по всій площі приміщення, значення освітленості при аварійному освітленні для цеху обробки деталей рекомендується брати 5 % від норми робочого освітлення, але не менш як 5 та не більше 30 лк. Для освітлення використаємо лампи розжарення Б 215-225

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

$$P_{\text{ав}} = 0,05 \cdot 7,056 = 0,352.$$

Розрахуємо повне освітлювальне навантаження:

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

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

$$P_{\text{осв}\Sigma} = 7,056 + 0,352 = 7,408 \text{ кВт,}$$

$$S = \sqrt{7,408^2 + 1,411^2} = 7,541 \text{ кВА.}$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.3.3 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]:

$$S_{\text{с}} = \frac{(e_{\text{н}} \cdot K_{\text{бюд}} \cdot K_{\text{з}} \cdot \eta_{\text{с}} \cdot S_{\text{п}})}{(\tau_0 \cdot r_1 \cdot 100)}$$

де $S_{\text{с}}$ – площа ліхтарів, вікон, м²;

$e_{\text{н}}$ – нормоване значення КПО %, визначається за формулою:

$$e_{\text{н}} = e \cdot m$$

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

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

$$e_{\text{н}} = 1 \cdot 0,87 = 0,87$$

$S_{\text{п}}$ – площа підлоги, м²;

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

$K_{\text{з}}$ – 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 – $\tau_3=0,8-0,9$);

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Тоді:

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

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

2.2.4 Розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення

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

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Загальна потужність зовнішнього освітлення становитиме 0,12 кВт.

2.2.5 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;

$$P_{\text{нн}} = 213.52 + 8,46 = 221,98 \text{ кВт.}$$

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;

$$Q_{\text{нн}} = 151.22 + 1,411 = 152,631 \text{ квар.}$$

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;

$$S_{\text{нн}} = \sqrt{221,52^2 + 152,631^2} = 269,011 \text{ кВА.}$$

Втрати в трансформаторі

$$\Delta P_{\text{тр}} = (0,02 \div 0,03) \cdot S_{\text{нн}} = 0,025 \cdot 269,011 = 6.725 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot S_{\text{нн}} = 0,1 \cdot 269,011 = 26,9 \text{ квар.}$$

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;

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{нн}} + \Delta P_{\text{тр}} = 221.52 + 6.725 = 228,245 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{вн}} = Q_{\text{нн}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 152.631 + 26.9 = 179,531 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{вн}} = \sqrt{228.245^2 + 179,531^2} = 290,391 \text{ кВА.}$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

Для електропостачання нашої мережі обираємо два трансформатори, паспортні дані яких представлені в таблиці 2.7

Таблиця 2.7 – Характеристики трансформатора [11]

Тип трансформатора	Схема и група з'єднання	Втрати КЗ, кВт	Напруга КЗ, %	Втрати холостого ходу, кВт
ТДТН-80000/110-У1	Y _н /Δ-11	365	11	0,55

Але зважаючи на те, що електрообладнання цеху належать до третьої категорії надійності, то електромонтажний цех матиме лише один трансформатор. А саме ТП 10/0,4 кВ прибудована до цехового приміщення

При виборі трансформатора враховувалася загальна потужність цеху, розрахунок якого можна подивитися в пункті 2.2.6. але так як ми повинні компенсувати реактивну потужність, розрахунок загальної потужності цеху буде проведений після вибору статичних батарей конденсаторів.

2.3.1 Вибір батарей статичних конденсаторів на напрузі до 1000 В

Так як зазначали вище, розрахунок загальної реактивної потужності проводився в пункті 2.2.6 . Але за умовами договору від постачальника, за велике споживання реактивної енергії доведеться сплачувати великі кошти.. рішення проблеми є. Достатньо буде просто встановити конденсаторні батареї в цеху на стороні 0,4 кВ, які компенсують реактивну енергію. Далі проведемо розрахунок для вибору таких батарей.

Оскільки умовою відсутності споживання/генерації реактивної енергії є значення $\cos\varphi = 1$, то використовуючи цю умову, та значення активної та

реактивної енергії підприємства, розрахуємо значення КБ:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

$$\alpha = \cos^{-1} 0,99 = 8,11^\circ$$

$$Q'_{цех} = P_{цех} \cdot \operatorname{tg}(\alpha)$$

$$Q'_{цех} = 395,13 \cdot \operatorname{tg}(8,11) = 56,3 \text{ квар}$$

$$Q_{KB} = Q_{цех} - Q'_{цех}$$

де $Q'_{цех}$ - реактивна енергія цеху, яка має бути компенсована, квар.

Q_{KB} - реактивна енергія КБ, квар.

$$Q_{KB} = 281,77 - 56,3 = 225,47 \text{ квар}$$

Зробимо висновок. З даного розрахунку ми бачимо, що реактивна енергія конденсаторної батареї складає 225,47 квар. Враховуємо, що також не увесь час будуть працювати всі верстати, тому кількість енергії, що буде генеруватися в мережу буде менше, а отже нам потрібно обрати менший номінал батарей.

Для даного цеху мною було обрано 9 батарей з номіналом 30 квар, а їх загальний номінал становитиме 270 квар.

Однолінійна схема компенсації реактивної енергії зображена на рисунку 2.4.

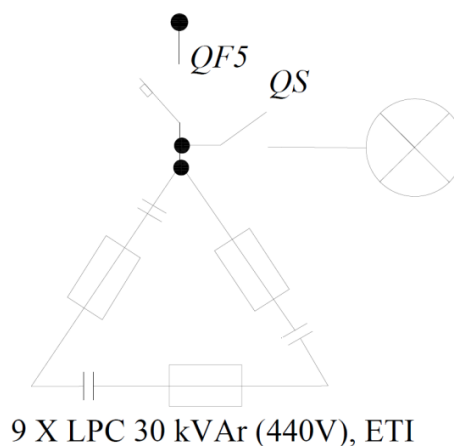


Рисунок 2.4 - Схема компенсації реактивної енергії цеху

2.3.2 Вибір схеми трансформаторної підстанції

Розрахуємо загальне навантаження цеху:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

$$S_{TP} = \sqrt{P^2 + (Q_{цех}^2 - Q_{КБ}^2)}$$

$$S_{TP} = \sqrt{395,13^2 + (281,77_{цех} - 270_{КБ})^2} = 395,30 \text{ кВА}$$

Для цеху обираємо трансформатор представлений в таблиці 2.8:

Таблиця 2.8 - Характеристики трансформатора цеху

Тип трансформатора	Схема и група з'єднання	Втрати КЗ, кВт	Напруга КЗ, %	Втрати холостого ходу, кВт
ТМ-400-10(6)/0,4	У/УН-0	5,4	4,5	0,77

2.3.3 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення

Визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах міста представлені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 - навантаження в електропостачальних системах міст

№	Тип об'єкту	Кількість	Умовне позначення
1	Житловий будинок з газовими плитами, 5 поверхів, 3 секції, 60 помешкань	2	Г
2	Житловий будинок з газовими плитами, 5 поверхів, 4 секції, 80 помешкань	5	Д
3	Багатоповерховий гараж на 300 місць	1	К
4	Супермаркет площею торгівельного залу 800 м ²	1	У

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно [2]:

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9P_{сил};$$

$$Q_{ж/б} = P_{кв} \operatorname{tg} \varphi_{кв} + 0,9P_{сил} \operatorname{tg} \varphi_{сил}$$

де $P_{кв}$ – розрахункове навантаження квартир:

$$P_{кв} = n_{пит} N_{кв},$$

де $n_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла [2].

$N_{кв}$ – кількість квартир;

$P_{сил}$ – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{сил} = K_{сил} \sum P_{л},$$

де $K_{сил}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок [2];

$P_{л}$ – потужність ліфтової установки;

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно [2]:

$$P_p = P_{пит} N,$$

$$Q_p = P_{пит} N \operatorname{tg} \varphi_{пит}.$$

На рисунку 2.1 зображена схема розміщення житлових, громадських та адміністративних будівель відносно трансформаторних підстанцій.

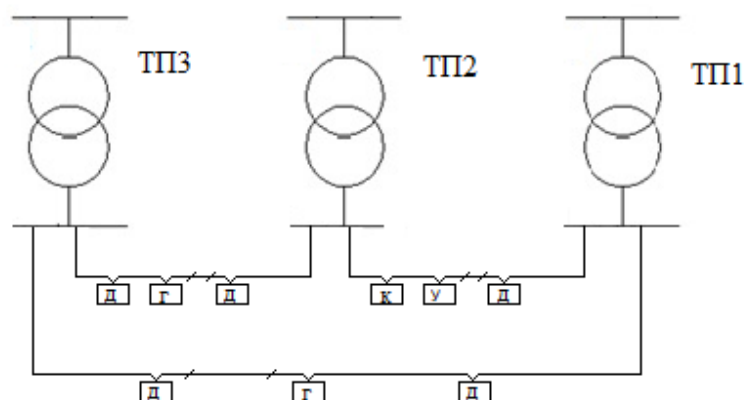


Рисунок 2.1 - Схема живлення будівель

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

2.3.3.1 Визначення навантажень в нормальному режимі роботи

Житловий будинок Г з електричними плитами, 5 поверхів, 3 секції, 60 помешкань:

$$P_{\Gamma} = 1,14 \cdot 60 = 68,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Gamma} = 60 \cdot 1,14 \cdot 0,29 = 19,84 \text{ квар.}$$

Розрахунки для інших житлових будинків наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – розрахунок інших житлових будинків

Назва	Умовне позначення	$n_{\text{кв}}$	$P_{\text{пит.кв, кВт/кв}}$	$\text{tg}\varphi_{\text{кв}}$	$n_{\text{л}}$	$P_{\text{ліфт, кВт}}$	$K_{\text{пл}}$	$P_{\text{ж/б, кВт}}$	$\text{tg}\varphi_{\text{л}}$	$Q_{\text{ж/б, квар}}$
ж/б, газ.пл, 3с, 5п	Г	60	1,14	0,29	-	-	-	68,4	-	19,84
ж/б, газ. пл, 4с, 5п	Д	80	1,07	0,29	-	-	-	85,60	-	24,82

Багатоповерховий гараж К:

$$P_K = 0,22 \cdot 300 = 66 \text{ кВт},$$

$$Q_K = 66 \cdot 0,57 = 37,62 \text{ квар.}$$

Розрахунок інших суспільних об'єктів зведемо у таблицю 2.2.

Таблиця 2.2: Розрахунок потужностей суспільних споживачів для нормального режиму:

Назва	Умовне позначення	n	$P_{\text{пит.сусп, кВт/м}}$	$P_{\text{сусп.кВт}}$	$\text{tg}\varphi$	$Q_{\text{сусп. квар}}$
Багатоповерховий гараж на 300 місць	К	300	0,22	66	0,57	37,62
Супермаркет площею торг. залу 800 м ²	У	800	0,15	120	0,57	68,4

У випадку сумісного електропостачання різних об'єктів, розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах НН ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТП}} = P_{\text{макс}} + \sum_{i=1}^n P_i \cdot K_{\text{сум } i},$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

$$Q_{\text{ТП}} = Q_{\text{макс}} + \sum_{i=1}^n Q_i \cdot K_{\text{сум } i},$$

де $P_{\text{макс}}$ – найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, які живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_i – розрахункове навантаження решти будівель $i = 1, \dots, n$;

$K_{\text{сум } i}$ – коефіцієнт участі у максимумі, який відображає якою долею навантаження i -го житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні;

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначимо розрахункове навантаження ТП:

ТПЗ (Д, Г, Д):

Для ТПЗ можна об'єднати будинки Г і Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{\text{Г+Д}} = 0,86 \cdot 220 = 189,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Г+Д}} = 0,86 \cdot 220 \cdot 0,29 = 54,87 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{ТПЗ}} = 0,86 \cdot 220 = 189,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТПЗ}} = 0,86 \cdot 220 \cdot 0,29 = 54,87 \text{ квар.}$$

ТП2 (Д, К, У):

$$P_{\text{Д}} = 1,07 \cdot 80 = 85,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Д}} = 1,07 \cdot 80 \cdot 0,29 = 24,82 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{ТП2}} = 120 + 0,8 \cdot 66 + 85,6 = 258,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2}} = 68,4 + 24,82 \cdot 0,29 + 37,62 \cdot 0,57 = 97,04 \text{ квар.}$$

ТП1 (Д, Г, Д):

Для ТПЗ можна об'єднати будинки Г і Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{\text{Г+Д}} = 0,86 \cdot 220 = 189,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Г+Д}} = 0,86 \cdot 220 \cdot 0,29 = 54,87 \text{ квар.}$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{ТП1}} = 0,86 \cdot 220 = 189,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП1}} = 0,86 \cdot 220 \cdot 0,29 = 54,87 \text{ квар.}$$

2.3.3.2 Визначення навантажень в післяаварійному режимі роботи

ТПЗ (2Г, 4Д):

Для ТПЗ можна об'єднати два будинки Г і чотири Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{2Г+4Д} = 0,72 \cdot 440 = 316,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{2Г+4Д} = 0,72 \cdot 440 \cdot 0,29 = 91,87 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{ТПЗ}} = 0,72 \cdot 440 = 316,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТПЗ}} = 0,72 \cdot 440 \cdot 0,29 = 91,87 \text{ квар.}$$

ТП2 (Г, 3Д):

Для ТП2 можна об'єднати будинки Г і три Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{Г+3Д} = 0,8 \cdot 300 = 240 \text{ кВт},$$

$$Q_{Г+3Д} = 0,8 \cdot 300 \cdot 0,29 = 69,6 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{ТП2}} = 240 + 0,5 \cdot 66,0 + 0,8 \cdot 120 = 369 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2}} = 69,6 + 0,5 \cdot 37,62 + 0,8 \cdot 68,4 = 143,13 \text{ квар.}$$

ТП1 (Г, 3Д):

Для ТП1 можна об'єднати будинки Г і три будинки Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{Г+3Д} = 0,8 \cdot 300 = 240 \text{ кВт},$$

$$Q_{Г+3Д} = 0,8 \cdot 300 \cdot 0,29 = 69,6 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{ТП1}} = 240 + 0,5 \cdot 66,0 + 0,8 \cdot 120 = 369 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП1}} = 69,6 + 0,5 \cdot 37,62 + 0,8 \cdot 68,4 = 143,13 \text{ квар.}$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4 Визначення центра навантаження об'єкту проектування

Розрахувати навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції прийнявши до уваги навантаження ліній Л3, Л4, Л5, а також зосереджене навантаження S3 (P3, Q3) та S4 (P4, Q4).

Початкові дані представлено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13- Початкові дані визначення розрахункових навантажень

P_3 , МВт	45
Q_3 , Мвар	10
P_4 , МВт	50
Q_4 , Мвар	12

Розраховуємо потужність на початку Л5:

$$P_{л5} = P_2 + P_3 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{11} + P_{12} + P_{13} + P_{14},$$

$$P_{л5} = 200 + 70 + 60 + 40 + 30 + 30 + 50 + 30 + 210 + 140 + 500 = 1360 \text{ кВт.}$$

Розраховуємо навантаження на першій секції шин 10 кВ центра живлення:

$$P_{1с.ш} = (P_{л5} + P_{л4} + P_{с3}) \cdot K_{\text{сум}},$$

де $K_{\text{сум}}$ – коефіцієнт суміщення максимумів навантажень міських електромереж і промислових підприємств, в.о. [];

$$P_{1с.ш} = (3286,17 + 1360 + 45000) \cdot 0,8 = 39716,94 \text{ кВт,}$$

$$Q_{1с.ш} = (Q_{л5} + Q_{л4} + Q_{с3}) \cdot K_{\text{сум}},$$

$$Q_{л5} = P_{л5} \cdot \text{tg}\varphi,$$

$$Q_{л5} = 1360 \cdot 0,48 = 652,8 \text{ квар,}$$

$$Q_{1с.ш} = (748,62 + 658,68 + 10000) \cdot 0,8 = 9125,84 \text{ квар,}$$

$$S_{1с.ш} = \sqrt{P_{1с.ш}^2 + Q_{1с.ш}^2},$$

$$S_{1с.ш} = \sqrt{39716,94^2 + 9125,84^2} = 40751,88 \text{ кВА.}$$

Розраховуємо навантаження на другій секції шин 10 кВ центра живлення:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{2c.ш} = (P_{л3} + P_{с4}) \cdot K_{сум},$$

$$P_{2c.ш} = (2853,99 + 50000) \cdot 0,85 = 44925,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{2c.ш} = (Q_{л3} + Q_{с4}) \cdot K_{сум},$$

$$Q_{2c.ш} = (725,24 + 12000) \cdot 0,85 = 10816,45 \text{ квар},$$

$$S_{2c.ш} = \sqrt{44925,9^2 + 10816,45^2} = 46209,65 \text{ кВА}.$$

2.5 Розрахунок живлячих і розподільчих мереж

2.5.1. Обґрунтування встановлення розподільчих пунктів високої напруги

В залежності від кількості розподільчих пунктів і самого їх розташування, я врахувала спрос на споживання електроенергії. Цим самим хотіла досягти найбільшої економії провід нового матеріалу на самих лініях.

Так як в даному дипломному проекті за місцевість взята сільська то можемо використати лише один розподільний пункт на всіх споживачів. Також до РП підключити на пряму п'ять змішаних схем. Це робиться для того, щоб забезпечити більш надійне електропостачання повітряними ЛЕП 10 кВ.

2.5.2 Розрахунок перерізу розподільчих мереж 10 кВ

Початкові дані для розрахунків наведені у таблицях 2.14 та 2.15.

Навантаження розподільчих трансформаторів наведені в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 - Навантаження розподільчих трансформаторів

	P , кВт	Q , квар
ТП4	350	60
ТП5	400	80
ТП6	430	90
ТП7	450	90
ТП8	460	100

Зосереджене навантаження на РП наведено в таблиці 2.15

Таблиця 4.15 - Зосереджене навантаження на РП

P_1 , МВт	2,4
Q_1 , Мвар	0,45
P_2 , МВт	2,5
Q_2 , Мвар	0,5

Струмове навантаження будь-якої ділянки в нормальному режимі не повинне перевищувати допустиму величину, визначену з врахуванням умов прокладки кабельної 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 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;

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

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}$ — коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ, $K_{\text{пер}}=1,3$;

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

$$F_{\text{кл}}^{\text{min}} = \frac{I_{\Sigma}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{C},$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $I_{\Sigma}^{(3)}$ - сумарний струм к.з. від енергосистеми з врахуванням наявних в СЕП синхронних двигунів;

$t_{\text{п}}$ – приведений розрахунковий час (час відключення к.з.);

C – термічний коефіцієнт, $C = 75 \frac{A \cdot c^{0,5}}{мм^2}$;

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

$$P_{pc} = K_{см} \sum_{i=1}^n P_{pТПi}$$

де $P_{pТПi}$ – розрахункове навантаження ТП;

$K_{см}$ – коефіцієнт суміщення максимумів, обирається згідно [3].

При розрахунках необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП.

Вибір трансформатора ТП1:

$$P_{ТП1} = 189,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП1} = 54,87 \text{ квар},$$

$$S_{ТП1} = \sqrt{189,2^2 + 54,87^2} = 196,99 \text{ кВА}.$$

Приймаємо трансформатор ТМ 250/10[3] з наступними паспортними даними:

$$S_{нт} = 250 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{нх} = 0,56 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 3,7 \text{ кВт};$$

$$I_{нх} = 1,9 \text{ } \%;$$

$$U_{кз} = 4,5\%.$$

Перевірка трансформатора в п/а режимі:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{n/a} = \sqrt{P_{n/a}^2 + Q_{n/a}^2} = \sqrt{450,2^2 + 187,59^2} = 487,72 \text{ кВА},$$

$$S_{п/а} = 487,72 \text{ кВА} < 1,4 \cdot 400 = 560 \text{ кВА}.$$

Вважаємо, що для ТП4-8 та цехових трансформаторів післяаварійний режим не існує.

Аналогічні розрахунки здійснимо для інших ТП та оберемо трансформатори. Результати занесемо до таблиці 2.16.

Таблиця 2.16– Розподіл навантаження

№ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВ·А	S _{нт} , кВА	P _{п/а} , кВА	Q _{п/а} , квар	S _{п/а} , кВА	1,4 S _{нт} ,кВА
1	240	94,92	258,09	400	383,84	139,09	408,26	560
2	204	87,72	222,06	400	450,8	193,84	490,71	560
3	253,08	106,1	274,45	400	464,04	185,96	499,91	560
4	360	70	366,74	400				
5	290	65	297,2	400				
6	280	50	284,43	400				
7	30	60	67,08	100				
8	320	75	328,7	400				
Цех	395,13	281,7	485,31	630				
Ін.цех*	395,13	281,7	485,31	630				

* де $P_{ТПін.цех}$, $Q_{ТПін.цех}$ — активне та реактивне навантаження іншого цеху промислового підприємства, для розрахунків приймаємо рівним навантаженню розрахованого цеху у підрозділі 1;

Отже, для ТП2, ТП4, цехові трансформатори, приймаємо ТМ 400/10 [3], для ТП1, ТП3 ТМ 250/10, а для ТП5, ТП6, ТП7, ТП8 обираємо ТМ 630/10.

Паспорті дані трансформатора ТМ 630/10:

$$S_{нт} = 630 \text{ кВА};$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

$$\Delta P_{\text{нх}} = 1,05 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{кз}} = 7,6 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{нх}} = 1,8\%;$$

$$U_{\text{кз}} = 5,5\%.$$

Паспорті дані трансформатора ТМ 400/10:

$$S_{\text{нт}} = 400 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{\text{нх}} = 0,83 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{кз}} = 5,5 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{нх}} = 1,5 \text{ } \%;$$

$$U_{\text{кз}} = 4,5\%.$$

Паспорті дані трансформатора ТМ 250/10:

$$S_{\text{нт}} = 250 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{\text{нх}} = 0,56 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{кз}} = 3,7 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{нх}} = 1,9\%;$$

$$U_{\text{кз}} = 4,5\%.$$

Втратами в трансформаторі знехтуємо.

Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л1 в нормальному режимі роботи:

$$P_{\text{Л1}} = K_{\text{см}} \cdot (P_{\text{ТП5}} + P_{\text{ТП6}} + P_{\text{ТП7}} + P_{\text{ТП8}}),$$

$$P_{\text{Л1}} = 0,85 \cdot (400 + 430 + 450 + 460) = 1479 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Л1}} = K_{\text{см}} \cdot (Q_{\text{ТП5}} + Q_{\text{ТП6}} + Q_{\text{ТП7}} + Q_{\text{ТП8}}),$$

$$Q_{\text{Л1}} = 0,85 \cdot (80 + 90 + 90 + 100) = 306 \text{ квар},$$

$$S_{\text{Л1}} = \sqrt{P_{\text{Л1}}^2 + Q_{\text{Л1}}^2},$$

$$S_{\text{Л1}} = \sqrt{1479^2 + 306^2} = 1510,32 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{Л1}} = \frac{S_{\text{Л1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{Л1}} = \frac{1510,32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 87,20 \text{ А}.$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л1 в післяаварійному режимі роботи:

$$P_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4} + P_{ТП5} + P_{ТП6} + P_{ТП7} + P_{ТП8}),$$

$$P_{Л1п/а} = 0,8 \cdot (189,2 + 258,4 + 189,2 + 350 + 400 + 430 + 450 + 460) = 2181,44 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4} + Q_{ТП5} + Q_{ТП6} + Q_{ТП7} + Q_{ТП8}),$$

$$Q_{Л1п/а} = 0,8 \cdot (54,87 + 97,04 + 54,87 + 60 + 80 + 90 + 90 + 100) = 501,424 \text{ квар},$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{P_{Л1п/а}^2 + Q_{Л1п/а}^2},$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{2181,44^2 + 501,424^2} = 2238,32 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{S_{Л1п/а}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{2238,32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129,23 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель АПвП 3×35 з $I_{доп} = 119 \text{ А}$ та $r_0 = 0,868 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,095 \text{ Ом/км}$ [3].

$$I_{Л1п/а} = 129,23 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 154,7 \text{ А}.$$

Аналогічно для Л2 знайдемо навантаження в нормальному режимі та внесемо результати в таблицю 2.17.

Знайдемо навантаження живлячої лінії Л3 в нормальному режимі:

$$P_{Л3} = K_{с.м} \cdot (P_{РП2} + P_{Л2} + P_{ТПін.цех}),$$

$$P_{Л3} = 0,8 \cdot (838,78 + 2500 + 228,71) = 2853,99 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л3} = K_{с.м} \cdot (Q_{РП2} + Q_{Л2} + Q_{ТПін.цех}),$$

$$Q_{Л3} = 0,8 \cdot (226,763 + 500 + 179,78) = 725,23 \text{ квар},$$

$$S_{Л3} = \sqrt{P_{Л3}^2 + Q_{Л3}^2},$$

$$S_{Л3} = \sqrt{2853,99^2 + 725,23^2} = 2944,69 \text{ кВА},$$

$$I_{Л3} = \frac{S_{Л3}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{Л3} = \frac{2944,69}{\sqrt{3} \cdot 10} = 170,01 \text{ А}.$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Навантаження лінії ЛЗ в післяаварійному режимі буде рівним навантаженню лінії Л4:

$$P_{ЛЗп/а} = K_{с.м} \cdot (P_{ТПцех} + P_{РП1} + P_{РП2} + P_{Л2} + P_{Л1} + P_{ТПін.цех}),$$

$$P_{ЛЗп/а} = 0,8 \cdot (1479 + 838,78 + 2400 + 2500 + 228,71 + 228,71) = 6140,16 \text{ кВт},$$

$$Q_{ЛЗп/а} = K_{с.м} \cdot (Q_{ТПцех} + Q_{РП1} + Q_{РП2} + Q_{Л2} + Q_{Л1} + Q_{ТПін.цех}),$$

$$S_{ЛЗп/а} = \sqrt{P_{ЛЗп/а}^2 + Q_{ЛЗп/а}^2},$$

$$S_{ЛЗп/а} = \sqrt{6140,16^2 + 1473,86^2} = 6314,57 \text{ кВА},$$

$$I_{ЛЗп/а} = \frac{S_{ЛЗп/а}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{ЛЗп/а} = \frac{6314,57}{\sqrt{3} \cdot 10} = 364,57 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель АПвП 3×185з $I_{доп} = 294 \text{ А}$ та $r_0 = 0,164 \text{ Ом/км}$, [4].

$$I_{ЛЗп/а} = 364,57 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 382,2 \text{ А}.$$

Результати розрахунку струмів ліній наведені в таблиці 2.17

Таблиця 2.17 - Розрахунок струмів та вибір ліній

	Марка	$I_{доп}, \text{ А}$	$I_p, \text{ А}$	$I_p^{п/а}, \text{ А}$
Л1	АПвП 3×35	119	87,20	129,23
Л2	АПвП 3×35	119	50,16	129,23
Л3	АПвП 3×185	294	170,01	364,57
Л4	АПвП 3×185	294	194,59	364,57

2.5.3 Розрахунок перерізу провідників для мереж 0,4 кВ

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, в загальному випадку, повинні задовольняти наступним вимогам [4].

Втрата напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{доп}$.

Втрата напруги в післяаварійному режимі не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину: $\Delta U_{п/а} \leq \Delta U_{доп} + 5\%$.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки кабельної лінії

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

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

K_2 – корегуючий (уточнюючий) коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів;

Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ;

Вибраний переріз повинен відповідати параметрам захисного апарату:

$$I_{\text{доп}} \geq K_3 I_3,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм вибраного провідника, визначений з урахуванням умов його прокладки;

K_3 – коефіцієнт кратності захисту;

I_3 – номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарату;

Визначимо переріз КЛ напругою до 1000 В.

Оскільки всі будівлі живляться по петльовій схемі живлення, то кабель вибираємо для всієї петлі однаковий.

Для петлі ТПЗ-ТП2 (Д, Г, Д):

В нормальному режимі від ТПЗ живляться об'єкти Г та К, а від ТП2 – об'єкт В.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначимо навантаження для ТПЗ та ТП2 в нормальному режимі:

$$P_{ТПЗ-Г} = P_{д} + K_{с.м} \cdot P_{Г} = 85,6 + 0,9 \cdot 68,4 = 147,16 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТПЗ-Г} = Q_{д} + K_{с.м} \cdot Q_{Г} = 24,82 + 0,9 \cdot 19,84 = 42,68 \text{ квар},$$

$$P_{ТП2-д} = P_{д} = 85,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП2-д} = Q_{д} = 24,82 \text{ квар}.$$

Переріз КЛ визначимо за формулою:

$$F = \frac{\rho \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot L_i)}{10 \cdot U_H^2 \cdot \Delta U_{доп}},$$

де P_i -розрахункове навантаження, що проходить через кабельну лінію 0,4 кВ у нормальному режимі роботи через ділянку довжиною L_i ;

ρ – питомий опір кабельної лінії, для алюмінію $\rho = 26,2-29,5 \text{ Ом/км}\cdot\text{мм}^2$ (для розрахунків приймаємо $29,2 \text{ Ом/км}\cdot\text{мм}^2$);

$L_{кл}$ - довжина кабельної лінії, км;

U_H – номінальна напруга, кВ;

$\Delta U_{доп}$ - допустима втрата напруги, %;

Довжину ліній обираємо довільно в діапазоні 0,03-0,1 км.

$$F_{ТПЗ-К} = \frac{\rho \cdot (P_{д+Г} \cdot L_{ТП1-д} + P_{Г} \cdot L_{д-Г})}{10 \cdot U_H \cdot \Delta U_{доп}} = \frac{29,2 \cdot (147,16 \cdot 0,05 + 68,4 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 38,06 \text{ мм}^2,$$

$$F_{ТП2-В} = \frac{\rho \cdot P_{д} \cdot L_{ТП2-д}}{10 \cdot U_H \cdot \Delta U_{доп}} = \frac{29,2 \cdot 85,6 \cdot 0,06}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 20,77 \text{ мм}^2.$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{ТПЗ-Г} = \frac{\sqrt{147,16^2 + 42,68^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 232,8 \text{ А},$$

$$I_{ТП2-д} = \frac{\sqrt{85,6^2 + 24,82^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 135,41 \text{ А}.$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p K_1 K_2.$$

Обираємо 1 АВВГ 4х150, $I_{\text{доп}}=254$ А.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 254 = 254 \text{ А},$$

$$254 > 232,8$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об'єкти.

Розрахуємо навантаження:

$$P_{\text{ТПЗ-ТП2}}^{\text{п/а}} = P_{2\text{Д}} + K_{\text{с.м}} \cdot P_{\Gamma} = 171,2 + 0,9 \cdot 68,4 = 232,76 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТПЗ-ТП2}}^{\text{п/а}} = Q_{2\text{Д}} + K_{\text{с.м}} \cdot Q_{\Gamma} = 49,64 + 0,9 \cdot 19,84 = 67,5 \text{ квар.}$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

$$I_{\text{ТПЗ-ТП2}}^{\text{п/а}} = \frac{\sqrt{232,76^2 + 67,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 368,21 \text{ А.}$$

Перевірка:

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 254 = 330,2 < 368,21 \text{ А.}$$

Перевірка не виконується. Обираємо кабель 1 АВВГ 4х185

($I_{\text{доп}}=1 \times 286=286$ А, $r_0=0,164$ Ом/км).

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 286 = 371,8 > 368,21.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТПЗ:

$$P_{\Gamma+\text{Д}} = P_{\Gamma} + K_{\text{с.м}} \cdot P_{\text{Д}} = 85,6 + 0,9 \cdot 68,4 = 147,16 \text{ кВт},$$

$$\Delta U_{\text{ТПЗ}} = \frac{r_0 \cdot (P_{\Gamma+K+B} \cdot L_{\text{ТПЗ-}\Gamma} + P_{K+B} \cdot L_{\Gamma-K} + P_B \cdot L_{K-B})}{10 \cdot U_n^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТПЗ}} = \frac{0,164 \cdot (232,76 \cdot 0,05 + 147,16 \cdot 0,03 + 85,6 \cdot 0,04)}{10 \cdot 0,38^2} = 2,21\% < 10\%.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП2:

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{r_0 \cdot (P_{\text{Д}+\Gamma+\text{Д}} \cdot L_{\text{ТП2-}\text{Д}} + P_{\Gamma+\text{Д}} \cdot L_{\text{Д-}\Gamma} + P_{\text{Д}} \cdot L_{\Gamma-\text{Д}})}{10 \cdot U_n^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{0,164 \cdot (232,76 \cdot 0,06 + 147,16 \cdot 0,04 + 85,6 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2} = 2,55\% < 10\%.$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

Для петлі ТП2-ТП1 (Д, К, У):

В нормальному режимі від ТП2 живляться об'єкти К та У, а від ТП1 – об'єкт Д.

Визначимо навантаження для ТП2 та ТП1 в нормальному режимі:

$$P_{ТП2-К} = P_K + P_U = 120 + 66 \cdot 0,5 = 153 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП2-К} = Q_K + Q_U = 68,4 + 37,62 \cdot 0,5 = 87,21 \text{ квар},$$

$$P_{ТП1-Д} = P_D = 85,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП1-Д} = Q_D = 24,82 \text{ квар}.$$

Визначимо розрахунковий переріз КЛ:

$$F_{ТП2-Г} = \frac{\rho \cdot (P_{К+У} \cdot L_{ТП2-К} + P_U \cdot L_{К-У})}{10 \cdot U_H \cdot \Delta U_{дон}} = \frac{29,2 \cdot (153 \cdot 0,07 + 120 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 67,58 \text{ мм}^2,$$

$$F_{ТП1-П} = \frac{\rho \cdot P_D \cdot L_{ТП1-Д}}{10 \cdot U_H \cdot \Delta U_{дон}} = \frac{29,2 \cdot 85,6 \cdot 0,06}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 20,77 \text{ мм}^2.$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{ТП2-У} = \frac{\sqrt{153^2 + 87,21^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 267,57 \text{ А},$$

$$I_{ТП1-У} = \frac{\sqrt{85,6^2 + 24,82^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 135,41 \text{ А}.$$

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{доп} \geq I_p K_1 K_2.$$

Обираємо АВВГ 4х185, $I_{доп} = 286 \text{ А}$.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1 \cdot 286 = 286 \text{ А},$$

$$286 > 267,57$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об'єкти.

Розраховуємо навантаження:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{ТП2-ТП1}^{н/а} = P_{K+Y} + K_{с.м} \cdot P_D = 153 + 0,9 \cdot 85,6 = 230,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП2-ТП1}^{н/а} = Q_{II} + K_{с.м} \cdot Q_{Г+Д} = 87,21 + 0,9 \cdot 24,82 = 109,55 \text{ квар.}$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

$$I_{ТП2-ТП1}^{н/а} = \frac{\sqrt{230,4^2 + 109,55^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 387,12 \text{ А.}$$

Перевірка:

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 286 = 371,8 < 387,12 \text{ А.}$$

Перевірка не виконується. Обираємо кабель 2 АВВГ 4х95

$$(I_{доп} = 2 \times 197 = 394 \text{ А, } r_0 = 0,320/2 = 0,160 \text{ Ом/км}).$$

$$0,9 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 394 = 460,98 > 387,12.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП2:

$$P_{Y+D} = P_Y + K_{с.м} \cdot P_D = 120,0 + 0,9 \cdot 85,6 = 197,04 \text{ кВт},$$

$$\Delta U_{ТП2} = \frac{r_0 \cdot (P_{K+Y+D} \cdot L_{ТП2-K} + P_{Y+D} \cdot L_{K-Y} + P_Y \cdot L_{Y-D})}{10 \cdot U_n^2},$$

$$\Delta U_{ТП2} = \frac{0,160 \cdot (230,04 \cdot 0,07 + 197,04 \cdot 0,05 + 85,6 \cdot 0,04)}{10 \cdot 0,38^2} = 3,26\% < 10\%.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП1:

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{r_0 \cdot (P_{K+Y+D} \cdot L_{ТП1-D} + P_{Y+K} \cdot L_{D-Y} + P_K \cdot L_{Y-K})}{10 \cdot U_n^2},$$

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{0,160 \cdot (230,04 \cdot 0,06 + 153 \cdot 0,04 + 66 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2} = 2,57\% < 10\%.$$

Для петлі ТП1-ТП3 (Д, Г, Д):

В нормальному режимі від ТП3 живиться Д, а від ТП1 – об'єкт Г та Д.

Визначимо навантаження для ТП3 та ТП1 в нормальному режимі:

$$P_{ТП1-Д} = P_D + K_{с.м} \cdot P_G = 85,6 + 0,9 \cdot 68,40 = 147,16 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП1-Д} = Q_D + K_{с.м} \cdot Q_G = 24,82 + 0,9 \cdot 19,84 = 42,68 \text{ квар},$$

$$P_{ТП1-Д} = P_D = 85,60 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП1-Д} = Q_D = 36,81 \text{ квар}.$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Визначимо розрахунковий переріз КЛ:

$$F_{ТП1-Г} = \frac{\rho \cdot (P_{Д+Г} \cdot L_{ТП3-Г} + P_{Г} \cdot L_{Д-Г})}{10 \cdot U_{Н} \cdot \Delta U_{\text{дон}}} = \frac{29,2 \cdot (147,16 \cdot 0,08 + 68,4 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 61,44 \text{ мм}^2,$$

$$F_{ТП3-Д} = \frac{\rho \cdot P_{Д} \cdot L_{ТП3-Д}}{10 \cdot U_{Н} \cdot \Delta U_{\text{дон}}} = \frac{29,2 \cdot 85,6 \cdot 0,09}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 31,16 \text{ мм}^2.$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н}},$$

$$I_{ТП1-Г} = \frac{\sqrt{147,16^2 + 42,68^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 232,80 \text{ А},$$

$$I_{ТП3-Д} = \frac{\sqrt{85,6^2 + 24,82^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 135,41 \text{ А}.$$

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p K_1 K_2.$$

Обираємо 1 АВВГ 4х150($I_{\text{доп}} = 1 \times 254 = 254 \text{ А}$, $r_0 = 0,206 \text{ Ом/км}$).

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{дон}} = 1 \cdot 1 \cdot 254 = 254 \text{ А},$$

$$254 > 232,8$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об'єкти.

Розрахуємо навантаження:

$$P_{ТП3-ТП1}^{н/а} = P_{Г+Д} + K_{с.м} \cdot P_{Д} = 120,4 + 0,9 \cdot 85,6 = 197,44 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП3-ТП1}^{н/а} = Q_{Г+Д} + K_{с.м} \cdot Q_{Д} = 34,92 + 0,9 \cdot 24,82 = 57,26 \text{ квар}.$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

$$I_{ТП3-ТП1}^{н/а} = \frac{\sqrt{197,44^2 + 57,26^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 312,34 \text{ А}.$$

Перевірка:

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 254 = 330,2 > 312,34 \text{ А}.$$

Перевірка виконується.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТПЗ:

$$P_{Г+Д} = 120,4 \text{ кВт},$$

$$\Delta U_{ТПЗ} = \frac{r_0 \cdot (P_{Д+Д+Г} \cdot L_{ТПЗ-Д} + P_{Г+Д} \cdot L_{Д-Г} + P_{Д} \cdot L_{Г-Д})}{10 \cdot U_n^2},$$

$$\Delta U_{ТПЗ} = \frac{0,206 \cdot (197,44 \cdot 0,08 + 120,4 \cdot 0,05 + 85,6 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2} = 3,48\% < 10\%.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП1:

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{r_0 \cdot (P_{Д+Д+Г} \cdot L_{ТП1-Д} + P_{Д+Г} \cdot L_{Д-Г} + P_{Д} \cdot L_{Г-Д})}{10 \cdot U_n^2},$$

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{0,206 \cdot (197,44 \cdot 0,09 + 147,16 \cdot 0,03 + 85,6 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2} = 3,78\% < 10\%.$$

2.5.4 Перевірка електричних мереж на відповідність вимогам до показників якості електричної енергії

Вибрати необхідні відгалуження регуляторів напруги розподільних трансформаторів та ліній на напругу 10 кВ Л1, Л2.

Початкові дані приведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 - Початкові дані

Довжини ланок ліній Л1 і Л2 (км)	
п/ст-РП	1,3
РП-ТП1	0,9
ТП1-ТП2	0,6
ТП2-ТП3	0,4
ТП3-ТП4	0,3
ТП5-ТП6	0,8
ТП6-ТП7	0,6
ТП7-ТП8	0,5
ТП8-РП	0,8

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

Втрати напруги на ділянках розподільчої мережі :

$$\Delta U = \frac{(Pr + Qx)L}{10U_n^2},$$

де P – активне навантаження елемента мережі, кВт;

r - активний опір мережі, Ом;

Q – реактивне навантаження елемента мережі, квар;

x – реактивний опір мережі, Ом.

Вибір відгалуження трансформатора проводять за умови допустимого усталеного відхилення напруги у споживачів. У режимі максимальних навантажень напруга на затискачах найвіддаленіших ЕП не повинна бути нижча за $0,95U_n$, тобто $\delta U_{y-} \geq -5\%$. У режимі мінімальних навантажень напруга на шинах низької напруги ЦЖ не повинна перевищувати номінальну напругу більш як на 5%, тобто $\delta U_{y+} \leq +5\%$ [6]. У якості максимального беруть розрахункове навантаження, а мінімальне навантаження 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.

Розраховуємо відхилення напруги у будь якій точці мережі та для будь-якого режиму

$$U_y = E_n + E_t + \beta(\Delta U_m + \Delta U_{tr} + \Delta U_{nn}),$$

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

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

ΔU_{tr} - втрата напруги в трансформаторі у режимі максимального навантаження (приймається середня для розглянутої мережі величина), %;

ΔU_c - втрата напруги у режимі максимальних навантажень у мережі

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

середньої напруги, %;

$\Delta U_{\text{нн}}$ - допустимі втрати у мережі низької напруги, %;

Розрахуємо навантаження на початку ліній, в кінці ліній та втрати потужності на прикладі ділянки ТП3-ТП4:

$$\Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}})^2 + (Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}})^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_0 \cdot L_{\text{ТП3-ТП4}} \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(350 + 5,16)^2 + (60 + 20,19)^2}{10^2} \cdot 0,868 \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} = 0,35 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}})^2 + (Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}})^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_0 \cdot L_{\text{ТП3-ТП4}} \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП3.1-ТП4.1}} = \frac{(350 + 5,16)^2 + (60 + 20,19)^2}{10^2} \cdot 0,095 \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} = 0,4 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП3-ТП4}} = P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}},$$

$$P_{\text{ТП3.1-ТП4.1}} = 350 + 0,35 + 5,16 = 355,51 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3-ТП4}} = Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП3-ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}},$$

$$Q_{\text{ТП3.1-ТП4.1}} = 60 + 0,04 + 20,19 = 80,22 \text{ квар},$$

Результати аналогічних розрахунків для інших ланок зведемо в таблицю 2.19.

Таблиця 2.19 - Втрати потужності та навантаження на ланках ліній Л1 та Л2

Ділянка мережі	ΔP , кВт	ΔQ , квар	P , кВт	Q , квар
ЦЖ-РП(Л4)	5,29	2,49	1527,69	408,73
РП-ТП8(Л1)	16,87	1,85	1522,4	406,25
ТП5-ТП6	1,21	0,13	405,45	106,00
ТП6-ТП7	3,19	0,35	759,49	202,13
ТП7-ТП8	5,66	0,62	1110,02	293,32
ЦЖ-РП(Л3)	1,75	0,82	862,99	278,20
РП-ТП1(Л2)	6,31	0,69	861,24	277,38
ТП1-ТП2	2,72	0,3	691,68	220,08
ТП2-ТП3	0,9	0,1	493,75	132,25
ТП3-ТП4	0,35	0,04	355,51	80,22
РП-ТП1(Л2)	6,31	0,69	861,24	277,38
ТП1-ТП2	2,72	0,3	691,68	220,08
ТП2-ТП3	0,9	0,1	493,75	132,25
ТП3-ТП4	0,35	0,04	355,51	80,22

Розрахуємо втрати напруги в лініях:

$$\Delta U_{\text{л.ТП3-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} \cdot r_0 + Q_{\text{ТП4}} \cdot x_0) L_{\text{ТП3-ТП4}}}{10 U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{л.ТП3-ТП4}} = \frac{(355,51 \cdot 0,868 + 80,22 \cdot 0,095) \cdot 0,3}{10 \cdot 10^2} = 0,09\%,$$

Результати розрахунку втрат напруги на інших ланках зведемо в таблицю 2.20

Таблиця 2.20 - Втрати напруги на ланках ліній Л1 та Л2

Ділянка мережі	$\Delta U_{\text{м}}, \%$
ЦЖ-РП(Л4)	0,37
РП-ТП8(Л1)	1,09
ТП5-ТП6	0,29
ТП6-ТП7	0,41
ТП7-ТП8	0,5
ЦЖ-РП(Л3)	0,21
РП-ТП1(Л2)	0,7
ТП1-ТП2	0,37
ТП2-ТП3	0,18
ТП3-ТП4	0,09

Розрахуємо втрати напруги в трансформаторах:

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

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

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_{\kappa} \cdot U_{\text{нн}}}{S_{\text{н}}^2} \cdot 10^6,$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{5,5 \cdot 0,38^2}{400^2} \cdot 10^6 = 5,5 \text{ Ом},$$

$x_{\text{т}}$ – реактивний опір трансформатора, Ом;

$$x_{\text{тр}} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_{\text{нн}}^2}{100 S_{\text{н}}} \cdot 10^6,$$

$$x_{\text{тр}} = \frac{4,5 \cdot 0,38^2}{100 \cdot 400} \cdot 10^6 = 18 \text{ Ом},$$

$$\Delta U_{\text{ТП}} = \frac{192,06 \cdot 5,5 + 66,61 \cdot 18}{10 \cdot 10^2} = 3,74\%.$$

Результати розрахунків опорів та втрат напруги для інших трансформаторів ТП зведемо в таблицю 2.21.

Таблиця 2.21 – Зведені результати розрахунків опорів та втрат напруги для трансформаторів ТП

Трансформатор	r_T , Ом	x_T , Ом	ΔU_T , %
ТП1	9,47	28,8	3,74
ТП2	5,5	18	3,45
ТП3	9,47	28,8	3,74
ТП4	5,5	18	3,4
ТП5	3,06	13,97	2,72
ТП6	3,06	13,97	2,98
ТП7	3,06	13,97	3,07
ТП8	3,06	13,97	3,25

Вибираємо відгалуження регуляторів напруги E_T розподільних трансформаторів, згідно з втратами напруги в мережі від ЦЖ до відповідного трансформатора ТП, для того щоб компенсувати втрату напруги. Результати зведемо до таблиці 2.22

Таблиця 2.22 - Відгалуження регуляторів напруги розподільних трансформаторів

	ΔU_m , %	E_T , %
ЦЖ-РП(Л4)	0,37	-
РП-ТП8(Л1)	1,45	0
ТП7-ТП8	1,95	0
ТП6-ТП7	2,36	0
ТП5-ТП6	2,65	0
ЦЖ-РП(Л3)	0,21	-
РП-ТП1(Л2)	0,7	0
ТП1-ТП2	0,91	0
ТП2-ТП3	1,28	0
ТП3-ТП4	1,46	0

Приймаємо для Л1 $\Delta U_{\text{трср}}=3,00$, а для Л2 $\Delta U_{\text{трср}}=3,58$.

Надбавка напруги в режимі максимального навантаження вибирається таким чином, що б відхилення напруги в на шинах 0,4 кВ найближчого ТП не перевищувало верхній допустимий рівень:

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

$$E'_{\text{пЛ1}} = 5 - 0 + 1 \cdot (0 + 3,00 + 0) = 8,00\%,$$

$$E'_{\text{пЛ2}} = 5 - 0 + 1 \cdot (0 + 3,58 + 0) = 8,58\%.$$

Для режиму мінімальних навантажень необхідно, що б у першого ТП, який має максимальну надбавку напруги, напруга на шинах 0,4 кВ не перевищувала верхнього допустимого рівня:

$$E''_{\text{п(в)Лі}} = \delta U_{\text{доп}}^B - E_T^{\text{найб}} + \beta_{\text{min}} \cdot (\Delta U_{\text{м}}^{\text{найб}} + \Delta U_{\text{тр1}}),$$

$$E''_{\text{п(в)Л2}} = 5 + 0 + 0,25 \cdot (2,65 + 2,72) = 6,34\%,$$

$$E''_{\text{п(в)Л1}} = 5 + 0 + 0,25 \cdot (0,91 + 3,74) = 6,16\%,$$

Для найбільш віддаленого споживача останнього трансформатора з мінімальною надбавкою напруги, відхилення напруги не повинне вийти за границю нижнього допустимого рівня:

$$E''_{\text{п(в)Лі}} = \delta U_{\text{доп}}^H - E_T^{\text{найм}} + \beta_{\text{min}} \cdot (\Delta U_{\text{м}}^{\text{найм}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{н.м}}),$$

$$E''_{\text{п(в)Л1}} = -5 - 0 + 0,25 \cdot (2,65 + 2,72 + 7,5) = -1,95 \%,$$

$$E''_{\text{п(в)Л2}} = -5 + 0 + 0,25 \cdot (1,55 + 3,4 + 7,5) = -1,89 \%.$$

Отримані значення зобразимо графічно на рисунку 2.6 та 2.7

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

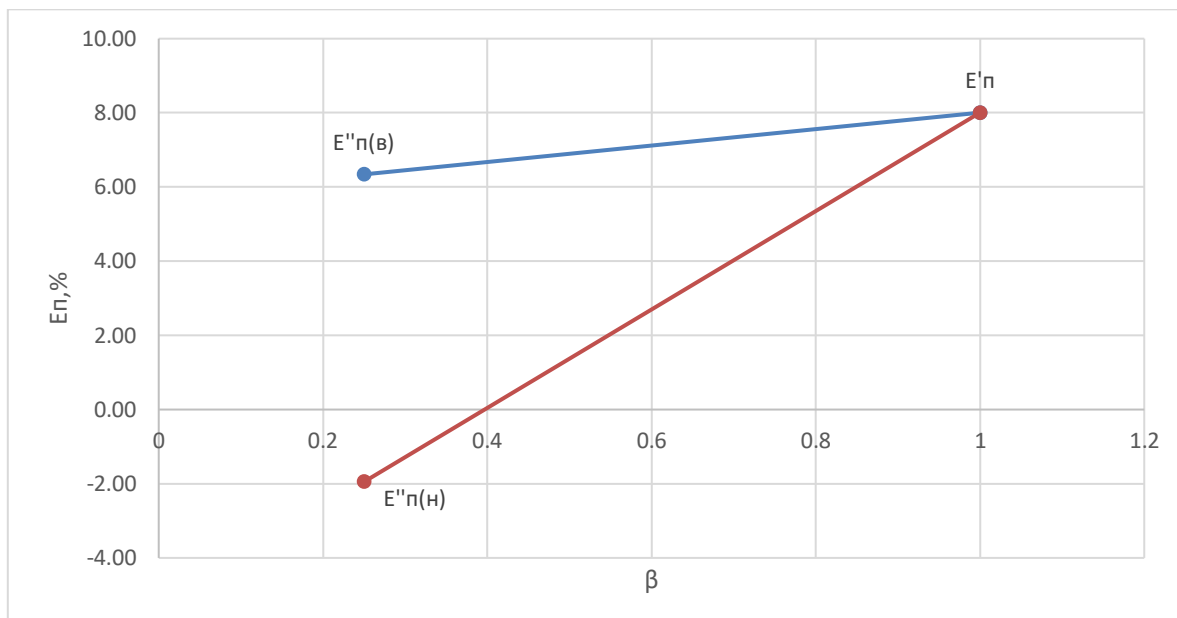


Рисунок 2.6 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л2

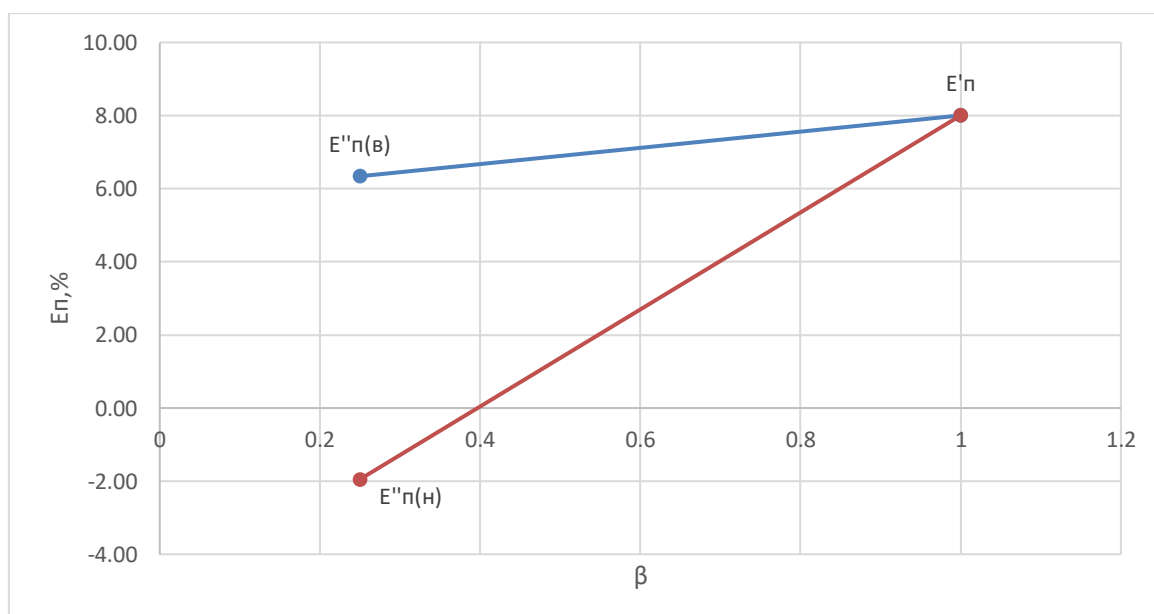


Рисунок 2.7 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л1

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

Для розрахунку використовують:

- метод поелементних розрахунків;
- метод середніх навантажень.

Параметри повітряних ліній 35 кВ (переріз F , мм² та довжина L , км), номінальна потужність та параметри трансформаторів 35/10 кВ наведені у

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

таблиці 9.1. Від підстанції 35/10 кВ живляться дві групи споживачів: S_5 та S_6 . Споживачі S_5 працюють n_1 діб згідно графіка P'_5, Q'_5 та n_2 діб за графіком P''_5, Q''_5 . Відповідно, споживачі S_6 працюють n_1 діб згідно графіка P'_6, Q'_6 та n_2 діб за графіком P''_6, Q''_6 . Решту часу ($365 - n_1 - n_2$ діб) трансформатори та лінія відключені.

Чотирьохступеневі (тривалість кожної ступені 6 годин) добові графіки навантаження у відносних одиницях ($\frac{P_t}{\max P_t}, \frac{Q_t}{\max Q_t}$) та максимальне навантаження кожного споживача ($P_{5\max}, Q_{5\max}, P_{6\max}, Q_{6\max}$) наведені у таблиці 2.23.

Річний відпуск електричної енергії A_5, A_6 та максимальне річне навантаження ліній $L_5 (P_{5\max}, Q_{5\max})$ і $L_6 (P_{6\max}, Q_{6\max})$ наведені у табл. 2.24.

Схема електропостачання зображена на рисунку 2.8.

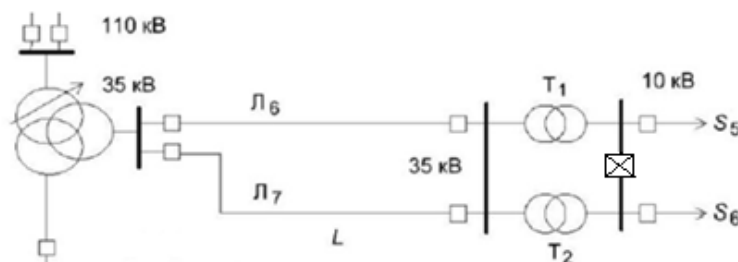


Рисунок 2.8 - Схема електропостачання

Таблиця 9.1 - Параметри лінії та трансформаторів

Лінія 35 кВ		Трансформатори 35/10 кВ				
$F, \text{мм}^2$	$L, \text{км}$	$S_{\text{тн}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$\Delta P_{\text{нх}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{нх}}, \%$
150	25	16	23	90	8,0	0,75

Таблиця 9.2 – Навантаження споживачів S_5 та S_6

Навантаження спож. S_5		Навантаження спож. S_6	
n_1	230	n_1	230
P'_{51}, Q'_{51}	0,8	P'_{61}, Q'_{61}	0,5
P'_{52}, Q'_{52}	0,7	P'_{62}, Q'_{62}	0,6
P'_{53}, Q'_{53}	0,6	P'_{63}, Q'_{63}	0,8

Продовження таблиці 2.24

P'_{54}, Q'_{54}	1	P'_{64}, Q'_{64}	0,9
n_2	110	n_2	110
P''_{51}, Q''_{51}	0,7	P''_{61}, Q''_{61}	0,4
P''_{52}, Q''_{52}	0,4	P''_{62}, Q''_{62}	0,7
P''_{53}, Q''_{53}	0,6	P''_{63}, Q''_{63}	0,9
P''_{54}, Q''_{54}	0,8	P''_{64}, Q''_{64}	0,5
$P_{5\max}, \text{МВт}$	12,5	$P_{6\max}, \text{МВт}$	11,5
$Q_{5\max}, \text{Мвар}$	6	$Q_{6\max}, \text{Мвар}$	5
$A_{P5}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	74100	$A_{P6}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	63411
$A_{Q5}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	35568	$A_{Q6}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	27570

Таблиця 2.25 - Відпуск електроенергії в мережу

Параметри	
$A_{Pл6}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	78595
$P_{л6\max}, \text{МВт}$	13,48
$A_{Qл6}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	48518
$Q_{л6\max}, \text{Мвар}$	8,78
$A_{Pл7}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	66664
$P_{л7\max}, \text{МВт}$	11
$A_{Qл7}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	37092
$Q_{л7\max}, \text{Мвар}$	6,37

2.5.4.2 Метод поелементних розрахунків

Знаходимо навантаження споживачів на кожній ступені графіка:

$$P_{51} = P'_{51} \cdot P_{5\max},$$

$$P_{51} = 0,8 \cdot 12,5 = 10 \text{ МВт},$$

$$Q_{51} = Q'_{51} \cdot Q_{5\max},$$

$$Q_{51} = 0,8 \cdot 6 = 4,8 \text{ Мвар},$$

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

$$S_{51} = \sqrt{10^2 + 4,8^2} = 11,092 \text{ МВА}.$$

НТУУ.001.7110.010 ПЗ

					Арк.
					76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Інші розрахунки для першої групи та аналогічні для другої групи споживачів наведені в таблицях 2.26, 2.27 та 2.28.

Таблиця 2.26- Навантаження споживачів S5

Навантаження споживачів S5			
P'_{51} , МВт	10	Q'_{51} , Мвар	4,8
P'_{52} , МВт	8,75	Q'_{52} , Мвар	4,2
P'_{53} , МВт	7,5	Q'_{53} , Мвар	3,6
P'_{54} , МВт	12,5	Q'_{54} , Мвар	6
P''_{51} , МВт	8,75	Q''_{51} , Мвар	4,2
P''_{52} , МВт	5	Q''_{52} , Мвар	2,4
P''_{53} , МВт	7,5	Q''_{53} , Мвар	3,6
P''_{54} , МВт	10	Q''_{54} , Мвар	4,8

Таблиця 2.27 - Навантаження споживачів S6

Навантаження споживачів S6			
P'_{61} , МВт	5,75	Q'_{61} , Мвар	2,5
P'_{62} , МВт	6,9	Q'_{62} , Мвар	3
P'_{63} , МВт	9,2	Q'_{63} , Мвар	4
P'_{64} , МВт	10,35	Q'_{64} , Мвар	4,5
P''_{61} , МВт	4,6	Q''_{61} , Мвар	2
P''_{62} , МВт	8,05	Q''_{62} , Мвар	3,5
P''_{63} , МВт	10,35	Q''_{63} , Мвар	4,5
P''_{64} , МВт	5,75	Q''_{64} , Мвар	2,5

Таблиця 2.28 - Навантаження споживачів S₅ та S₆

Навантаження споживачів S ₅		Навантаження споживачів S ₆	
S'_{51} , МВА	11,092	S'_{61} , МВА	6,270
S'_{52} , МВА	9,705	S'_{62} , МВА	7,524
S'_{53} , МВА	8,319	S'_{63} , МВА	10,032
S'_{54} , МВА	13,865	S'_{64} , МВА	11,285
S''_{51} , МВА	9,705	S''_{61} , МВА	5,016
S''_{52} , МВА	5,546	S''_{62} , МВА	8,778
S''_{53} , МВА	8,319	S''_{63} , МВА	11,285
S''_{54} , МВА	11,092	S''_{64} , МВА	6,270

$$\Delta P'_{\text{навл}} = P_{\text{к}} \cdot \left(\frac{S'_{51}}{S_{\text{н}}} \right)^2,$$

$$\Delta P'_{\text{навл}} = 90 \cdot \left(\frac{11,092}{16} \right)^2 = 43,253 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q'_{\text{навл}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot (S'_{51})^2}{100 \cdot S_{\text{н}}} \cdot 10^3,$$

$$\Delta Q'_{\text{навл}} = \frac{8 \cdot 11,092^2}{100 \cdot 16} \cdot 10^3 = 615,162 \text{ квар},$$

$$\Delta P''_{\text{навл}} = 90 \cdot \left(\frac{6,269}{16} \right)^2 = 13,816 \text{ кВт}, \text{ кВт},$$

$$\Delta Q''_{\text{навл}} = \frac{8 \cdot 6,269^2}{100 \cdot 16} \cdot 10^3 = 196,502 \text{ квар}.$$

Розраховуємо активні та реактивні втрати неробочого ходу в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{нх}} = 23 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{пост}} = \frac{I_{\text{нх}} \cdot S_{\text{н}}}{100},$$

$$\Delta Q_{\text{пост}} = \frac{0,75 \cdot 16}{100} = 120 \text{ квар}.$$

Результати зведемо до таблиці 2.29.

Таблиця 2.29- Розрахунок для першої групи споживачів

S ₅								
	n _{1діб}				n _{2діб}			
Ступінь	ΔP' _{навл} , кВт	ΔP _{пост} , кВт	ΔQ' _{навл} , квар	ΔQ _{пост} , квар	ΔP'' _{навл} , кВт	ΔP _{пост} , кВт	ΔQ'' _{навл} , квар	ΔQ _{пост} , квар
1	43,253	23	615,162	12	33,112	23	470,935	120
2	33,112	23	470,935	120	10,813	23	153,791	120
3	24,332	23	346,028	120	24,332	23	346,028	120
4	67,584	23	961,191	120	43,253	23	615,162	120

Розрахунок групи споживачів S₆ проводимо аналогічно. Результати розрахунку зведемо до таблиці 2.30.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.30- Розрахунок для S₆

S ₆								
	n ₁ дб				n ₂ дб			
Ступінь	$\Delta P'_{\text{нав}}$, 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	13,820	23	196,565	120	8,845	23	125,801	120
2	19,902	23	283,053	120	27,089	23	385,266	120
3	35,381	23	503,205	120	44,772	23	636,756	120
4	44,772	23	636,756	120	13,820	23	196,565	120

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P'_{\text{нав}} + \Delta P_{\text{пост}},$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = 43,253 + 23 = 66,253 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q'_{\text{нав}} + \Delta Q_{\text{пост}},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 615,162 + 120 = 735,162 \text{ квар}.$$

Результати зведемо до таблиці 2.31.

Таблиця 2.31 - Втрати навантаження в трансформаторах

S ₅				S ₆			
n ₁ дб		n ₂ дб		n ₁ дб		n ₂ дб	
$\Delta P_{\text{тр}}$	$\Delta Q_{\text{тр}}$	$\Delta P_{\text{тр}}$	$\Delta Q_{\text{тр}}$	$\Delta P_{\text{тр}}$	$\Delta Q_{\text{тр}}$	$\Delta P_{\text{тр}}$	$\Delta Q_{\text{тр}}$
66,253	735,162	56,112	590,935	36,820	316,565	31,845	245,801
56,112	590,935	33,813	273,791	42,902	403,053	50,089	505,266
47,332	466,028	47,332	466,028	58,381	623,205	67,772	756,756
90,584	1081,191	66,253	735,162	67,772	756,756	36,820	316,565

Визначимо втрати електроенергії в трансформаторах для S₅:

$$\Delta A_{P_{T5}} = ((\Sigma \Delta P'_{\text{нав}(n_1)}) \cdot n_1 \cdot 6 + (\Sigma \Delta P''_{\text{нав}(n_2)}) \cdot n_2 \cdot 6) + \Delta P_{\text{пост}} \cdot ((n_1 + n_2) \cdot 24),$$

$$\Delta A_{P_{T5}} = ((43,253 + 33,112 + 24,332 + 67,584) \cdot 230 \cdot 6 +$$

$$+ (33,112 + 10,813 + 24,332 + 43,253) \cdot 110 \cdot 6) + 23 \cdot ((230 + 110) \cdot 24) = 493504,38 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{Q_{T5}} = ((\Sigma \Delta Q'_{\text{нав}(n_1)}) \cdot n_1 \cdot 6 + (\Sigma \Delta Q''_{\text{нав}(n_2)}) \cdot n_2 \cdot 6) + \Delta Q_{\text{пост}} \cdot ((n_1 + n_2) \cdot 24),$$

$$\Delta A_{Q_{T5}} = ((615,162 + 470,935 + 346,028 + 961,191) \cdot 230 \cdot 6 +$$

$$+ (470,935 + 153,791 + 346,028 + 615,162) \cdot 110 \cdot 6) + 120 \cdot ((230 + 110) \cdot 24) = 5438054 \text{ квар} \cdot \text{год},$$

Аналогічно розраховуємо для S₆ та занесемо в таблицю 2.32

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

Таблиця 2.32 – зведені значення втрат електричної енергії для трансформаторів

	S_5	S_6
$\Delta A_{PT}, \text{кВт} \cdot \text{год}$	493504	407214
$\Delta A_{QT}, \text{квар} \cdot \text{год}$	5328680	4101511

Визначимо потужність, що надходить на шини трансформаторів 35/10кВ з врахуванням втрат потужності:

$$P_{5BH} = P'_{51} + \Delta P_{TP} \cdot 10^{-3},$$

$$P_{5BH} = 10 + 66,253 \cdot 10^{-3} = 10.075 \text{ МВт},$$

$$Q_{5BH} = Q'_{51} + \Delta Q_{TP} \cdot 10^{-3},$$

$$Q_{5BH} = 4,8 + 735,162 \cdot 10^{-3} = 5.535 \text{ Мвар},$$

$$S_{5BH} = \sqrt{P_{5BH}^2 + Q_{5BH}^2},$$

$$S_{5BH} = \sqrt{10.075^2 + 5.535^2} = 11.495 \text{ МВА}.$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.33.

Таблиця 2.33 – Потужність, що надходить на шини трансформаторів 35/10кВ

S_5					
$n_{1\text{дб}}$			$n_{2\text{дб}}$		
$P_{5BH}, \text{МВт}$	$Q_{5BH}, \text{Мвар}$	$S_{5BH}, \text{МВА}$	$P_{5BH}, \text{МВт}$	$Q_{5BH}, \text{Мвар}$	$S_{5BH}, \text{МВА}$
10.075	5.535	11.495	8.816	4.796	10.036
8.816	4.796	10.036	5.032	2.673	5.698
7.556	4.071	8.583	7.556	4.071	8.583
12.591	7.083	14.446	10.075	5.535	11.495

Таблиця 9.12 – Потужність, що надходить на шини трансформаторів 35/10кВ

S_6					
$n_{1\text{дб}}$			$n_{2\text{дб}}$		
$P_{6BH}, \text{МВт}$	$Q_{6BH}, \text{Мвар}$	$S_{6BH}, \text{МВА}$	$P_{6BH}, \text{МВт}$	$Q_{6BH}, \text{Мвар}$	$S_{6BH}, \text{МВА}$
5.793	2.822	6.443	4.637	2.257	5.157
6.941	3.413	7.734	8.138	4.014	9.074
9.267	4.621	10.355	10.425	5.266	11.681
10.425	5.266	11.670	5.793	2.822	6.444

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

Погонні опори для заданного перерізу повітряної лінії [3]:

$$r_0=0,249 \text{ Ом/км},$$

$$x_0=0,414 \text{ Ом/км}.$$

Оскільки лінії Л6 та Л7 паралельні, то навантаження на них буде розподілятися рівномірно.

Визначимо активні й реактивні втрати потужності в лінії:

$$P_{\Sigma Л} = P_{5BH} + P_{6BH},$$

$$P_{\Sigma Л} = 8,81 + 6,61 = 15,42 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma Л} = Q_{5BH} + Q_{6BH},$$

$$Q_{\Sigma Л} = 4,79 + 2,77 = 7,56 \text{ квар},$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 9.13.

Таблиця 9.13 – Сумарна потужність, яка проходить по лініях Л6 та Л7.

$n_{1\text{діб}}$		$n_{2\text{діб}}$	
$P_{\Sigma Л},$ кВт	$Q_{\Sigma Л},$ квар	$P_{\Sigma Л},$ кВт	$Q_{\Sigma Л},$ квар
15.87	8.36	13.45	7.05
15.76	8.21	13.17	6.69
16.82	8.69	17.98	9.34
23.02	12.35	15.87	8.36

Визначимо втрати активної та реактивної енергії в лініях:

$$A_{P/Л} = \frac{((P_{Л(n_1)}^2 + Q_{Л(n_1)}^2) \cdot n_1 \cdot 6 + (P_{Л(n_2)}^2 + Q_{Л(n_2)}^2) \cdot n_2 \cdot 6) \cdot r_0 \cdot L}{U_H^2},$$

$$A_{P/Л} = \frac{(10068,61 \cdot 230 + 7086,13 \cdot 110) \cdot 0,25 \cdot 25}{35^2} = 15739686,87 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$A_{Q/Л} = \frac{(\Sigma(P_{Л(n_1)}^2 + Q_{Л(n_1)}^2) \cdot n_1 \cdot 6 + \Sigma(P_{Л(n_2)}^2 + Q_{Л(n_2)}^2) \cdot n_2 \cdot 6) \cdot r_0 \cdot L}{U_H^2},$$

$$A_{Q/Л} = \frac{(10068,61 \cdot 230 + 7086,13 \cdot 110) \cdot 0,41 \cdot 25}{35^2} = 26151745,25 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Знайдемо сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta A_{\Sigma P} = \Delta A_{P/Л} + \Delta A_{P_{T5}} + \Delta A_{P_{T6}},$$

$$\Delta A_{\Sigma P} = 15739686,87 + 493504 + 407214 = 16640404,87 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

$$\Delta A_{\Sigma Q} = \Delta A_{Q/I} + \Delta A_{Q/T5} + \Delta A_{Q/T6},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = 14050772,13 + 5328680 + 4101511 = 23480963,13 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

2.5.4.3 Метод середніх навантажень

Розрахунок числа годин максимальних втрат в лініях:

$$T_{\max} = \frac{A_{P/I}}{P_{\max}},$$

$$T_{\max} = \frac{78595}{12,5} = 6287,6 \text{ год.}$$

Розрахуємо тривалість роботи лінії:

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

$$T_{\text{рл}} = (230 + 110) \cdot 24 = 8160 \text{ год.}$$

Розрахуємо середнє навантаження на лінії:

$$P_{\text{сер}} = \frac{A_{\text{рл}}}{T_{\text{р}}},$$

$$P_{\text{сер}} = \frac{78595}{8160} = 9,63 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{сер}} = \frac{A_{\text{ql}}}{T_{\text{р}}},$$

$$Q_{\text{сер}} = \frac{48518}{8160} = 5.95 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт заповнення:

$$K_3 = \frac{P_{\max}}{P_{\text{сер}}},$$

$$K_3 = \frac{9,63}{12,5} = 0,77.$$

Розраховуємо коефіцієнт форми двома способами:

$$K_{f(1)} = \frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3},$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{f(1)} = \frac{1 + 2 \cdot 0,77}{3 \cdot 0,77} = 1,10,$$

$$K_{f(2)} = \left(\left(\frac{1090}{K_3} \right) + 0,876 \right)^2,$$

$$K_{f(2)} = \left(\left(\frac{1090}{0,77} \right) + 0,876 \right)^2 = 1,10.$$

Розрахунок втрат електричної енергії в лініях:

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

$$\Delta A_{P/L} = \frac{9,63^2 + 5,95^2}{35^2} \cdot 0,249 \cdot 25 \cdot 1,10 \cdot 8160 = 5844788,456 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{Q_L} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_H^2} \cdot x_0 \cdot L \cdot K_f \cdot T_{пл},$$

$$\Delta A_{q_L} = \frac{9,67^2 + 5,95^2}{35^2} \cdot 0,41 \cdot 25 \cdot 1,10 \cdot 8160 = 9623948,863 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Розрахунок втрат електричної енергії в трансформатора Т1:

$$T_{maxT1} = \frac{A_{PT1}}{P_{maxT1}},$$

$$T_{maxT2} = \frac{66664}{11,5} = 5797 \text{ год},$$

$$T_{PT1} = (n_1 + n_2) \cdot 24,$$

$$T_{PT1} = (230 + 110) \cdot 24 = 8160 \text{ год},$$

$$P_{\text{сеп}} = \frac{A_{PT1}}{T_p},$$

$$P_{\text{сеп}} = \frac{66664}{8160} = 8,17 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{сеп}} = \frac{A_{QT1}}{T_p},$$

$$Q_{\text{сеп}} = \frac{37092}{8160} = 4,55 \text{ квар},$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_3 = \frac{P_{max1}}{P_{сер}},$$

$$K_3 = \frac{8,17}{11,5} = 0,71,$$

$$K_{f(1)} = \frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3},$$

$$K_{f(1)} = \frac{1 + 2 \cdot 0,71}{3 \cdot 0,71} = 1,14,$$

$$K_{f(2)} = \left(\left(\frac{1090}{K_3} \right) + 0,876 \right)^2,$$

$$K_{f(2)} = \left(\left(\frac{1090}{0,71} \right) + 0,876 \right)^2 = 1,14,$$

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

$$\Delta A_{PT1} = 90 \cdot \frac{8,17^2 + 4,55^2}{16^2} \cdot 1,14 \cdot 8160 + 23 \cdot 8160 = 4736788,723 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

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

$$\Delta A_{QT1} = \frac{8}{100} \cdot \frac{8,17^2 + 4,55^2}{16} \cdot 1,14 \cdot 8160 + \frac{0,75}{100} \cdot 8160 = 4128739,517 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Аналогічно розрахуємо втрати електричної енергії для T2:

$$T_{maxT2} = \frac{A_{PT2}}{P_{maxT2}},$$

$$T_{maxT2} = \frac{63411}{11,5} = 5514 \text{ год},$$

$$T_{PT2} = (n_1 + n_2) \cdot 24,$$

$$T_{PT2} = (230 + 110) \cdot 24 = 8160 \text{ год},$$

$$P_{сер} = \frac{A_{PT2}}{T_p},$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{cep}} = \frac{63411}{8160} = 7,77 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{cep}} = \frac{A_{\text{qr2}}}{T_p},$$

$$Q_{\text{cep}} = \frac{27570}{8160} = 3.38 \text{ квар},$$

$$K_3 = \frac{P_{\text{max2}}}{P_{\text{cep}}},$$

$$K_3 = \frac{7,77}{11.5} = 0,68,$$

$$K_{f(1)} = \frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3},$$

$$K_{f(1)} = \frac{1 + 2 \cdot 0,68}{3 \cdot 0,68} = 1,16,$$

$$K_{f(2)} = \left(\left(\frac{1090}{K_3} \right) + 0,876 \right)^2,$$

$$K_{f(2)} = \left(\left(\frac{1090}{0,68} \right) + 0,876 \right)^2 = 1,16,$$

$$\Delta A_{T2} = \Delta P_k \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{S_H^2} \cdot K_f \cdot T_p + \Delta P_{\text{н.х}} \cdot T_p,$$

$$\Delta A_{Pr2} = 90 \cdot \frac{7,77^2 + 3,38^2}{16^2} \cdot 1,16 \cdot 8160 + 23 \cdot 8160 = 426603,465 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{Qr2} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{S_H} \cdot K_f \cdot T_p + \frac{I_{\text{н.х}}}{100} \cdot T_p,$$

$$\Delta A_{Qr2} = \frac{8}{100} \cdot \frac{7,77^2 + 3,38^2}{16} \cdot 1,16 \cdot 8160 + \frac{0,75}{100} \cdot 8160 = 3459222,614 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Знайдемо сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta A_{\Sigma P} = \Delta A_{P/I6} + \Delta A_{P/I7} + \Delta A_{Pr1} + \Delta A_{Pr2},$$

$$\Delta A_{\Sigma P} = 426603,465 + 4736788,723 + 5844788,456 + \\ + 5844788,456 = 16852969,1 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = \Delta A_{Q/I6} + \Delta A_{Q/I7} + \Delta A_{Qr5} + \Delta A_{Qr6},$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta A_{\Sigma Q} = 3459222,614 + 4128739,517 = 7587962,131 \text{ кВт} \cdot \text{вар.}$$

2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі

2.6.1 Вибір апаратури живлячої мережі

Номінальні параметри обраних апаратів (I, U) повинні відповідати розрахунковим величинам у нормальному і післяаварійному режимах, а також КЗ.

Вибираючи їх, проводимо порівняння розрахункових величин з каталожними даними. Тому для забезпечення надійності і безперервності роботи розрахункові величини повинні бути рівними чи менше допустимих (за каталогами) [14, 15].

Забезпечення надходження електроенергії від джерела живлення (ДЖ) до РП, здійснюється за допомогою двох ПЛ АС 120, відстань від ДЖ до РП становить 30 км. До РП приєднані два ТДТН-80000/110. Кожен з трансформаторів живить повітряна лінія.

Зі сторони високої напруги (ВН) кожного трансформатора, знаходяться два силових вимикачі типу ВЭКТ-110-40/2000У1.

Зі середньої напруги (СН) кожного трансформатора, знаходяться два силових вимикачі типу ВБ4-П-35 У1.

Зі сторони низької напруги (НН) трансформаторів, також знаходиться силовий вимикач типу ВР2-10/1600-31,5УЗ.

2.6.2. Вибір апаратури розподільчої мережі

До складу розподільчої мережі входить РП 10 кВ, яка розділяється на 2 секції. Секції з'єднані між собою за допомогою АВР, який виконано у вигляді з'єднання двох роз'єднувачів типу РВЗ-10/630 УХЛ2 та силового вимикача ВР2-10/1600-31,5УЗ.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Кожна з секцій забезпечена трансформаторами власних потреб (ТВП) типу НТМИ – 10 – 66УЗ. До складу захисту ТВП входить роз'єднувач типу РЛК – 10.IV/400 УХЛ1.

До першої та другої секції шин РП приєднані 3 та 2 КЛ відповідно.

Оскільки в кожній КЛ навантаження приблизно однакове, то для захисту кожної з КЛ використовуються два роз'єднувача типу РВЗ-10/630 УХЛ2 та силовий вимикач ВР2-10/1600-31,5УЗ.

Кожна Л має певну кількість споживачів, кожен з трансформаторів споживачів, захищений за допомогою роз'єднувачів типу РЛК.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання

Головним фактором виникнення короткого замикання (КЗ) в мережі або в окремих його елементах, що призводить до порушення нормального режиму роботи самої мережі - це пошкодження ізоляції або не правильність дій в обслуговуючого персоналу.

Мета розрахунку струмів КЗ – забезпечення динамічної та термічної стійкості струмоведучих та інших елементів СЕП в аварійних режимах роботи.

Існує два види методик розрахунку струмів короткого замикання:

- вище 1кВ;
- нижче 1кВ.

Сам розрахунок струмів КЗ проводять для найбільш характерних точок, в яких надалі встановлюються захисті установки.

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

2.7.1.1 Вихідні дані для розрахунку

Вихідними даними для розрахунку струмів короткого замикання є схема електропостачання (лист 1 графічної частини ДП). Складаємо розрахункову схему, яка зображена на рисунку 2.8

Система як джерело живлення задана значенням потужності короткого замикання $S_{кз}$, що дорівнює 10000 МВА.

Вихідні дані розрахункової схеми:

- С: $S_{кз} = 10000$ МВА; $U_c = 115$ кВ
- Т1: ТДТН-80000/110; $S_{нт} = 80$ МВА; $U_{вн} = 115$ кВ; $U_{сн} = 38,5$ кВ; $U_{нн} = 10,5$ кВ;
 $u_{кв-с} = 10\%$; $u_{кв-н} = 18\%$; $u_{кз-н} = 7\%$;

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Микитенко А.В.			Розрахунок струмів короткого замикання		Арк.	Аркушів
Перевір.		Журавльов А.О.					88	170
Перевір.		Несен Л. І.					ІЕЕ ОЕ-п71	
Перевір.		Калінчик В. П.						
Н. Контр.		Прокопенко І. Д.						

з'єднання обмоток: У_Н/Д/У.

- ПЛ1: АС-120, $l=30$ км, $X_{01}=0,427$ Ом/км, $R_{01}=0,249$ Ом/км;
- КЛ1: АПВП 3х185, $l=1,3$ км, $X_{01}=0,082$ Ом/км, $R_{01}=0,164$ Ом/км
- КЛ2: АПВП 3х35, $l=0,7$ км, $X_{02}=0,109$ Ом/км, $R_{02}=0,868$ Ом/км;

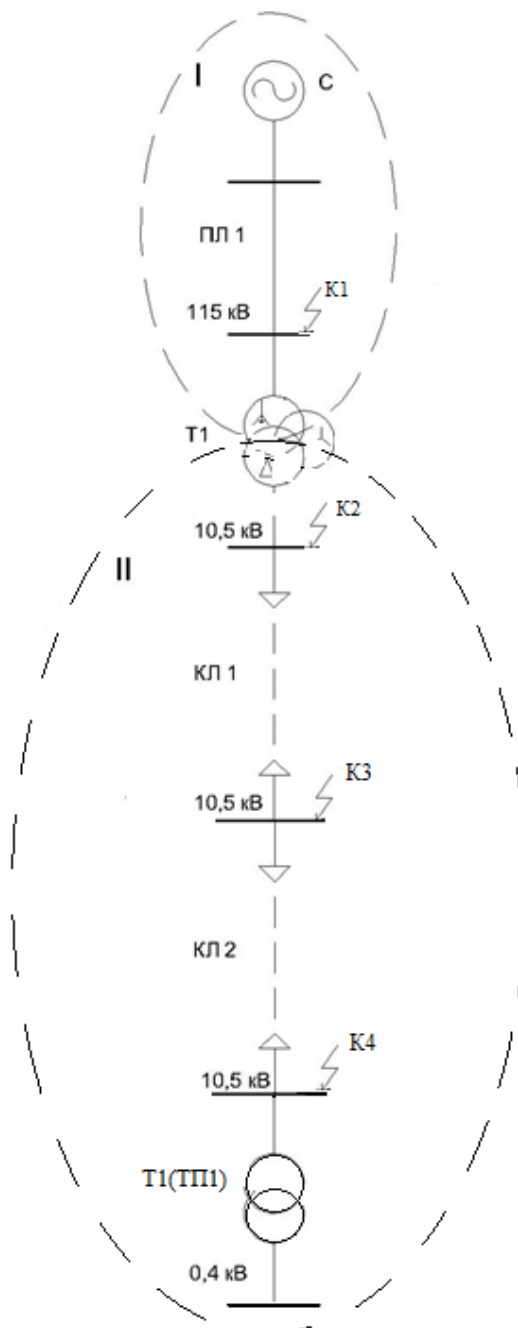


Рисунок 2.8– Розрахункова схема

2.7.1.2 Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

Розраховуємо опори елементів схеми заміщення за наближеним зведенням в абсолютних одиницях. За базисну напругу приймаємо $U_6 = 115$ кВ.

По розрахунковій схемі складають схему заміщення, що наведена на рисунку 2.9, яку вносять опори всіх елементів, що знаходяться між джерелом живлення й місцями КЗ.

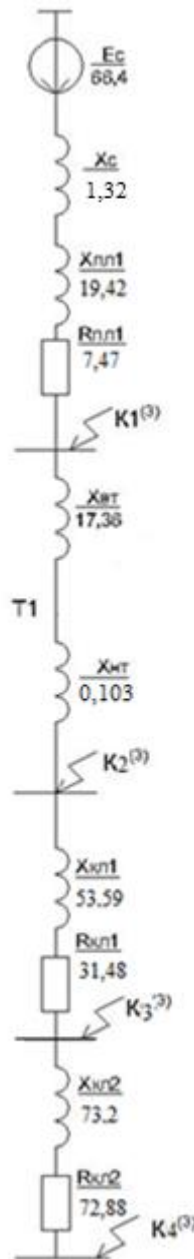


Рисунок 2.9 – Схема заміщення

Розрахуємо ЕРС та опори системи за формулами:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

$$E_c = \frac{U_H}{\sqrt{3}};$$

$$E_c = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,4$$

$$X_c = \frac{U_H^2}{S_{KC}};$$

$$X_c = \frac{115^2}{10000} = 1,32 \text{ Ом}$$

Активний та реактивний опори лінії розраховуються наступним чином:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l.$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l.$$

Розрахуємо активний і індуктивний опори ПЛ1

$$R_{\text{ПЛ1}} = 0,249 \cdot 30 = 7,47$$

$$X_{\text{ПЛ1}} = 0,427 \cdot 30 = 12,81.$$

Розрахуємо активний і індуктивний опори КЛ2

$$R_{\text{КЛ2}} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = 0,868 \cdot 0,7 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 72,88 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{КЛ2}} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = 0,109 \cdot 0,7 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 9,15 \text{ Ом}.$$

Аналогічні розрахунки інших ПЛ та КЛ заносимо до таблиці 2.36

Таблиця 2.36 – Опори ПЛ та КЛ

Лінія	$R_{\text{л}}$	$X_{\text{л}}$
ПЛ1	7,47	12,81
КЛ1	31,48	14,75
КЛ2	72,88	19,61

Опори трансформатора Т1:

$$X_{BT} = \frac{u_{KB-C\%} + u_{KB-H\%} - u_{KC-H\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_H^2}{S_H};$$

$$X_{HT} = \frac{u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_H^2}{S_H};$$

$$X_{CT} = \frac{u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}.$$

Отримуємо:

$$X_{BT} = \frac{10 + 18 - 7}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{80} = 17,36;$$

$$X_{HT} = \frac{18 + 7 - 10}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{80} = 12,398;$$

$$X_{CT} = \frac{10 + 7 - 18}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{80} = -0,826.$$

2.7.1.3 Розрахунок струмів трифазного КЗ

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ.

Еквівалентні активний і реактивний опори до точки К1 розрахуємо за формулами:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{пл1},$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{пл1},$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$X_{\Sigma 1} = 1,32 + 12,81 = 14,13 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma 1} = 7,47 \text{ Ом}.$$

Розрахунки сумарних опорів для всіх точок зведемо в таблицю 2.7.2

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

$$I_i'' = I_{it} = I_{i\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\Sigma i}^2 + X_{\Sigma i}^2}},$$

де $I_i'', I_i, I_{i\infty}$ — діючі значення відповідно надперехідного струму, періодичного складника струму КЗ для довільного моменту часу t та усталеного струму трифазного КЗ для i -ої точки КЗ, кА.

Для точки К1:

$$I_1'' = \frac{66,4}{\sqrt{7,47^2 + 14,13^2}} = 4,154 \text{ кА.}$$

Здійснимо розрахунки діючих значень надперехідного струму трифазного КЗ для всіх точок і зведемо в таблицю 2.7.2.

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

$$T_{aki} = \frac{x_{\Sigma i}}{\omega \cdot r_{\Sigma i}}.$$

Для точки К1:

$$T_{ak1} = \frac{14,13}{3,14 \cdot 7,47} = 0,0602 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт визначається за формулою:

$$k_{ydi} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{aki}}}.$$

Для точки К1:

$$k_{yd1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0602}} = 1,846.$$

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

$$i_{ydi} = \sqrt{2} \cdot k_{ydi} \cdot I_i''.$$

Для точки К1:

$$i_{yd1} = \sqrt{2} \cdot 1,846 \cdot 4,154 = 10,844 \text{ кА.}$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання визначаються за формулою:

$$I_{di} = I_i'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{ydi} - 1)^2}$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		93

Для точки К1:

$$I_{д1} = 4,154 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,846 - 1)^2} = 6,477 \text{ кА.}$$

Розрахуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{ki} = I_i^2 \cdot (T_{aki} + t_{відімк}),$$

де, $t_{відімк} = t_3 + t_{вим} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}$ – час від початку КЗ до його вимикання.

Здійснимо розрахунки теплового імпульсу:

$$B_{ki} = 4,154^2 \cdot (0,18 + 0,602) = 13,493 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Еквівалентні активний і реактивний опори до точки К4 розрахуємо за формулами:

$$0X_{\Sigma 4} = X_c + X_{пл1} + X_T + X_{кл1} + X_{кл2} = 1,32 + 12,81 + 17,36 + 14,75 + 19,61 = 65,85 \text{ Ом,}$$

$$R_{\Sigma 4} = R_{пл1} + R_{кл1} + R_{кл2} = 7,47 + 31,48 + 72,88 = 111,83 \text{ Ом.}$$

Періодична складова струму КЗ для точки К4:

$$I_4^{''115} = \frac{66,4}{\sqrt{111,83^2 + 65,85^2}} = 0,511 \text{ кА,}$$

$$I_4^{''10,5} = I_4^{''115} \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right) = 0,511 \cdot \frac{115}{10,5} = 5,596 \text{ кА.}$$

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання для К4:

$$T_{ак4} = \frac{65,85}{3,14 \cdot 111,83} = 0,187 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт для точки К4:

$$k_{уд4} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,187}} = 1,947.$$

Ударний струм КЗ для точки К4:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,947 \cdot 5,596 = 15,408 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання для точки К4:

$$I_{y4} = 5,596 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,947 - 1)^2} = 9,353 \text{ кА.}$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

Значення теплового імпульсу для точки К4:

$$B_{K4} = 5,596^2 \cdot (0,187 + 0,18) = 9,909 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Аналогічно здійснимо розрахунки для всіх точок та зведемо в таблицю 2.37

Таблиця 2.37 – Результати розрахунків струмів трифазного КЗ

Точка	$R_{\Sigma i}$	$X_{\Sigma i}$	$I''_i, \text{кА}$	$T_{aki}, \text{с}$	$k_{уди}$	$i_{уди}, \text{кА}$	$I_{ди}, \text{кА}$	$B_{ki}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К1	7,470	14,13	4,154	0,602	1,846	11,649	7,113	13,14
К2	7,470	31,49	22,46	1,342	1,992	63,272	38,694	67,14
К3	38,950	46,24	12,025	0,378	1,973	33,552	20,454	35,642
К4	111,830	65,85	5,596	0,187	1,947	15,408	9,353	9,909

2.7.1.4 Розрахунок однофазного короткого замикання

Однофазне коротке замикання - коротке замикання на землю в трифазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими нейтраліми силових елементів, при якому з землею з'єднується тільки одна фаза.

Для розрахунку однофазного КЗ виникає необхідність складання схем заміщення прямої, зворотної і нульової послідовності. У схемах заміщення вказується тільки ЕРС прямої послідовності джерел живлення і симетричні складові напруги в місці КЗ.

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ на стороні 110 кВ (т. К1).

Схема заміщення прямої послідовності зображена на рисунку 2.10
Значення опорів такі ж як і для трифазного КЗ.

Розрахуємо еквівалентний опір прямої послідовності:

$$X_{рез1} = X_c + X_{пл1},$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$X_{рез1} = 1,32 + 12,81 = 14,13 \text{ Ом},$$

$$R_{рез1} = R_{пл1} = 7,47 \text{ Ом}.$$

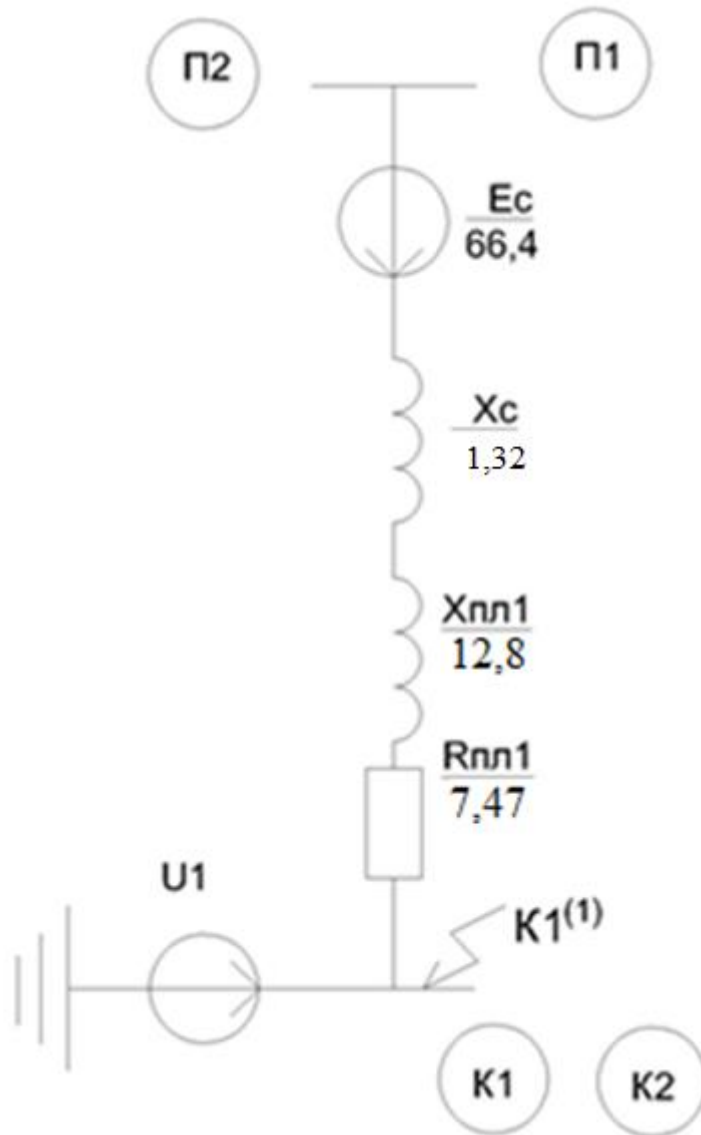


Рисунок 2.10 – СЗ прямої та зворотної послідовності

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і схема прямої послідовності, тільки без ЕРС.

Розрахуємо еквівалентний опір зворотної послідовності:

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{пл1},$$

$$X_{\Sigma 2} = 6,61 + 12,81 = 19,42 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{пл1} = 7,47 \text{ Ом}.$$

Оскільки схема з'єднання обмоток трансформатора на ЦЖ Ун/Д/У, то струм нульової послідовності в мережі 10 кВ буде відсутній. Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.11

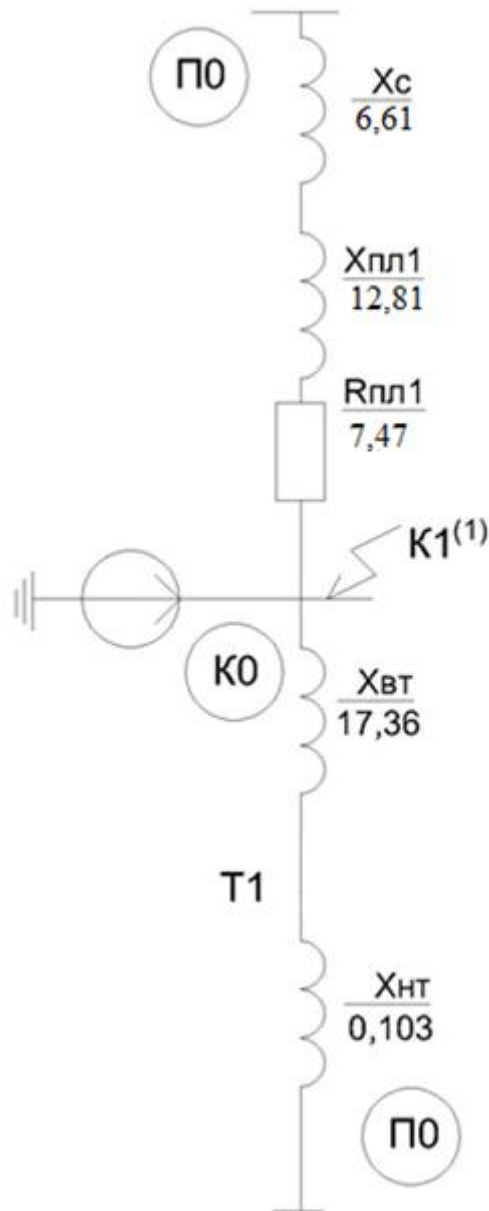


Рисунок 2.11 – СЗ нульової послідовності

Опори елементів СЗ нульової послідовності співпадають з опорами СЗ трифазного КЗ, окрім опорів повітряної лінії, тому розрахуємо їх:

$$X_{0пл1} = 3,5 \cdot X_{01} \cdot l,$$

$$R_{0пл1} = 3,5 \cdot R_{01} \cdot l$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$X_{0пл1} = 3,5 \cdot 0,427 \cdot 30 = 44,835 \text{ Ом},$$

$$R_{0пл1} = 3,5 \cdot 0,249 \cdot 30 = 26,145 \text{ Ом}.$$

Еквівалентуємо схему заміщення нульової послідовності до найпростішого вигляду:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		97

Проводимо повне еквівалентування схеми заміщення нульової послідовності до найпростішого вигляду.

Результуючі опори схеми нульової послідовності:

$$X_{0\Sigma} = \frac{X_{0\text{пл1}} \cdot (X_{0\text{вт}} + X_{0\text{нт}})}{X_{0\text{пл1}} + X_{0\text{вт}} + X_{0\text{нт}}},$$

$$R_{0\Sigma} = \frac{R_{0\text{пл1}} \cdot (R_{0\text{вт}} + R_{0\text{нт}})}{R_{0\text{пл1}} + R_{0\text{вт}} + R_{0\text{нт}}}$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$X_{0\Sigma} = \frac{44,835 \cdot (17,36 + 0,103)}{44,835 + 17,36 + 0,103} = 12,567 \text{ Ом},$$

$$R_{0\Sigma} = \frac{0,249 \cdot (0 + 0)}{0,249 + 0 + 0} = 0 \text{ Ом}.$$

Визначаємо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta X_{\Sigma}^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma},$$

$$\Delta R_{\Sigma}^{(1)} = R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma}.$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$\Delta X_{\Sigma}^{(1)} = 19,42 + 12,567 = 31,987 \text{ Ом},$$

$$\Delta R_{\Sigma}^{(1)} = 7,47 + 0 = 7,47 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо струм однофазного КЗ в точці К1 (пошкодженої фази):

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{m^{(1)} E_c}{\sqrt{(X_{1\Sigma} + \Delta X_{\Sigma}^{(1)})^2 + (R_{1\Sigma} + \Delta R_{\Sigma}^{(1)})^2}},$$

де $m^{(1)} = 3$ – для однофазного КЗ.

Підставивши відповідні значення в формулу отримаємо:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 66,4}{\sqrt{(19,42 + 31,987)^2 + (7,47 + 7,47)^2}} = 3,721 \text{ кА}.$$

Визначимо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		98

$$T_{aki} = \frac{X_{\Sigma}^{(1)}}{\omega \cdot R_{\Sigma}^{(1)}}.$$

Отримуємо:

$$T_{aki} = \frac{31,987}{314 \cdot 7,47} = 0,0136 \text{ с.}$$

Розрахуємо ударний коефіцієнт за формулою:

$$k_{ydi} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{aki}}}$$

Отримуємо:

$$k_{ydl} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0136}} = 1,479$$

Розрахуємо ударний струм:

$$i_{ydi} = \sqrt{2} \cdot k_{ydi} \cdot I_{K1}^{(1)}.$$

Отримуємо:

$$i_{ydl} = \sqrt{2} \cdot 1,479 \cdot 3,721 = 9,203 \text{ кА.}$$

Здійснимо розрахунок найбільшого діючого значення повного струму КЗ за формулою:

$$I_{\phi} = I_{K1}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{ydi} - 1)^2}$$

Отримуємо:

$$I_{y1} = 3,721 \cdot \sqrt{1 + 2(1,479 - 1)^2} = 4,494 \text{ кА.}$$

2.7.1.5 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників в електричній мережі вище 1 кВ

Номінальні параметри обраних апаратів (I, U) повинні відповідати розрахунковим величинам у нормальному і післяаварійному режимах, а також КЗ. Вибираючи їх, проводимо порівняння розрахункових величин з каталожними даними. Тому для забезпечення надійності і безперервності роботи розрахункові величини повинні бути рівними чи менше допустимих (за

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

каталогом).

Перевірка електричних апаратів здійснюється за двома умовами: на термічну стійкість і електродинамічну стійкість .

Перевірка апаратів на термічну стійкість здійснюється за умовою:

$$B_k \leq I_{T.c}^2 t_{T.c},$$

де, $I_{T.c}$ – струм термічної стійкості апарата, $kA^2 \cdot c$;

$t_{T.c}$ – час термічної стійкості апарата.

Для розрахунку теплового імпульсу скористаємось формулою:

$$B_k = (I_i'')^2 [t_{\text{вим}} + T_a],$$

де $T_a = 0,007$ с - стала часу затухання аперіодичного струму;

$t_{\text{вим}} = 0,18$ с - повний час відключення КЗ для вимикачів на напругу 10 кВ.

$t_{\text{вим}} = 2$ с - повний час відключення КЗ для вимикачів на напругу 35..110 кВ.

Проводимо розрахунок теплового імпульсу для вимикача на напругу 110 кВ:

$$B_k = 4,154^2 (2 + 0,0074) = 34,639 kA^2 \cdot c$$

Тепловий імпульс для вимикача на напругу 10 кВ:

$$B_k = 22,46^2 (0,18 + 0,0156) = 98,670 kA^2 \cdot c$$

Перевірка апаратів на електродинамічну стійкість здійснюється за умовами:

$$I_i'' \leq I_{\text{дин}},$$

$$i_{\text{уді}} \leq i_{\text{дин}},$$

де $i_{\text{дин}}$ – динамічний струм КЗ, кА;

$i_{\text{уді}}$ – ударний струм КЗ у місці установки апарата, кА;

$I_{\text{дин}}$ – максимальне діюче значення періодичного складника струму КЗ.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7.1.5.1 Перевірка вимикачів у мережі 110, 10 кВ

Вимикачі вибирались по номінальній напрузі та струму, який протікає у нормальному режимі роботи мережі. Перевірка здійснюється за двома умовами: термічної та електродинамічної стійкості.

Порівняння розрахункових і каталожних даних обраних вимикачів наведено в таблиці 2.38

Таблиця 2.38 – Вибір та перевірка вимикачів.

Напруга	Вимикач	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	ВЭКТ-11040/2000У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_d$ $I_{п.о} \leq I_d$	5,862 кА 3,465 кА	102 кА 40 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	20,44 кА ² с	4800 кА ² с
10 кВ	ВР2-10/160031,5У3	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_d$ $I_{п.о} \leq I_d$	41,886 кА 24,191 кА	51 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	73,472 кА ² с	1200 кА ² с

2.7.1.5.2 Перевірка роз'єднувачі у мережі вище 1 кВ

Порівняння розрахункових і каталожних даних обраних апаратів наведено в таблиці 2.39.

Таблиця 2.39 – Вибір та перевірка роз'єднувачів.

Напруга	Роз'єднувач	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	РДЗ-110Б/1000НУХЛ1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_d$	5,862 кА	63 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	20,44 кА ² с	1875 кА ² с

Продовження таблиці 2.39

10 Кв *	РВЗ-10/630 УХЛ2	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_d$	41,886 кА	50 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	73,472 кА ² с	2939 кА ² с

2.7.1.5.3 Перевірка перерізів кабелів за умовами термічної стійкості струмам КЗ.

Розрахуємо мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C},$$

Для ПЛ1:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{20,44} \cdot 10^3}{75} = 31,66 \text{ мм}^2$$

де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ, $C=75 \text{ А} \cdot \text{с}/\text{мм}^2$.

$$F_{\min} < F,$$

де F – переріз вибраного кабеля;

$F_{\min}$ – мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості.

Дані про величину теплового імпульсу та мінімальний допустимий переріз кабельних ліній беремо з пункту 2.7.1 Результати перевірки заносимо в таблицю 2.40

Таблиця 2.40 – Перевірка перерізів кабелів

Лінія	$F_{\text{поч}}, \text{мм}^2$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$F_{\min}, \text{мм}^2$	$F_{\text{об}}, \text{мм}^2$
ПЛ1	120	20,44	31,66	120
КЛ1	185	73,472	22,43	185
КЛ2	35	23,350	12,10	35

Перевірка показала, що всі кабельні лінії відповідають умовам термічної стійкості до струмів КЗ.

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах нижче 1 кВ

В електрообладнаннях мережі змінного струму напругою до 1кВ розрахунок струмів короткого замикання проводять для того, щоб мати змогу перевірити комутаційні апарати на чутливість та динамічну стійкість. Так як при напрузі до 1кВ навіть маленьке відхилення впливає на струм короткого замикання, відповідно важливу роль відіграють не тільки індукційні опори, а й активні також. Але це не всі фактори які впливають на величину струму КЗ. До інших факторів відносять: трансформатори струму, автоматичні вимикачі, роз'єднувачі, опори контактних з'єднань (болтові з'єднання шин, зажимних контактів апаратів), а також перехідний опір контакта в місці КЗ

Відповідно до вище сказаного, при розрахунку струмів КЗ в іменованих одиницях, будемо враховувати як активні так і індуктивні опори коротко замкнутого кола. Параметри елементів розрахункової схеми приводять до ступеню напруги мережі, на якому розглядається точка КЗ.

Розрахункова схема зображена на рисунку 2.12

Вихідні дані:

Система: враховуємо струмом КЗ

$$I_4^{(3)} = 5,596 \text{ кА}$$

Трансформатор: тип ТМ-400/10;

$$S_{\text{н}} = 400 \text{ кВ} \cdot \text{А}; U_{\text{вн}} = 10 \text{ кВ}; U_{\text{нн}} = 0,4 \text{ кВ} \Delta P_{\text{кз}} = 5,5 \text{ кВт}; u_{\text{к}} = 4,5 \%$$

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

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

Активний та індуктивний опори трансформатора струму ТС :

$$r_{\text{ТС}} = 0,2 \text{ МОм}, x_{\text{ТС}} = 0,05 \text{ МОм}.$$

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		103

Опори котушок включення автоматичних вимикачів:

$$x_{KB.SF} = 0,08 \text{ мОм}; r_{KB.SF} = 0,08 \text{ мОм}$$

Опори контактів автоматичних вимикачів:

$$r_{K_{SF}} = 0,14 \text{ мОм}.$$

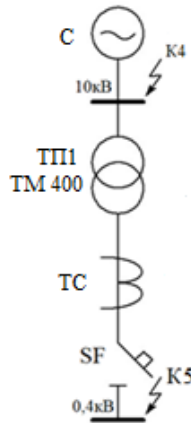


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема

Розраховуємо параметри схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи розрахуємо за формулою:

$$X_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} I_4^{(3)} U_{HB}}.$$

Підставимо відповідні значення в формулу і отримаємо:

$$X_c = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5,596 \cdot 10} = 1,65 \text{ мОм}.$$

Розрахуємо опори трансформаторів:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} U_{HH}^2 10^6}{S_H^2},$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{u_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \frac{U_{HH}^2 10^6}{S_H}.$$

Підставимо значення в формули:

$$R_T = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{400^2} = 5,5 \text{ мОм},$$

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

Опори шин розрахуємо за формулами:

$$R_{ш} = r_{ш.о} l_{ш} 10^3,$$

$$X_{ш} = x_{ш.о} l_{ш} 10^3.$$

Підставимо значення в формули:

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

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

Опір болтового контактного з'єднання:

$$R_{б.к} = 0,003 \text{ мОм}.$$

2.7.2.1 Розрахунок струму трифазного КЗ

Будуємо схему заміщення для визначення струмів КЗ в точці К5 рисунок 2.13

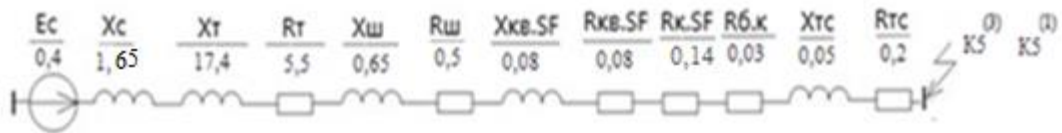


Рисунок 2.13 – Схема заміщення для визначення струмів КЗ

Розрахуємо еквівалентні активний та індуктивний опори :

$$R_{\Sigma K5} = R_T + R_{ш} + R_{KB.SF} + R_{K.SF} + R_{б.к} + R_{тс},$$

$$X_{\Sigma K5} = X_c + X_T + X_{ш} + X_{KB.SF} + X_{тс}.$$

Підставимо значення в формули і отримаємо:

$$R_{\Sigma K5} = 5,5 + 0,5 + 0,08 + 0,14 + 4 \cdot 0,003 + 0,2 = 6,432 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K5} = 1,683 + 17,4 + 0,65 + 0,08 + 0,05 = 19,863 \text{ мОм}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ:

$$I_{п.0.K5}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{нн} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2}}$$

Підставимо відповідні значення в формулу:

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		105

$$I_{п.0.к5}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,43^2 + 19,863^2}} = 9,436 \text{ кА}$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{акі5} = \frac{x_i}{\omega \cdot r_i} = \frac{19,863}{314 \cdot 6,432} = 0,0098 \text{ с.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{кi} = I_{п.0.к5}^{(3)2} \cdot (T_{акi} + t_{відімк}),$$

де $t_{відімк}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с;

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,01 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

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

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

$$B_{к5}^{(3)} = 9,436^2 \cdot (0,0098 + 0,18) = 16,899 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{уди} = 1 + e^{\frac{-0,001}{T_{aki}}},$$

$$k_{удк5}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,009}} = 1,34.$$

Розраховуємо ударний струм

$$i_{уд5}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд5}^{(3)} \cdot I_5^{(3)},$$

$$i_{удк5} = \sqrt{2} \cdot 1,34 \cdot 9,436 = 17,881 \text{ кА.}$$

Здійснимо розрахунок найбільшого діючого значення струму КЗ:

$$I_{д5}^{(3)} = I_5^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд5}^{(3)} - 1)^2};$$

$$I_{ук5}^{(3)} = 9,436 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,34 - 1)^2} = 10,47 \text{ кА}$$

2.7.2.2 Розрахунок струму однофазного КЗ

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ в точці К5. Складаємо схему

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		106

заміщення прямої послідовності, яка зображена на рисунку 2.14

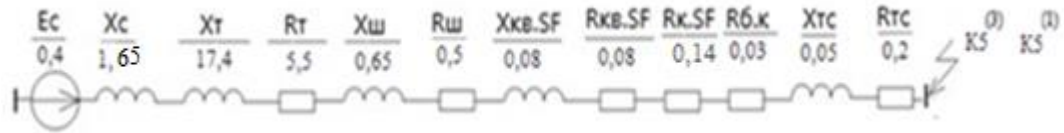


Рисунок 2.14– Схема заміщення прямої послідовності

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.15



Рисунок 2.15 – Схема заміщення нульової послідовності

Розрахуємо значення опорів для шин нульової послідовності:

$$X_{0ш} = 8,5 X_{ш} ,$$

$$R_{0ш} = 10 R_{ш}.$$

Підставимо значення в формули:

$$X_{0ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,525 \text{ мОм},$$

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

Розрахуємо еквівалентні опори нульової послідовності:

$$R_{0\Sigma K5} = R_{0T} + R_{0ш} + R_{0KB.SF} + R_{0K.SF} + R_{00.к} + R_{0TC} ,$$

$$X_{0\Sigma K5} = X_{0T} + X_{0ш} + X_{0KB.SF} + X_{0TC} .$$

Підставимо значення в формули і отримаємо:

$$R_{0\Sigma K5} = 5,5 + 5 + 0,08 + 0,14 + 4 \cdot 0,003 + 0,2 = 10,932 \text{ мОм},$$

$$X_{0\Sigma K5} = 17,139 + 5,525 + 0,08 + 0,05 = 22,794 \text{ мОм}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ в пошкодженій фазі:

$$I_{п.0.ki}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma ki}^{(1)}} \cdot m^{(1)}.$$

де $Z_{\Sigma ki}$ – модуль повного опору еквівалентної комплексної схеми заміщення при однофазному КЗ, який визначається за формулою:

$$Z_{\Sigma ki}^{(1)} = \sqrt{(2R_{\Sigma ki} + R_{0\Sigma ki})^2 + (2X_{\Sigma ki} + X_{0\Sigma ki})^2}$$

Модуль повного комплексного опору еквівалентної схеми заміщення:

$$Z_{\Sigma K5}^{(1)} = \sqrt{(2 \cdot 6,432 + 10,932)^2 + (2 \cdot 19,863 + 22,794)^2} = 66,895 \text{ Ом.}$$

Підставивши відповідні значення у формулу отримаємо:

$$I_{п.0.K5}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 66,895} \cdot 3 = 10,874 \text{ кА.}$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{акK5}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_0}{\omega \cdot (2 \cdot r_1 + r_0)} = \frac{2 \cdot 19,683 + 22,79}{314 \cdot (2 \cdot 6,432 + 10,932)} = 0,0083 \text{ с.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{ki}^{(1)} = I_{п.0.K5}^{(1)2} \cdot (T_{aki} + t_{відімк}),$$

де $t_{відімк}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с;

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,01 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

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

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

$$B_{K5}^{(3)} = 10,874^2 \cdot (0,0083 + 0,18) = 22,265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{уди}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,001}{T_{aki}}},$$

$$k_{удK5}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0083}} = 1,299.$$

Розраховуємо ударний струм:

$$i_{удK5}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,299 \cdot 10,874 = 19,976 \text{ кА.}$$

Здійснимо розрахунок найбільшого діючого значення струму КЗ:

$$I_{yK5}^{(1)} = 10,874 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,299 - 1)^2} = 11,806 \text{ кА}$$

Всі розрахунки зводимо в таблицю 2.41.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		108

Таблиця 2.41 – Результати розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	U_i , кВ	$x_{\Sigma i}$, МОм	$r_{\Sigma i}$, МОм	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уді}$	$i_{уді}$, кА	I_{ei} , кА	B_{ki} , кА ² ·с
К5 ⁽³⁾	0,4	19,863	6,432	9,436	0,0098	1,34	17,881	10,47	16,899
К5 ⁽¹⁾	0,4	22,794	10,932	10,87	0,0083	1,299	19,976	11,8	22,265

Висновки:

В даному пункті було виконано розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах 110, 10 кВ. За допомогою розрахунків однофазних та трифазних КЗ була здійснена перевірка струмоведучих частин (кабелів) та комутаційні апарати (вимикачі, роз'єднювачі) на термічну стійкість умов КЗ.

В ході перевірки вибраних комутаційних апаратів було встановлено, що всі відповідають вимогам та пройшли перевірку.

2.8 Релейний захист та автоматика

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

Під час проектування та експлуатації електроенергетичних систем необхідно враховувати можливість виникнення в них пошкоджень та особливих режимів. Найпоширенішими та наднебезпечними пошкодженнями є КЗ, що виникають в наслідок пошкодження ізоляції струмоведучих частин електричного обладнання. Короткі замикання можуть призвести до:

- руйнування пошкодженого об'єкта струмами КЗ, або дугою, яка може виникнути в місці пошкодження;
- можливого руйнування суміжних з пошкодженим елементом об'єктах електроенергетичної системи в наслідок теплової та динамічної дії струмів, величина яких перевищує допустимі значення;
- пониження напруги у вузлових точках електроенергетичної системи, що може призвести до порушення технологічних процесів, а також до можливого порушення стійкості роботи електроенергетичної системи, яке, в свою чергу, призведе до повної втрати живлення споживачів електричною енергією.

Тому вимикати пошкоджений об'єкт від електроенергетичної системи потрібно за частки секунди або навіть мілісекунд. Враховуючи швидкоплинність процесів в електроенергетичних системах, функціонування її без пристроїв автоматики неможливе. Таку дію, зрозуміло, виконати людина не в змозі.

Отже, після виникнення в електроенергетичній системі КЗ необхідно якомога швидше вимкнути пошкоджений елемент від джерела живлення.

Крім аварій в електроенергетичній системі можуть виникати і особливі режими – перенавантаження електротехнічного обладнання робочими струмами, хитання в системі, підвищення напруги вище номінального значення

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		110

тощо.

Одним із найпоширеніших особливих режимів є режим перенавантаження. Під час перенавантаження електроенергетичної системи виникають струми, величина яких є більшою за їх номінальне значення, хоча не до такого рівня, як під час КЗ. Це спричиняє перегрівання обладнання та передчасного старіння ізоляції, що в свою чергу може призвести до виникнення КЗ.

Після виникнення особливих режимів необхідно вживати заходи для усунення таких режимів, а за можливості таких дій, або у разі неуспішного діяння – вимикати обладнання, яке працює в особливому режимі. В такому разі вимикати обладнання від джерел живлення потрібно здійснювати, зазвичай, з витримкою часу.

Тому для запобігання виникнення таких факторів порушення нормальної роботи електроенергетичної мережі застосовують автоматичне обладнання(релейний захист). Релейний захист - це комплекс автоматичних обладнань, призначених для швидкого виявлення й відділення від електроенергетичної системи ушкоджених елементів цієї системи. Одним з основних елементів пристроїв такого захисту є реле.

Реле – це апарат який досить чутливий до будь-яких електричних факторів. Це можуть бути як стрибки струму та напруги, тиску та температури.

До релейного захисту висувають наступні вимоги:

- селективність (вибірковість) - відключення тільки тієї мінімальної частини або елемента установки, що викликала порушення режиму;
- чутливість - швидка реакція на визначені, заздалегідь задані відхилення від нормальних режимів, іноді самі незначні;
- надійність - безвідмовна робота у випадку відхилення від нормального режиму.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		111

2.8.1.1 Захист силових трансформаторів

Силові масляні трансформатори - найдорожчі елементи обладнання розподільчих підстанцій. Трансформатори розраховані на тривалий термін служби, але за умови, що вони будуть працювати в нормальному режимі, і не будуть піддаватися неприпустимим струмовим перевантажень, перенапруг та інших небажаних режимів роботи.

Для запобігання пошкодження трансформатора, продовження його терміну служби і забезпечення його роботи в нормальному режимі потрібні різні пристрої захисту та автоматики.

Розглянемо, які пристрої захисту та автоматики передбачені в силових масляних трансформаторах:

1. Газовий захист трансформатора

Газовий захист є однією з основних захистів трансформатора. Даний захист призначена для відключення трансформатора 110 кВ від мережі в разі виникнення внутрішніх пошкоджень в боку силового трансформатора.

Даний захисний пристрій встановлюється в мастилопроводі, який з'єднує бак трансформатора з його розширником. Основний конструктивний елемент газового реле - поплавки і дві пари контактів, які з'єднуються при опусканні поплавка. При нормальному режимі роботи газове реле заповнене трансформаторним маслом, і поплавки знаходяться у верхньому положенні, при цьому обидві пари контактів розімкнуті.

У разі виникнення міжвиткових коротких замикань обмоток трансформатора, або в разі так званого горіння сталі (порушення ізоляції листів сталі магнітопровода) в баку з'являються гази, що утворюються при розкладанні електротехнічних матеріалів під впливом електричної дуги.

Утворений газ потрапляє в газове реле і витісняє з нього масло. При цьому поплавець опускається і замикає контакти. Залежно від кількості скупчення газу можуть замикатися контакти, що діють на сигнал або на повне відключення трансформатора від мережі.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		112

Спрацьовування газового реле може бути також через значне зниження рівня масла в баку силового трансформатора, що свідчить про повну відсутність масла в розширювачі. Тобто даний пристрій також виступає в ролі захисту від надмірного зниження рівня масла в трансформаторі.

2. Струменевий захист бака РПН

Силові трансформатори 110 кВ мають, як правило, вбудований пристрій регулювання напруги під навантаженням (РПН). Пристрій РПН знаходиться в окремому відсіку бака трансформатора, ізольованого від основного бака з обмотками. Тому для даного пристрою передбачено окреме захисний пристрій - струменеве реле.

Всі пошкодження всередині бака РПН супроводжуються викидом трансформаторного масла в розширювач, тому в разі наявності потоку масла миттєво спрацьовує струменевий захист, здійснюючи автоматичне відключення силового трансформатора від електричної мережі.

3. Реле рівня масла (РУМ)

Газове реле сигналізує про повну відсутність масла в розширювачі силового трансформатора, але необхідно вчасно виявити неприпустиме зниження рівня масла - цю функцію виконує реле рівня масла (РУМ).

Реле рівня масла встановлюється, як правило, в розширнику основного бака трансформатора, а також розширнику бака РПН. Пристрій налаштовується таким чином, щоб поплавков - основний конструктивний елемент реле, замикає контакти реле в разі зниження рівня масла нижче мінімально допустимого значення для даного силового трансформатора.

Даний захисний пристрій дає сигнал на спрацьовування аварійної сигналізації, що дозволяє вчасно виявити зниження рівня масла.

4. Диференціальний захист трансформатора (ДЗТ)

Диференціальний захист трансформатора (ДЗТ) є основним захистом трансформатора і служить для захисту від коротких замикань обмоток трансформатора і струмопроводів, що знаходяться в зоні дії даного захисту.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		113

Принцип дії даного захисту заснований на порівнянні струмів навантаження кожної з обмоток трансформатора. У нормальному режимі на виході реле диференціального захисту відсутня струмовий не баланс. У разі виникнення двох або трифазного короткого замикання виникає струм небалансу - диференційний струм і реле діє на повне відключення трансформатора від мережі.

Зона дії даного захисту - трансформатори струму кожної зі сторін напруги силового трансформатора. Наприклад, в трьохобмоткову трансформаторі 110/35/10 кВ зона дії захисту крім самого трансформатора включається в себе ошиновка (кабель), яка йде від вводів трансформатора до трансформаторів струму 110 кВ, 35 кВ і 10 кВ.

5. Струмовий ступінчастий захист трансформаторів

Для більшої надійності крім основних захистів для силового трансформатора передбачається резервний захист - ступінчасто струмовий захист кожної з обмоток.

Для кожної з обмоток трансформатора передбачається окремий максимально струмовий захист (МТЗ) на кілька щаблів. Для кожного ступеня захисту встановлюється своя уставка спрацьовування по струму і часу спрацьовування.

Якщо трансформатор живить навантаження споживачів з великими пусковими струмами, то для запобігання помилкових спрацьовувань максимальний струмовий захист має так звану вольтметровую блокування - блокування захисту по напрузі.

Для селективності роботи захистів трансформатора кожна із ступенів захисту має різний час спрацьовування, при цьому найкоротший термін спрацьовування мають вище розглянуті основні захисту трансформатора. Таким чином, в разі пошкодження трансформатора або виникнення короткого замикання в зоні дії захистів відразу спрацьовують основні захисти, а в разі їх

відмови чи виведеного стану захист трансформатора здійснюють резервні струмові захисти.

Також МТЗ силового трансформатора резервують захист приєднань, що відходять, які живляться від даного трансформатора, спрацьовує в разі їх відмови.

МТЗ здійснює захист від двох- і трифазних коротких замикань. Для захисту від однофазних замикань на землю обмотка високої напруги 110 кВ має струмовий захист нульової послідовності (ТЗНП).

Обмотка середньої напруги силового трансформатора 35 кВ і низької напруги 6-10 кВ живить мережі з ізольованою нейтраллю, в яких однофазні замикання на землю фіксують трансформатори напруги.

Більшість мереж 6-35 кВ з ізольованою нейтраллю працюють в режимі, при якому однофазне замикання на землю не вважається аварійним і відповідно не відключає автоматичну дію захисту від замикання на землю. Обслуговуючому персоналу надходить сигнал про наявність однофазного замикання на землю, і він приступає до пошуку і відмови у доступі до мережі пошкодженої ділянки, так як тривалий час роботи в такому режимі неприпустимо.

Виняток становлять випадки, коли відключення однофазних замикань в мережах необхідно за вимогами безпеки. В такому випадку захист від замикань на землю може працювати на повне відключення трансформатора або знеструмлення однієї з його обмоток.

6. Захист трансформатора від перенапруг

Для захисту трансформатора від перенапруги на оцинковці з кожного боку трансформатора встановлюють розрядники або обмежувачі напруги (ОПН).

Якщо трансформатор працює в режимі заземленою нейтраллю по стороні високої напруги 110 кВ, то нейтралью з'єднується з заземленням через розрядник або ОПН для того, щоб захистити обмотку від пошкодження в разі

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		115

перевищення напруги вище допустимих значень при аваріях в мережі живлення.

7. Додатковий захист трансформатора

Для захисту силового трансформатора передбачають ряд додаткових захистів, що дозволяють виключити розвиток незначних дефектів, відхилень від нормального режиму роботи в більш масштабну аварійну ситуацію.

Захист від перевантаження - діє на сигнал з метою своєчасного зниження навантаження на трансформаторі.

Реле контролю температури сигналізує про підвищення температури верхніх шарів масла вище встановлених (допустимих) значень. Даний захист автоматично включає додаткові системи охолодження трансформатора, якщо такі є. Наприклад, включаються вентилятори обдуву, насоси примусової циркуляції масла в охолоджувачах. Якщо температура масла піднімається ще вище, то реле діє на відключення трансформатора від мережі.

Захист мінімальної напруги здійснює відключення вимикача вторинної обмотки трансформатора в разі падіння напруги до неприпустимих величин.

8. Автоматика силових трансформаторів 110 кВ

Якщо на підстанції працює два трансформатора, то при падінні напруги до неприпустимих величин, або при знеструмленні трансформатора захисту мінімальної напруги впливає на пристрій автоматичного включення резерву (АВР). Цей пристрій здійснює включення секційних або шунто-з'єднувальних вимикачів, забезпечуючи харчування споживачів від резервного джерела живлення - силового трансформатора.

На вступних вимикачах середньої і низької напруги трансформатора може бути реалізовано автоматичне повторне включення вимикача (АПВ), одноразово відновлює харчування трансформатора в разі його відключення дією тієї чи іншої захисту.

Якщо силовий трансформатор конструктивно має пристрій регулювання напруги під навантаженням (РПН), то для нього може бути встановлений

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		116

пристрій автоматичного регулювання напруги (Арн). Цей пристрій здійснює контроль напруги на обмотках трансформатора і забезпечує автоматичне перемикання пристрою РПН для забезпечення необхідного рівня напруги на обмотках.

2.8.1.2 Релейний захист кабельної лінії напругою 10 кВ

Для кабельних ліній напругою 6-10 кВ повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних к.з., від однофазних замикань на землю та від перевантаження.

Згідно з ПУЕ (п.3.2.93) на одиночних повітряних ЛЕП з одностороннім живленням від багатофазних к.з. встановлюється, як правило, двоступеневий струмовий захист:

- струмова відсічка - перший ступінь;
- максимальний струмовий захист - другий ступінь.

Розглянемо які захисти використовуються в кабельних лініях:

1. Струмова відсічка без витримки часу

Струм спрацювання струмової відсічки відстроюється від максимально можливого к.з. поза ЛЕП, що захищається.

2. Максимальний струмовий захист (МСЗ);

3. Захист від перевантаження

Захист від перевантаження виконується у вигляді МСЗ з одним реле включеним в одну фазу. При двофазній дворелейній схемі захисту найбільш раціонально - включати реле в нульовий провід.

2.8.2 Вибір і перевірка селективності елементів РЗА

Максимальний струмовий захист

За допомогою МСЗ здійснюється захист від коротких замикань у розподільчих мережах 10 кВ. Розрахунок МСЗ полягає у виборі струму спрацювання захисту, струму спрацювання реле, часу спрацювання захисту. При виборі струму спрацювання максимального струмового захисту необхідно

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		117

забезпечити не спрацювання захисту при проходженні струмів після аварійних режимів[12].

Струм спрацювання захисту :

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{сз}}{K_v} \cdot I_{роб.мах}$$

де K_n - коефіцієнт надійності, приймаємо рівним 1,2 (реле типу РТ – 80);

$K_{с.з}$ – коефіцієнт самозапуску, приймаємо 2,2;

K_v - коефіцієнт повернення реле, приймаємо 0,8.

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 95,55 = 315,31A$$

Не спрацювання максимального струмового захисту на відключення досягається вибором струму спрацювання струмових реле більшим, ніж найбільший струм у режимі самозапуску:

$$I_{с.з.} \geq \frac{K_n K_{с.з.}}{K_v} \cdot I_{роб.мах}$$

Підставимо відповідні значення в нерівність і отримаємо:

$$315,315 \geq \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 46,79 ,$$

$$315,315 \geq 154,40 .$$

$I_{роб.мах}$ – максимальний робочий струм елемента, що захищається, у нормальному режимі що проходить по РП 10кВ.

Струм спрацювання реле струму пускових органів МСЗ визначається за формулою:

$$I_{сп} = \frac{I_{с.з.} k_{сх}}{n_T}$$

де $I_{с.з.}$ - струм спрацювання захисту;

n_T - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$k_{сх}$ - коефіцієнт схеми (схем з'єднання трансформаторів у зірку), $k_{сх} = 1$.

Підставимо відповідні значення в (2.8.3) отримаємо

$$I_{ср} = \frac{315,31 \cdot 1}{20} = 15,75 ,$$

$$I_{с.з} \geq K_{н} K_{с.з} I_{роб.мах} ,$$

Підставимо відповідні значення в нерівність (2.8.4) та отримаємо

$$315,315 \geq 1,2 \cdot 2,2 \cdot 95,55 ,$$

$$315,315 \geq 252,25 .$$

де $I_{роб.мах}$ – струм навантаження в після аварійному режимі.

Необхідно провести узгодження чутливості захистів. Це узгодження полягає у виборі таких параметрів спрацювання, при яких наступний захист, розташований ближче до джерела живлення, мав більший струм спрацювання, тобто був менш чутливий, ніж попередній, розташований далі від джерела і ближче до місця ушкодження;

Час спрацювання захисту підбирається з умови селективності захисту і термічної стійкості елемента, що захищається:

$$t_{с.з} = t_{відкл.вим.} + t_{с.рз.} ,$$

де $t_{відкл.вим.}$ – час відключення вимикача ВР2-10/1600-31,5УЗ, рівний 0,1 с.;

$t_{с.рз.}$ – час спрацювання релейного захисту, приймається 0,5 с.

$$t_{с.з.} = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Схема максимального струмового захисту наведена на малюнку 2.16

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		119

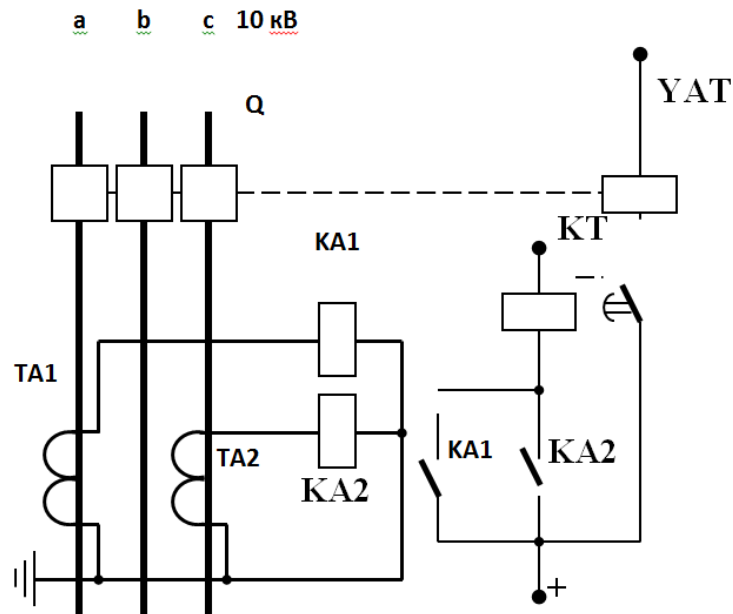


Рисунок 2.16- Схема максимального струмового захисту

2.9 Економічні характеристики проекту

2.9.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР

Для розрахунку вартості нестандартного приєднання, використаємо данні з постанови НКРЕКП від 28.12.2018 № 2069 “Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік [13]Додатку В. Цей додаток нам потрібний для точного розрахунку вартості приєднання нового споживача, в нашому випадку це електромонтажний цех.

1) Першим етапом нашого розрахунку буде визначення вартості підключення потрібної нам кількості електричної енергії (239,9кВ) враховуючи нестандартне приєднання потужності на 2020 рік для ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі» :

$$\text{Вартість}' = P \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ},$$

$$\text{Вартість}' = 68,4 \cdot 3,052 + 41,75 = 250,5 \text{ тис.грн.}$$

2) Другий етап – це розрахунок вартості приєднання потрібного

кілометражу (0,09 км) від ближчого РП:

$$\text{Вартість}'' = L \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ},$$

$$\text{Вартість}'' = 90 \cdot 1,634 + 29,412 = 176,472 \text{ тис.грн}$$

3) Третій етап – розрахунок загальної вартості:

$$\text{Вартість} = \text{Вартість}' + \text{Вартість}'',$$

$$\text{Вартість} = 426,972 + 85,34 = 512,312 \text{ тис.грн.}$$

2.9.2 Складання загальної специфікації обладнання і матеріалів за даним проектом

Для врегулювання даного завдання існують спеціальні нормативні документи:

- Склад та зміст проектної документації на будівництво (ДБН А.2.2-3-2014);
- Правила визначення вартості будівництва (ДСТУ Б Д.1.1-1:2013);
- Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів (ДСТУ Б А.2.4-10:2009).

Для того, щоб даний проект був достовірним і в реальному часі був реалізованим потрібно скласти специфікацію відносно матеріалів, обладнання та виробів. Це і є техніко-економічна частина проекту. Проектатну потрібно використовуючи з вище зазначених документів скласти специфікацію. Але далі при його реалізації дозволяється інженеру змінити цей список.

В бакалаврському проекті в учбових цілях обладнання, виробу і матеріали розподіляються на:

- розподільні установки (РУ) і низьковольтні комплектні установки (НКУ) напругою до 1,0 кВ;
- прилади та апарати, якими комплектують РУ і НКУ;
- провідникову продукцію (за типами і перетинами);

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		121

- монтажне обладнання (короба тощо);
- освітлювальні прилади;
- інше обладнання

Форма специфікації обладнання, виробів і матеріалів повинна відповідати формі, наведеній у додатку А до ДСТУ Б А.2.4-10:2009 [16].

Оформлені специфікації обладнання, виробів і матеріалів за затвердженими формами наведені у Додатку Г

Висновки

В бакалаврському проекті вчасності в даному розділі, був виконаний стандартний розрахунок навантажень і вибір обладнання для забезпечення надійної роботи енергетичної системи в цілому. Спочатку ми розраховували навантаження комунально-побутових споживачів електричної енергії. Були вибрані протяжності та типи кабельних ліній, типи трансформаторів та їхні потужності. Також був розрахована недовідпущенна електрична енергія. Розраховували струми короткого замикання і здійснили перевірку вибраної комутаційної апаратури.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		122

3 ВИБІР ТОПОЛОГІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ПРИ НАЯВНОСТІ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

3.1 Основні відомості про комплекс «ІВК-СЭС»

Система «ІВК-СЭС» являє собою комплекс, для рішення великого спектру завдань розрахунку й оптимізації режимів і параметрів розподільних електричних мереж різного призначення, напругою 6-35 кВ.

Це комплекс, який складає велику кількість програм та баз даних. Ці програми призначені для персональної роботи на комп'ютерах ..

Бази даних «ІВК-СЭС» слугує для довгого зберігання вихідних даних про окремі елементи мережі, їх параметри, режими роботи. За допомогою даних показників ми можемо проводити розрахунки в даному комплексі.

Сам процес проходить спочатку с представлення на моніторі режимну мнемоносхему. Вона відображається з внесенням на схему усіх даних, які були спочатку введенні в комплекс як вхідні.

Вихідною інформацією, що зберігається в БД, є:

1. Інформація про гілки мережі, що дозволяє відбити конфігурацію електромереж різних номінальних напруг і змісту:

- характеристики початкових і кінцевих вузлів гілок (тип, номер, секція шин, вид і стан комутаційного апарата);
- марки проводів і кабелів, якими виконані гілки і їхні довжини;
- марки розподільних трансформаторів і положення відпайки їх робочих відгалужень ПБВ;
- навантаження низьковольтних шин ТП і РП
- втрати напруги до віддалених споживачів у мережі 0,38 кВ й інші характеристики

2. Інформація про графіки навантаження й напруги на ДЖ і ліній, що відходять, а також про споживання електроенергії по них.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Микитенко А.В.			ВИБІР ТОПОЛОГІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ПРИ НАЯВНОСТІ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ		Арк.	Аркушів
Перевір.		Журавльов А.О.					123	160
Перевір.		Несен Л. І.				ІЕЕ ОЕ-п71		
Перевір.		Калінчик В. П.						
Н. Контр.		Прокопенко І. Д.						

3. Інформація про типові (або реальні) графіки навантаження споживачів ЕПС.
4. Довідкова (або паспортна) інформація про марки трансформаторів і їхні параметри.
5. Довідкова інформація про марки проводів, кабелів і реакторів і їхні параметри.
6. Довідкова (або паспортна) інформація про марки дугогасних катушок (реакторів) і їхні параметри.
7. Значення струмів трьохфазного КЗ (або опорів $X_{\text{сис}}$) на шинах ДЖ у максимальному і мінімальному режимі роботи енергосистеми.

Також існує спеціальний редактор. За допомогою цієї функції можна зробити власне коригування текстових файлів та введення даних.

База даних має стандартні функції. Це функції видалення, додавання, друку, заміни, перегляду, створення. Також присутні захистні системи від можливого руйнування та дублювання файлів з БД.

Розв'язувані «ІВК-СЭС» завдання умовно діляться на чотири групи.

До першої групи належать завдання, пов'язані з оцінкою нормальних і післяаварійних режимів СЕС:

- розрахунок графіків навантажень, струмозподілення і напруги в розімкнутих і замкнутих мережах для будь-якої години доби й місяця року (з урахуванням сезонного фактору зміни навантажень);
- коректування навантажень споживачів по навантаженню головних ділянок живлячих ліній, а також по графікам навантажень ЦЖ;
- оцінка рівня неякісної електроенергії (ЕЕ) у споживачів відповідно до припустимих меж відхилення напруги за ГОСТу;
- розрахунок втрат потужності й ЕЕ в лініях і трансформаторах;
- оцінка завантаження устаткування мережі й подання її у вигляді гістограмм;
- розрахунок ємнісних струмів однофазного замикання на землю;
- вибір режиму роботи дугогасних катушок;

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						124
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок режимів замкнутих мереж у всіх завданнях здійснюється на основі локальних матриць коефіцієнтів розподілу, що відповідають конкретним фрагментам замкнутості ЕПС, що дозволяє підвищити швидкодію рішення завдання, а також збільшити об'єм розрахункової моделі в порівнянні з традиційними підходами.

До другої групи завдань «ИВК-СЭС» відноситься:

- вибір закону регулювання напруги трансформаторів 35-110/6-20 кВ (зустрічне регулювання, стабілізація);
- вибір положень робочих відгалужень (відпайки) трансформаторів 6-20/0,4 кВ;
- спільна оптимізація та вибір закону регулювання напруги й положень робочих відгалужень;
- перевірка правильності настроювання засобів регулювання напруги за заданим законом.

Всі ці групи завдань спрямованні на зниження рівня споживання неякісної електроенергії та її втрат.

До третьої групи завдань «ИВК-СЭС» відноситься:

- оптимізація положень дільників у мережах 6-10 кВ на мінімум втрат потужності при обліку обмежень по пропускній здатності й надійності ліній;
- вибір ремонтних схем, при ушкодженнях ділянок ліній і трансформаторів, як у замкнутих, так й у розімкнутих мережах (при цьому враховується надійність і пропускна здатність розглянутої мережі);
- проведення варіантних розрахунків завдань першої групи на основі зміни положення дільників у мережі;

Проблеми оптимізації системи спрямовані на зменшення кількості числа перемикань.

Зміна конфігурації мережі також присутня в зазначеній групі завдань. При цьому автоматично змінюється і перерахування струмів, а також даються рекомендації з перенастрою.

Виникнення аварійних режимів також передбачена. При такому режимі

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						125
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

програма показує як спрацьовує реле та автоматика. А також показує шляхи вирішення даного режиму.

До четвертої групи завдань «ИВК-СЭС» відноситься:

- розрахунок струмів короткого замикання в схемі з нормальними розподілами й залишковими напругами у вузлах мережі при КЗ;
- варіантні розрахунки струмів КЗ при змінах схеми мережі (з підключенням резервів лінії), для наступного вибору уставок релейного захисту ЛЕП;
- розрахунок релейного захисту ліній (максимального струмового захисту, струмового відсічення, максимального спрямованого захисту) з вибором типів й уставок реле й побудовою карти селективності захистів;
- оцінка чутливості релейного захисту з розрахунком коефіцієнтів чутливості захисту в основній і резервній зонах й аналізом відповідно до вимог ПУЕ;
- розрахункова перевірка трансформаторів струму на 10%-ку похибку по кривих граничної кратності.

Результатом рішення даної групи завдань є вибір уставок релейного захисту ліній, із забезпеченням необхідної чутливості захистів й обліком погрішності трансформаторів струму.

Бази даних комплексу «ИВК-СЭС» діляться на:

- БД "ВІТКИ";
- БД "ДОПОМІЖНІ".
- БД "ОБЛАДНАННЯ".
- БД "ЦЕНТРІВ ЖИВЛЕННЯ".
- БД "КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ".
- БД "СПОЖИВАЧІВ".

В БД "ВІТКИ" зберігається інформація про конфігурації електричної мережі і її елементах.

В БД "ДОПОМІЖНІ" знаходиться довідкова інформація про марки і

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						126
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електричні характеристики обладнання мережі, режими її роботи (графіки навантаження), типові проекти, прийнятих в МКС.

БД "ОБЛАДНАННЯ" містить інформацію про РП, РТП, ТП і встановленному в них обладнанню.

БД "КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ" включає в себе інформацію про кабельні лінії напругою 0,4 – 35 кВ, технічні і розрахункові параметри.

БД "ЦЕНТРІВ ЖИВЛЕННЯ" містить інформацію про РП 6-35 кВ, а також технічні характеристики основного обладнання.

В БД "СПОЖИВАЧІВ" знаходиться інформація про характеристики споживачів, включає основну характеристику об'єкту, його адресу, данні за технічними умовами, актами розмежування і т.д.

3.2 Робота користувача з «ІВК-СЭС» під час оптимізації положень діляників в розподільних електричних мережах

Першим етапом роботи є вибір в головному меню пункту «Пуск». Ось так виглядає меню розділу "Розрахунок" (рисунок 3.1).

Перед виконанням розрахунку, в даній версії комплексу ІВК-СЕС, необхідно зробити необхідні установки за допомогою пункту «Установки». Для даної задачі обов'язковими установками є «Час» та «Об'єкт».

Далі вибирає пункт «Розрахунок» і в списку вирішуваних комплексом завдань (рисунок 3.2). Наступний пункт «Оптимізація положень поділок». Або просто нажати на клавіатурі кнопку [F5]

Расчет	F5
Установки	Ctrl-F5
Деления	Alt-D
Перегрузы	Alt-E
'Печать ВЕТВЕЙ'	Alt-L
'Печать УЗЛОВ'	

Рисунок 3.1 – Меню розділу «Розрахунок»

Расчет режима
 Расчет потерь ЭЭ
 Оценка загрузки оборудования
 Расчет ТКЗ
 Оптимизация режима напряжения
 Обработка аварийной ситуации
 Пробные коммутации
 Разгрузка источников
 Оптимизация положений делений
 Расчет РЗ
 Расчет емкостных токов
 Проверка разъединителей Alt-R
 Расчет недоотпуска ЭЭ
 Расчет послеаварийных нагрузок
 Расчет эквивалентных нагрузок для ОДС
 Ведомость потерь напряжения в ПКЛ

Рисунок 3.2 – Список вирішуваних комплексом задач

Після цього на екрані з'являється запит задання часу доби для оптимізації (рисунок 3.3).

ЗАДАЙТЕ ВРЕМЯ СУТОК ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ (максимум - в 21)
10 19 21

Рисунок 3.3 – Запит задання часу доби для оптимізації

В автоматичному режимі програма замість нас сама вибирає найбільший час максимального навантаження. А також запропонує можливий варіант для оптимізації схеми.

Після задання часу для оптимізації і натиснення клавіші [Enter], на дисплеї з'являється запит програми (рисунок 3.4).

ВЫПОЛНИТЬ ОПТИМИЗАЦИЮ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ Да Нет

Рисунок 3.4 – Запит програми на виконання оптимізації

У цьому випадку можливі два варіанти оптимізації положень поділок: автоматично і в ручну.

Якщо ми вибираємо «Так», то програма проводить оптимізацію автоматично. Вище буди зазначені етапи проведення оптимізації. Результати оптимізації виводяться на екран дисплея у вигляді форми «Перемикання схеми мережі», представленої на рисунку 3.5 .

ОПТИМИЗАЦИЯ ПОЛОЖЕНИЙ ДЕЛЕНИЙ В РС (Мес.= 7 Час.= 9)

ПЕРЕКЛЮЧЕНИЕ СХЕМЫ СЕТИ

1	ВКЛ.(ВН)	на фт13927 а --> фт11454 а	***
***	ОТКЛ.(ВН)	на фт13925 а --> тп13915 а	12.5 кВт
2	ВКЛ.(ВН)	на тп13986 а --> тп13957 а	***
***	ОТКЛ.(ВН)	на тп13986 а --> тп13985 а	11.1 кВт
3	ВКЛ.(ВН)	на тп11447 б --> тп22048 б	***
***	ОТКЛ.(Р)	на тп13969 б --> тп13906 б	9.5 кВт
4	ВКЛ.(ВМ)	на рп 20 2 --> фт 460 б	***
***	ОТКЛ.(ВМ)	на рп 20 2 --> рп11080 2	3.3 кВт
5	ВКЛ.(ВН)	на тп13972 б --> тп13957 б	***
***	ОТКЛ.(ВН)	на тп13985 б --> тп13979 б	6.6 кВт
6	ВКЛ.(ВН)	на тп13925 а --> фт13933 а	***
***	ОТКЛ.(ВН)	на фт13933 а --> тп13970 а	4.2 кВт
7	ВКЛ.(ВН)	на тп13995 б --> фт 12 2	***
***	ОТКЛ.(ВН)	на фт20852 б --> фп14191 2	3.1 кВт

Enter - продолжение; Esc - выход.

Не подается напряжение к ИП

Все ЭП сети получают питание

Рисунок 3.5 – Результати оптимізації

У верхній частині екрана виводиться повідомлення про режим роботи програми і обраних періодах часу для оптимізації.

«Перемикання схеми мережі» відбувається перемиканням апаратури. При цьому також показують сам вузол, відбувається зниження величини втрат потужності в мережі.

Після «Перемикання схеми мережі» натискаємо клавішу [Enter]. За допомогою цієї клавіші ми зможемо побачити тих споживачів, які залишилися без електричної енергії.

Якщо ми вибирає пункт «Ні» (рисунок 3.6) буде ручна автоматизація.

Після закінчення перегляду форми і натисненні будь-якої клавіші, на дисплей виводиться таблиця з сумарною зміною втрат потужності в мережі (рисунок 3.6).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПОЛОЖЕНИЙ ДЕЛЕНИЙ
В РАСПРЕДЕСЕТИ ПО МИНИМУМУ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

Потеря мощности в распределении		
до оптимизации - P1 [кВт]	после оптимизации - P2 [кВт]	изменение P1-P2 [кВт]
447.0	412.2	34.8

Рисунок 3.6 – Таблиця з сумарною зміною втрат потужності в мережі

Далі проводимо розрахунок режиму мережі з оптимальним положенням поділок. Після чого відбувається сам процес зображення схеми. На картині видно параметри режиму, поділки мережі, якщо вони були перенесені при оптимізації мережі. Для того, щоб вийти з програми достатньо просто натиснути кнопку [Esc].

Після цього, на екран виводиться таблиця розрахунку ємнісного струму однофазного замикання на землю при зміні схеми мережі. У даній таблиці наводяться значення сумарного ємнісного струму по секціях шин ДЖ, що беруть участь в оптимізації (вихідного, нового і їх різниця), а також оптимальні параметри налаштування дугогасних котушок (ДК). Цей розрахунок дозволяє користувачеві контролювати зміну значень ємнісних струмів однофазного замикання на землю в результаті проведених змін конфігурації мережі. Величина цих струмів може значно змінюватися, тому що при зміні конфігурації схеми змінюються сумарні довжини ліній.

При виборі пункту підменю «Продовження» і натисканні клавіші [Enter],

програма закінчує роботу і відбувається вихід на вихідний граф схеми електричної мережі.

Поточні результати роботи програми протоколюються і записуються у файл на диску. Щоб переглянути або роздрукувати результати на принтері використовується пункт головного меню «РЕЗУЛЬТАТИ».

3.3 Результати вибору топології розподільних мереж при наявності джерел розосередженої генерації

3.3.1 Оптимізація топології розподільчої мережі 10 кВ району міста

Для розрахунку оптимізації топології міста вихідні дані були взяті з електричної частини.

Виконаємо оптимізацію топології розподільчої мережі 10 кВ району міста. Дані для розрахунку були взяті з електричної частини дипломного проекту.

Живлення споживачів району відбувається від 8 трансформаторних ТП з встановленими на них трансформаторами потужністю 630 кВА (ТП5- ТП8), 400 кВА (ТП2, ТП4), 250 кВА (ТП1, ТП3). Живлення ТП виконано через променеву лінію напругою 10кВ, які відходять від РП. Також в ЕПС передбачено перемикач: між ТП4, ТП5.

Початкова схема живлення району зображена на рисунку 3.7 .

Спочатку проводимо розрахунок режиму і втрат потужності. Заносимо ці дані в базу даних нашого комплексу і отримуємо зображення.

Результати одержані після розрахунку режиму наведені в таблиці 2.2.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						131
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

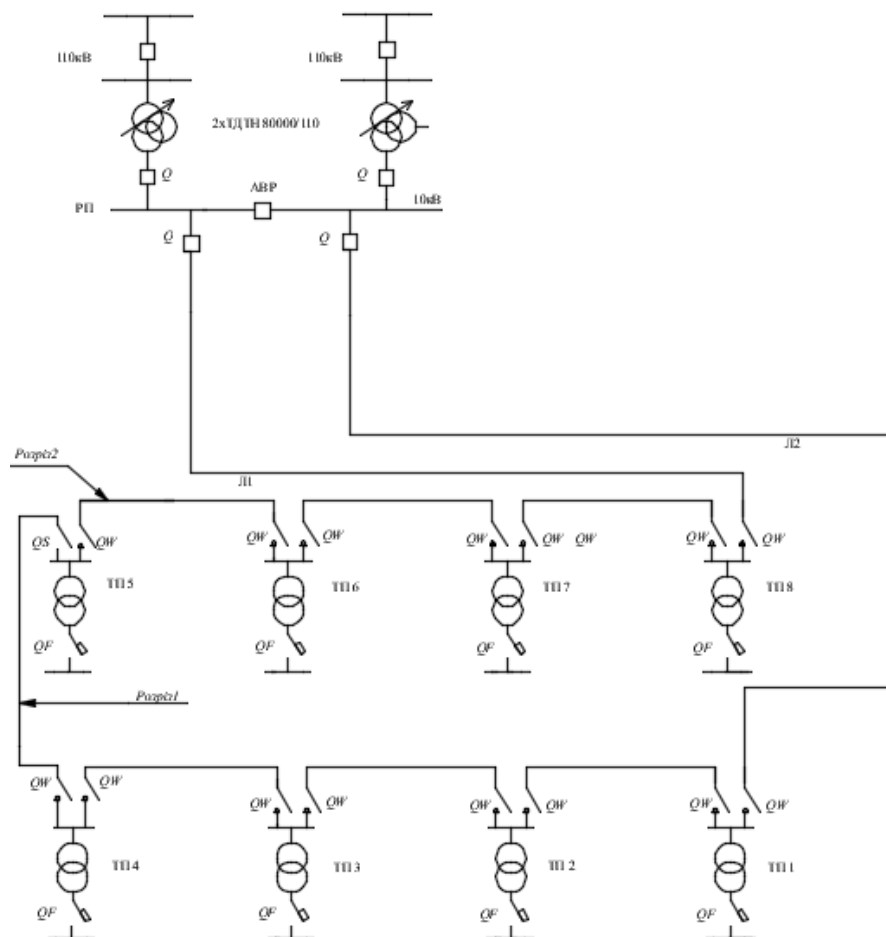


Рисунок 3.7 – Схема живлення мікрорайону

Корректировка БД < ВЕТВИ >																					
N п/п	Начальный номер				Конечный номер				Ф и к . р а з	Источник Питания				Р Э С	О г р а н и ч	Фидер		Id	Un		
	Т	Номер	с. ш.	К. А.	Т	Номер	с. ш.	К. А.		П	С	Ном	с. ш.			яч.	Ф			Н	А
	1	2	3	4	5	6	7	8		9	12	13	14			15	16	17	18	19	20
1	пс	1		1	в	рп	1		1	в		пс	1	1	11	0		а	11		10
2	рп	1		1	в	тп	11		1	р		пс	1	1	11	0					10
3	тп	11		1	п	тп	11		10	в		пс	1	1	11	0		1			10
4	тп	11		10	к	о	тп	11		20		пс	1	1	11	0					.38
5	тп	11		1	р	о	тп	11		2	р		пс	1	1	11	0				10
6	тп	11		1	р	тп	12		1	р		пс	1	1	11	0					10
7	тп	12		1	п	тп	12		10	в		пс	1	1	11	0		1			10
8	тп	12		10	к	о	тп	12		20		пс	1	1	11	0					.38
9	тп	12		1	р	о	тп	12		2	р		пс	1	1	11	0				10
10	тп	12		1	р	тп	13		1	р		пс	1	1	11	0					10

Рисунок 3.8 – Введення даних про конфігурацію схеми

Таблиця 3.1 Розрахунок режиму

№ п/п	Начальний		Конечний		Источник питання			Мощность		Ток	Заг	0	Напряжение		ПВВ Тр.		V-Нк НН	Потери мощ.	Потеря напря-
	номер	ветви	номер	ветви	номер	сш	яч	P [кВт]	Q [кВАр]	I [А]	руз [%]	Г Р.	[кВ]	[%]	Мот	Ктр	[%]	[кВт]	жения,В
1	пс	1 1	рп	1 1	пс	1 1	11	3833	1153	221	58		10.42	4.2				27.30	82.3
2							а 11												
3	рп	1 1	тп	1 1	пс	1 1	11	1283	417	75	35		10.38	3.8				4.59	37.5
4	тп	1 1	тп	2 1	пс	1 1	11	1037	341	60	28		10.36	3.6				2.26	22.8
5	тп	2 1	тп	3 1	пс	1 1	11	642	204	37	17		10.35	3.5				0.43	7.0
6	тп	3 1	тп	4 1	пс	1 1	11	446	145	26	12		10.34	3.4				0.35	8.1
7	тп	4 1	тп	5 1	пс	1 1	11	0	0	0	0		10.34	3.4				0.00	0.0
8	рп	1 1	рп	19 1	пс	1 1	11	2546	742	146	1		10.42	4.2			-3.3	0.00	-0.0
9	тп	2 1	тп	2 10	пс	1 1	11	384	111	580	161		0.398	4.7	3	25.00	-2.8	9.47	417.8
10	тп	3 1	тп	3 10	пс	1 1	11	193	56	285	79		0.406	6.7	3	25.00	-0.7	2.39	209.7
11	тп	4 1	тп	4 10	пс	1 1	11	440	128	652	71		0.405	6.7	3	25.00	-0.8	4.49	202.7
12	тп	1 1	тп	1 10	пс	1 1	11	240	69	355	98		0.405	6.5	3	25.00	-0.9	3.69	260.5
13	пс	1 1	рп	51 1	пс	1 1	13	27830	8114	1593	15		10.50	5.0				0.00	-0.0
14	пс	1 2	рп	1 2	пс	1 2	12	3958	1192	230	81		10.37	3.7				46.73	128.8
15							6 12												
16	рп	1 2	тп	8 1	пс	1 2	12	1524	488	89	41		10.34	3.4				4.89	33.4
17	тп	8 1	тп	7 1	пс	1 2	12	1206	390	70	33		10.32	3.2				2.56	22.0
18	тп	7 1	тп	6 1	пс	1 2	12	824	267	48	22		10.31	3.1				0.72	9.0
19	тп	6 1	тп	5 1	пс	1 2	12	422	137	24	11		10.30	3.0				0.25	6.2
20	рп	1 2	рп	19 2	пс	1 2	12	2429	708	140	1		10.37	3.7				0.00	-0.0
21	тп	8 1	тп	8 10	пс	1 2	12	312	90	462	80		0.405	6.7	3	25.00	-0.8	3.62	204.5
22	тп	7 1	тп	7 10	пс	1 2	12	375	109	559	96		0.403	6.1	3	25.00	-1.4	5.23	245.8
23	тп	6 1	тп	6 10	пс	1 2	12	395	115	590	102		0.402	5.8	3	25.00	-1.7	5.81	258.9
24	тп	5 1	тп	5 10	пс	1 2	12	417	121	620	68		0.404	6.4	3	25.00	-1.1	4.04	192.1
25	пс	1 2	рп	51 2	пс	1 2	14	28806	8399	1649	16		10.50	5.0				0.00	-0.0

Результати розрахунку передачі та втрат потужності в ЕПС наведені в таблиці 3.2 .

Таблиця 3.2 – Пропуск і втрати потужності в ЕПС

№ п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск активной мощности [кВт]	Потери мощности			Зарядная мощность [кВАр]
				Активные [кВт]	[%]	Реактивные [кВАр]	
1	пс 1 1	Линии-пит.	2843.5	23.6	0.83	8.3	14.6
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	2809.6	18.2	0.65	4.2	42.1
		ТР -медь	2768.0	22.5	0.81	85.6	
		-сталь		11.9	0.43	85.8	
		Абонент	0.0	0.0			
2	пс 1 2	Итого	2843.5	76.2	2.68	183.9	56.7
		Линии-пит.	2894.6	24.4	0.84	8.6	14.6
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	2859.6	18.9	0.66	4.3	42.1
		ТР -медь	2817.0	23.2	0.82	88.6	
		-сталь		11.9	0.42	85.8	
3	ВСЕГО	Абонент	0.0	0.0			
		Итого	2894.6	78.4	2.71	187.3	56.7
		Линии-пит.	5738.1	48.0	0.84	17.0	29.2
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	5669.2	37.1	0.65	8.5	84.2
		ТР -медь	5585.0	45.7	0.82	174.2	
		-сталь		23.8	0.43	171.6	
		Абонент	0.0	0.0			
		Итого	5738.1	154.6	2.69	371.3	113.4

Графічне зображення схеми з даними розрахунку наведено на рисунку 3.10 .

Тепер виконаємо автоматичну оптимізацію положень ділянок в електричній мережі. В результаті розрахунків одержуємо, що дана конфігурація вже є оптимальною (рисунок 3.11).

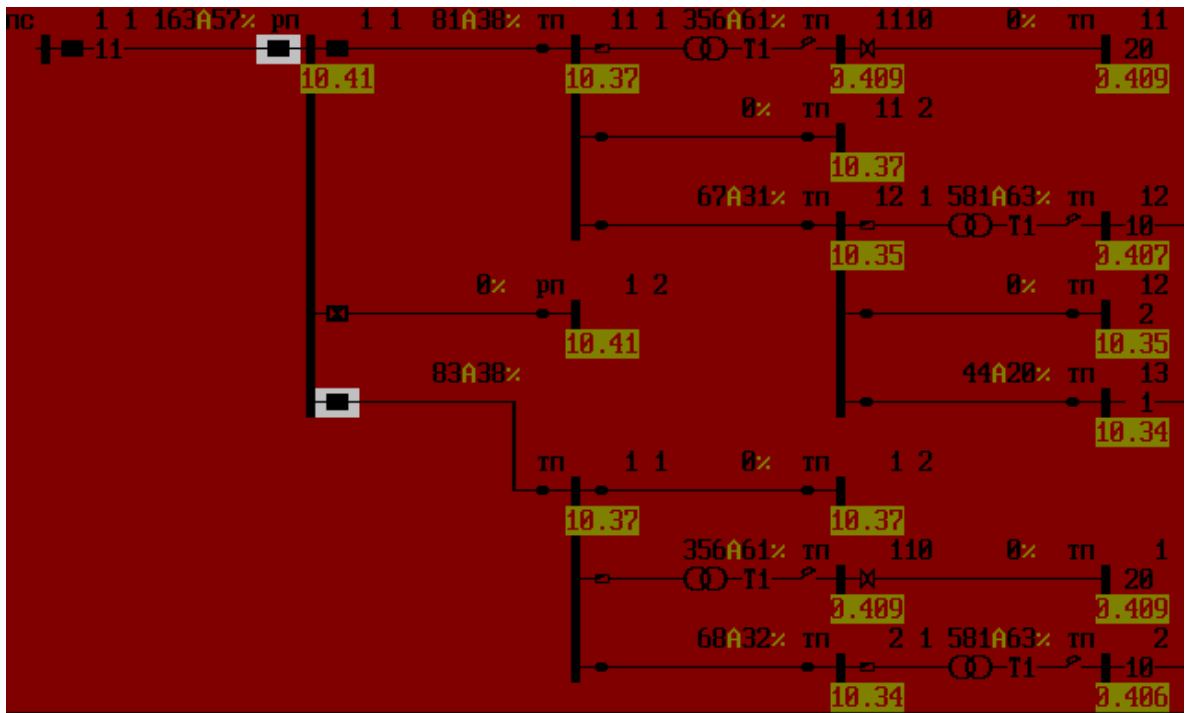


Рисунок 3.10 – Результаты расчета

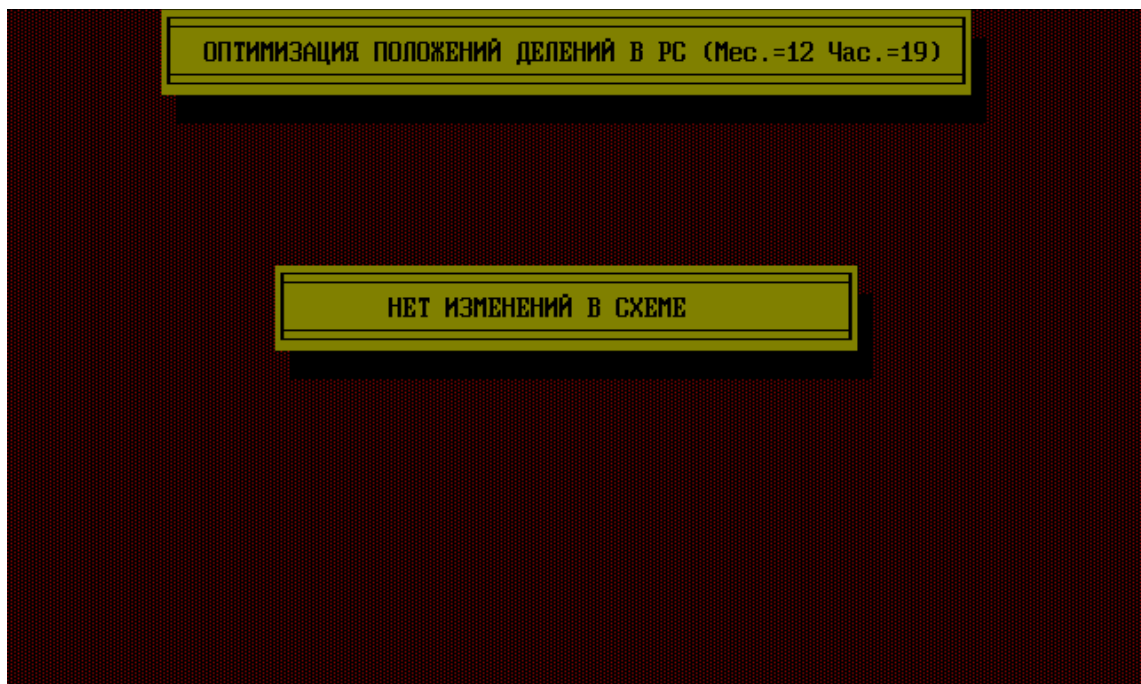


Рисунок 3.11 – Результаты оптимизации

Також проведемо вибір раціональної топології району міста по критерію мінімальних втрат електроенергії.

Результати вибору раціональної топології району міста по критерію

мінімальних втрат електроенергії наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати вибору раціональної топології району міста по критерію мінімальних втрат електроенергії

п п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск электро- энергии [МВт*час]	Потери электроэнергии		Отношение потерь в группах к общин %
				[МВт*час]	[%]	
1	пс 1 1	Линии-пит.	803	4.70	0.59	21.74
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	797	3.64	0.45	16.83
		ТР -недь	782	4.48	0.57	20.72
		-сталь		8.81	1.13	40.71
		Абонент	0	0.00		
		Итого	803	21.63	2.69	100.00
2	пс 1 2	Линии-пит.	818	4.87	0.60	22.08
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	811	3.79	0.46	17.15
		ТР -недь	796	4.61	0.58	20.88
		-сталь		8.80	1.11	39.89
		Абонент	0	0.00		
		Итого	818	22.07	2.70	100.00
3	ВСЕГО	Линии-пит.	1621	9.58	0.59	21.91
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	1607	7.43	0.46	17.00
		ТР -недь	1578	9.09	0.58	20.80
		-сталь		17.61	1.12	40.30
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1621	43.70	2.70	100.00

В нашому районі мають однорідні графіки навантажень.

На рисунку 3.12 показано найбільш характерний добовий графік навантаження.

Для більшої впевненості в наших розрахунках проведемо розрахунок втрат втрат потужності та електроенергії для схеми електропостачання району міста з розімкненою ділянкою між ТП5 та ТП6. Результати розрахунків наведено в таблицях 3.4 і 3.5.

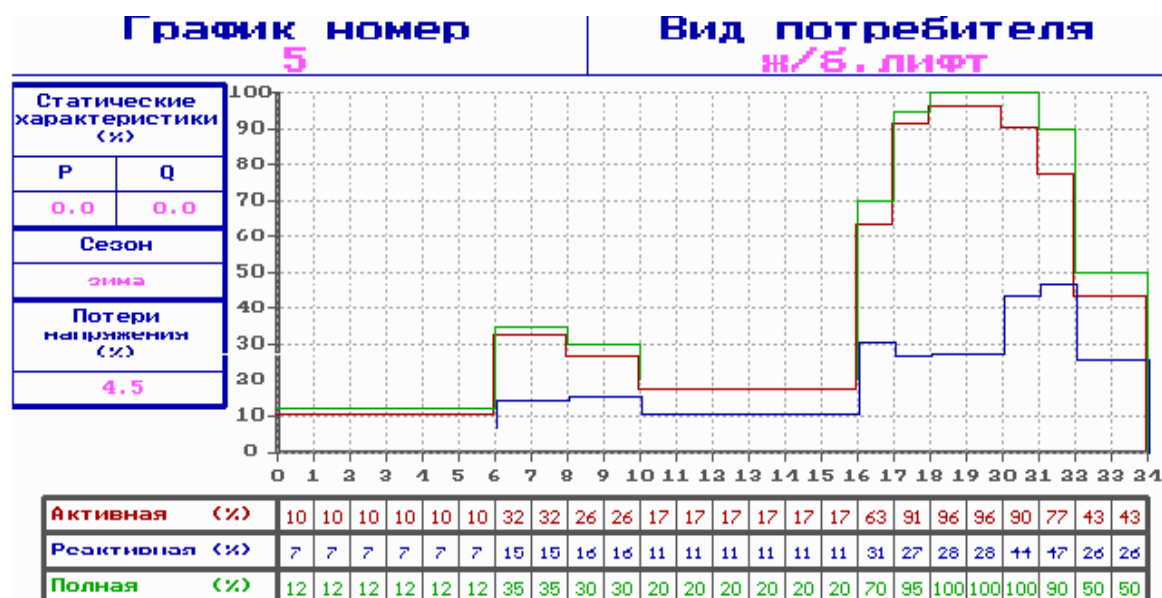


Рисунок 3.12 – Базовий типовий графік навантаження споживачів

Таблица 3.4– Пропуск і втрати потужності в ЕПС з розімкненою ділянкою ТП5-ТП6

М п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск активной мощности [кВт]	Потери мощности			Зарядная мощность [кВАр]
				Активные [кВт]	Реактивные [%]	Реактивные [кВАр]	
1	пс 1 1	Линии-пит.	2843.5	23.6	0.83	8.3	14.6
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	2809.6	18.2	0.65	4.2	42.1
		ТР -недь	2768.0	22.5	0.81	85.6	
		-сталь		11.9	0.43	85.8	
		Абонент	0.0	0.0			
		Итого	2843.5	76.2	2.68	183.9	56.7
2	пс 1 2	Линии-пит.	2894.6	24.4	0.84	8.6	14.6
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	2859.6	18.9	0.66	4.3	42.1
		ТР -недь	2817.0	23.2	0.82	88.6	
		-сталь		11.9	0.42	85.8	
		Абонент	0.0	0.0			
		Итого	2894.6	78.4	2.71	187.3	56.7
3	ВСЕГО	Линии-пит.	5738.1	48.0	0.84	17.0	29.2
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	5669.2	37.1	0.65	8.5	84.2
		ТР -недь	5585.0	45.7	0.82	174.2	
		-сталь		23.8	0.43	171.6	
		Абонент	0.0	0.0			
		Итого	5738.1	154.6	2.69	371.3	113.4

Таблиця 3.5 – Втрати електроенергії при конфігурації схеми з розімкненою ділянкою між ТП5 і ТП6

п п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск электро- энергии [МВт*час]	Потери электроэнергии		Отношение потерь в группах к общин %
				[МВт*час]	[%]	
1	пс 1 1	Линии-пит.	803	4.70	0.59	21.74
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	797	3.64	0.45	16.83
		ТР -недь	782	4.48	0.57	20.72
		-сталь		8.81	1.13	40.71
		Абонент	0	0.00		
		Итого	803	21.63	2.69	100.00
2	пс 1 2	Линии-пит.	818	4.87	0.60	22.08
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	811	3.79	0.46	17.15
		ТР -недь	796	4.61	0.58	20.88
		-сталь		8.80	1.11	39.89
		Абонент	0	0.00		
		Итого	818	22.07	2.70	100.00
3	ВСЕГО	Линии-пит.	1621	9.58	0.59	21.91
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	1607	7.43	0.46	17.00
		ТР -недь	1578	9.09	0.58	20.80
		-сталь		17.61	1.12	40.30
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1621	43.70	2.70	100.00

3.3.2 Оптимізація топології розподільчої мережі 10 кВ району міста при наявності джерела розосередженої генерації

В нашій схемі було проведено оптимізацію так як в схемі присутні джерела розосередженої генерації та ТП4

Схема живлення мікрорайону з джерелом розосередженої генерації показана на рисунку 3.13.

Для початку виконаємо розрахунок режиму і втрат потужності для початкової схеми (розімкнена ділянка між ТП4 і ТП5) з джерелом

розосередженої генерації. Спочатку доповнимо дані про потужність джерела розосередженої генерації в БД програмного комплексу «ІВК-СЭС». Після цього одержимо графічне зображення схеми.

Результати одержані після розрахунку режиму наведені в таблиці 3.3.

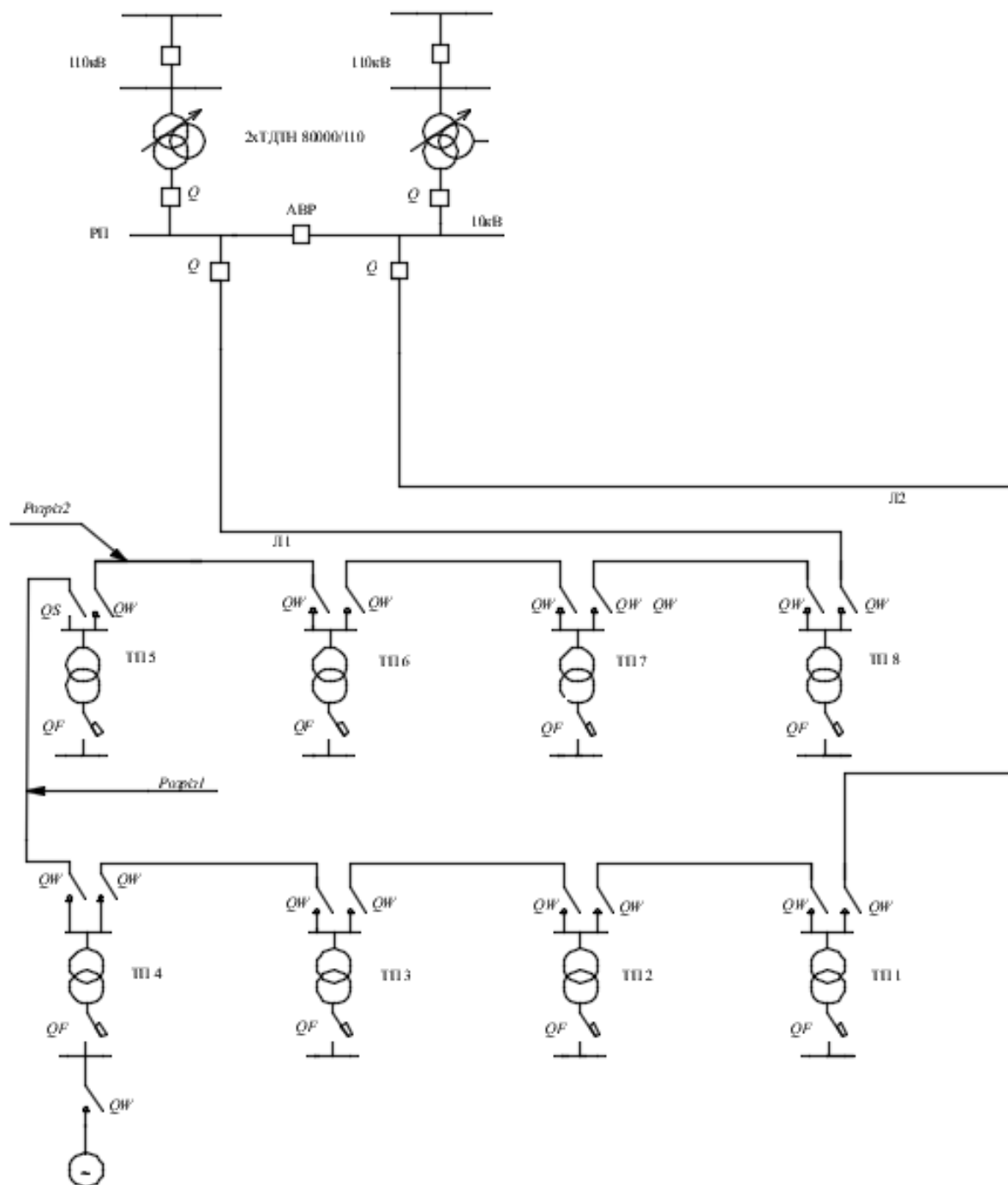


Рисунок 3.13 – Схема живлення мікрорайону з джерелом розосередженої генерації

Таблиця 3.6 – Розрахунок режиму

N п/п	Начальний		Конечний		Источник питания			Мощность		Ток	Заг	О	Напряжение		ПБВ Тр.		У-Нк	Потери	Потеря
	нопер	ветви	нопер	ветви	нопер	сш	яч	P [кВт]	Q [кВАр]	I [А]	руз [%]	Г Р.	[кВ]	[%]	Мот	Ктр	НН [%]	мощ. [кВт]	напря- жения,В
1	пс	1 1	рп	1 1	пс	1 1	11	2222	579	127	44		10.43	4.3				14.25	71.4
2						а	11												
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						б	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

НТУУ.001.7110.010 ПЗ

Арк.

142

Результати розрахунку передачі та втрат потужності в ЕПС наведені в таблиці 3.7 .

Таблица 3.7– Пропуск і втрати потужності в ЕПС з джерелом розосередженої генерації

N п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск активной мощности [кВт]	Потери мощности			Зарядная мощность [кВАр]
				Активные [кВт]	[%]	Реактивные [кВАр]	
1	пс 1 1	Линии-пит.	2185.4	13.9	0.63	4.9	14.6
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	2164.4	12.2	0.56	2.8	45.6
		ТР -недь	2130.2	18.2	0.85	64.4	
		-стапь		11.8	0.55	81.6	
		Абонент	0.0	0.0			
		Итого	2185.4	56.0	2.56	153.7	60.2
2	пс 1 2	Линии-пит.	2185.4	13.9	0.63	4.9	14.6
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	2164.4	12.2	0.56	2.8	45.6
		ТР -недь	2130.2	18.2	0.85	64.4	
		-стапь		11.8	0.55	81.6	
		Абонент	0.0	0.0			
		Итого	2185.4	56.0	2.56	153.7	60.2
3	ВСЕГО	Линии-пит.	4370.7	27.7	0.63	9.8	29.2
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	4328.8	24.4	0.56	5.6	91.2
		ТР -недь	4260.4	36.4	0.85	128.8	
		-стапь		23.5	0.55	163.2	
		Абонент	0.0	0.0			
		Итого	4370.7	112.0	2.56	307.4	120.4

Графічне зображення схеми з даними розрахунку наведено на рисунку 3.16 .

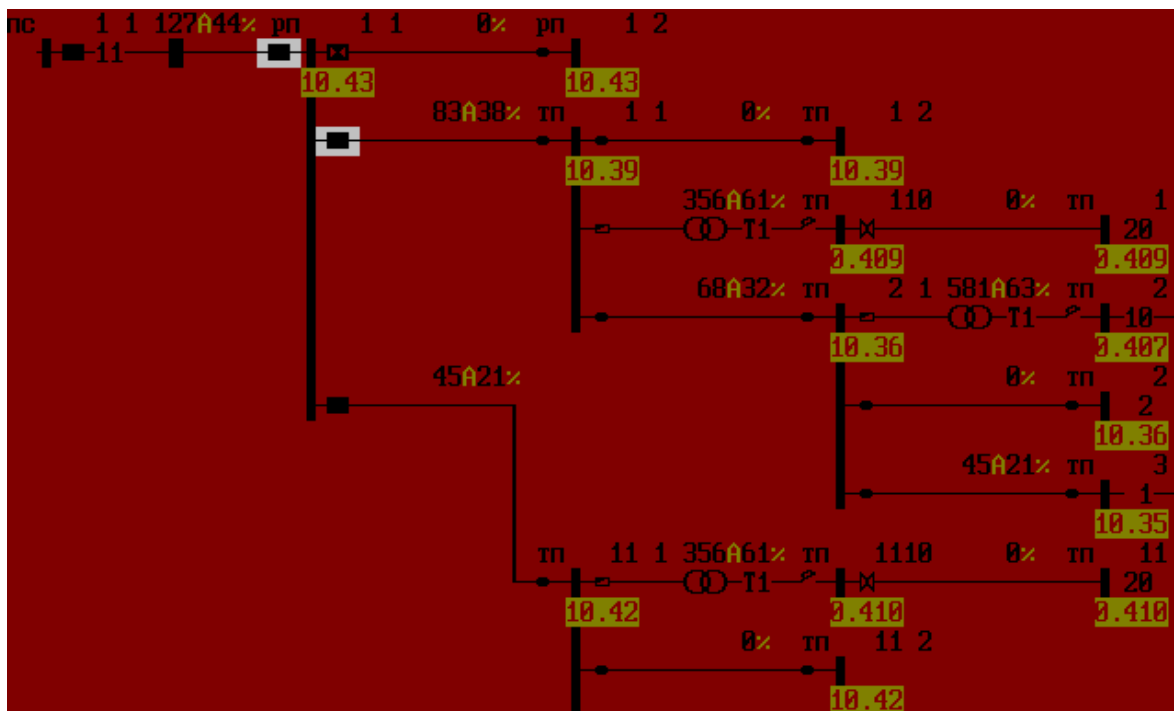


Рисунок 3.16 – Результати розрахунку

Тепер виконаємо автоматичну оптимізацію положень діленьків в електричній мережі з джерелом розосередженої генерації. В результаті розрахунків одержуємо, дане положення діленьків не є оптимальним. Так для виконання умов оптимізації необхідно замкнути перемичку між ТП4 і ТП5 та розімкнути між ТП5 і ТП6.(рисунок 3.17).

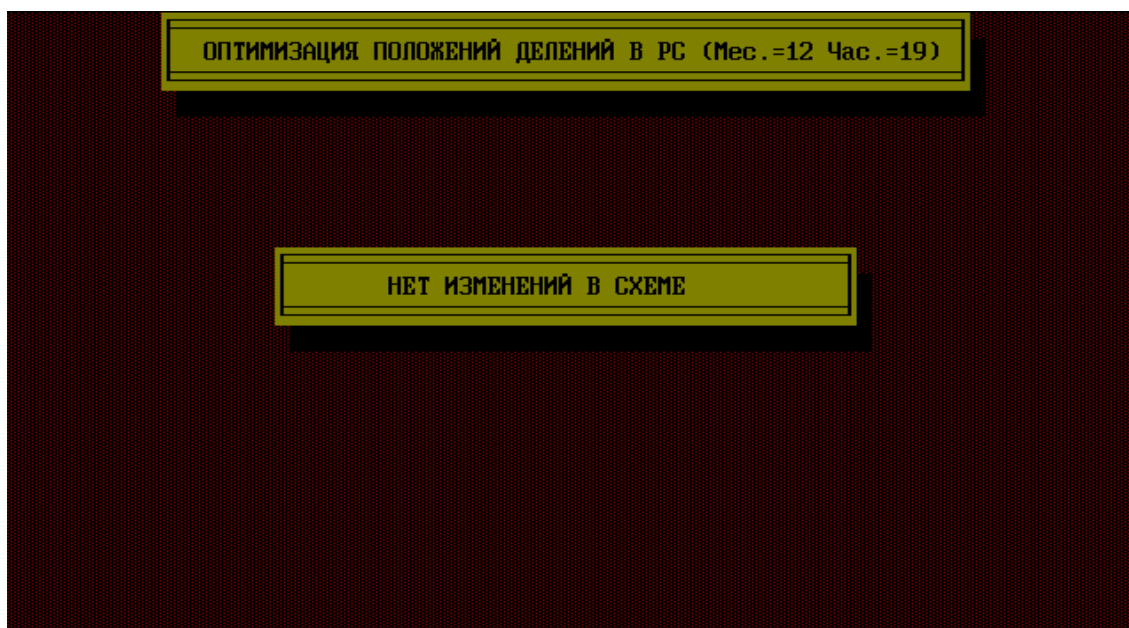


Рисунок 3.17 – Результати оптимізації

Також проведемо розрахунок по критерію мінімальних втрат електроенергії.

Результати розрахунку по критерію мінімальних втрат електроенергії наведені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Розрахунок втрат електроенергії за наявності джерела розосередженої генерації

п п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск электро- энергии [МВт*час]	Потери электроэнергии		Отношение потерь в группах к общин %
				[МВт*час]	[%]	
1	пс 1 1	Линии-пит.	730	3.75	0.51	19.20
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	724	3.13	0.43	16.01
		ТР -недь	711	4.02	0.57	20.58
		-стапь		8.63	1.21	44.21
		Абонент	0	0.00		
		Итого	730	19.52	2.68	100.00
2	пс 1 2	Линии-пит.	730	3.75	0.51	19.18
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	724	3.14	0.43	16.06
		ТР -недь	711	4.02	0.57	20.57
		-стапь		8.63	1.21	44.19
		Абонент	0	0.00		
		Итого	730	19.53	2.68	100.00
3	ВСЕГО	Линии-пит.	1460	7.50	0.51	19.19
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	1448	6.26	0.43	16.03
		ТР -недь	1421	8.04	0.57	20.58
		-стапь		17.26	1.21	44.20
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1460	39.06	2.68	100.00

На рисунку 2.20 показано добовий графік роботи джерела розосередженої генерації.

Для достовірності розрахунків проведемо розрахунок втрат потужності та електроенергії для схеми електропостачання району міста з джерелом розосередженої генерації з розімкненою ділянкою між ТП5 та ТП6. Результати

розрахунків наведено в таблицях 3.9 і 3.10.

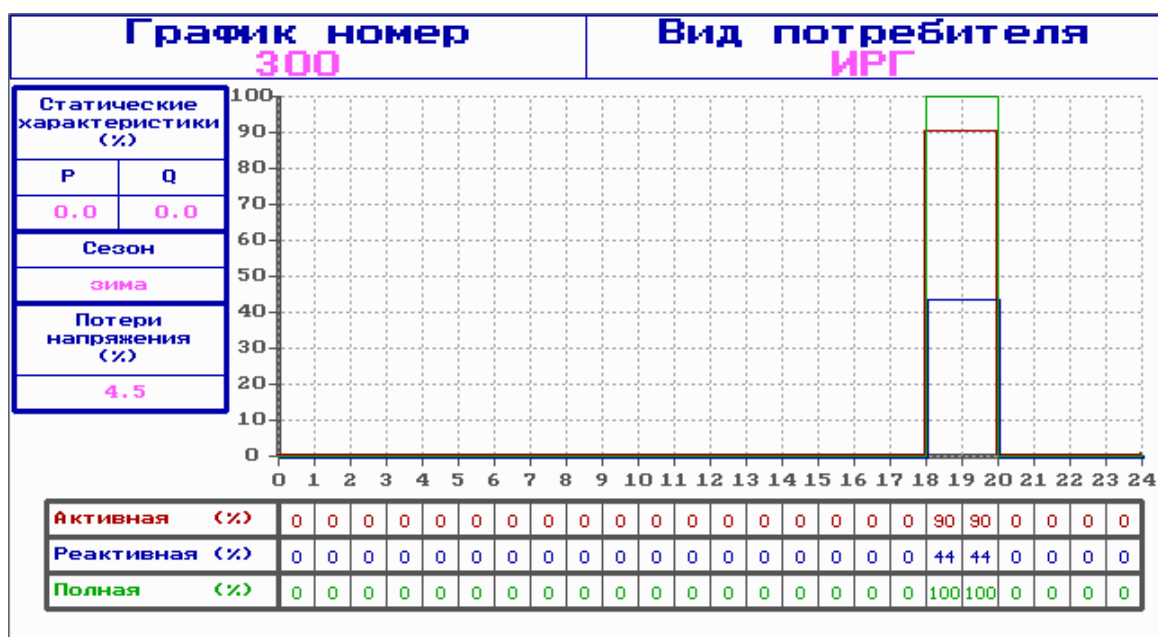


Рисунок 3.18 – Добовий графік роботи джерела розосередженої генерації

Таблица 3.9– Пропуск і втрати потужності в ЕПС з джерелом розосередженої генерації з розімкненою ділянкою між ТП5 і ТП6

N п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск активной мощности [кВт]	Потери мощности			Зарядная мощность [кВАр]
				Активные [кВт]	Реактивные [кВАр]	Реактивные [%]	
1	пс 1 1	Линии-пит.	2185.3	13.9	0.64	4.9	14.6
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	2164.8	10.9	0.50	2.5	45.6
		ТР -медь	2131.4	18.2	0.85	64.5	
		-сталь		11.7	0.55	81.6	
		Абонент	0.0	0.0			
2	пс 1 2	Итого	2185.3	54.7	2.50	153.5	60.2
		Линии-пит.	2185.3	13.9	0.64	4.9	14.6
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	2164.8	10.9	0.50	2.5	45.6
		ТР -медь	2131.4	18.2	0.85	64.5	
		-сталь		11.7	0.55	81.6	
3	ВСЕГО	Абонент	0.0	0.0			
		Итого	2185.3	54.7	2.50	153.5	60.2
		Линии-пит.	4370.6	27.8	0.64	9.8	29.2
		Реакторы		0.0	0.00	0.0	
		Линии-связи		0.0	0.00	0.0	
		Линии-распр	4329.6	21.7	0.50	5.0	91.2
		ТР -медь	4262.9	36.4	0.85	129.0	
		-сталь		23.5	0.55	163.2	
		Абонент	0.0	0.0			
		Итого	4370.6	109.4	2.50	307.0	120.4

Таблиця 3.10 – Втрати електроенергії при конфігурації схеми з розімкненою ділянкою між ТП5 і ТП6 і наявністю джерела розосередженої генерації

п п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск электро- энергии [МВт*час]	Потери электроэнергии		Отношение потерь в группах к общин %
				[МВт*час]	[%]	
1	пс 1 1	Линии-пит.	730	3.76	0.51	19.01
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	724	3.36	0.46	17.01
		ТР -медь	711	4.02	0.57	20.35
		-сталь		8.62	1.21	43.63
		Абонент	0	0.00		
		Итого	730	19.76	2.71	100.00
2	пс 1 2	Линии-пит.	730	3.76	0.51	19.01
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	724	3.36	0.46	17.01
		ТР -медь	711	4.02	0.57	20.35
		-сталь		8.62	1.21	43.63
		Абонент	0	0.00		
		Итого	730	19.76	2.71	100.00
3	ВСЕГО	Линии-пит.	1460	7.51	0.51	19.01
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	1449	6.72	0.46	17.01
		ТР -медь	1421	8.04	0.57	20.35
		-сталь		17.24	1.21	43.63
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1460	39.52	2.71	100.00

Висновки

В даному розділі виконано оптимізацію топології розподільчої мережі 10 кВ району міста. Дані для розрахунку були взяті з електричної частини дипломного проекту. За результатами виконання автоматичної оптимізації положень розмикань в електричній мережі встановлено що початкова конфігурація без джерела розосередженої генерації вже була оптимальною, враховуючи розрахунок втрат потужності та електроенергії.

Також в цьому розділі було досліджено вплив джерела розосередженої генерації встановленого на ТП4, на топологію розподільчої мережі 10 кВ району міста. За результатами виконання автоматичної оптимізації положень

розмикань в електричній мережі з джерелом розосередженої генерації встановлено, що початкове місце розмикання не є оптимальним за критерієм мінімальних втрат потужності для даної конфігурації схеми, і вибране інше місце розмикання (між ТП5 і ТП6), що є оптимальним за критерієм мінімальних втрат потужності. Однак дивлячись на вибір раціональної топології схеми з джерелом розосередженої генерації по критерію мінімальних втрат електроенергії, дане місце розмикання не є раціональним.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						148
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 10КВ

4.1 Загальна характеристика об'єкта.

В даному бакалаврському проекті ми використовуємо кабельні лінії, за допомогою яких відбувається живлення споживачів електричною енергією. Ці кабельні лінії мають пряме відношення електричного характеру між ЦПЖ до РП та ТП 10/0,4 кВ. В таблиці 4.1 представлені марки кабелів які використовуємо в даному проекті.

Таблиця 4.1- загальна характеристика об'єкта [2]

Найменування	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія розміщення	Категорія пожежної безпеки
Кабель марки АПвП	Згідно проектних рішень ПУЕ ВКРУ	Заглиблення в землю на 0,7-5 м	Прихованим способом в землі (в траншеях)	Категорія Д

Розшифровка кабелю АПвП:

А- алюмінієва струмопровідна жила

Пв – ізоляція жил із зшитого поліетилену

П – оболонка із поліетилену.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Микитенко А.В.			ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ		Арк.	
Перевір.		Журавльов А.О.					149	160
Перевір.		Третьякова Л. Д.				ІЕЕ ОЕ-п71		
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.						

Таблиця 4.2- Основі характеристики кабелю марки АПвП.

Найменування	Основні характеристики	Числові показники
Кабель АПвП	Теоретична вага на 1 км	5277,00 кг
	Діаметр поперечного перерізу	63,90 мм
	Мінімальний радіус вигину	959 мм
	Номінальна товщина ізоляції	3,40 мм
	Номінальна товщина оболонки	3,5 мм
	Допустиме струмове навантаження при прокладці в землі (в площині)	338 А
	Допустиме струмове навантаження при прокладці на повітрі (в площині)	374 А
	Індуктивний опір жил при частоті 50 Гц (в площині)	0,175 Ом/км
	Індуктивність кабелю (в площині)	0,262 мГн/км
	Реактивно-індуктивний опір кабелю (в площині)	0,082 Ом/км
	Допустимі струми одно секундного короткого замикання в мідних екранах	4,8 кА
	Електричний опір жил кабелів змінним струмом при температурі 90°C	0,211 Ом/км
	Реактивно ємнісний опір	8,23 Ом/км
	Струм заряду на фазу	0,7 А/км
	Ємнісний струм короткого замикання на землю	2,1 А/км
	Допустимий струм короткого замикання	17,50 кА
	Електричний опір жил постійного струму при температурі 20°C	Не більше 0,0991 Ом/км
	Електрична ємність пари	Не більше 0,42 нФ/км

4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації енергетичного об'єкту

Прокладання та експлуатації кабельних ліній потребує певної кількості працівників та високого рівня їхньої кваліфікації. Бригада повинна складатися з 5 чоловік, 4 з яких – слюсарі-монтажники, що мають IV-ю групу допуску з електробезпеки, та 1 бригадир, що має V групу допуску з електробезпеки. Місце роботи зазвичай на підвір'ї (зовнішнє середовище).

Розглянемо послідовність прокладання кабелю:

1. Створюємо схему ділянки за яким прокладете кабель. Вказуємо розміри до кутів і стін будівель, дерев, стовпів і інших стаціонарних об'єктів. Це в подальшому допоможе зрозуміти де закладено кабель і уникнути його пошкодження при посадці і подальшому зростанні коренів дерев, при встановленні додаткових стовпів. На стінах будинків фарбою помічаємо місця введення кабелю.
2. Розмітимо і вириємо траншею. Встановимо і зафіксуємо стовпи для освітлення.
3. Створюємо подушку з дрібного ґрунту (без гострих каменів, скла) або піску. Трамбуємо її, повинна вийти висота близько 10 см.
4. Прокладемо кабель з запасом по довжині. Закупуйте цілу довжину, уникайте муфтових з'єднань в землі. В місцях зі здавлюючим навантаженням (автомобільна дорога, в'їзд в гараж) заготовимо труби, крізь які протягнемо провідник. У місцях з ймовірністю пошкоджень в процесі експлуатації (закопані плити, арматура, які не вдалося видалити) створюємо футляри (наприклад, з азбестового труби, порізаної уздовж на дві частини).
5. Після закладки мультиметром (з вбудованим омметром) перевіряємо відсутність замикань між жилами, а також між жилами і бронею.
6. Засипаємо провідник дрібним ґрунтом або піском. Трамбуємо, подушка повинна бути висотою також близько 10 см.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						151
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. Закидаємо раніше викопаний непідготовлений ґрунт. Прокладемо червону сигнальну стрічку з написом «Обережно кабель» (вона знаходиться на висоті близько 25 см від кабелю).

8. Остаточно закопаємо траншею з урахуванням подальшої усадки землі після дощу.

9. Нова перевірка мультиметром на замикання жил з землею.

Кабельні лінії можуть забезпечувати надійну та довговічну роботу тільки при умові виконання технології монтажних робіт та вимог правил технічної експлуатації. Необхідно уважно слідкувати за станом кабельних колекторів, тунелів та шахт, де зосереджена велика кількість кабелів (тут може виникнути пожежа). Температура повітря всередині кабельних побудов не повинна перевищувати температуру повітря назовні більше ніж на 10 С.

На шляхах кабельних ліній напругою до 35 кВ систематично проводять огляди:

- кабелів, що прокладені в землі (не рідше 1 разу на місяць)
- кінцевих муфт (більше 1 кВ - 1 раз в 6 місяців; до 1 кВ - 1 раз на рік)
- кабельних колодязів (2 рази на рік)

Позачергові огляди проводять в періоди паводків та після дощових злив.

Кабельні лінії 110-220 кВ підлягають огляду: прокладені в землі - 2 рази на місяць;

Прокладені в колекторах та тунелях, а, також, кабельні колодязі з муфтами - 1 раз на 3 місяці; підживлюючі пункти, оснащені сигналізацією тиску масла - 1 раз на місяць; без сигналізації - по місцевим інструкціям.

Особливу увагу необхідно приділяти кабелям, прокладеним в районах проходження в місцях електрифікованого транспорту. Не менше 2 раз на протязі першого року експлуатації кабельної лінії необхідно вимірювати рівень потенціалів та блукаючих струмів; при виявленні їх небезпечних величин повинні бути прийняті необхідні заходи.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						152
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 4.3- Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показників
Параметри Мікроклімату [3]	Температура повітря	В холодний період –16–18 ⁰ С В теплий період –18–20 ⁰ С
	Вологість	Незалежно від пори року та категорії робіт 40-60%
	Швидкість руху повітря	В холодний період –0,1–0,3м/с В теплий період –0,2–0,4м/с
	Температура внутрішніх поверхонь робочої зони	Неповинна виходити більш ніж на 2 ⁰ С за межі оптимальних величин температури повітря для даної категорії робіт
Важкість праці [4]	Переміщення вантажів	10-15кг
	Робоче положення	«стоячи», «стоячи зігнувшись»
	Статичні та динамічні навантаження	(230...290)(Вт·год)
	Категорія робіт	ІІІ категорія
Напруженість праці [4]	Тривалість зосередженого спостереження	70% робочого часу
	Тривалість активних дій	80% робочого часу 1 зміна, 8 годин
	Змінність	20% робочого часу
	Напруженість органів чуття	3 ір
	Категорія	ІІІ категорія
Шум [4]	Рівень звуку, дБ	100 дБ
Пил [4]	Запиленість середовища	<6 мг/м ³
Вібрація [4]	-	
Освітлення [7]	Тип освітлення	комбіноване

4.4 Визначення та оцінка шкідливих небезпечних виробничих чинників

Таблиця 4.4 – перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Напруга[8]	В залежності від типу кабеля	24-42В
Струм[8]	В залежності від типу кабеля	0,6 А
Запиленість Середовища [4]	<i>бмг/м</i>	<i>2мг/м</i>
Шум[4]	До 100 Дб	85дБ
Важкість[4]	ІІІ категорії	
Хімічні речовини[9]	-	-
Оцінка умовпраці[4]	Шкідливі ІІІкатегорії	

4.5 Вибір технічних та організаційних заходів безпеки праці

Перед початком проведення електромонтажних робіт керівник повинен здійснити:

- провести первинний інструктаж, який стосується:
 - Характеру та безпечних методів виконання робіт (у тому числі за складних погодних умов);
 - Наявності небезпечних зон та відкритих каналів і траншей;
 - Порядок розвантажування та складування матеріалів, устаткування , конструкцій;
 - Місць та порядку підключення зварювальних трансформаторів, трансформаторів безпеки, електрифікованого інструменту, засобів електроосвітлення, випробувальних апаратів;
 - Наявності діючих електроустановок;
 - Надання першої медичної допомоги.
- Перевірити наявність та термін дії посвідчень з охорони праці, електропожежобезпеки, посвідчень на право виконання спеціальних видів робіт

(зварювання, користування пороховими інструментами, газозварювання, монтаж кабельної арматури).

3. Видати наряд-допуск операторам на виконання робіт підвищеної небезпеки з проведенням цільового інструктажу та записом до журналу реєстрації інструктажів з питань охорони праці. Підписи інструкторів та інструктованих у журналі обов'язкові.
4. Попередити працюючих, що з'єднання та від'єднання від мережі обладнання, механізмів, інструменту, інвентарних шаф тощо (крім оперативного вмикання і вимикання) в умовах будівельного майданчика виконуються тільки службою експлуатації власника електромережі, якщо не існує іншої письмової домовленості з власником.
5. Електромонтажнику необхідно отримати перевірені: засоби індивідуального захисту;
6. Підготувати робоче місце: прибрати зайві предмети, перевірити освітлення, надійність настилів та огорож, перекриття каналів та закриття отворів.
7. Перевірити справність драбин. Вони повинні мати інвентарні номери, що відповідають реєстраційному обліку в журналі, а також тавро з датою наступного випробування.
8. Помости, риштування та площадки мостових кранів, які використовуються для монтажу силових та освітлювальних мереж, повинні мати по всьому периметру суцільні настили та захисну огорожу заввишки не менше 1,1 м.

4.6 Вибір індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 4.5 – Перелік елетрозахисних засобів

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						155
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Назва ЗІЗ	Матеріал ЗІЗ	Марка	Зона захисту
Робочий костюм (куртка та напівкомбінезон)	100% х\б	S-411	тулуб , верхні та нижні кінцівки
Черевики на діелектричні підшві	натуральна шкіра	ПУП 220Т	щиколотка
Каска	поліетилен	EN 397	голова
Захисні окуляри	пластик	Sigma	очі
Рукавиці	латекс	RELSEC-10	Кисть
Рукавиці	шкіряні крага з підкладкою	S-H14	кисть

4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж і вибухів

Відповідно до норм з пожежної безпеки на об'єкті наведені первинні засоби до тушіння пожеж, а також технічні та організаційні засоби – у разі виникнення пожежі або вибуху. Всі засоби та заходи тушіння пожежі знаходяться в приміщенні РП чи біля трансформатора. Результати вибору наведені у таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Вуглекислотний вогнегасник ВВ-2:	Пересувний, тривалість дії – 25 с, довжина струмені – 5м	У приміщенні, розміщено в коридорах через 70 м
Блискавка захист	Сітчастий, на поверхні даху, з кроком 10м.	ІІІ категорія, приміщення

Продовження таблиці 4.6

Мережа протипожежного водогону	Повинна мати постійний напір води	Мережа повинна бути корозостійкою
Забезпечення засобами зв'язку	Забезпечення передавання повідомлень про пожежу в будь який час доби	Зрозумілий та зручний для використання. В легкому доступі для персоналу.
Противогаз	M98 «Scott» з фільтром ХС від моно оксид вуглецю.	Температура зберігання – від -10°C до 25°C. Термін зберігання – 5 років
Захаращування	Не допускається розміщення обладнання яке не стосується технології роботи.	Все обладнання повинно знаходитись на своїх місцях.
Перевірка плавких вставок	З зазначенням клейма номінального струму вставки	Забороняється використовувати не клеймовані плавкі вставки

4.8 Розрахунок блискавкозахисту

Очікувана кількість уражень об'єкта блискавкою за рік N визначається за наступними формулами:

-для будівель і споруд прямокутної форми

$$N = [(S + 6 \cdot h_{об}) \cdot (L + 6 \cdot h_{об}) - 7,7 \cdot h_{об}^2] \cdot n \cdot 10^{-6}$$

$$N = [(40 + 6 \cdot 10) \cdot (25 + 6 \cdot 10) - 7,7 \cdot 10^2] \cdot 5,36 \cdot 10^{-6} = 0,04$$

де $h_{об}$ – найбільша висота об'єкта, м,

L – довжина об'єкта, м,

S – ширина об'єкта, м,

n – щільність ударів блискавки на 1 км² земної поверхні за рік, визначена за даними метеорологічних спостережень в місці розташування об'єкта, 1/км² рік. Якщо дані спостережень відсутні n може бути приблизно розраховано за формулою

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		157

$$n = \frac{6,7 \cdot T_{\text{гр}}}{100} = \frac{6,7 \cdot 80}{100} = 5,36$$

де $T_{\text{гр}}$ - середня тривалість гроз у годинах, визначена за картами інтенсивності грозової діяльності [19] або за середніми багаторічними (не менш 10 років) даними метеостанції, найближчої до місця знаходження об'єкта.

Наш цех відповідає класу 3 РБЗ (рівень блискавкозахисту). [19]

Цех доцільно захищати блискавко приймачами на покрівлі в виді чарунки 35х45 м. Оскільки будівля і є розміром 40 на 25 м то блискавко приймачі потрібні закріпити на краю будівлі. А спуски потрібно поставити шість штук. Також для III РБЗ – потрібно встановити заземлювач, який складається мінімум з двох вертикальних електродів довжиною не менше ніж 3м, об'єднаних горизонтальним електродом і відстанню між ними, також, не менше ніж 3 м.

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						158
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки

В розділі дипломного проекту з питань охорони праці та пожежної безпеки було розглянуто на прикладі кабельних ліній типу АПВП, які підводять до цеху.

Здійснено аналіз шкідливих факторів як виробничих так і технологічних . Було приведено небезпечну наругу при електромонтажі ЛЕП у відповідності до їхнього перерізу, приведене допустиме значення струму величиною 0,6А.

Також було розглянуто детальний опис організації монтажних робіт, обов'язки і види робіт, що виконуються електромонтером. Режим роботи електромонтера - однозмінний. Тривалість робочої зміни 8 годин. До складу бригади входять 5 чоловіків за кваліфікацією: слюсарі-монтажники, 4 з яких мають IV рівень допуску, та 1 бригадир, який має V рівень допуску. Робота, що виконується має середній рівень важкості. Проаналізовані шкідливі і небезпечні виробничі чинники та визначені техніко-організаційні заходи з умов праці і пожежна безпека.

Відповідно також приведений список використання засобів індивідуального захисту при електромонтажних робіт ЛЕП. Ці засоби допомагають знизити вірогідність ураження електричним струмом.

Для безпеки працівників під час пожежі, було вибрано порошковий вогнегасник ВП-5 який як раз підходить для цеху і має ряд значних переваг. Також для забезпечення органів дихання під час пожежі був обраний протигаз ГП-21 з фільтром СО. Саме основне це те, що працівники повинні проходити інструктаж і дотримуватись усіх правил з пожежної безпеки.

Для електромеханічного цеху з площею 40х25 м. було пораховано захист від атмосферних зарядів і вибрано блискавкозахист який відповідає нормам [19].

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						159
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Список використаної літератури

1. Технічні характеристики кабеля типу АПвП.
2. Правила улаштування електроустановок, електросилові установки
3. ДСНЗ.3.6.042-99.Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
4. ДСНЗ.3.6.037-99.Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу.
5. ДСТУ «Паливо дизельне. Технічні умови»
6. Інструкція по експлуатації ТМ-250-10/04
7. ДБНБ.2.5.-28-2006 «Природне і штучне освітлення»
8. ДБНА.3.2-2-2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці та промислова безпека у будівництві.
9. ПП1.9.10-020-1999. Примірна інструкція з охорони праці при роботі з кислотами та їдкими речовинами
10. ДСНЗ.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку
11. ДСТУ 4676:2006. Засоби індивідуального захисту.
12. ДБН 2.09.04-87. Державні будівельні норми. Адміністративні та побутові будівлі.
13. ДБН В.1.2-7-2008. Основні вимоги до будівель і споруд. Пожежна безпека. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України

					НТУУ.001.7110.010 ПЗ	Арк.
						160
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		