

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ С. КОТЕЛЬНИЦЯ
НИЖНЬОВОРІТСЬКОЇ ОТГ ЗАКАРПАТСЬКОЇ ОБЛАСТІ З
ВПРОВАДЖЕННЯМ СИСТЕМИ АВР
ФЕЛЬДШЕРСЬКО-АКУШЕРСЬКОГО ПУНКТУ»**

Виконав: студент II курсу

групи Ен – 22сп спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Яворський В. І.

(підпис)

(прізвище та ініціал)

Керівник: Левонюк В. Р.

(підпис)

(прізвище та ініціал)

Рецензент: Пташник В. В.

(прізвище та ініціал)

ДУБЛЯНИ 2023

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) рівень
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

д.т.н., професор Калахан О. С.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ _____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Яворського Віталія Івановича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Система електропостачання с. Котельниця Нижньоворітської ОТГ Закарпатської області з впровадженням системи АВР фельдшерсько-акушерського пункту»

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 453/к-с від 30.12.22 р.

2. Строк подання студентом роботи 16.06.23 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

1 Характеристика об'єкта

2 Розрахунок системи електропостачання

3 Система автоматичного ввімкнення резервного живлення фельдшерсько-акушерського пункту

4 Охорона праці та довкілля

5 Техніко-економічний розрахунок

Висновки

Перелік джерел посилання

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

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 30.12.22 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Формування та представлення характеристики об'єкта електропостачання</i>	<i>30.12.2022 – 31.01.2023</i>	
2	<i>Здійснення розрахунків мережі електропостачання населеного пункту</i>	<i>1.02.2023 – 17.03.2023</i>	
3	<i>Вибір уставок та схеми пристрою АВР</i>	<i>20.03.2023 – 21.04.2023</i>	
4	<i>Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій</i>	<i>24.05.2023 – 5.05.2023</i>	
5	<i>Вивчення питання охорони довкілля та проведення економічного обґрунтування прийнятих рішень</i>	<i>8.05.2023 – 19.05.2023</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>22.05.2023 – 2.06.2023</i>	
7	<i>Завершення проекту в цілому</i>	<i>5.06.2023 – 16.05.2023</i>	

Студент

Яворський В. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.31:614.212(477.87)

Яворський В. І. «Система електропостачання с. Котельниця Нижньоворітської ОТГ Закарпатської області з впровадженням системи АВР фельдшерсько-акушерського пункту». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2023 р. 44 с. 13 таблиць, 9 рисунків, 25 джерел та посилань.

Мета кваліфікаційної роботи – розробка система електропостачання с. Котельниця Нижньоворітської ОТГ Закарпатської області з впровадженням системи АВР фельдшерсько-акушерського пункту.

В роботі представлено розробку електричної мережі живлення села Котельниця Нижньоворітської ОТГ Закарпатської області із впровадженням системи АВР. Зроблено коротку характеристика населеного пункту, та обґрунтовано тему кваліфікаційної роботи. Здійснено розрахунок та вибір трансформаторів і трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ, вибрано проводи електричної мережі, виконано обчислення аварійних режимів та захисту від них. Розроблено принципові електричні схеми мережі та релейного захисту. Обчислено систему АВР та розроблено її принципову схему. Роботу системи АВР просимульовано у програмному комплексі *CADe SIMU*. Розкрито питання охорони праці та довкілля. Виконано техніко–економічні обчислення втрат у мережі та собівартості передачі енергії спроектованою мережею.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ТРАНСФОРМАТОР, ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГИ, МОДЕРНІЗАЦІЯ, АВТОМАТИЧНЕ ВВІМКНЕННЯ РЕЗЕРВУ

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА	7
1.1 Загальна характеристика об'єкта	7
1.2 Обґрунтування теми дипломної роботи	9
2. РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	10
2.1 Визначення розрахункових навантажень	10
2.2 Вибір трансформатора та трансформаторної підстанції мережі 10/0,38 кВ	15
2.3 Розрахунок та вибір проводів мережі 0,38 і 10 кВ	17
2.4 Розрахунок аварійних режимів	20
2.5 Вибір і розрахунки захистів від аварійних режимів	23
3. СИСТЕМА АВТОМАТИЧНОГО ВВІМКНЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ФЕЛЬДШЕРСЬКО-АКУШЕРСЬКОГО ПУНКТУ	26
3.1 Основні поняття про автоматичне ввімкнення резервного живлення	26
3.2 Розрахунок пристрою АВР	27
3.3 Вибір схеми АВР та опис її роботи	29
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ	31
4.1 Структурно функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій	31
4.2 Розрахунок блискавкозахисту для підстанції	34
4.3 Пожежна безпека	35
4.4 Охорона довкілля	37
5. ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК	38
5.1 Визначення втрати електричної енергії в електричній мережі	39
5.2 Визначення собівартості передавання електричної енергії	40
ВИСНОВКИ	41
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	42

ВСТУП

У сучасному світі важко уявити собі нормальне життя без електроенергії. Зараз вона потрібна всюди, як у великих містах так і в малих селах. Електроенергія є важливим фактором у розвитку сільського господарства, промисловості, транспорту, а також науково-технічного прогресу.

Перші кроки до генерації та постачання електроенергії були зроблені в кінці XVIII початку XIX століття. З того часу сільське господарство значно розширилось і почало потребувати значно більше електроенергії, що призвело до швидкого розвитку електричних мереж. Сьогодні, коли електрифікація держави досягла значного рівня, електричною енергією забезпечені найвіддаленіші села. Проте в основному ці мережі були прокладені ще в минулому столітті, а тоді ніхто не передбачав, що електричні пристрої настільки розвинулися. Також, збільшилась їхня кількість, що призвело до зростання електроспоживання. Через що, кількість аварій на підстанціях сильно збільшилась з роками.

В нас час кількість споживачів електричної енергії у сільській місцевості безупинно зростає, внаслідок чого збільшується і споживання електричної енергії. Довжини ліній збільшуються, а самі лінії модернізуються. Зараз загальна довжина ліній електропередачі сягає 5,5 – 6 млн. км., в сільській місцевості, через досить велику їх протяжність і відносно малу кількість споживачів на кілометр лінії (у порівнянні з міськими мережами), питома вартість електропередачі на одиницю потужності є досить великою.

За станом лінії електропередачі постійно стежать і покращують підрозділи районних електричних мереж відповідних обленерго. Також поступово модернізують застарілі мережі, та модернізують обладнання на підстанціях. Нинішня кваліфікаційна робота, власне і стосується модернізації електричної мережі населеного пункту.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА

1.1 Загальна характеристика об'єкта

Село Котельниця розміщене у Закарпатській області, Мукачівського району. Воно розташоване за 50 км до районного центру та за 25 км до залізничної станції Воловець і безпосередньо через це село проходить шосе Київ – Чоп. Населення села становить близько 500 осіб. Орган місцевого самоврядування – ОТГ Нижні Ворота. Село розміщене на кордоні Закарпатської та Львівської областей.

Розміщене село на висоті 573 метри над рівнем моря. Із геологічної точки зору село розміщене в південно-західній частині України. Основна водойма – річка Латориця, яка колись була досить великою, а тепер через вирубку лісів сильно зменшилась [1].

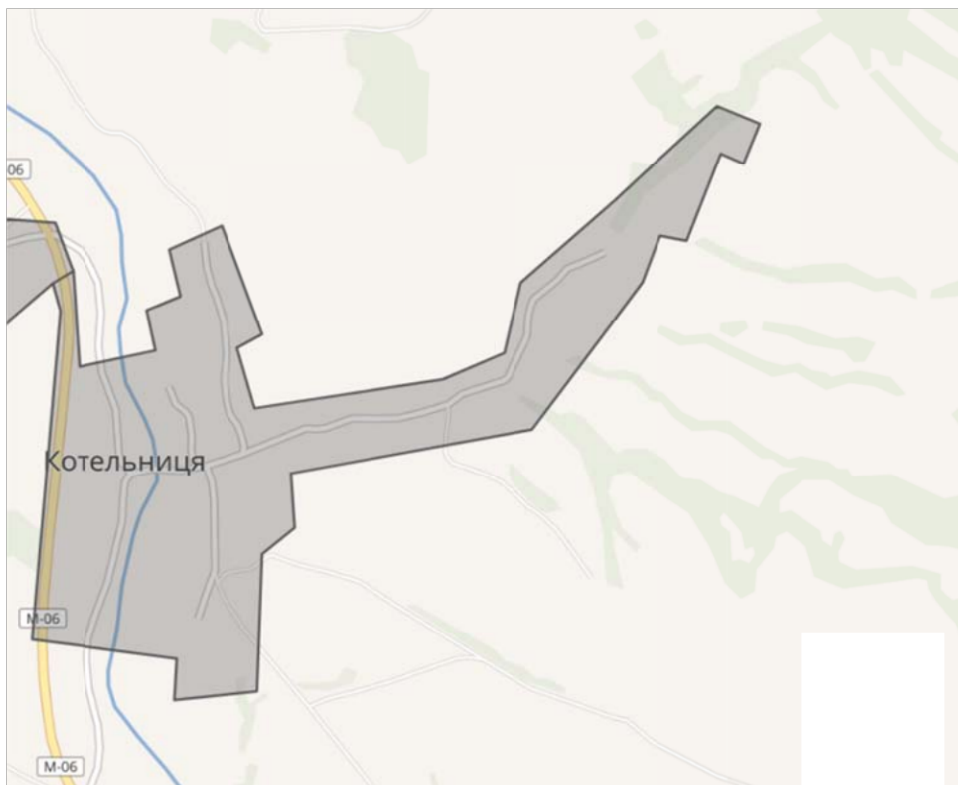


Рисунок 1.1 – Супутниковий знімок села Котельниця [2]

Електрифікація цього регіону розпочалася у 1900 роках. Перша електростанція у Закарпатській області була побудована в 1907 році у місті Мукачево, мала вона два гідрогенератори потужністю 140 кВт. Ця електростанція була побудована на річці Латориця, вона забезпечувала електроенергією місцеві

будинки та підприємства. Згодом у Закарпатській області було побудовано ще декілька електростанцій різних видів. У село Котельниця вперше почали постачати електроенергію приблизно в 1940 – 1950 роках.

Зараз постачанням електричної енергії у село займається ПРАТ «Закарпаттяобленерго», яке забезпечує ремонт та обслуговування ліній електропередач та інших елементів електричних мереж. Електроенергія у село передається мережею середньої напруги 10 кВ, а безпосередньо до споживачів мережею низької напруги 380 В. Повітряна лінія виконана проводом А-50, яка також використовується для зовнішнього освітлення території. У селі також є крита трансформаторна підстанція потужністю 160 кВА. Вона розміщена на краю села, її розташування було обумовлене тим, що колись на краю села була велика ферма і вона споживала багато електроенергії.

Стан трансформаторної підстанції знаходиться в задовільному стані, для захисту від атмосферної перенапруги на підстанції встановлено розрядники, а також вмонтовані заземлюючі пристрої. Зовнішнє освітлення села виконано світильниками із ЛЕД лампами та світильниками із простими лампами розжарення. Мережа зовнішнього освітлення ідентична мережі 0,38 кВ.

В с. Котельниця основними споживачами є приватні будинки, які в наш час споживають значну кількість електричної енергії, а також є невелика кількість підприємств для яких потрібно значно більше електроенергії. Серед них це дві СТО, невеличке підприємство з виготовлення меблів, фельдшерсько-акушерський пункт, дитячий садок, початкова школа, будинок культури на 100 місць, а також інші установи щоденного обслуговування людей, та установи культурно побутового обслуговування.

У селі немає централізованого опалення, тому багато будинків обігріваються електрообігрівачами, також водопостачання немає тому в кожному будинку є водяні помпи, які закачують із криниць або свердловин воду до осель. У сучасних умовах розвитку електроприладів та збільшення жителів та інфраструктури села приводить до потреби побудови нових електромереж або модернізації старих.

1.2 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи

Сучасні системи електропостачання міст та сіл повинні відповідати обсягу споживання електричної енергії, рівню розвитку технологій, і мати відповідну до вимог споживача надійність з урахуванням максимальної економічності та ефективності, а також забезпечувати показники якості електроенергії. Аналіз об'єкта показав, що для цього потрібно перемістити трансформаторну підстанцію оскільки вона знаходиться досить далеко від крайніх споживачів, що впливає на якість електричної енергії, зокрема на рівень напруги. Останнім часом на цій підстанції зросла кількість аварій, обумовлено це тим, що її навантаження значно збільшилося, через це проводи починають грітись оскільки їхній переріз замалий для такого навантаження. а також механічна міцність апаратів захисту з роками сильно зменшилася. Автоматичні вимикачі на підстанції встановлені типу АЗ710Б, які є досить старими і потребують заміни на нові європейського зразка. Електропостачання села проектувалось досить давно. З того часу збільшилась кількість будинків, а відповідно і кількість споживачів. Окрім того, прогрес не стоїть на місці і електроспоживання різних приладів збільшилось у кілька разів, та й самих споживачів в будинках стало набагато більше. Для цих споживачів є визначені певні умови до якості енергопостачання, які регламентуються правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [3].

Також, варто зазначити, що на території села розташований фельдшерсько-акушерський пункт, дитсадок, школа, та підприємства перерва в електропостачанні яких може завдати не тільки значні збитки, а й загрозу життю людини.

В мережі села досить давно не проводились експлуатаційні роботи через, що опори дерев'яні, які вже в досить аварійному стані і давно потребують заміни на нові, залізобетонні. Ці всі показники вказують на потребу виконання перерахунку і заміни мережі в селі Котельниця.

Враховуючи сказане, тема кваліфікаційної роботи «Система електропостачання с. Котельниця Нижньоворітської ОТГ Закарпатської області з впровадженням системи АВР фельдшерсько-акушерського пункту» є актуальною.

2 РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Визначення розрахункових навантажень

У цьому розділі ми зробимо розрахунок системи електропостачання села Котельниця. Розрахунки будемо проводити з врахуванням вуличного освітлення. Всі енергоспоживачі в населеному пункті будуть живитися від мережі 0,38 кВ від однієї підстанції 10/0,38 кВ. Треба розробити схему та розрахувати навантаження в мережі 0,38 кВ із забезпеченням автоматичного ввімкнення резерву (АВР). Навантаження житлових будинків визначають залежно від часу забудови та наявності газифікації. Для газифікованих будинків 2,2 кВт, для будинків без газу 2,8 кВт. У нашому випадку усі будинки не мають наявного газопостачання, тому приймаємо навантаження кожного будинку 2,8 кВт. Також потрібно врахувати коефіцієнти k_y та k_0 . Коефіцієнт участі (k_y) прийmemo 0,3 у денному навантаженні, у вечірньому – 1,0, коефіцієнт одночасності (k_0) прийmemo 0,6 для житлових будинків та для підприємств. Потужність зовнішнього освітлення для житлових будинків та підприємств прийmemo 350 Вт. Питома потужність освітлення 15 Вт на 1 м довжини вулиці.

Обчислюємо навантаження у вузлах за формулою:

$$P_{вч} = k_0 \cdot k_y \cdot n_б \cdot P_б, \quad (2.1)$$

де $P_{дн}$, $P_{вч}$ – денний і вечірній максимуми навантажень, кВт; $n_б$ – кількість будинків; $P_б$ – навантаження житлових будинків.

За формулою (2.1) отримаємо таке навантаження на першому вузлі:

$$P_{дн} = 0,6 \cdot 0,3 \cdot 6 \cdot 2,8 = 3 \text{ кВт}, \quad P_{вч} = 0,6 \cdot 1 \cdot 6 \cdot 2,8 = 10 \text{ кВт}.$$

Для решти вузлів розрахунок проводимо аналогічно. Результати представлено в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Денні та вечірні максимуми навантаження

Вузол	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_{дн}$, кВт	3	9,6	12,5	5,52	3	9,72	7,5	3	3,5	3,5	3	3,5
$P_{вч}$, кВт	10	15	17,6	13,2	10	16,2	10,44	10	11,7	11,7	10	11,7

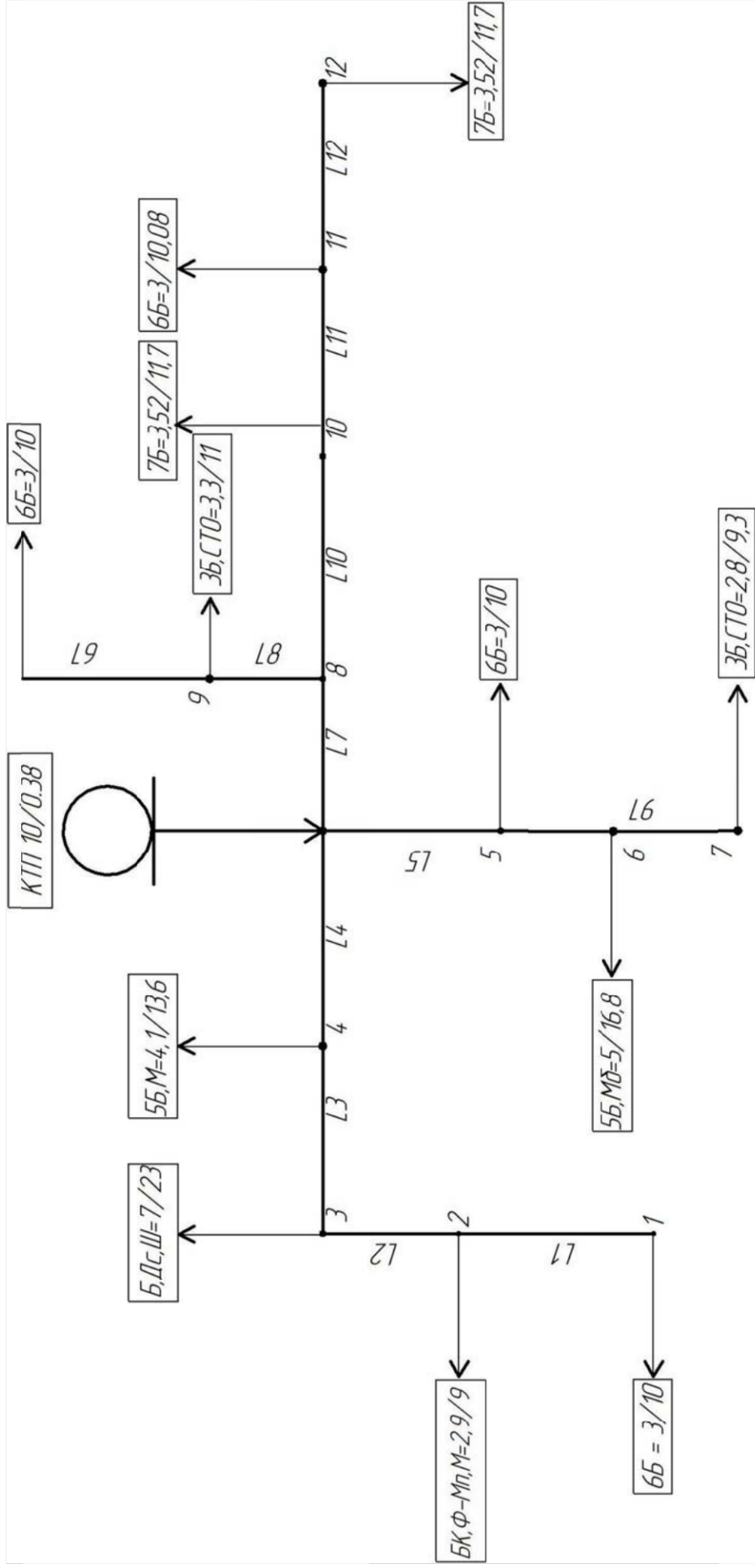


Рисунок 2.1 – Схема та розрахункові навантаження вузлів електричної мережі 0,38 кВ

На рисунку 2.1 показано вузли навантаження, лінії та споживачів і їх характеристики по денному та вечірньому активному навантаженню. Від виводів низької напруги живляться три фідери А – 1, 2, 3, 4; Б – вузли 5, 6, 7; В – вузли 8, 9, 10, 11, 12, 13. Мережа вуличного освітлення, яка не показана на схемі, оскільки повністю повторює конфігурацію мережі 0,38 кВ.

Визначимо загальне денне та вечірнє навантаження будинків за формулою:

$$\Sigma P_{\text{дн}} = k_0 \cdot k_y \cdot n_{\text{б}} \cdot \Sigma P_{\text{б}}, \quad (2.2)$$

$$\Sigma P_{\text{дн}} = 0,6 \cdot 0,3 \cdot 55 \cdot 2,8 = 27,72 \text{ кВт},$$

$$\Sigma P_{\text{вч}} = 0,6 \cdot 1 \cdot 55 \cdot 2,8 = 92,4 \text{ кВт}.$$

Тепер визначимо навантаження підприємств та об'єктів сільської інфраструктури за формулою:

$$P_{\text{п}} = k_0 \cdot (P_{\text{БК}} + P_{\text{Ф-Мп}} + P_{\text{М}} + P_{\text{Дс}} + P_{\text{Ш}} + P_{\text{М}} + P_{\text{СТО}} + P_{\text{СТО}} + P_{\text{МБ}}), \quad (2.3)$$

$$P_{\text{пдн}} = 0,6 \cdot (3 + 8 + 5 + 12 + 8 + 5 + 10 + 10 + 12) = 43,8 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{пвч}} = 0,6 \cdot (10 + 7 + 8 + 8 + 2 + 8 + 9 + 9 + 13) = 44,4 \text{ кВт}.$$

Обчислимо навантаження вуличного освітлення за формулою:

$$P_{\text{во}} = P_{\text{ос}} \cdot l_{\text{заг}}, \quad (2.4)$$

де $P_{\text{ос}}$ – питоме навантаження на 1 м довжини вулиці; $l_{\text{заг}}$ – загальна довжина вулиць села

$$P_{\text{во}} = 15 \cdot 1350 \cdot 10^{-3} = 20,25 \text{ кВт}.$$

Обчислимо навантаження вуличного освітлення будинків, підприємств та об'єктів інфраструктури села:

$$P_{\text{бо}} = n_{\text{б}} \cdot P_{\text{осб}}, \quad (2.5)$$

де $n_{\text{б}}$ – кількість будинків та інших споруд; $P_{\text{осб}}$ – нормована потужність зовнішнього освітлення.

$$P_{\text{бо}} = 64 \cdot 0,35 = 22,4 \text{ кВт}.$$

Обчислимо сумарне навантаження вуличного освітлення:

$$P_{\text{о}} = 22,5 + 25,2 = 47,7 \text{ кВт}. \quad (2.6)$$

Розрахуємо денне навантаження трансформаторної підстанції за формулою:

$$P_{\Sigma \text{дн}} = P_{\Sigma \text{б}} + P_{\text{пдн}}, \quad (2.7)$$

$$P_{\Sigma \text{дн}} = 27,72 + 43,8 = 71,52 \text{ кВт.}$$

Розрахуємо нічне навантаження трансформаторної підстанції:

$$P_{\Sigma \text{вч}} = P_{\Sigma \text{б}} + P_{\text{пвч}} + P_0, \quad (2.8)$$

$$P_{\Sigma \text{вч}} = 92,4 + 44,4 + 42,65 = 179,45 \text{ кВт.}$$

Обчислимо повні навантаження приймаючи $\cos \varphi = 0,9$, $\cos \varphi = 0,92$.

$$S_{\Sigma \text{дн}} = \frac{P_{\Sigma \text{дн}}}{\cos \varphi_{\text{дн}}}, \quad (2.9)$$

$$S_{\Sigma \text{дн}} = \frac{71,52}{0,9} = 79,46 \text{ кВт; } S_{\Sigma \text{вч}} = \frac{179,45}{0,92} = 195,05 \text{ кВт.}$$

Визначимо розрахункові навантаження ЛЕП 0,38 кВ. Для цього складемо таблицю навантажень ліній. Порядкові номери ліній вказані на схемі буквеним позначенням L. У кожному стовпчику таблиці вказані всі споживачі, які під'єднані до відповідної лінії та суми їх максимальних навантажень.

Таблиця 2.2 – Сумарна кількість споживачів та навантаження на лініях

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кількість будинків	6	6	7	12	13	7	29	9	6	20	13	7
Сума навантажень, кВт (вечір)	18,9	18,9	22	37,8	40,9	22	91,3	28,3	18,9	63	40,9	22
Кількість об'єктів		3	5	6	2	2	1	1				
Сума навантажень кВт, (день)		16	36	41	22	22	10	10				
Сума навантажень, кВт (вечір)		25	35	43	22	22	9	9				

Наведені дані в цій таблиці не є розрахунковими вони лише характеризують арифметичні суми навантажень, які під'єднані до ліній.

Розрахунок активних навантажень ліній будемо проводити підходом подібним до розрахунку активних навантажень трансформаторної підстанції. Для прикладу розрахуємо денне та вечірне активне навантаження лінії L3.

$$P_{3\text{дн}} = k_0 k_y n_{\text{б}} P_{\text{б}} + P_{\text{п}} = 0,6 \cdot 0,3 \cdot 7 \cdot 2,8 + 36 = 39,52 \text{ кВт},$$

$$P_{3\text{вч}} = k_0 k_y n_{\text{б}} P_{\text{б}} + P_{\text{п}} = 0,6 \cdot 1 \cdot 7 \cdot 2,8 + 35 = 51,96 \text{ кВт}.$$

Здійснюємо такий розрахунок для всіх інших ліній. Результати заносимо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахункові активні навантаження мережі (без освітлення)

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_{\text{дн}}$, кВт	3	19	39,5	47	28,5	25,5	24,61	14,53	3	10	6,55	3,52
$P_{\text{вч}}$, кВт	10	35	46,7	47	28,5	25,5	57,7	24,12	10	33,6	21,8	11,76

Звісно потрібно врахувати зовнішнє освітлення будинків, підприємств та об'єктів сільської інфраструктури, тому для прикладу здійснимо розрахунок навантаження лінії L3 із зовнішнім освітленням.

$$P_{3\text{вчо}} = P_{3\text{вч}} + (n_{\text{б}} + n_{\text{o}})P_{\text{бo}} = 30,8 + 10 \cdot 0,25 = 34,3 \text{ кВт}.$$

Таблиця 2.4 – Розрахункові активні навантаження мережі

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_{\text{дн}}$, кВт	3	19	39,5	47	28,5	25,5	24,6	14,5	3	10	6,55	3,52
$P_{\text{вч}}$, кВт	13,2	39,2	51,9	70,5	50	38,9	69,2	28,6	13,7	41,6	27,39	15,21

Повні розрахункові навантаження визначимо за значеннями відповідних величин коефіцієнтів потужності для денних та вечірніх навантажень мережі. Результати запишемо до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахункові повні навантаження мережі

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$S_{\text{дн}}$, кВт	3,3	21,1	43,9	52,2	31,7	28,36	27,35	16,15	3,36	11,2	7,28	3,92
$S_{\text{вч}}$, кВт	14,3	42,6	56,4	76,6	54,4	42,29	75,23	37,1	14,86	45,21	29,77	16,53

Розрахункові денне та вечірнє реактивні навантаження лінії мережі 0,38 кВ визначимо за виразом:

$$Q_{\text{дн}} = P_{\text{дн}} \cdot \text{tg} \cdot \varphi; Q_{\text{вчо}} = P_{\text{вчо}} \cdot \text{tg} \cdot \varphi. \quad (2.10)$$

Прийmemo коефіцієнт $\text{tg}\varphi=0,484$ для денного навантаження та 0,425 для вечірнього навантаження:

$$Q_{\text{дн}} = 39,52 \cdot 0,484 = 19,13 \text{ кВАр}.$$

Решту розрахунків проводимо аналогічно і записуємо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Денне та вечірнє реактивне навантаження

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{дн}}, \text{кВАр}$	1,4	9,2	19,13	22,77	13,81	12,35	11,91	7,03	1,46	4,87	3,17	1,70
$Q_{\text{вч}}, \text{кВАр}$	5,6	16,67	22,08	29,94	21,28	16,53	29,41	12,16	5,81	17,68	11,64	6,46

Струмові навантаження в мережі розрахуємо за виразом:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.11)$$

де – індекс i означає номер лінії електричної мережі. Розрахунки показано в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Струмове навантаження мережі

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$I_{\text{дн}}, \text{А}$	5,11	32,15	66,8	79,51	48,25	43,14	41,6	24,56	5,11	17	11	5,96
$I_{\text{вч}}, \text{А}$	21,7	64,86	85,91	116,5	82,81	64,33	114,45	47,32	22,61	68,78	45,3	25,14

2.2 Вибір трансформатора та трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ

У цьому розділі ми складемо принципову схему мережі 0,38 і 10 кВ із врахуванням довжини ліній і всіх навантажень. Лінії мережі прокладають вздовж вулиць села, на схемі вони будуть позначені потовщеними лініями. Підстанцію будемо проектувати з одним трансформатором з можливістю автоматичного ввімкнення резерву. Потужність трансформатора будемо вибирати за умови, щоб вона складала $S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п}} \geq S_{\text{розр}}$ де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, $S_{\text{розр}}$ – розрахункова потужність на шинах підстанції 0,38 кВ $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження трансформатора. У даному випадку розрахунковою величиною для вибору потужності трансформатора є величина вечірнього навантаження мережі ($S_{\text{розр}} = S_{\text{вч}} = 195$ кВА). Зовнішнє живлення населеного пункту буде здійснено по одній повітряній лінії 10 кВ, і на підстанції буде встановлений один трансформатор тому, що всі споживачі в селі підпадають під II та III категорію згідно правил улаштування електроустановок. Оскільки для постачання електроенергії буде використано один трансформатор то коефіцієнт $k_{\text{п}}$ приймаємо 0,9.

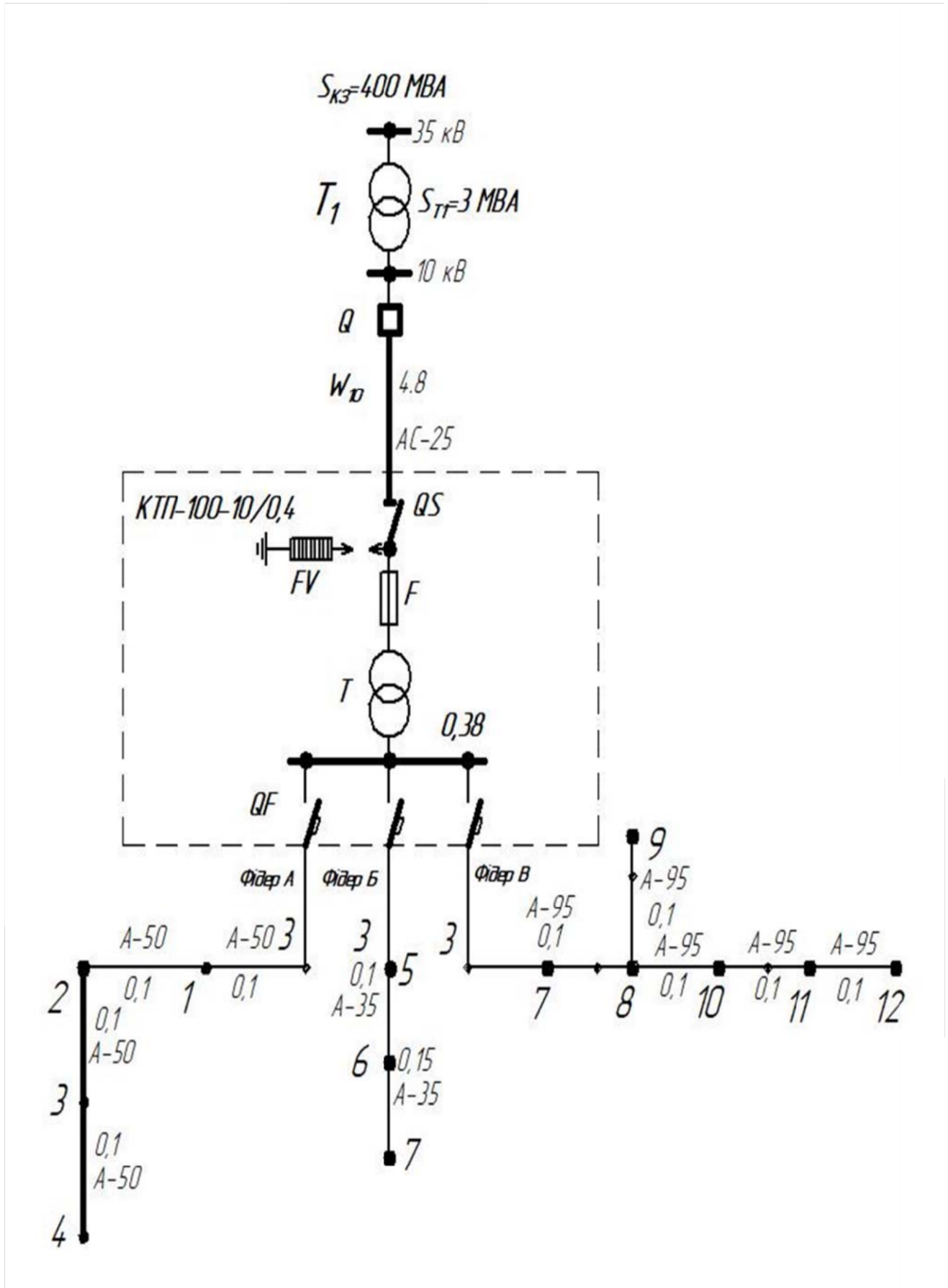


Рисунок 2.1. – Принципова схема електричної мережі

Розрахунок потужності трансформатора здійснюється за допомогою співвідношення згідно з рекомендаціями наведеними вище:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{розр}}}{0,9} = 216,72 \text{ кВт.} \quad (2.12)$$

За довідником [4] вибираємо трансформатор типу ТМ-240-10/0,4 кВ. Трансформатор має 5 відгалужень на стороні вищої напруги: похибка може дорівнювати 0, ± 5 %, ± 10 % від номінальної напруги цієї обмотки. Перемикання можна здійснювати тільки під час вимкнення від мережі всіх обмоток трансформатора (ПБЗ – перемикання без збудження). Паспортні дані трансформатора записані в таблиці:

Таблиця 2.8 – Паспортні дані трансформатора

$S_{\text{ном}}$, кВА	$U_{\text{вном}}$, кВ	$U_{\text{нном}}$, кВ	Схема та група з'єднань	$\Delta P_{\text{нх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{нх}}$, %
240	10	0,4	Y/Y _n – 0	0,79	3,96	4,5	2,2

Розрахуємо зведені до вищої напруги трансформатора опори:

$$\text{Повний опір} - Z_T = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{вном}}^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3}} = 18,75 \text{ Ом,} \quad (2.13)$$

$$\text{Активний опір} - r_T = P_{\text{кз}} \cdot \frac{U_{\text{вном}}^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3}} = 6,87 \text{ Ом,} \quad (2.14)$$

$$\text{Реактивний опір} - x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} = 17,44. \quad (2.15)$$

Для живлення мережі 0,38 кВ візьмемо комплектну трансформаторну підстанцію КТП – 240-10/0,4, яку виконано у вигляді блоку: вхідна напруга 10 кВ, розподільча напруга 0,38 кВ. Захист ліній, ввімкнення та вимкнення ліній 0,38 кВ буде виконуватись автоматичними вимикачами, живлення вуличного освітлення буде захищено запобіжниками.

2.3 Розрахунок та вибір проводів в мережі 0,38 кВ

Розрахунок перерізів проводів зробимо за умовою допустимої втрати напруги у ЛЕП. Згідно з ПУЕ вибрати проводи мережі 0,38 кВ потрібно так, щоб була найменша кількість різних перерізів провідників в одній магістралі.

Умови постійного перерізу та однакової величини коефіцієнта потужності в усіх ділянках магістралі втрату напруги в ній визначимо за виразом[5]:

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum_{i=1}^n I_i l_i = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (2.16)$$

де n – кількість ділянок магістралі; I_i, l_i – струм та довжина i -ї ділянки магістралі; r_0, x_0 – питомі активний та реактивний опори лінії електропередачі; $\Delta U_a, \Delta U_p$ – активна та реактивна складові втрати напруги.

Оскільки питомий реактивний опір мало залежить від перерізу проводів для ліній 0,38 кВ ($x_0 = 0,3 \dots 0,35$ Ом/км) то перед початком розрахунку можемо прийняти його незмінним для усіх ліній (нехай $x_0 = 0,35$ Ом/км). Далі на прикладі ліній магістралі – **04** проектованої мережі 0,38 кВ покажемо послідовність розрахунку для вибору перерізів проводів.

Прийmemo, що під час навантаження мережі 100 % втрата напруги на магістралях не повинна перевищувати 10 % ($380 \cdot 0,10 = 38$ В).

Обчислимо реактивну складову втрати напруги у магістралі **04** за формулою:

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} (Q_1 \cdot l_1 + Q_2 \cdot l_2 + Q_3 \cdot l_3 + Q_4 \cdot l_4), \quad (2.17)$$

$$\Delta U_{p04} = 39,59 \frac{0,35}{0,38} (5,6 \cdot 0,1 + 16,67 \cdot 0,1 + 22,08 \cdot 0,1 + 29,94 \cdot 0,1) = 6,8 \text{ В.}$$

Допустиме значення активної складової напруги отримаємо з виразу:

$$\Delta U_{ад} = \Delta U_{д} - \Delta U_{p01} = 38 - 6,8 = 31,2 \text{ В.} \quad (2.18)$$

Тепер обчислимо значення перерізу проводу магістралі **01** за формулою:

$$F_{04розр} = \frac{P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_2 + P_3 \cdot l_3 + P_4 \cdot l_4}{U_{ном} \cdot \Delta U_{а01д} \cdot g}, \quad (2.19)$$

де $g = 32 \cdot 10^6$ СМ/М – питома провідність алюмінію.

$$F_{розр} = \frac{13,18 \cdot 0,1 + 39,2 \cdot 0,1 + 51,96 \cdot 0,1 + 70,5 \cdot 0,1}{0,38 \cdot 0,0312 \cdot 32 \cdot 10^6} = 46 \text{ мм}^2.$$

Згідно [6] для магістралі **04** вибираємо алюмінієвий провід А-50.

Для інших магістралей перерізи проводів розраховуємо так само результати занесемо в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Розрахункові перерізи проводів для магістралей

Магістраль	$\Delta U_p, \text{В}$	$\Delta U_{ад}, \text{В}$	$F_{розр}, \text{мм}^2$
04	6,8	31,2	46
05	3,2	34,7	21
07	6	32	39

Для ліній 9 та 8 перерізи проводів приймемо такі самі як і для магістралі 012 відповідно. З номенклатури [6] візьмемо найближчі більші перерізи проводів мережі. Результати вибору приведемо в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Параметри проводів електричної мережі

Лінія мережі	Марка проводу	$r_0 \text{ Ом/км}$	$x_0 \text{ Ом/км}$	Доп. струм, А
1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12	A-50	0,64	0,308	215
6, 5	A-35	0,92	0,297	170

За параметрами проводів визначимо реальні втрати напруги в лініях електричної мережі за виразом (2.16). І порівняємо їх з допустимою втратою напруги ($\Delta U_d = 38 \text{ В}$).

$$\Delta U_{04} = \sqrt{3} (0,29 \cdot 0,92 + 0,3 \cdot 0,39) \cdot (114,45 \cdot 0,1 + 68,78 \cdot 0,1 + 45,28 \cdot 0,1 + 25,14 \cdot 0,1) = 16,3 \text{ В.}$$

Такі самі розрахунки здійснюємо для інших магістралей: $\Delta U_{05} = 24,52$; $\Delta U_{p07} = 39,59$.

Як видно з розрахунку реальна втрата напруги в магістралі 07 перевищила допустиму, тому для цієї магістралі потрібно вибрати наступний більший переріз провідника. Вибираємо провідник А-95 з наступними параметрами: $r_0 = 0,29 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,3 \text{ Ом/км}$; для якого допустимий струм становить 330 А. Виконуємо перерахунок:

$$\Delta U_{07} = \sqrt{3} (0,29 \cdot 0,92 + 0,3 \cdot 0,39) \cdot (114,45 \cdot 0,1 + 68,78 \cdot 0,1 + 45,28 \cdot 0,1 + 25,14 \cdot 0,1) = 16,3 \text{ В.}$$

Тепер у всіх лініях виконується умова втрати допустимої напруги. Та розрахункові струми у всіх лініях менші від допустимих.

За такою ж методикою виберемо перерізи проводів для мережі 10 кВ, з умовою що допустима втрата напруги в мережі 10 кВ повинна складати 4 %. Отримаємо розрахунковий переріз $F_{10розр} = 5,6 \text{ мм}^2$. Але згідно з ПУЕ мінімальний

переріз сталевалюмінієвого проводу в мережі 10 кВ повинен складати 25 мм^2 . Тому прийmemo провід марки АС-25 з параметрами: $r_0 = 1,146 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,377 \text{ Ом/км}$, допустимий струм – 136 А. Для цього проводу дійсна втрата напруги в лінії 10 кВ під час режиму максимальних навантажень складає 32,3 В (0,3 %), що задовільняє умову допустимої втрати напруги.

2.4 Розрахунок аварійних режимів

Для подальших розрахунків потрібно скласти еквівалентну схему заміщення однієї фази (рис 2.3). на схемі показано трансформаторну підстанцію, лінію 10 кВ і її трансформатори та лінію 0,38 кВ. На цій схемі всі параметри приведено до базисної напруги.

При розрахунку однофазних КЗ опір мережі 0,38 кВ обумовимо за опором вузла, який складається з однофазного проводу, нульового проводу, із урахуванням повторних заземлень. Для розрахунку сили струму однофазного КЗ на шинах 10 кВ ПС 10/0,38 кВ, отримане значення приводимо до напруги 10 кВ.

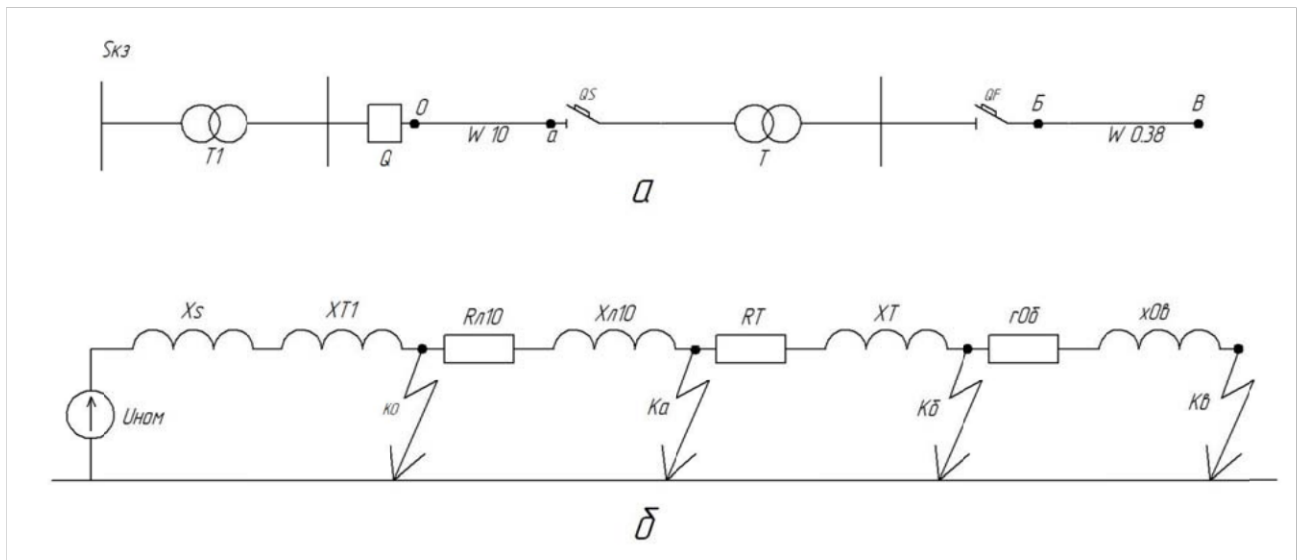


Рисунок 2.2 – Принципова (а) та заступна (б) схеми для обчислення струмів КЗ

Для розрахунку струмів КЗ на стороні 10 кВ при КЗ у точках а та б опори зводимо до напруги 10 кВ. Обчислюємо еквівалентний опір системи 110 кВ за формулами [7]:

$$x_s = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = 0,31 \text{ Ом.} \quad (2.24)$$

Розрахуємо реактивний опір трансформатора 110/10 кВ:

$$x_{\text{T1}} = \frac{U_{\text{КЗ}}}{100} \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{T1}}} = 0,75 \text{ Ом.} \quad (2.25)$$

Опори лінії 10 кВ – $r_{10} = 8,36 \text{ Ом}$, $x_{10} = 2,75 \text{ Ом}$. Опори трансформатора 10/0,38 кВ – $x_{\text{T}} = 17,44 \text{ Ом}$, $r_{\text{T}} = 6,87 \text{ Ом}$.

Сумарний опір і струми для трифазного і двофазного КЗ на початку лінії 10 кВ (точка **0**):

$$z_{\Sigma 0} = x_s + x_{\text{T1}} = 1,06 \text{ Ом,} \quad (2.26)$$

$$I_{\text{К0}}^{(3)} = \frac{1000U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times z_{\Sigma 0}} = 5440,32 \text{ А,} \quad (2.27)$$

$$I_{\text{К0}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\text{К0}}^{(3)} = 4733,08 \text{ А.} \quad (2.28)$$

Сумарні опори і струми з боку обмотки вищої напруги трансформатора 10/0,38 кВ при трифазному і двофазному КЗ у точці **a**:

$$z_{\Sigma a} = \sqrt{(x_s + x_{\text{T1}} + x_{\text{л10}})^2 + r_{\text{л10}}^2} = 9,19 \text{ Ом,} \quad (2.29)$$

$$I_{\text{Ka}}^{(3)} = \frac{1000U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 1}} = 628,67 \text{ А,} \quad (2.30)$$

$$I_{\text{Ka}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\text{Ka}}^{(3)} = 546,95 \text{ А,} \quad (2.31)$$

і у точці **б** відповідно:

$$z_{\Sigma б} = \sqrt{(x_s + x_{\text{T1}} + x_{\text{л10}} + x_{\text{T}})^2 + (r_{\text{л10}} + r_{\text{T}})^2} = 26,15 \text{ Ом,} \quad (2.32)$$

$$I_{\text{Кб}}^{(3)} = 220,98 \text{ А,}$$

$$I_{\text{Кб}}^{(2)} = 192,25 \text{ А.}$$

Відповідно струми з боку виводів 0,38 кВ трансформатора 10/0,38 кВ під час КЗ у точці **б** визначимо за співвідношенням:

$$I_{\text{Кбн}} = \frac{U_{\text{ВНОМ}}}{U_{\text{ННОМ}}} \cdot I_{\text{Кб}}, \quad (2.33)$$

$$I_{\text{Кбн}}^{(3)} = 5524,56 \text{ А,}$$

$$I_{К6Н}^{(2)} = 4806,36 \text{ А.}$$

Як бачимо з наведених співвідношень опори електричної мережі 10 кВ та системи 110 кВ є набагато меншими від опору трансформатора 10/0,38, тому під час розрахунку струмів КЗ в мережі 0,38 кВ ними можна знехтувати, оскільки вони мало впливають на величини струмів. Користуючись вище наведеною послідовністю визначимо струми КЗ у найбільш віддалених вузлах мережі 0,38 кВ (вузли 1, 6, 12, приймають значення точки **в** на заступній схемі), для яких отримуємо сумарні опори КЗ за формулами[8]:

$$z_{\Sigma B} = z_{\Sigma \delta} \cdot \left(\frac{U_{HНОМ}}{U_{BНОМ}} \right)^2 + z_{0B}, \quad (2.34)$$

$$z_{01} = 0,28 \text{ Ом}, z_{06} = 0,29 \text{ Ом}, z_{012} = 0,16, z_{\Sigma 1} = 0,32 \text{ Ом}, z_{\Sigma 6} = 0,33 \text{ Ом}, z_{\Sigma 12} = 0,2 \text{ Ом.}$$

Тоді струми КЗ у цих вузлах:

$$I_{К1Н}^{(3)} = 1165,80 \text{ А}, I_{К6Н}^{(3)} = 1145 \text{ А}, I_{К12Н}^{(3)} = 1820,33 \text{ А}, I_{К1Н}^{(2)} = 1014 \text{ А}, I_{К6Н}^{(2)} = 996,15 \text{ А},$$

$$I_{К12Н}^{(2)} = 1583,69 \text{ А.}$$

Щоб визначити струми однофазних КЗ у найбільш віддалених вузлах мережі 0,38 кВ скористаємось формулою:

$$I_{КВН}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(\frac{z_{T0}}{3} + z_{пв} \right)}, \quad (2.35)$$

де $z_{T0} = 1,63 \text{ Ом}$ – опір нульової послідовності трансформатора під час замикання фази на корпус; $z_{пв}$ – опір вузла «фаза – нульовий провід» для відповідного вузла КЗ (**в** – 1,6,12):

$$z_{пв} = \frac{z_{0B}}{3} (2+3,5), \quad (2.36)$$

$$z_{пв1} = 0,52 \text{ Ом}, z_{пв6} = 0,53 \text{ Ом}, z_{пв12} = 0,30 \text{ Ом.}$$

Тоді отримуємо наступні значення струмів однофазного замикання на землю:

$$I_{К1Н}^{(1)} = 206,4 \text{ А},$$

$$I_{К6Н}^{(1)} = 204,3 \text{ А}, I_{К12Н}^{(1)} = 258,62 \text{ А.}$$

2.5 Вибір і розрахунок захистів від аварійних режимів

Захист трансформаторів 10/0,38 кВ потужністю до 630 кВА здійснюють запобіжниками встановленими зі сторони 10 кВ. Згідно з вимогами запобіжників для захисту вибирають за наступними параметрами:

- номінальною напругою мережі – $U_{\text{зап}} = U_{\text{ном}}$;
- номінальним струмом вимкнення – $I_{\text{н вимк}} \geq I_{\text{кз макс}}$;
- номінальним струмом плавкої вставки – $I_{\text{вст}} \approx I_{\text{т ном}}$.

Для захисту нашого трансформатора виберемо плавкий запобіжник ПКТ-10-20-31,5УЗ з наступними параметрами: номінальна напруга 10 кВ; номінальний струм 20 А; номінальний струм вимкнення 31,5 кА [9].

Захист електричної мережі 0,38 кВ здійснимо автоматичними вимикачами типу HLF390S, фірми , HAGER, які вибирають за критеріями[10]:

- номінальна напруга мережі – $U_{\text{авт}} = U_{\text{ном}}$;
- номінальний струм автоматичного вимикача – $I_{\text{н в}} \geq I_{\text{нав}}$;
- струмом спрацювання напівпровідникового розчеплювача – $I_{\text{с н}} \geq 1,4 \cdot I_{\text{мр}}$;
- струмом спрацювання незалежного розчеплювача від струму однофазного КЗ в кінці магістралі – $I_{\text{с рн}} \geq 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{\text{мр}}$;
- коефіцієнтом чутливості розчеплювача $k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^2 / I_{\text{с н}} \geq 1,1$

Роботу автоматичних вимикачів за умовою спрацювання від струмів перевантажень у такій мережі згідно з ПУЕ не перевіряють.

Номінальна напруга автоматичного вимикача:

$$U_{\text{авт}} = 400 > U_{\text{ном}} = 380 \text{ В.}$$

Виберемо за довідником [11] номінальні струми напівпровідникових розчеплювачів для фідерів:

$$\text{А} \rightarrow I_{\text{навА}} = 116,49 \text{ А}; \quad I_{\text{р вА}} = 125 \text{ А};$$

$$\text{Б} \rightarrow I_{\text{навБ}} = 82,81 \text{ А}; \quad I_{\text{р вБ}} = 100 \text{ А};$$

$$\text{В} \rightarrow I_{\text{навВ}} = 114,44 \text{ А.} \quad I_{\text{р вВ}} = 125 \text{ А.}$$

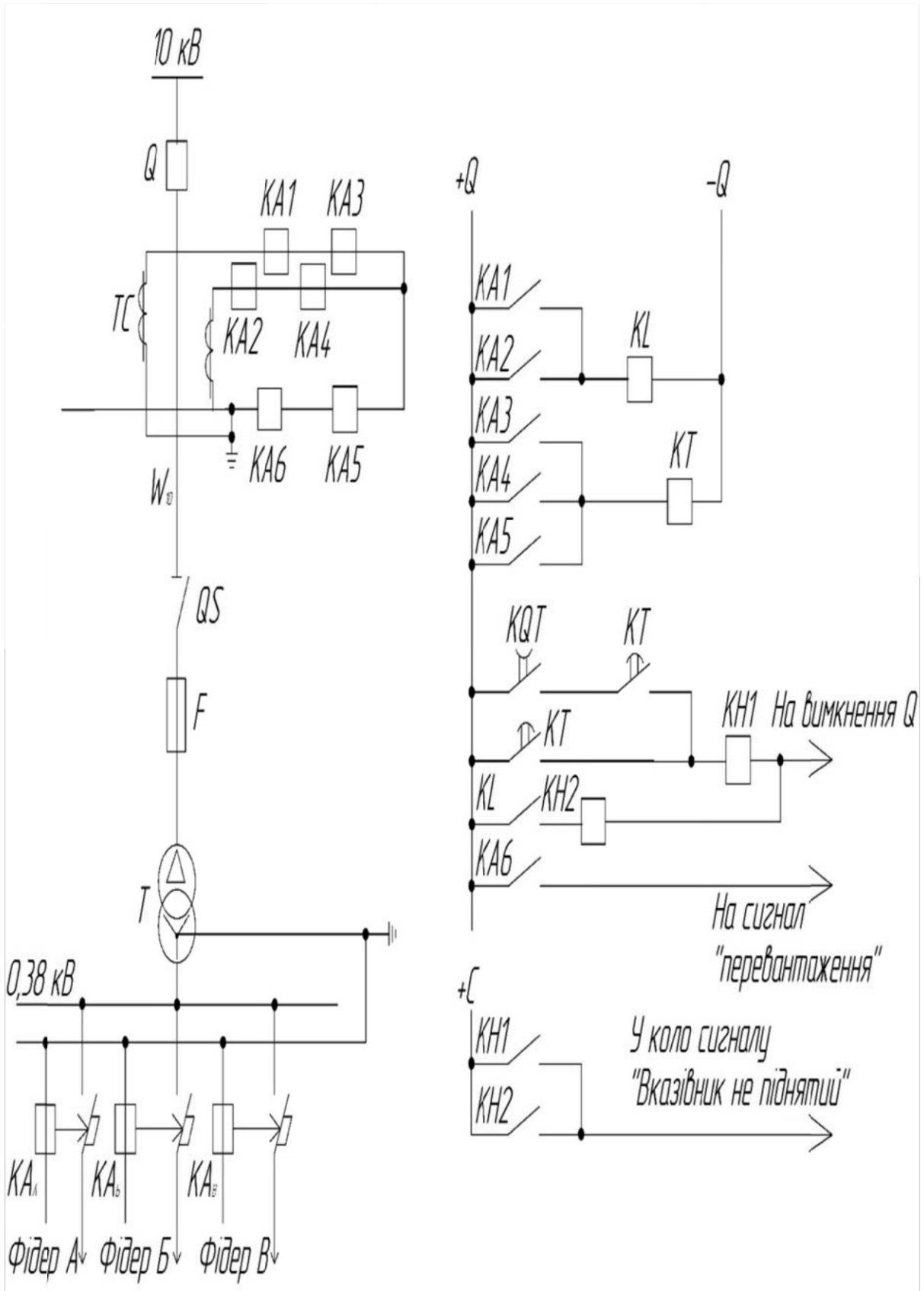


Рисунок 2.3 – Принципова схема релейного захисту електричної мережі

Таблиця 2.11 – Назви типів реле релейного захисту [12]

ТС	Трансформатори струму ТПЛК-10
КА1-КА6	Реле струму HLF390S
КТ	Реле часу типу EG203
КЛ	Проміжне реле типу РПЛ-122
КН1,КН2	Вказівні реле типу EN145
КQT	Контакт реле положення «вимкнено» вимикача Q
КА _А , КА _Б , КА _В	Реле струму в нейтралях ліній 0,38 кВ

Струми спрацювання напівпровідникових розчіплювачів для усіх фідерів (у нашому випадку в мережі немає потужних двигунів – $I_{\text{мр}} = I_{\text{нав}}$):

$$\mathbf{A} \rightarrow I_{\text{снА}} = 200 \cdot 1,4 \cdot I_{\text{мрА}} = 163 \text{ А};$$

$$\mathbf{Б} \rightarrow I_{\text{снБ}} = 125 \cdot 1,4 \cdot I_{\text{мрБ}} = 115,94 \text{ А};$$

$$\mathbf{В} \rightarrow I_{\text{снВ}} = 200 \cdot 1,4 \cdot I_{\text{мрВ}} = 160,22 \text{ А}.$$

Коефіцієнти чутливості напівпровідникових розчіплювачів для фідерів:

$$\mathbf{A} \rightarrow k_{\text{ч}} = I_{\text{к}}^{(2)} / I_{\text{сн}} = I_{\text{к1н}}^{(2)} / I_{\text{снА}} = 1014,25 / 200 = 5;$$

$$\mathbf{Б} \rightarrow k_{\text{ч}} = I_{\text{к6н}}^{(2)} / I_{\text{снА}} = 996,15 / 125 = 7,9;$$

$$\mathbf{В} \rightarrow k_{\text{ч}} = I_{\text{к12н}}^{(2)} / I_{\text{снА}} = 1583 / 200 = 7,9.$$

Розрахункові струми спрацювання реле незалежного розчеплювача під час однофазного КЗ:

$$\mathbf{A} \rightarrow I_{\text{срн1}} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{\text{мр1}} = 43,68 \text{ А};$$

$$\mathbf{Б} \rightarrow I_{\text{срн5}} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{\text{мр5}} = 31 \text{ А};$$

$$\mathbf{В} \rightarrow I_{\text{срн12}} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{\text{мр12}} = 42,9 \text{ А}.$$

Прийmemo: $\mathbf{A} \rightarrow I_{\text{срн1}} = 50 < I_{\text{к1н}}^{(1)} / 2 = 103,2 \text{ А};$

$$\mathbf{Б} \rightarrow I_{\text{срн6}} = 50 < I_{\text{к6н}}^{(1)} / 2 = 102,15 \text{ А};$$

$$\mathbf{В} \rightarrow I_{\text{сн}} = 50 < I_{\text{к6н}}^{(3)} / 2 = 129,3 \text{ А}.$$

Струм спрацювання електромагнітного розчеплювача – $I_{\text{сн}} = 2500 \text{ А}$. Під час трифазного короткого замикання на початку ліній 4, 5, 7 струм $I_{\text{к6н}}^{(3)} = 5524$, у вимикачів будуть спрацьовувати електромагнітні розчіплювачі, миттєво вимикаючи відповідний фідер.

3 СИСТЕМА АВТОМАТИЧНОГО ВВІМКНЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ФЕЛЬДШЕРСЬКО-АКУШЕРСЬКОГО ПУНКТУ

3.1 Основні поняття про автоматичне ввімкнення резервного живлення

Пристрої автоматичного вмикання резерву (АВР) застосовують для відновлення живлення споживачів шляхом їх автоматичного приєднання до резервного джерела живлення при вимкненні робочого джерела живлення або знеструмленні електроустановок споживача. Пристрої АВР особливо потрібні для відновлення живлення споживачів першої категорії надійності електропостачання. Досвід показує, що АВР є дуже ефективним засобом підвищення надійності електропостачання. Простота схем і висока ефективність зумовили широке застосування АВР в електричних мережах.

Пристрої АВР слід передбачати, якщо в разі їх застосування можливе спрощення релейного захисту, зниження струмів КЗ і здешевлення апаратури.

В експлуатації знаходиться велика кількість АВР різних типів, які мають свої специфічні особливості. Є такі види АВР [13]:

- односторонньої дії – ця схема АВР складається з однієї робочої і однієї резервної секції живильної мережі. При відсутності або недостатньої напруги для подальшої експлуатації основної секції АВР підключить аварійну секцію. При відновленні працездатності основного вводу, обладнання відновить живлення електроспоживачів від основного джерела живлення.

- двосторонньої дії – ця схема АВР складається з двох ліній, кожна з яких може бути як резервною так і робочою.

- без відновлення – при появі на основному вводі напруги перемикання здійснюється в ручному режимі.

- незалежний АВР – в цьому випадку кожен ввід є незалежним. При відсутності живлення на одному вводі його споживачі підключаються до робочого джерела живлення.

Всі види пристроїв мають відповідати таким основним вимогам [14]:

- схема АВР повинна приходити в дію в разі зникнення напруги на шинах споживачів з будь якої причини, в тому числі при аварійному, помилковому або мимовільному відключенні вимикачів робочого джерела живлення.

- для того щоб зменшити тривалість перерви живлення споживачів, включення резервного джерела живлення повинне проводитися відразу ж після відключення робочого джерела або навіть швидше. Швидкодія – головна вимога, особливо при наявності підключених до секцій шин синхронних електродвигунів.

- дія АВР повинна бути однократною, щоб не допускати декількох включень резервного джерела на не усунуте КЗ.

- схема АВР не повинна приходити в дію до відключення вимикача робочого джерела, щоб уникнути включення резервного джерела на КЗ в не відключеному робочому джерелі.

- для того щоб схема АВР діяла при зникненні напруги на шинах вона повинна доповнюватися пусковим органом мінімальної напруги.

- для запобігання вмиканню резервного джерела на КЗ, його перенавантаженню, полегшення самозапуску електродвигунів, а також для відновлення найбільш простими засобами нормальної схеми електроустановки після аварійного вимкнення і дії пристрою автоматики рекомендовано застосовувати поєднання пристроїв АВР і АПВ.

- під час виконання пристроїв АВР треба перевіряти умови перевантаження резервного джерела живлення і можливість самозапуску електродвигунів .

3.2 Розрахунок пристрою АВР

При розрахунку і виборі вставок АВР здійснюються такі розрахунки.

Реле мінімальної напруги – це реле яке контролює зникнення напруги або її критичне зменшення у зв'язку з якимись неполадками в мережі. Вибір вставки приймаємо від 0,25 до 0,4. Розрахуємо напругу спрацювання пускового механізму мінімальної напруги [15]:

$$U_{cp} = (0,25 \dots 0,4) U_B; \quad (3.1)$$

$$U_{cp} = 0,35 \cdot 380 = 133 \text{ В.}$$

Час спрацювання пускового реле вибирається за двома умовами:

1) Налаштування від часу спрацювання інших захистів системи, пошкодження дії яких зумовить зменшення напруги нижче рівня U_{cp} .

$$t_{ABP} \geq t_{C3} + \Delta t, \quad (3.2)$$

де t_{C3} – найбільший час спрацювання захистів мережі; Δt – ступінь селективності приймається 0,6 с.

Живляча мережа має два ступені захисту, СВ і МСЗ. Розрахунковий час цих захистів приймемо 1,5 с.

$$t_{ABP} \geq 1,5 + 0,6 = 2,1 \text{ сек.}$$

2) Погодження дії АВР з іншими пристроями автоматики, наприклад АПВ лінії яка передає енергію з основного джерела живлення.

$$t_{ABP} \geq t_{C3,Л} + t_{АПВ,Л} + t_{зап}, \quad (3.3)$$

де $t_{C3,Л}$ – найбільший час дії захисту лінії, що передає енергію споживачам, для яких здійснюється АВР; $t_{АПВ,Л}$ – час циклу неуспішного АПВ лінії; $t_{зап}$ – запас за часом, що дорівнює 2 – 3,5 с.

$$t_{ABP} \geq 1,5 + 1 + 2 = 4,5 \text{ сек.}$$

Потрібно розрахувати та вибрати запобіжники, для захисту на вводі основного джерела живлення фельдшерсько-акушерського пункту. розрахуємо номінальний струм при навантаженні:

$$I_H = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{8000}{\sqrt{3} \cdot 380} = 12,1 \text{ А.}$$

Якщо мережу потрібно захистити від короткого замикання та перевантаження, то допустимий струм визначається так:

$$I_{доп} = I_H \cdot 1,25 = 15,1 \text{ А.}$$

Вибираємо запобіжник типу НПН2 -60. $I_H = 63 \text{ А} > 15,1 \text{ А}$; $I_{вст} = 20 \text{ А} > 15,1 \text{ А}$.
Умова захисту виконується.

3.2 Вибір схеми АВР та опис її роботи

Схема пристрою АВР представлено на рисунку 3.1.

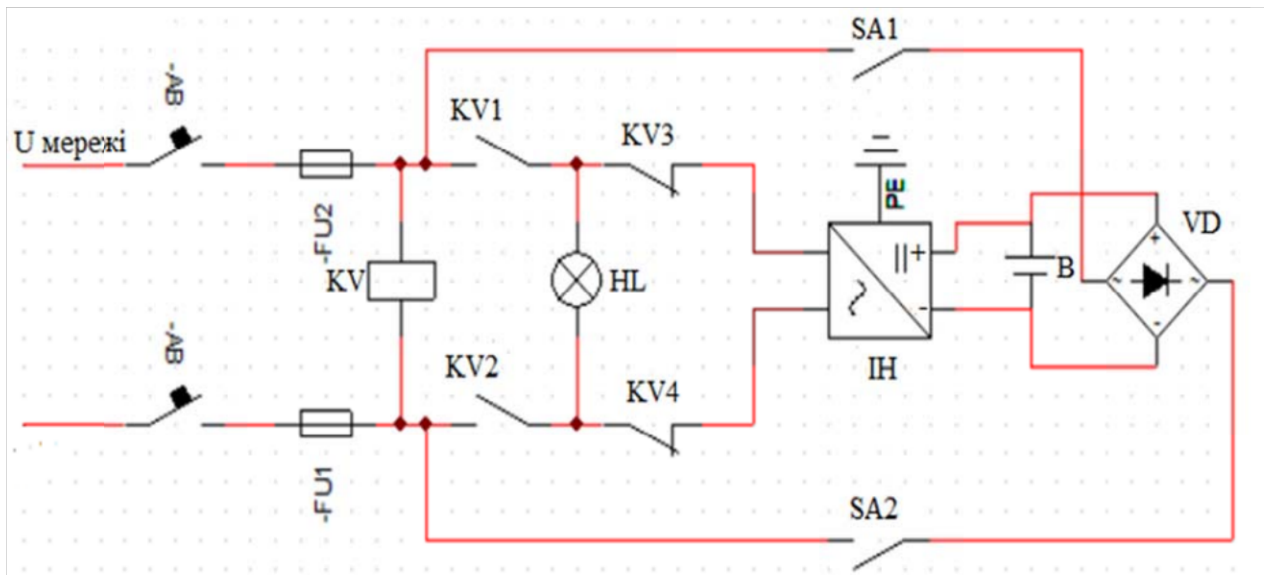


Рисунок 3.1 – Схема пристрою АВР з живленням від мережі

На рисунку 3.1 представлена розроблена схема АВР. Ця схема являє собою модель однофазного електропостачання для живлення навантаження, яке на схемі представлено лампою HL. Під'єднання до мережі здійснюється за допомогою вимикача АВ. В нормальному режимі, коли напруга подається на котушку реле мінімальної напруги KV. Його розімкнені контакти KV1 та KV2 замикаються, а замкнені контакти KV3, KV4 розмикаються. Напруга з мережі живить споживача, в нашому випадку лампу HL. Також передбачений спарений вимикач SA1-SA2. Паралельним замиканням якого напруга подається до зарядного пристрою VD (він умовно показаний діодним мостом), який заряджає батарею. Також, завдяки цьому вимикачу можливе від'єднання зарядного пристрою та акумуляторних батарей від мережі для їх ремонту та обслуговування.

Змодельємо роботу схеми у нормальному режимі (коли напруга мережі номінальна), за допомогою програмного забезпечення CADe SIMU. На рисунку 3.1 видно, нормальній роботі мережі схема АВР працює справно. Контакти KV1, KV2 замкнулись і подали живлення до навантаження HL. Контакти KV3, KV4 миттєво розімкнулись щоб уникнути короткого замикання. Вимикач SA замкнувся і подав живлення на зарядний пристрій VD для дозарядки АКБ. Схема працює справно.

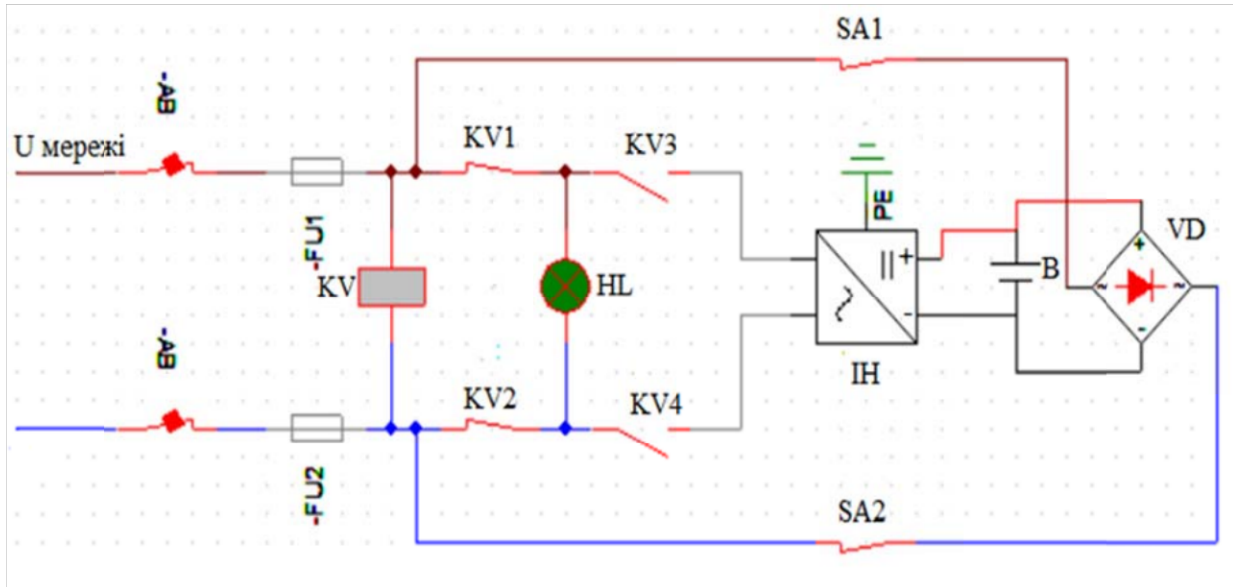


Рисунок 3.2 – Схема АВР при нормальному режимі роботи мережі

Спад напруги в мережі або її зникнення будемо імітувати спрацюванням одного з запобіжників:

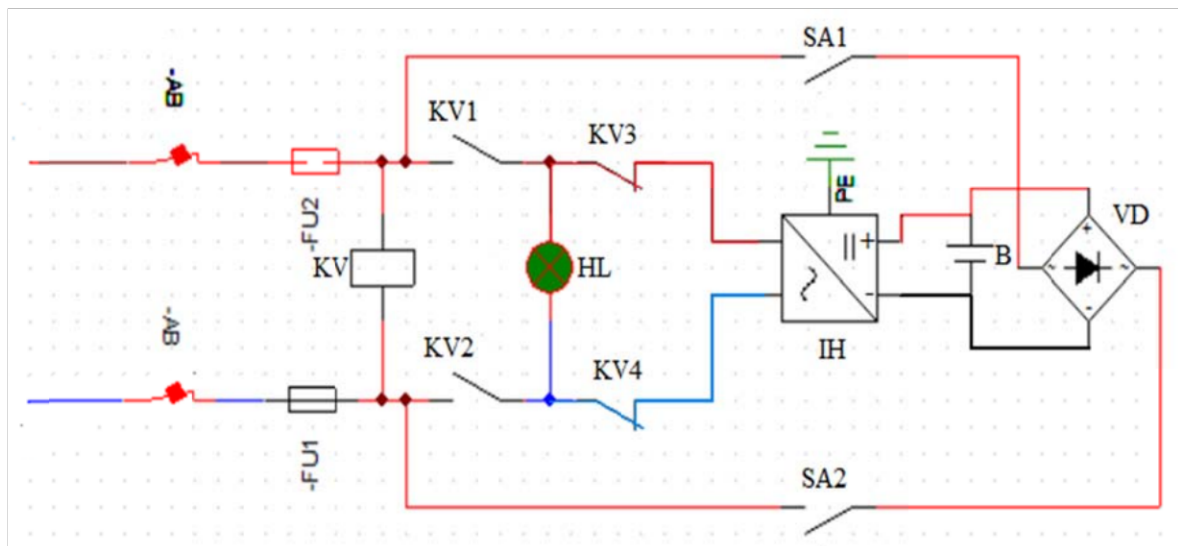


Рисунок 3.3 – Схема АВР при відключенні мережі

На рисунку 3.3 ми імітували зникнення напруги мережі спрацюванням одного з запобіжників. Коли напруга мережі зникла, реле напруги KV розімкнуло контакти KV1, KV2, а контакти KV3, KV4 замкнулись. Живлення до споживача HL було відновлено через перетворення постійної напруги, яку видають АКБ, у змінну, яка потрібна для споживача, інвертором IH. Схема працює справно, електропостачання споживача відновлено.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій

Охорона праці передбачає вивчення та вживання заходів щодо запобігання нещасним випадкам на робочому місці, контролю за гігієною та дотриманням правил безпеки праці, а також організацію інструктажів та навчання працівників з питань охорони праці.

При роботі з електроустановками часто виникають різні види небезпек, від ударів струмом до різних механічних ушкоджень. Всі працівники мають проходити інструктажі з охорони праці та електробезпеки. Основними причинами електротравматизму при роботі працівників є [16]:

- випадкове доторкання до неізольованих струмопровідних частин електроустановки;
- використання несправних ручних електроінструментів;
- застосування нестандартних або несправних переносних світильників напругою 220 чи 127 В;
- робота без надійних захисних засобів та запобіжних пристосувань;
- доторкання до незаземлених корпусів електроустановок, що опинилися під напругою внаслідок пошкодження чи пробією ізоляції;
- недотримання правил будови, улаштування, безпечної експлуатації електроустановок та правил експлуатації електрозахисних засобів.

Під час роботи електрик повинен утримувати обладнання в технічно-справному стані, використовувати безпечні прийоми праці, користуватися спец одягом та засобами індивідуального захисту, тощо. Забороняється працювати при недостатньому освітленні, курити в приміщеннях та залишати без нагляду електронагрівальні прилади. Під час роботи потрібно здійснювати постійний контроль за справністю обладнання, інструментів, вмикаючих і вимикаючих пристроїв. Розглянемо роботу електриків, які працюють обслуговуючи елементи підстанцій.

Таблиця 4.1 – Аналіз процесів формування та виникнення аварійних і травмонебезпечних ситуацій під час виконання робіт

Вид робіт	Виробнича безпека			Можливі наслідки	Заходи запобігання небезпечним	
	Небезпечна умова (НУ)	Небезпечна дія (НД)				Небезпечна ситуація (НС)
Заміна LED ламп зовнішнього освітлення підстанції	Не вимкнене живлення від мережі	Без страхування заліз на стовп	Нехтування правилами ТБ	Падіння	Травма	Проведення додаткових інструктажів з ТБ
<pre> graph TD ND1[НД] --> ND2[НД] NU[НУ] --> NS[НС] NS --> T[Т] </pre>						
Обслуговування релейного захисту	Не зроблено видимого розриву кола	Напруга на виводах релейної апаратури	Використання обладнання з пошкодженням ізолюванням	Удар струмом	Травма (Т)	Проведення навчань роботи з релейною апаратурою
<pre> graph TD NU1[НУ1] --> NS1[НС1] NU2[НУ2] --> NS1 ND1[НД1] --> NS1 NS1 --> T[Т] </pre>						

Як видно з таблиці 4.1 незалежно від того де б працівники не працювали вони все одно зазнають різних видів травм. Для запобігання таких травм всі працівники повинні дотримуватись правил охорони праці [17].

Перед початком роботи потрібно вимкнути напругу мережі не менш ніж у двох місцях та створити видимий розрив кола. При роботі без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу них потрібно працювати в

діелектричному взутті або стоячи на діелектричному килимку, застосовувати інструмент з ізолюваними рукоятками, або користуватися діелектричними рукавицями. Тримати ізолювальні частини засобів захисту за рукоятки до обмежувального кільця, користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту. Не торкатися ізоляторів електроустановки, що перебуває під напругою, без застосування електрозахисних засобів. Під час снігопаду, дощу, туману не допускається виконання робіт, які вимагають застосування захисних ізолювальних засобів.

До оперативного обслуговування електричного устаткування та його ремонту допускаються працівники, які знають основи електротехніки, будову різних двигунів, захисних і вимірювальних приладів, комутаційної апаратури, найбільш раціональні способи перевірки, ремонту, складання і встановлення електроапаратури тощо. Знають терміни випробувань захисних засобів та пристосувань, правила їх експлуатації. Володіють іншими знаннями і навичками відповідно до присвоєних розрядів та відповідають іншим кваліфікаційним вимогам згідно з посадовою інструкцією. Перед виконанням робіт з підвищеною небезпекою, які проводяться за розпорядженням або нарядом-допуском, переконатися в належному оформленні документації, пройти цільовий інструктаж з охорони праці та виконувати заходи передбачені нарядом допуском [18].

Під час роботи електромонтер зобов'язаний утримувати обладнання в технічно справному стані, використовувати безпечні прийоми праці, користуватися спец одягом та іншими засобами індивідуального захисту. Не допускати в своє робоче місце сторонніх осіб. Відрегулювати рівень освітленості робочого місця, вести затверджену у встановленому порядку технічну і оперативну документацію.

Після роботи працівник зобов'язаний привести в порядок робоче місце, відключити і знеструмити обладнання та світильники, прибрати інструменти і матеріали, що використовувались у виробничому процесі. Зробити записи в журналі та повідомити керівництво про виявлені неполадки і несправності обладнання та про інші фактори, що впливають на безпеку праці.

4.2 Розрахунок блискавкозахисту для підстанції

Блискавка – це гігантський іскровий заряд в електричному полі атмосфери. Цей заряд довжиною кілька кілометрів, що розвивається між грозовою хмарою і землею або будь якою наземною спорудою. Блискавки діляться на спадні і висхідні. Спадні блискавки виникають у грозових хмарах і розвиваються в напрямку до землі. Висхідні блискавки збуджуються у вершин заземлених споруд і розвиваються в напрямку до хмари. Блискавки є дуже небезпечними природними явищами, особливо для електрообладнання. Оскільки вона може викликати електромагнітний імпульс, що генерує перенапругу або спад напруги це завдає сильної шкоди електрообладнанню.

Для розрахунку нам буде потрібна схема підстанції з її розмірами:

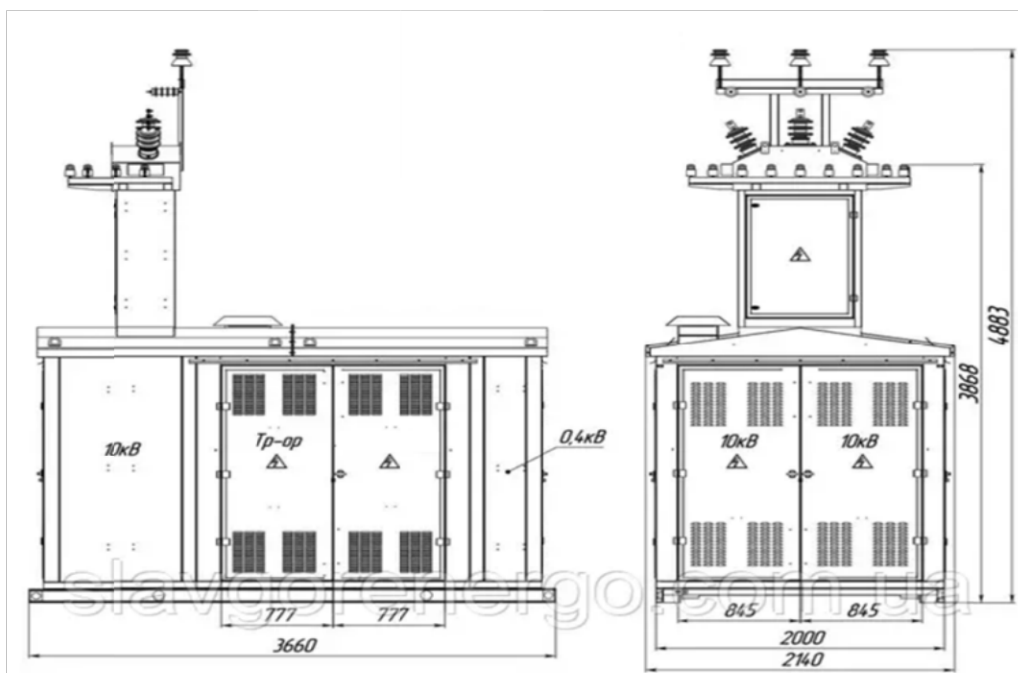


Рисунок 4.2 – Загальний вигляд та розміри КТП

Розрахуємо блискавкозахист для нашої підстанції 240 кВА. Розміри підстанції показано на схемі. Для полегшення розрахунку деякі значення заокруглимо. Ширина підстанції 3,7 м. довжина підстанції 2,2 м, висота будівлі $h_x = 5$ м, висота силового трансформатора $h = 4$ м. Питомий опір ґрунту $\rho = 150$ Ом·м. Виберемо захист підстанції з одним блискавковідводом стрижневого типу. Він буде встановлений на опорі висотою $H = 10$ м. Розрахуємо висоту

блискавковідводу з умови захисту кута підстанції на висоті $h_x = 4,5$ м. Відстань між опорою і підстанцією 3 м.

Зі схеми компоновання підстанції знайдемо необхідний радіус захисту [19]:

$$r_{x1} = \sqrt{3,7^2 + 2,2^2} = 4,3 \text{ м.}$$

Знаходимо радіус блискавковідводу на висоті $h_x = 5$ м

$$r_{x2} = \frac{1,6h(h-h_x)}{h+h_x};$$

$$r_{x2} = \frac{1,6 \cdot 10(10-5)}{10+5} = 10,6 \text{ м.}$$

Необхідний радіус:

$$r_{x2} = \sqrt{(3,5+2)^2 + 1,5^2} = 7,75 \text{ м;}$$

що менше розрахункового, отже ця точка потрапляє в зону захисту блискавковідводу. Тож приймаємо висоту блискавковідводу $H = 10$ м.

Опір розтіканню струму грозового розряду:

$$R_p = a \cdot R;$$

де $R = 0,5$ ом – опір заземлення; a – імпульсний коефіцієнт, який залежить від струму заземлювача і питомого опору ґрунту дорівнює 0,8.

Тоді:

$$R_p = 0,8 \cdot 0,5 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Розрахунки показали, що опір заземлення складає 0,4 Ом.

Отже для блискавковідводу використаємо залізобетонну опору з залізним штирем на кінці. Загальна висота конструкції 10 метрів.

4.3 Пожежна безпека

Пожежа – це неконтрольоване горіння що розповсюджується в часі і просторі. Основними причинами виникнення пожеж є сукупність погодних факторів, недотримання правил пожежної безпеки та планів дій щодо пожежного захисту в АПК.

На кожному підприємстві АПК мають бути розроблені загальні інструкції про заходи пожежної безпеки та інструкції для всіх вибухопожежонебезпечних, пожежонебезпечних та вибухонебезпечних приміщень. Ці інструкції слід вивчати під час проведення протипожежних інструктажів, проходження пожежо-технічного мінімуму та виробничого навчання і вивішувати для ознайомлення в установлених місцях.

Особа, відповідальна за протипожежний стан електроустановок зобов'язана [20]:

- забезпечити організацію та своєчасне проведення профілактичних заходів, а також своєчасно усувати порушення, які можуть призвести до пожежі;
- забезпечити правильність вибору та застосування кабелів, електропроводів, двигунів та іншого електрообладнання залежно від класу зон щодо пожежної безпеки;
- систематично контролювати справність апаратів захисту від струменів короткого замикання, перевантаження, внутрішньої та атмосферної перенапруги, а також від ненормальних режимів роботи;
- організовувати навчання та інструктаж чергового персоналу з питань пожежної безпеки при експлуатації електроустановок;
- брати участь у розслідуванні виникнення пожеж від електроустановок, розробляти і здійснювати заходи щодо їх попередження.

У разі виникнення аварійної ситуації і аварії електрик вживає заходи щодо їх локалізації та ліквідації. У випадку, якщо він самотійно не спроможний вжити дієвих заходів з усунення виявлених порушень у роботі обладнання, працівник зобов'язаний негайно повідомити про це безпосереднього керівника, а за його відсутності керівника вищого рівня та викликати за необхідності представників аварійної та технічної служби.

При пожежі, задимленні або загазованості потрібно негайно вжити заходів щодо евакуації людей з приміщення відповідно до затвердженого плану евакуації та приступити до ліквідації пожежі наявними засобами пожежогасіння.

4.5 Охорона довкілля

Охорона довкілля – система заходів щодо раціонального використання природних ресурсів, збереження особливо цінних та унікальних природних комплексів і забезпечення екологічної безпеки. Електроустановки можуть мати значний негативний вплив на навколишнє середовище та здоров'я людей. Важливо застосовувати різні заходи для покращення охорони довкілля.

Під час експлуатації електроустановок повинні бути вжиті заходи із запобігання чи обмеження прямої та непрямой дії на навколишнє середовище викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря і скидання стічних вод у водні об'єкти, зниження звукової потужності та зменшення неекономного використання води з природних джерел. Викид забруднювальних речовин в атмосферу не повинен перевищувати величин нормативів гранично допустимих забруднювальних речовин для стаціонарних джерел. У споживачів, що експлуатує електрообладнання з великим об'ємом масла, повинні бути розроблені заходи із запобігання аварійним та іншим викидам його в навколишнє середовище. Споживач у якого під час експлуатації електроустановок утворюються токсичні відходи, зобов'язаний в установленому порядку забезпечити своєчасну їх утилізацію, знешкодження та захоронення. Експлуатація електроустановок без пристроїв, які забезпечують дотримання встановлених вимог, або з несправними пристроями, які не забезпечують дотримання цих норм і вимог забороняється. Рівень шуму в електроустановках не повинен перевищувати норм, установлених відповідними санітарними нормами та стандартами відповідно до ДСН 3..3.6.037-99 [21].

Немалу роль в охороні довкілля виконує мінімізація впливу електромагнітного випромінювання. Електромагнітне випромінювання може мати негативний вплив на здоров'я людей та довкілля. Напруженість електромагнітних полів не повинна перевищувати граничнодопустимих рівнів цих факторів відповідно до ДСанПін № 3..3.6.096-2002 [22]. Важливо вживати заходів для мінімізації впливу електромагнітного випромінювання та дотримуватися вимог щодо допустимих рівнів випромінювання.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК

У цьому розділі будуть проведені розрахунки з метою визначення економічно доцільних параметрів мережі. Ми розрахуємо вартість передавання електроенергії до споживачів. Ця вартість буде складатись з урахуванням обслуговування мережі, поточних ремонтів, вартості амортизації та інших факторів які впливають на затрати. Для визначення вартості щорічних витрат на ремонт і амортизацію потрібно обрахувати вартість зведення мережі. Вартість втрат електричної енергії визначаємо виходячи з собівартості енергії за 1 кВт·год, також до цього потрібно враховувати вартість втрат в трансформаторі підстанції і лініях електропередач. Затрати на обслуговування мереж вираховуємо як добуток вартості на обслуговування одної умовної одиниці на число умовних одиниць трансформаторів 10/0,38 кВ та ліній.

Сумарні щорічні затрати на експлуатацію спроектованої електромережі розрахуємо за формулою [23]:

$$C = C_{\text{пс}} + C_{\text{л}} + C_{\text{в}}, \quad (5.1)$$

де $C_{\text{в}}$ – річна вартість електричної енергії; $C_{\text{пс}}$, $C_{\text{л}}$ – затрати на експлуатацію підстанцій та лінії 0,38 кВ.

Собівартість передавання електричної енергії від шин 10 кВ підстанції до введів споживачів обчислюємо за формулою:

$$c_{\text{ел}} = \frac{C}{P_{\text{роз}} \cdot T}, \quad (5.2)$$

де T – річне число годин максимуму навантаження; $P_{\text{роз}}$ – розрахункова активна потужність на шинах 0,38 кВ підстанції.

Аналізуючи (5.1) та (5.2) бачимо що, для розрахунку собівартості передавання електричної енергії нам необхідно обчислити втрати енергії в мережі. Розрахунок втрат енергії буде складатись з розрахунку втрат в мережі 10 кВ та 0,4 кВ та у трансформаторах.

5.1 Визначення втрати електричної енергії в електричній мережі

Втрати електроенергії в мережі складаються з втрат у мережі 10 кВ, втрат у мережі 0,38 кВ і втрат в трансформаторі 10/0,38 кВ

Розрахуємо втрати в мережі 10 кВ:

$$\Delta W_{10} = \sum 3I_{л10\max}^2 r_{л10} \tau = 3 \cdot 11,27^2 \cdot 1,146 \cdot 1900 \cdot 10^{-3} = 830 \text{ кВт}\cdot\text{год.} \quad (5.3)$$

де $I_{л10\max} = \frac{S_{\Sigma\text{вч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 11,27 \text{ А}$; для обрахунку значення τ скористаємося формулою з

довідника [24], а саме $\tau = 0,69 T_{\max}$ ця формула складена на підставі аналізу багатьох графіків навантаження сільських споживачів і її можна використати за умови, що значення T_{\max} змінюється в межах 2500 – 4400 год/рік. У нашому випадку значення $T_{\max} = 2750 \text{ год/рік.}$

Отже, $\tau = 0,69 \cdot 2750 = 1900 \text{ год/рік.}$

Втрати електроенергії у мережі 0,38 кВ:

$$\Delta W_{0,38} = \sum_{i=1}^{13} 3I_{\max i}^2 r_i \tau = 2491 \text{ кВт}\cdot\text{год.} \quad (5.4)$$

Струм для кожної ділянки визначається як $I_{\max i} = I_{\text{вч}oi}$ за таблицею 2.7.

Втрати у трансформаторі 10/0,38 кВ складаються з постійних та змінних втрат:

$$\Delta W_c = \Delta P_{\text{нх}} \cdot 8760 = 6920 \text{ кВт}\cdot\text{год,} \quad (5.5)$$

$$\Delta W_o = \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\Sigma\text{вч}}}{S_{\text{Тном}}} \right)^2 \tau = 3,96 \cdot \frac{195,05}{216} \cdot 1900 = 6135,5 \text{ кВт}\cdot\text{год.} \quad (5.6)$$

Втрати електроенергії у проєктованій електричній мережі:

Визначимо постійні втрати:

$$\Delta W_{\text{пост}} = \Delta W_c \quad (5.7)$$

$$\Delta W_{\text{пост}} = 6920 \text{ кВт}\cdot\text{год,}$$

Змінні –

$$\Delta W_{\text{зм}} = \Delta W_{10} + \Delta W_{0,38} + W_0 \quad (5.8)$$

$$\Delta W_{\text{зм}} = 9457 \text{ кВт}\cdot\text{год,}$$

Сумарні –

$$\Delta W = \Delta W_{\text{пост}} + \Delta W_{\text{зм}} \quad (5.7)$$

$$\Delta W = 16377 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

5.2 Визначення собівартості передавання електричної енергії

Розрахуємо капітальні витрати на спорудження електричної мережі [25].

Результати запишемо в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Капітальні витрати на спорудження електричної мережі

Елемент мережі	Питомі капітальні витрати, грн.	Кількість	Капітальні витрати на спорудження, грн.
Підстанція 10/0,4 кВ	275000	1 шт	275000
Лінія 10 кВ, 1 км	65625	7,3 км	479063
Лінія 0,38, 1 км. 3 проводами 5×А35	113585	0,3	34075
3 проводами 5×А50	163130	0,4	65252
3 проводами 5×А95	304515	0,65	197935
Мережа в цілому:			1051325

Розрахуємо амортизаційні витрати:

$$C_a = C_{a_{пс}} + C_{a_{л}} = a_{пс} K_{пс} + a_{л} K_{л} = 45547,69 \text{ грн.}$$

Затрати для обслуговування мережі:

$$C_o = a_o (n_{y_{пс}} + n_{y_{л10}} \cdot l_{10} + n_{y_{л0,38}} \cdot l_{0,38}) = 174888,56 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні затрати на мережу:

$$C_e = C_a + C_o = 220436,25 \text{ грн.}$$

Обчислюємо вартість втрат електричної енергії:

$$C_w = c(\Delta W_{пост} + W_{зм}) = 27514,14 \text{ грн.}$$

де c – тариф на електроенергію = 1,68 грн / кВт · год.

Обчислюємо загальні щорічні затрати на передачу електричної енергії:

$$C = C_e + C_w = 247950,4 \text{ грн.}$$

Обчислюємо собівартість передачі електричної енергії по спроектованій електричній мережі.

$$c_{ел} = \frac{C}{P_{роз} \cdot T} = 0,72 \text{ грн / кВт} \cdot \text{год.}$$

Здійснені розрахунки показали, що собівартість передачі електричної енергії по спроектованій мережі складає 0,72 грн / кВт · год.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі був проведений аналіз населеного пункту та виконаний розрахунок електричної мережі живлення с. Котельниця Нижньоворітської ОТГ Мукачівського району Закарпатської області та розроблено принципову схему постачання електроенергії. Основним завданням було впровадження системи автоматичного ввімкнення резервного живлення для фельдшерсько-акушерського пункту.

Виходячи з розрахункових навантажень житлових будинків і підприємств, що розташовані в населеному пункті було визначено потужність трансформаторів трансформаторної підстанції, вибрано проводи для мережі 10 та 0,38 кВ. Також було розраховано можливі аварійні режими мережі та обрано методи для захисту від них. Розроблено схему релейного захисту мережі 0,38 кВ.

Для забезпечення безперебійного електропостачання фельдшерсько-акушерського пункту, було розроблена схема автоматичного включення резервного живлення на основі секції батарей та інвертора. Обчислено основні параметри цієї системи та обрано відповідні елементи схеми.

Для того щоб перевірити роботоздатність спроектованої схеми, її було просимульовано в програмному забезпеченні *CADe SIMU*. Симуляція показала, що схема працює правильно, як при нормальній роботі мережі так і при зникненні напруги в мережі.

У розділі охорона праці та довкілля проаналізовано основні види небезпек та методи їх запобігання для електромонтерів при проведенні ремонтів та обслуговування підстанції. Приведені основні причини виникнення пожеж та заходи їх запобігання, описано правила з охорони довкілля. Також, в цьому розділі був проведений розрахунок блискавкозахисту для підстанції 10/0,4 кВ.

В роботі, також, розглянуто економічну складову та проведено техніко-економічні розрахунки, які показали, що собівартість передачі електричної енергії спроектованою мережею становить 0,72 грн/кВт·год.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Історія села Котельниця
URL:[HTTPS://uk.wikipedia.org/wiki/Котельниця](https://uk.wikipedia.org/wiki/Котельниця) (дата звернення 30.01.2023).
2. Супутникова мапа села Котельниця
URL:<https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D1%82%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B8%D1%86%D1%8F#/map/0> (дата звернення 12.05.2023).
3. Яримбаш Д. С., Яримбаш С. Т., Килимник І. М. Правила улаштування електроустановок. ПУЕ-2009. Харків: ООО «Форт», 2010. 704 с.
4. Василега П. О. Електропостачання: Навчальний посібник. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
5. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі. Київ: «Знання», 2007. 506 с.
6. Лукяненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
7. Панченко С. В., Блиндюк В. С., Баженов В. М. Релейний захист і автоматика: навчальний посібник. Харків: УкрДУЗТ, 2021. 276 с.
8. Клименко Б. В. Електричні Апарати. Електромеханічна апаратура еомутації, керування та захисту: навчальний посібник. Харків: «Точка», 2012. 340 с.
9. Зорин В. В, Тисленко В. В. Системи електропостачання загального значення. Чернігів: ЧГТУ, 2005. 341 с.
10. Клименко Б. В. Комутаційна апаратура, апаратура керування, запобіжники: навчальний посібник. Харків: «Талант», 2008. 228 с.
11. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах. Київ: «Вища школа», 2006. 367 с.
12. Каталог продукції фірми Hager
URL:<https://www.hager.ua/produkcija/rozpodil-elektroenergi/modulni-aparati/pristro-zaxistu-vid-perenaprugi-pzip-spd/kombinovani-pristro-zaxistu-vid-perenaprugi-tip-1+2/140371.htm> (дата звернення 12.05.2023)
13. Козирський В. В., Каплун В. В., Волошин С. М. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник. Київ: «Аграрна освіта», 2011. 448 с.

14. Сокол Є. І., Сендрович Г. А., Гриб О. Г. Автоматика протиаварійного управління електроенергетичних систем: підручник. Харків: ФОП Бровін О. В., 2020. 216 с.

15. Мейта О. В., Осадчук М. П. Релейний захист та автоматизація енергосистем: навчальний посібник. Київ: 2022. 80 с.

16. Тимочко В. О., Городецький І. М., Березовецький А. П., Мазур І. Б. Безпека життєдіяльності та охорона праці: навч. посібник. Львів: «Сполом» 2022. 376 с.

17. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Основи безпечної експлуатації електроустановок: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2021. 149 с.

18. Піструн І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія): навчальний посібник. Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.

19. Маліновський А. А. Основи електроенергетики та електропостачання: підручник. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2009. 436 с.

20. Кулаков О. В., Росоха В. О. Електротехніка та пожежна профілактика в електроустановках: підручник. Харків: НУЦЗУ, 2010. 569 с.

21. ДСН 3..3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку // постанова №37 від 01.12.1999. Міністерство охорони здоров'я України. Київ.

22. ДСанПін № 3..3.6.096-2002. Затвердження санітарних норм та правил при роботі з джерелами електромагнітних полів // Наказ №476 від 13.03.2003. Міністерство охорони здоров'я України. Київ.

URL:<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0203-03#Text>

23. Продіус І. П., Філіпов С. В., Захарченко В. І., Балан О. С. Економіка підприємства: навчальний посібник. Харків: Одісей, 2004. 192 с.

24. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник. Київ: Аграрна освіта, 2011. 448 с.

25. Шестеренко Е. В. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 655 с.