

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С.З. ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ З ВПРОВАДЖЕННЯМ КОМПЕНСАЦІЇ
РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ»**

Виконав: студент V курсу

групи Ен – 513 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

_____ Югас В. В.

Керівник: _____ Левонюк В. Р.

Рецензент: _____ Бабич М. І.

ДУБЛЯНИ 2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С.З. ГЖИЦЬКОГО
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)
к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)
“ ” 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Югасу Василю Васильовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Реконструкція системи електропостачання населеного пункту з впровадженням компенсації реактивної потужності»
керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)
- затверджені наказом ЛНУВМБТ 32-4 від 14.01.26 р.
2. Строк подання студентом роботи 16.03.26 р.
3. Вихідні дані
технічна документація, науково-технічна і довідкова література
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ
1 Загальна характеристика об'єкта електропостачання та обґрунтування теми кваліфікаційної роботи
2 Розрахунок та розроблення системи електропостачання населеного пункту
3 Компенсація реактивної потужності в системі електропостачання
4 Охорона праці та навколишнього середовища
5 Економічне обґрунтування проєкту системи електропостачання з компенсацією реактивної потужності
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	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 14.01.26 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Здійснення характеристики об'єкту електропостачання та обґрунтування теми кваліфікаційної роботи	14.01.2026 – 23.01.2026	
2	Здійснення обчислення параметрів електричної мережі	26.01.2026 – 6.02.2026	
3	Розрахунок параметрів релейного захисту трансформатора та лінії електропередачі	9.02.2026 – 13.02.2026	
4	Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій	16.02.2026 – 20.02.2026	
5	Вивчення питання охорони довкілля та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень	23.02.2026 – 27.02.2026	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	02.03.2026 – 06.03.2026	
7	Завершення роботи в цілому	9.06.2025 – 16.03.2026	

Студент

Югас В. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

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

УДК 621.58.2302:2

Югас В. В. «Реконструкція системи електропостачання населеного пункту з впровадженням компенсації реактивної потужності». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій, 2026 р. 51 с текстової частини, 8 рисунків, 10 таблиць, 26 джерел посилання.

У кваліфікаційній роботі проведено розроблення системи електропостачання населеного пункту з централізованою компенсацією реактивної потужності. Надано загальну характеристику населеного пункту, проаналізовано існуючий стан системи електропостачання та обґрунтовано актуальність модернізації мережі. Виконано розрахунок електричних навантажень, вибір потужності силового трансформатора, перерізів проводів мереж 0,38 та 10 кВ. Проведено аналіз способів компенсації реактивної потужності, розраховано параметри конденсаторної установки. Розглянуто питання охорони праці, електробезпеки, блискавкозахисту та пожежної безпеки, виконано структурно-функціональний аналіз небезпечних ситуацій та визначено заходи щодо мінімізації ризиків під час експлуатації електроустановок. Виконано економічне обґрунтування запропонованих технічних рішень та доведено доцільність впровадження компенсації реактивної потужності з позицій зниження втрат електроенергії та підвищення ефективності функціонування системи електропостачання.

Ключові слова: система електропостачання, трансформаторна підстанція 10/0,38 кВ, електричні навантаження, компенсація реактивної потужності, конденсаторна установка, коефіцієнт потужності.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕМИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ.....	8
1.1 Загальна характеристика села Коноплівці.....	8
1.2 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи.....	11
2 РОЗРАХУНОК ТА РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТА- ЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ.....	12
2.1 Визначення та розрахунок електричних навантажень системи електропостачання.....	12
2.2 Вибір потужності та параметрів трансформаторної підстанції.....	17
2.3 Розрахунок та вибір проводів для мереж 0,38 кВ та 10 кВ.....	19
2.4 Обчислення струмів коротких замикань.....	23
2.5 Обчислення параметрів релейного захисту.....	26
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТ- РОПОСТАЧАННЯ.....	31
3.1 Аналіз методів та способів компенсації реактивної потужності.....	31
3.2 Розрахунок та вибір засобів компенсації реактивної потужності.....	34
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	37
4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій.....	37
4.2 Розрахунок блискавкозахисту для підстанції 10/0,38 кВ.....	39
4.3 Пожежна безпека.....	41
4.4 Охорона довкілля.....	43
5 ЕКОНОМІЧНЕ ОБґРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПО- СТАЧАННЯ З КОМПЕНСАЦІЄЮ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	44
5.1 Розрахунок втрат електричної енергії.....	45
5.2 Розрахунок собівартості передачі електричної енергії.....	47
ВИСНОВКИ.....	49
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	50

ВСТУП

Стабільне та якісне електропостачання є однією з ключових умов соціально-економічного розвитку населених пунктів та забезпечення належного рівня життя населення. Зростання кількості електроприймачів, підвищення рівня електрифікації побуту та впровадження сучасного електротехнічного обладнання зумовлюють необхідність удосконалення існуючих систем електропостачання. Особливої актуальності це питання набуває для сільських населених пунктів, де електричні мережі часто характеризуються значним фізичним та моральним зносом [1].

Однією з важливих проблем функціонування розподільчих мереж є споживання реактивної потужності, що призводить до збільшення втрат електроенергії, перевантаження трансформаторів та ліній електропередач, а також погіршення показників якості електричної енергії. Раціональна організація компенсації реактивної потужності дає змогу підвищити коефіцієнт потужності, зменшити навантаження на елементи мережі та забезпечити економічно ефективну роботу системи електропостачання.

У зв'язку з цим розроблення системи електропостачання населеного пункту з централізованою компенсацією реактивної потужності є актуальним завданням, що має практичне значення та спрямоване на підвищення надійності, безпеки та енергоефективності електричних мереж.

Метою кваліфікаційної роботи є розроблення та технічне обґрунтування системи електропостачання населеного пункту з централізованою компенсацією реактивної потужності, яка забезпечує надійну, безпечну та економічно доцільну експлуатацію електричної мережі.

Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно вирішити такі завдання:

1. Проаналізувати існуючий стан системи електропостачання населеного пункту та визначити розрахункові електричні навантаження.
2. Виконати розрахунок та вибір силового трансформатора, перерізів проводів мереж 0,38 кВ та 10 кВ.

3. Розрахувати струми коротких замикань та здійснити підбір апаратів релейного захисту.

4. Проаналізувати способи компенсації реактивної потужності та обґрунтувати вибір оптимальної схеми.

5. Розрахувати параметри конденсаторної установки для централізованої компенсації реактивної потужності.

6. Розробити заходи з охорони праці, блискавкозахисту та пожежної безпеки під час експлуатації електроустановок.

7. Виконати економічне обґрунтування запропонованих технічних рішень.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є система електропостачання сільського населеного пункту з трансформаторною підстанцією 10/0,38 кВ та розподільчими мережами напругою 10 кВ та 0,38 кВ.

Предметом кваліфікаційної роботи є режими роботи електричної мережі населеного пункту, процеси розподілу активної та реактивної потужності, а також технічні та економічні аспекти впровадження централізованої компенсації реактивної потужності з метою підвищення ефективності та надійності електропостачання.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕМИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

1.1 Загальна характеристика села Коноплівці

Село Коноплиця розташоване у південно-західній частині України, на території Закарпатської області, та належить до Кольчинської селищної громади Мукачівського району. Населений пункт знаходиться поблизу м. Мукачево, яке є важливим адміністративним та транспортним центром регіону [2].

Село Коноплиця практично межує з районним центром м. Мукачево і між ними фізичного розриву у відстані не існує, вона перекрита житловими масивами та господарськими будівлями. Відстань по прямій до обласного центру м. Ужгород становить близько 45 км. У відносній близькості до населеного пункту проходять автомобільні дороги місцевого та регіонального значення, що забезпечує транспортну доступність та сприятливі умови для господарської діяльності та розвитку інженерної інфраструктури.

Населений пункт розташований у передгірській частині Закарпаття на висоті приблизно 130 – 150 м над рівнем моря. Територією села не проходять великі водні об'єкти, однак у межах та поблизу села Коноплиці наявні малі водотоки та меліоративні канали, характерні для цього регіону, які належать до басейну річки Латориці. Безпосередньо у межах села промислові поклади корисних копалин відсутні, однак на території Закарпатської області у цілому наявні родовища мінеральних вод, солей, будівельних матеріалів, а також поклади нафти й газу.

Ґрунтовий покрив території села представлений переважно дерново-підзолистими та бурими лісовими ґрунтами, характерними для передгірських районів Закарпаття. Клімат регіону – помірно континентальний з м'якими зимами та теплим літом. Середньорічна температура повітря становить близько 10 – 11 °С, а середньорічна кількість атмосферних опадів – у межах 700 – 800

мм, що створює сприятливі умови для сільськогосподарського виробництва та проживання населення.

Село Коноплиця є компактним за площею населеним пунктом із переважно індивідуальною житловою забудовою. Чисельність населення становить приблизно 600 осіб, що зумовлює відносно невеликі, але стабільні електричні навантаження з домінуванням побутових споживачів. Належність до Кольчинської селищної громади та близькість до м. Мукачево сприяють поступовому розвитку інфраструктури села, у тому числі систем електропостачання, з перспективою подальшого зростання енергоспоживання, адже це село виступає передмістям для м. Мукачево з природними зонами, яке активно розвивається.

На території населеного пункту функціонують об'єкти адміністративного призначення, житлова забудова, а також заклади торгівлі й побутового обслуговування населення. До основних соціально значущих об'єктів належать будівля органів місцевого управління, заклади громадського харчування, початкова школа та торговельні точки. Житловий фонд села сформований переважно однопверховими індивідуальними житловими будинками.

Теплопостачання житлових і громадських приміщень, а також приготування їжі в більшості випадків забезпечується за рахунок використання природного газу, водночас частина домогосподарств застосовує тверде паливо як альтернативне джерело теплової енергії. Споживачі електричної енергії, розташовані на території села, за ступенем надійності електропостачання належать до другої та третьої категорій.

Електропостачанням села Коноплівці, як і усіх інших населених пунктів Закарпатської області, займається ПрАТ «Закарпаттяобленерго». Також це підприємство здійснює обслуговування ліній електропередач та трансформаторних підстанцій до 110 кВ.

Село Коноплівці отримує живлення повітряною лінією електропередачі 10 кВ від ПС 220 кВ «Мукачево», яка має довжину 3,4 км. У системі електропостачання села Коноплівці, усі споживачі електричної енергії отримують жив-

лення від підстанції 10/0,38 кВ проводами типу А-35, які підвішені на дерев'яних та частково заміненних залізобетонних опорах.

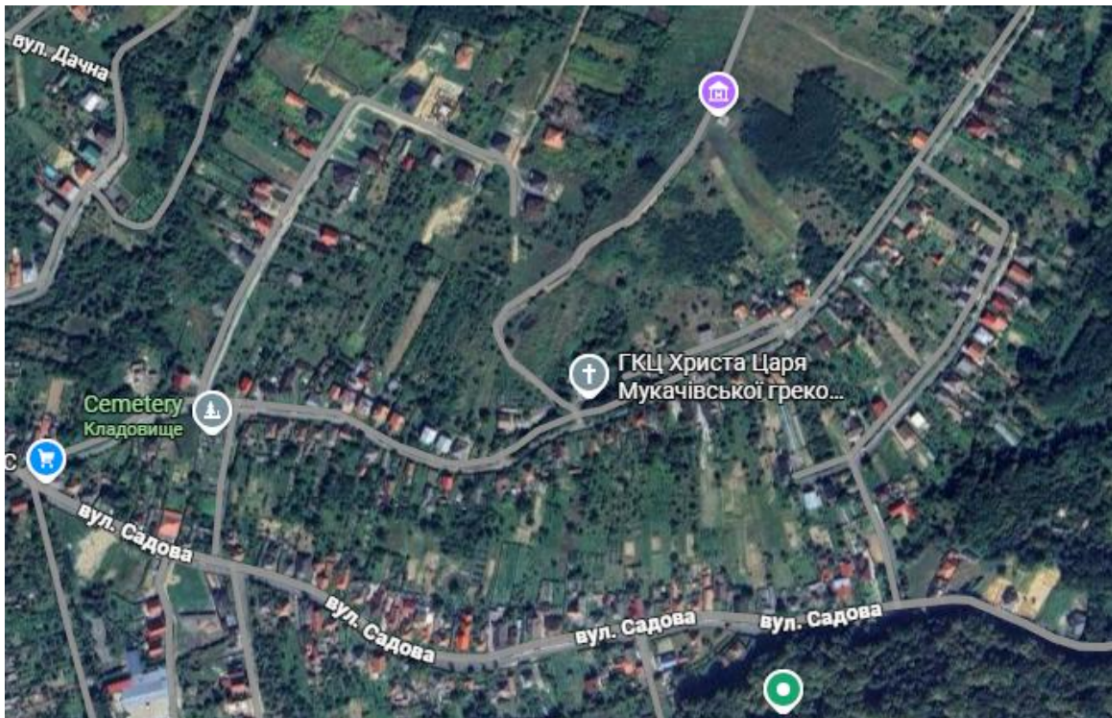


Рисунок 1.1 – Супутникове зображення карти с. Коноплівці [3]

Трансформаторна підстанція, яка експлуатується на території населеного пункту, загалом перебуває у працездатному та задовільному технічному стані. Захист обладнання від дії атмосферних та комутаційних перенапруг реалізовано шляхом застосування розрядників у поєднанні з системою заземлювальних пристроїв. Система вуличного освітлення виконана на основі дугових газорозрядних ламп, при цьому мережа освітлення прокладена паралельно до силової мережі електропостачання та, з огляду на тривалий термін експлуатації, також потребує оновлення. Облік спожитої електричної енергії здійснюється за допомогою сучасних електронних лічильників активної електроенергії.

Разом з тим, електричні мережі населеного пункту характеризуються незадовільним технічним станом та значним рівнем фізичного та морального зносу. Силевий трансформатор експлуатується в умовах систематичного перевантаження, що зумовлено його невідповідністю фактичній кількості та структурі електричних споживачів. У зв'язку з цим чинна система електропостачання потребує комплексної реконструкції та модернізації з урахуванням сучасних вимог до надійності й якості електропостачання.

1.2 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи

Згідно з основоположними принципами державної політики України, забезпечення належних умов життя населення є одним із ключових завдань функціонування соціально орієнтованої держави. Вагомою складовою цих умов є стабільне, безпечне та якісне електропостачання, яке безпосередньо впливає на рівень комфорту проживання, розвиток соціальної інфраструктури та ефективність господарської діяльності. Надійність систем електропостачання набуває особливої актуальності в умовах зростання електроспоживання та підвищених вимог до якості електричної енергії [4].

Існуюча система електропостачання сільських населених пунктів, зокрема села Коноплиці, формувалася у попередні десятиліття з урахуванням значно нижчих навантажень та технічних вимог, ніж ті, які є актуальними на сьогодні. За час експлуатації суттєво змінилася структура електроспоживання: зросла кількість побутових електроприладів, електроопалювального та електротехнологічного обладнання, яке призводить до перевантаження елементів мережі та погіршення показників надійності. Крім того, значна частина повітряних ліній та трансформаторного обладнання характеризується високим рівнем фізичного та морального зносу, що збільшує імовірність аварійних відключень та втрат електричної енергії.

У цих умовах виникає об'єктивна потреба у комплексному переосмисленні та модернізації системи електропостачання з урахуванням сучасних нормативних вимог, перспектив розвитку населеного пункту та доцільності впровадження засобів компенсації реактивної потужності. Це дасть змогу підвищити енергоефективність мережі, зменшити втрати електричної енергії та забезпечити стабільне електроживлення споживачів. Саме тому тема кваліфікаційної роботи, присвячена розробці системи електропостачання населеного пункту з компенсацією реактивної потужності навантаження, є актуальною та практично значущою.

2 РОЗРАХУНОК ТА РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

2.1 Визначення та розрахунок електричних навантажень системи електропостачання

Перед виконанням розрахунків доцільно уточнити окремі особливості та обмеження електричної мережі. Насамперед, під час визначення навантажень вузлів потрібно враховувати споживання електроенергії на зовнішнє вуличне освітлення. Вихідними умовами приймаємо, що електропостачання населеного пункту здійснюється повітряними лініями напругою 0,38 кВ від однієї трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ. Кількість ліній 0,38 кВ, які відходять від підстанції, доцільно обмежити трьома-чотирма, що відповідає вимогам експлуатаційної надійності та економічної доцільності.

Трансформаторну підстанцію 10/0,38 кВ слід розміщувати безпосередньо на території села, максимально наближаючи її до найбільш потужних споживачів, з урахуванням того, що гранична довжина повітряних ліній напругою 0,38 кВ не повинна перевищувати 600 м.

Потужність зовнішнього освітлення житлових будинків, громадських та комунальних об'єктів приймаємо рівною 250 Вт, передбачаючи використання сучасних світлодіодних світильників. Для освітлення вулиць використовується питома потужність 10 Вт на один метр довжини вулиці.

Розрахунок навантажень вузлів електричної мережі виконуємо за відомими залежностями, наведеними у [5]:

$$P_{вч} = \sum P_{iвв} \cdot k_o, \quad P_{дн} = \sum P_{iвв} \cdot k_o, \quad P = k_o \cdot k_y \cdot n_o \cdot P_o, \quad (2.1)$$

де $P_{вч}$, $P_{дн}$ – вечірній та денний максимуми електричних навантажень; P_o – навантаження житлових будинків; k_o – коефіцієнт одночасності; k_y – коефіцієнт участі навантаження об'єкта у мережі (у денному максимумі – 0,3; у вечірньому максимумі – 1,0); n_o – кількість будинків i -ї ділянки електричної мережі.

Використовуючи вирази (2.1), на прикладі електричного вузла 1, визначаємо величини навантажень, результати яких наведено нижче:

$$P_{\text{дн}1} = 0,6 \cdot 0,3 \cdot 5 \cdot 1,8 = 1,63 \text{ кВт}, \quad P_{\text{вч}1} = 0,6 \cdot 1 \cdot 5 \cdot 1,8 = 5,5 \text{ кВт}.$$

Розрахунки електричних навантажень для інших вузлів виконуються аналогічним чином. Отримані значення навантажень зведено до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Зведені результати розрахунків електричних навантажень вузлів

Вузол	1	2	5	6	7	8
$P_{\text{дн}}$, кВт	1,63	4,63	1,95	3,43	1,63	1,63
$P_{\text{вч}}$, кВт	5,5	10,2	6,5	9,6	5,5	5,5
Вузол	10	11	12	13	14	15
$P_{\text{дн}}$, кВт	1,95	1,63	1,63	10,95	1,63	1,63
$P_{\text{вч}}$, кВт	6,5	5,5	5,5	9,5	5,5	5,5

На підставі виконаних розрахунків та плану села Конопниці сформовано розрахункову схему вузлів електричних навантажень мережі напругою 0,38 кВ. Зазначену схему електричної мережі наведено на рисунку 2.1.

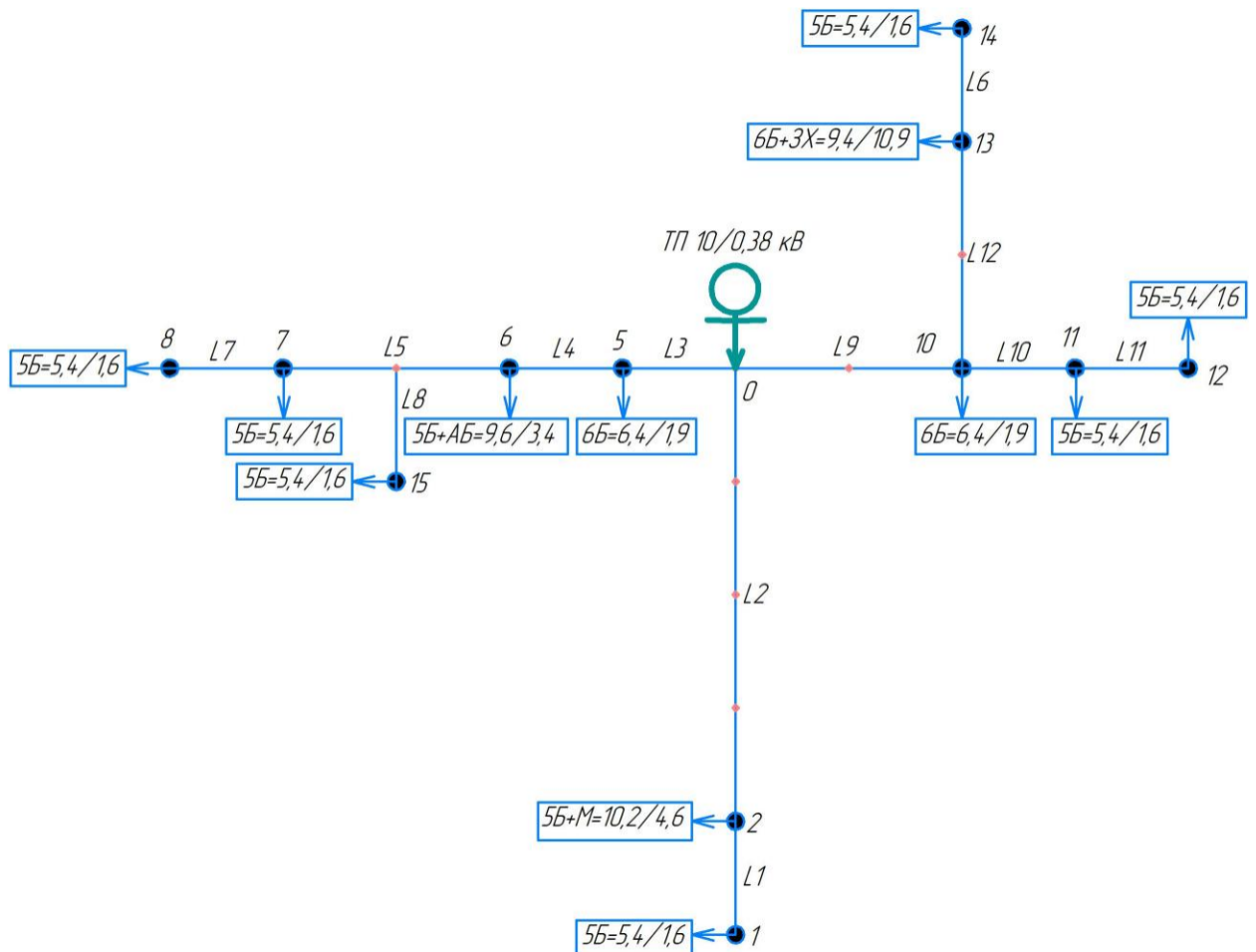


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема вузлів електричних навантажень

На рисунку 2.1 наведено схему підключення об'єктів електропостачання до вузлів електричних навантажень. Для кожного вузла подано його характеристику, яка відображає кількість приєднаних споживачів, а також значення активних навантажень у денний та вечірній періоди, наведені через дробову риску.

На етапі розроблення передбачається, що з боку низької напруги трансформатора 0,38 кВ буде підключено три фідери: фідер **Ф1**, до якого належать вузли 5, 6, 7, 8 та 15, фідер **Ф2**, який включає вузли 1 та 2, фідер **Ф3** – 10, 11, 12 та 13. Крім того, до трансформаторної підстанції під'єднується мережа вуличного освітлення, яка на схемі рисунка 2.1 окремо не показана, оскільки її конфігурація є аналогічною до структури основної електричної мережі напругою 0,38 кВ.

Навантаження трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ, зумовлене електроспоживанням житлових будинків, визначаємо за виразом [6]:

$$P_{\sum \delta} = \sum k_o k_y n_{\delta} P_{\delta}, \quad P_{\sum \delta \text{ дн}} = 20,4 \text{ кВт}, \quad P_{\sum \delta \text{ вч}} = 68 \text{ кВт}. \quad (2.2)$$

де P_{δ} – електричне навантаження житлових будинків; n_{δ} – кількість будівель i -ї ділянки; k_o – коефіцієнт одночасності; k_y – коефіцієнт участі.

Електричне навантаження трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ, зумовлене споживанням комунальних об'єктів, визначаємо за виразом:

$$P_{\kappa} = k_o \cdot (P_M + P_{AB} + P_{3X}); \quad (2.3)$$

$$P_{\kappa \text{ дн}} = 0,6 \cdot (5 + 3 + 15) = 13,8 \text{ кВт}, \quad P_{\kappa \text{ вч}} = 0,6 \cdot (8 + 7 + 5) = 12 \text{ кВт}.$$

Розраховуємо навантаження, яке буде створюватися системою освітлення вулиць, через добуток питомого електричного навантаження 1 м вулиці на довжини всіх вулиць:

$$P_{\text{во}} = P_{\text{ос}} \cdot l_{\text{заг}}, \quad P_{\text{во}} = 3 \cdot 1800 \cdot 10^{-3} = 5,4 \text{ кВт}. \quad (2.4)$$

де $l_{\text{заг}}$ – сумарна довжина усіх вулиць села; $P_{\text{ос}}$ – питоме електричне навантаження на 1 м погонний вулиці;

Визначимо величину електричного навантаження, яке припадатиме на трансформаторну підстанцію напругою 10/0,38 кВ унаслідок роботи систем зовнішнього освітлення житлових будинків та комунальних об'єктів. Розрахунок виконується за такою залежністю:

$$P_{\bar{b}o} = n_{\bar{b}} \cdot P_{oc\bar{b}}, \quad P_{\bar{b}o} = 66 \cdot 0,25 = 16,5 \text{ кВт.} \quad (2.5)$$

де $n_{\bar{b}}$ – кількість житлових та комунальних об'єктів; $P_{oc\bar{b}}$ – значення потужності, яке необхідне для зовнішнього освітлення об'єкта.

Визначаємо сумарну величину електричного навантаження від освітлювальних установок, що припадає на трансформаторну підстанцію 10/0,38 кВ. Обчислення здійснюємо за відповідною розрахунковою залежністю [7]:

$$P_o = P_{\bar{b}o} + P_{oc\bar{b}}, \quad P_o = 5,4 + 16,5 = 21,9 \text{ кВт.} \quad (2.6)$$

Сумарне електричне навантаження трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ визначаємо як результат додавання денних та вечірніх навантажень усіх споживачів електричної енергії з урахуванням потужності, необхідної для забезпечення зовнішнього та вуличного освітлення. Розрахунок виконуємо за таким співвідношенням:

$$P_{\Sigma \partial n} = P_{\Sigma \bar{b}} + P_k, \quad P_{\Sigma \bar{b}ч} = P_{\Sigma \bar{b}} + P_k + P_o, \quad (2.7)$$

$$P_{\Sigma \partial n} = 20,4 + 13,8 = 34,2 \text{ кВт}, \quad P_{\Sigma \bar{b}ч} = 68 + 12 + 21,9 = 101,9 \text{ кВт.}$$

Спираючись на розраховані значення активної потужності навантажень, визначаємо відповідні повні потужності з урахуванням коефіцієнтів потужності $\cos \varphi_{\partial n} = 0,9$, $\cos \varphi_{\bar{b}ч} = 0,92$. Обчислення здійснюємо за наведеними залежностями:

$$S_{\Sigma \partial n} = \frac{P_{\Sigma \partial n}}{\cos \varphi_{\partial n}}, \quad S_{\Sigma \bar{b}ч} = \frac{P_{\Sigma \bar{b}ч}}{\cos \varphi_{\bar{b}ч}}, \quad S_{\Sigma \partial n} = \frac{34,2}{0,9} = 38 \text{ кВА}, \quad S_{\Sigma \bar{b}ч} = \frac{101,9}{0,92} = 110,8 \text{ кВА.} \quad (2.8)$$

Розрахунок активних навантажень для окремих ділянок лінії електропередачі виконуємо за тим самим принципом, що й для трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ. Методика залишається аналогічною – визначення здійснюється шляхом підсумовування навантажень відповідних споживачів. Як приклад розглянемо визначення денного активного навантаження для ділянки лінії

електропередач № 1. Його значення отримуємо додаванням розрахункових електричних навантажень усіх об'єктів електроспоживання, приєднаних до цієї ділянки, відповідно до такого виразу:

$$P = k_o \cdot k_y \cdot n_{\bar{o}} \cdot P_{\bar{o}} + P_k, \quad (2.9)$$

$$P_{1_{\text{дн}}} = 0,6 \cdot 0,3 \cdot 5 \cdot 1,8 = 1,63 \text{ кВт}, \quad P_{1_{\text{вч}}} = 0,6 \cdot 1 \cdot 5 \cdot 1,8 = 5,4 \text{ кВт}.$$

Крім того, під час визначення вечірніх електричних навантажень необхідно додатково врахувати потужність, яка припадає на освітлювальні установки та передається відповідною ділянкою лінії електропередачі. З урахуванням цього розрахунок виконується за таким виразом [8]:

$$P_{\text{вч } o} = P_{\text{вч}} + (n_{\bar{o}} + n_o) \cdot P_{\bar{o}o}, \quad P_{1_{\text{вч } o}} = 5,4 + 5 \cdot 0,25 = 7,65 \text{ кВт}. \quad (2.10)$$

Результати виконаних розрахунків активних електричних навантажень мережі напругою 0,38 кВ з урахуванням складової освітлення узагальнено та наведено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розраховані активні електричні навантаження для ділянок мережі 0,38 кВ

ЛЕП	1	2	3	4	5	6
$P_{\text{дн}}$, кВт	1,63	8,24	11,4	9,48	3,24	1,63
$P_{\text{вч } o}$, кВт	7,65	26,5	47,8	38,8	16,3	7,65
ЛЕП	7	8	9	10	11	12
$P_{\text{дн}}$, кВт	1,63	1,63	23,7	3,24	1,63	18,5
$P_{\text{вч } o}$, кВт	7,65	7,65	48,1	15,3	7,65	22,8

Далі, використовуючи значення коефіцієнтів потужності для денних та вечірніх режимів роботи, визначаємо повні потужності навантажень окремих ділянок мережі. Розрахунки виконуються для кожної ділянки з урахуванням відповідних значень коефіцієнтів потужності. Отримані результати обчислення повних потужностей навантажень узагальнено та наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Розраховані повні потужності електричних навантажень ділянок мережі 0,38 кВ

ЛЕП	1	2	3	4	5	6
$S_{\text{дн}}$, кВт	1,8	9,15	12,6	10,5	3,6	1,8
$S_{\text{вч } o}$, кВт	8,31	28,8	51,9	42,2	17,7	8,31
ЛЕП	7	8	9	10	11	12

$S_{дн}, \text{кВт}$	1,8	1,8	26,3	3,6	1,8	20,6
$S_{вч}, \text{кВт}$	8,31	8,31	52,3	16,6	8,31	24,8

Далі, розраховуємо струми ділянок електричної мережі 0,38 кВ за виразом:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad I_{дн} = \frac{1,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2,73 \text{ А}, \quad I_{вч} = \frac{8,31}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 12,6 \text{ А}. \quad (2.11)$$

У таблиці 2.5 наведено результати розрахунку струмів, які протікають по окремих ділянках електричної мережі напругою 0,38 кВ.

Таблиця 2.5 – Розраховані струми ділянок електричної мережі 0,38 кВ

ЛЕП	1	2	3	4	5	6
$I_{дн}, \text{А}$	2,74	13,9	19,4	16,0	5,49	2,74
$I_{вч}, \text{А}$	12,6	43,8	79,0	64,2	26,9	12,6
ЛЕП	7	8	9	10	11	12
$I_{дн}, \text{А}$	2,74	2,74	40,1	5,48	2,74	31,3
$I_{вч}, \text{А}$	12,6	12,6	79,6	25,2	12,6	37,8

2.2 Вибір потужності та параметрів трансформаторної підстанції

Значення потужності трансформатора 10/0,38 кВ будемо вибирати так, щоб $S_{ном} k_n \geq S_{розр}$, де $S_{розр}$ – розрахункова повна потужність на шинах 0,38 кВ трансформаторної підстанції; $S_{ном}$ – номінативна потужність трансформатора; k_n – коефіцієнт допустимого перевантаження або запасу потужності трансформатора. Оскільки у сільській місцевості відсутні споживачі I категорії за надійністю електропостачання, а також передбачене можливе збільшення навантаження, приймаємо коефіцієнт запасу k_n рівним 1,4.

Враховуючи, що вечірнє навантаження значно перевищує денне, за розрахункове для вибору трансформатора беремо саме його: $S_{розр} = S_{\Sigma вч} = 110,8 \text{ кВА}$.

Необхідну потужність трансформатора 10/0,38 кВ визначаємо за формулою:

$$S_m \geq \frac{S_{розр}}{0,9}, \quad S_m \geq \frac{110,8}{1,4} = 79,1 \text{ кВА}. \quad (2.12)$$

Згідно з довідниковими даними [9], обираємо трансформатор з напругою вищої сторони 10 кВ – ТМ – 100 – 10 / 0,38. Цей трансформатор має п'ять

відгалужень щодо номінальної напруги вищої сторони: $0; \pm 2,5 \%; \pm 5 \%$. Перемикання відгалужень може виконуватися лише за умови, що обмотки трансформатора від'єднані від живлення, із застосуванням пристрою перемикачів обмоток без збудження (ПБЗ). У таблиці 2.6 наведено основні параметри обраного трансформатора.

Таблиця 2.6 – Параметри вибраного трансформатора $TM - 100 - 10 / 0,38$

$S_{ном},$ кВА	$U_{Вном},$ кВ	$U_{Нном},$ кВ	Схеми та групи з'єднань трансформатора	$\Delta P_{HX},$ кВт	$\Delta P_{КЗ},$ кВт	$u_{кз},$ %	$I_{HX},$ %
100	10	0,38	$Y / Y_H - 0$	0,36	1,97	4,5	2,6

Визначаємо повний опір трансформатора, приведений до його вищої напруги, за формулою [10]:

$$z_m = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{Вном}^2}{S_{ном}}, \quad z_m = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10000^2}{100000} = 45 \text{ Ом.} \quad (2.13)$$

Визначаємо активний опір трансформатора, приведений до вищої напруги, за наступним виразом:

$$r_m = P_{кз} \frac{U_{Вном}^2}{S_{ном}^2}, \quad r_m = 1970 \cdot \frac{10000^2}{100000^2} = 19,7 \text{ Ом.} \quad (2.14)$$

Визначаємо реактивний опір трансформатора, приведений до вищої напруги, за формулою:

$$x_m = \sqrt{z_m^2 - r_m^2}, \quad x_m = \sqrt{45^2 - 19,7^2} = 40,45 \text{ Ом.} \quad (2.15)$$

Для проекрованої електричної мережі обираємо комплектну трансформаторну підстанцію напругою 10/0,38 кВ. Обрана підстанція виконується у блочному варіанті та включає такі основні елементи:

На стороні високої напруги (10 кВ):

- силовий трансформатор 10/0,38 кВ;
- розподільчі пристрої 10 кВ, до складу яких входить трифазний роз'єднувач із заземлювальними ножами, розташований на найближчій опорі лінії 10 кВ;

- захист від комутаційних та атмосферних перенапруг у вигляді вентильних розрядників;

- запобіжники для захисту від коротких замикань.

На стороні низької напруги (0,38 кВ):

- електрозлагодa трансформатора розташована у нижній шафі, де встановлено рубильник, до ножів якого підключені вентильні розрядники з боку ліній 0,38 кВ;

- трифазні та двофазні комплекти трансформаторів струму для обліку електроенергії та захисту трансформатора і ліній від перевантажень;

- захист мережі електричного освітлення здійснюється запобіжниками;

- автоматичні вимикачі забезпечують захист від коротких замикань та автоматичне відключення всіх ліній електропередач.

Таке конструктивне рішення дає змогу забезпечити надійне живлення споживачів та захист обладнання від перевантажень та аварійних режимів.

2.3 Розрахунок та вибір проводів для мереж 0,38 кВ та 10 кВ

Під час аналізу повітряних ліній напругою 0,38 та 10 кВ виконуємо вибір перерізів проводів з урахуванням допустимих втрат напруги. Згідно з вимогами Правилa улаштування електроустановок, провідники магістральних ділянок мережі 0,38 кВ слід підбирати таким чином, щоб у межах однієї магістралі використовувалася мінімальна кількість різних перерізів. Це спрощує монтаж, експлуатацію та подальше обслуговування мережі.

Вибір перерізів проводів магістралей здійснюємо відповідно до методики, наведеної в [11]. Оскільки на всіх ділянках магістралі коефіцієнти потужності прийняті однаковими, втрати напруги можна визначати за спрощеним виразом, що має вигляд:

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

де r_0, x_0 – активні та реактивні опори проводів ділянок ліній; n – кількість ділянок магістралей ліній; $\Delta U_a, \Delta U_p$ – активна та реактивна складові спаду напруги на ділянках магістралей; I_i, l_i – значення струму та довжини ділянок магістралей ліній.

Проаналізувавши значення погонних реактивних опорів провідників (у межах 0,0003 – 0,00035 Ом/м), можна зробити висновок, що зміна перерізу практично не впливає на величину реактивного опору. З огляду на це, на початковому етапі розрахунків доцільно прийняти його сталим для всіх ділянок ліній електропередач, із значенням 0,00035 Ом/м.

Для ілюстрації методики розглянемо вибір перерізу проводу для ділянки 0 – 8 мережі 0,38 кВ. Згідно з прийнятими вимогами, допустимі втрати напруги на цій ділянці не повинні перевищувати 5 %, що відповідає 19 В.

Реактивну складову падіння напруги на ділянці 0 – 8 визначаємо за таким виразом:

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_i, \quad (2.17)$$

$$\Delta U_{p0-8} = \frac{0,35}{0,38} \cdot (20,3 \cdot 0,1 + 16,5 \cdot 0,1 + 6,9 \cdot 0,2 + 3,25 \cdot 0,1) = 4,71 \text{ В.}$$

Гранично допустиме значення активної складової падіння напруги визначаємо з урахуванням встановленого обмеження за загальними втратами напруги. Розрахунок виконуємо за таким виразом:

$$\Delta U_{ад} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p, \quad \Delta U_{a0-6\partial} = 19 - 4,7 = 14,3 \text{ В.} \quad (2.18)$$

Переріз проводів для ділянки магістралі 0 – 8 визначаємо на підставі умови допустимих втрат напруги, використовуючи відповідну розрахункову залежність. Обчислення виконуємо за таким виразом:

$$F_{розр} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i}{U_{ном} \cdot \Delta U_{ад} \cdot g}, \quad (2.19)$$

$$F_{0-8розр} = \frac{47,8 \cdot 0,1 + 38,8 \cdot 0,1 + 16,3 \cdot 0,2 + 7,6 \cdot 0,1}{0,38 \cdot 0,0143 \cdot 32 \cdot 10^6} = 73 \text{ мм}^2,$$

де $g = 32 \cdot 10^6$ См/м – значення провідності алюмінію на 1 м.

Відповідно до довідника, для магістралі 0 – 8 ми вибрали алюмінієвий провід А-95.

Аналогічні обчислення виконуємо для всіх інших магістральних ділянок мережі, після чого визначаємо необхідні перерізи проводів для кожної з них. Підсумкові результати проведених розрахунків зведено та наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Втрати напруги у магістралях мережі 0,38 кВ

Магістраль	ΔU , В
0 – 8	18,6
0 – 1	17
0 – 14	18,8

На підставі довідникових даних [12] здійснюємо остаточний вибір перерізів проводів для мережі напругою 0,38 кВ. Обрані типи та значення перерізів провідників, що відповідають результатам розрахунків, узагальнено наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Вибрані проводи та їх параметри для мережі 0,38 кВ

Лінія мережі 0,4 кВ	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Доп. струм, А
1, 2	А-70	0,46	0,283	265
3 – 12	А-95	0,32	0,268	320

Аналогічну методику застосовуємо і для вибору проводів повітряної лінії 10 кВ. Підбір перерізу здійснюємо з урахуванням допустимих втрат напруги, які для цієї мережі не повинні перевищувати 400 В, що відповідає 5 % від номінальної напруги.

$$\Delta U_p^{10} = \frac{0,35}{10} \cdot (39 \cdot 3,4) = 4,64 \text{ В,}$$

$$\Delta U_{ад}^{10} = 400 - 4,64 = 395,36 \text{ В,}$$

$$F_{розр}^{10} = \frac{92 \cdot 3,4}{10 \cdot 0,3953 \cdot 32} = 2,47 \text{ мм}^2.$$

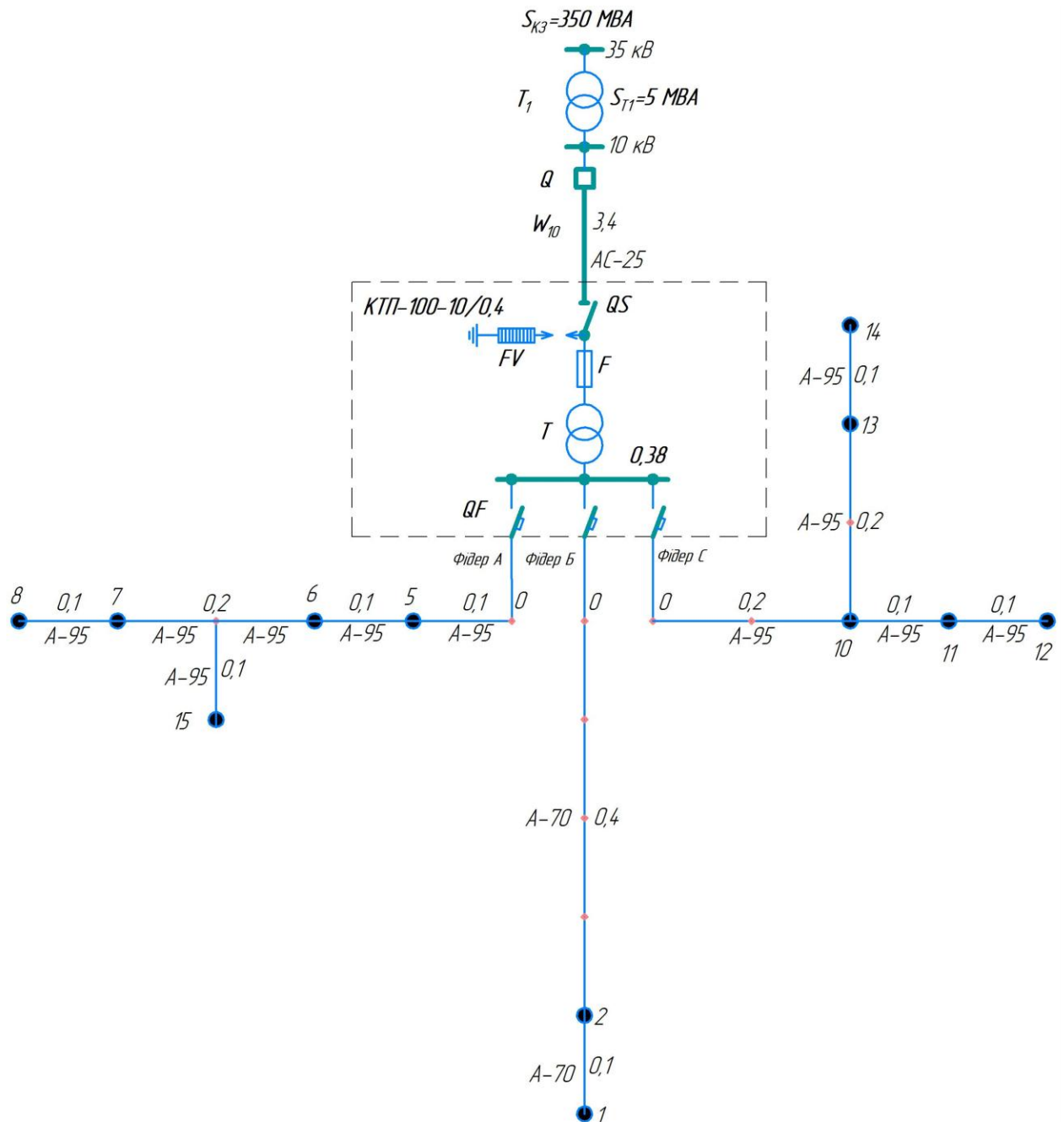


Рисунок 2.2 – Принципова схема проектованої електричної мережі

Згідно результатів обчислень ми отримали переріз $F_{10_{розр}} = 2,47 \text{ мм}^2$. Водночас, згідно з вимогами Правил експлуатації електроустановок, мінімально допустимий за умовами механічної міцності переріз алюмінієвого проводу зі сталевим осердям для повітряних ліній напругою 10 кВ не може бути меншим за 25 мм^2 . З огляду на це, для лінії електропередачі 10 кВ приймаємо провід марки АС-25. Основні технічні параметри обраного проводу наведено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Параметри проводу АС-25 для електричної мережі 10 кВ

Лінія мережі 10 кВ	Марка про- воду	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Доп. струм, А
ТП 35 кВ – ТП 10 кВ	АС-25	1,146	0,377	136

Обчислені втрати напруги для проводу АС–25 у лінії електропередачі 10 кВ для режиму максимальних навантажень становитимуть 32,3 В (0,1 %).

2.4 Обчислення струмів коротких замикань

Для аналізу аварійних режимів необхідно попередньо сформувавши схему заміщення мережі. Як правило, такі розрахунки виконують для однієї фази, тому подальші побудови здійснюємо саме в однолінійному еквіваленті. Розроблена схема заміщення наведена на рисунку 2.3.

У схемі джерело живлення подано у вигляді еквівалентного опору електроенергетичної системи та відповідної ЕРС. Трансформатори підстанції 35/10 кВ змодельовано поздовжньою гілкою із зосередженими параметрами. З огляду на відносно невисокий клас напруги, лінії 10 кВ, силові трансформатори та лінії 0,38 кВ також представлені поздовжніми гілками, що відповідає загальноприйнятому підходу до розрахунків у розподільчих мережах.

Для спрощення подальших обчислень параметри всіх елементів схеми приведено до обраної базисної напруги.

Під час розрахунку однофазних коротких замикань у мережі 0,38 кВ еквівалентний опір визначається як опір петлі «фаза – нуль». До його складу входять опори фазного та нульового провідників, повторних заземлень нульового проводу, а також опір розтікання струму по землі.

Для визначення струму однофазного короткого замикання на шинах 10 кВ підстанції 10/0,38 кВ попередньо обчислені значення струму приводять до рівня напруги 10 кВ [13], що забезпечує коректність подальших розрахунків у схемі заміщення.

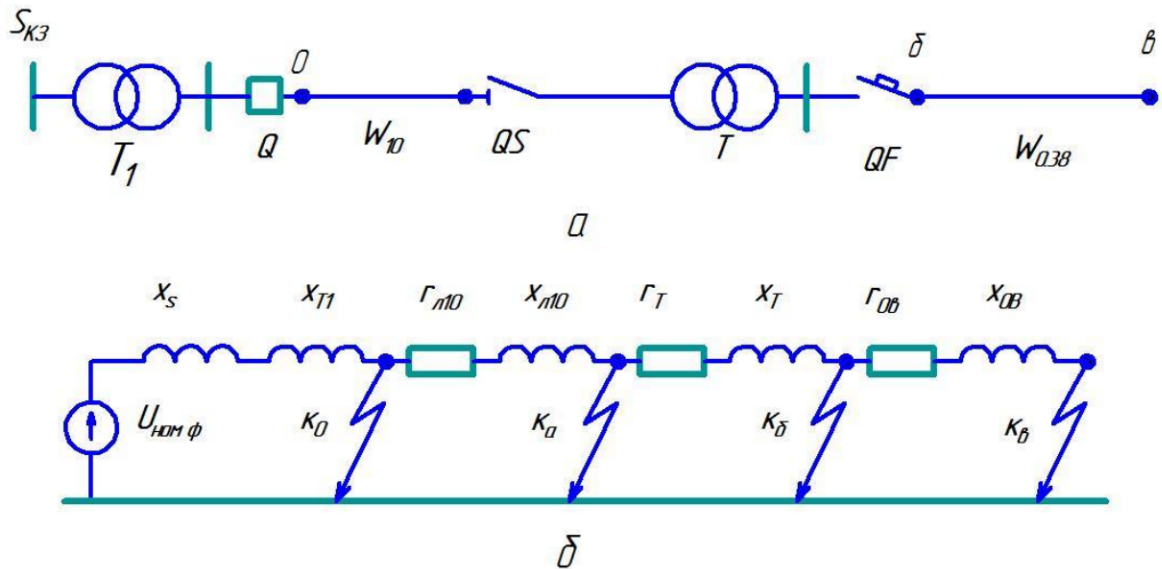


Рисунок 2.3 – Розрахункові схеми заміщення для розрахунку струмів коротких замикань: принципова (а); заступна (б).

Для визначення струмів короткого замикання на стороні 10 кВ у точках **а** та **б** всі опори попередньо приводяться до рівня напруги 10 кВ з використанням коефіцієнтів трансформації. Еквівалентний опір електроенергетичної системи напругою 35 кВ визначається за формулою [14]:

$$x_s = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}}, \quad x_s = \frac{10^2}{350} = 0,28 \text{ Ом.} \quad (2.20)$$

Реактивний опір трансформатора 35/10 кВ розраховуємо за виразом:

$$x_{m1} = \frac{U_{КЗ}}{100} \frac{U_{НОМ}^2}{S_{m1}}, \quad x_{T1} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 79,1} = 0,056 \text{ Ом.} \quad (2.21)$$

Опори лінії електропередачі 10 кВ становлять $x_{л10} = 1,96 \text{ Ом}$; $r_{л10} = 5,95 \text{ Ом}$, опори трансформатора 10/0,38 кВ – $x_m = 40,4 \text{ Ом}$; $r_m = 19,7 \text{ Ом}$.

Повний еквівалентний опір, а також струми двофазного і трифазного короткого замикання на початку повітряної лінії напругою 10 кВ (точка 0) визначаємо за такими розрахунковими співвідношеннями:

$$z_{\Sigma 0} = x_s + x_{m1}, \quad z_{\Sigma 0} = 0,28 + 0,056 = 0,34 \text{ Ом;} \quad (2.22)$$

$$I_{K0}^{(3)} = \frac{1000 U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 0}}, \quad I_{K0}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 0,34} = 16873,4 \text{ А;} \quad (2.23)$$

$$I_{K0}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K0}^{(3)}, \quad I_{K0}^{(2)} = 0,87 \cdot 16873,4 = 14679,8 \text{ А.} \quad (2.27)$$

Сумарний опір та струми короткого замикання (трифазного і двофазного) на стороні вищої напруги трансформатора 10/0,38 кВ у точці **а** визначаємо за такими залежностями:

$$z_{\Sigma a} = \sqrt{(x_s + x_{m1} + x_{л10})^2 + r_{л10}^2}, \quad z_{\Sigma a} = \sqrt{(0,28 + 0,056 + 1,28)^2 + 3,89^2} = 4,22 \text{ Ом}; \quad (2.28)$$

$$I_{Ka}^{(3)} = \frac{1000U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 1}}, \quad I_{Ka}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 4,22} = 1369,2 \text{ А}; \quad (2.29)$$

$$I_{Ka}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{Ka}^{(3)}, \quad I_{Ka}^{(2)} = 0,87 \cdot 1369,2 = 1191,2 \text{ А.} \quad (2.30)$$

і у точці **б**, відповідно:

$$z_{\Sigma б} = \sqrt{(x_s + x_{Т1} + x_{л10} + x_{Т})^2 + (r_{л10} + r_{Т})^2}, \quad (2.31)$$

$$z_{\Sigma б} = \sqrt{(0,28 + 0,056 + 1,28 + 40,4)^2 + (3,89 + 19,7)^2} = 48,2 \text{ Ом}, \quad I_{Kб}^{(3)} = 119,8 \text{ А}, \quad I_{Kб}^{(2)} = 104,2 \text{ А.}$$

У режимі короткого замикання струми на виводах 0,38 кВ трансформатора 10/0,38 кВ у точці **б** визначаються за такими розрахунковими залежностями:

$$I_{Kбн} = \frac{U_{Вном}}{U_{Нном}} \cdot I_{Kб}, \quad I_{Kбн}^{(3)} = \frac{10}{0,4} \cdot 119,8 = 2995,1 \text{ А}, \quad I_{Kбн}^{(2)} = \frac{10}{0,4} \cdot 104,2 = 2605,8 \text{ А.} \quad (2.32)$$

Опорами мережі 10 кВ та приведенної системи 35 кВ можна знехтувати, оскільки їхні значення суттєво менші порівняно з опором трансформатора 10/0,38 кВ. Далі визначаємо струми короткого замикання для найбільш електрично віддалених вузлів мережі 0,38 кВ, зокрема № 8, № 1 та № 14.

$$z_{\Sigma в} = z_{\Sigma б} \cdot \left(\frac{U_{H ном}}{U_{B ном}} \right)^2 + z_{0в}, \quad (2.33)$$

де для вузлів $v = 8, 1, 14$ будемо мати: $z_{0-8} = 0,2 \text{ Ом}$; $z_{\Sigma 8} = 0,28 \text{ Ом}$; $z_{0-1} = 0,27 \text{ Ом}$; $z_{\Sigma 1} = 0,34 \text{ Ом}$. Відповідно, струми коротких замикань у цих вузлах будуть рівними: $I_{K8н}^{(3)} = 1329,1 \text{ А}$; $I_{K8н}^{(2)} = 1156,3 \text{ А}$; $I_{K1н}^{(3)} = 1094,3 \text{ А}$; $I_{K1н}^{(2)} = 952 \text{ А}$;

$$I_{K14н}^{(3)} = 1329,1 \text{ А}; \quad I_{K14н}^{(2)} = 1156,3 \text{ А};$$

Розраховуємо струми однофазного короткого замикання у найвіддаленіших вузлах мережі 0,38 кВ за виразом [15]:

$$I_{K\epsilon\epsilon}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(\frac{z_{m0}}{3} + z_{n\epsilon} \right)}, \quad (2.34)$$

де $z_{m0} = 1,63$ Ом – опір нульової послідовності трансформатора під час короткого замикання фази на корпус; $z_{n\epsilon}$ – опір петлі «фаза – нульовий провід» для певного вузла короткого замикання ($\epsilon = 8, 1, 14$):

$$z_{n\epsilon} = \frac{z_{0\epsilon}}{3} (2+3,5); \quad (2.35)$$

$$z_{n8} = \frac{0,2}{3} (2+3,5) = 0,38 \text{ Ом}, \quad z_{n1} = \frac{0,27}{3} (2+3,5) = 0,49 \text{ Ом}, \quad z_{n14} = \frac{0,2}{3} (2+3,5) = 0,38 \text{ Ом},$$

Струми однофазного короткого замикання на землю визначаємо за таким розрахунковим співвідношенням [16]:

$$I_{K8n}^{(1)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{1,63}{3} + 0,38 \right)} = 237,2 \text{ А}, \quad I_{K1n}^{(1)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{1,63}{3} + 0,49 \right)} = 211,5 \text{ А},$$

$$I_{K14n}^{(1)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{1,63}{3} + 0,38 \right)} = 237,2 \text{ А}.$$

2.5 Обчислення параметрів релейного захисту

Захист трансформатора 10/0,38 кВ. Захист трансформатора 10/0,38 кВ потужністю 100 кВА передбачається виконати за допомогою плавких запобіжників, встановлених на стороні 10 кВ. Вибір запобіжників для захисту трансформаторів здійснюється відповідно до таких критеріїв [16]:

- за номінальною напругою мережі $U_{зан} = U_{ном}$;

○ за номінальним струмом відключення, який повинен перевищувати максимальне значення струму короткого замикання в точці встановлення запобіжника $I_{н.вимк} \geq I_{кз.макс}$;

○ за номінальним струмом плавкої вставки, який повинен узгоджуватися з номінальним струмом трансформатора $I_{вст} \approx 2 \cdot I_{т.ном}$.

Врахувавши всі вимоги, для захисту трансформатора обираємо запобіжник ПКТ-10-3-31 з такими характеристиками: номінальний струм – 20 А, номінальна напруга – 10 кВ, номінальний струм відмикання – 31 кА.

Захист електричної мережі 0,38 кВ. Для забезпечення надійного захисту електричної мережі напругою 0,38 кВ необхідно правильно підібрати автоматичні вимикачі. Їх вибір здійснюється з урахуванням таких вимог:

○ номінальний струм автоматичного вимикача повинен перевищувати розрахунковий струм навантаження мережі $I_{р.в} \geq I_{нав}$;

○ за номінальною напругою мережі $U_{авт} = U_{ном}$;

○ за струмом спрацювання незалежного розчіплювача, який повинен перевищувати значення струму однофазного короткого замикання в кінцевій точці магістралі $I_{с рн} \geq 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр}$;

○ за струмом спрацювання напівпровідникового розчіплювача, який повинен перевищувати максимальне робоче значення струму в магістралі $I_{с рн} \geq 1,4 \cdot I_{мр}$;

○ номінальна напруга автоматичного вимикача має бути більшою за $U_{авт} = 660 \text{ В} > 380 \text{ В}$;

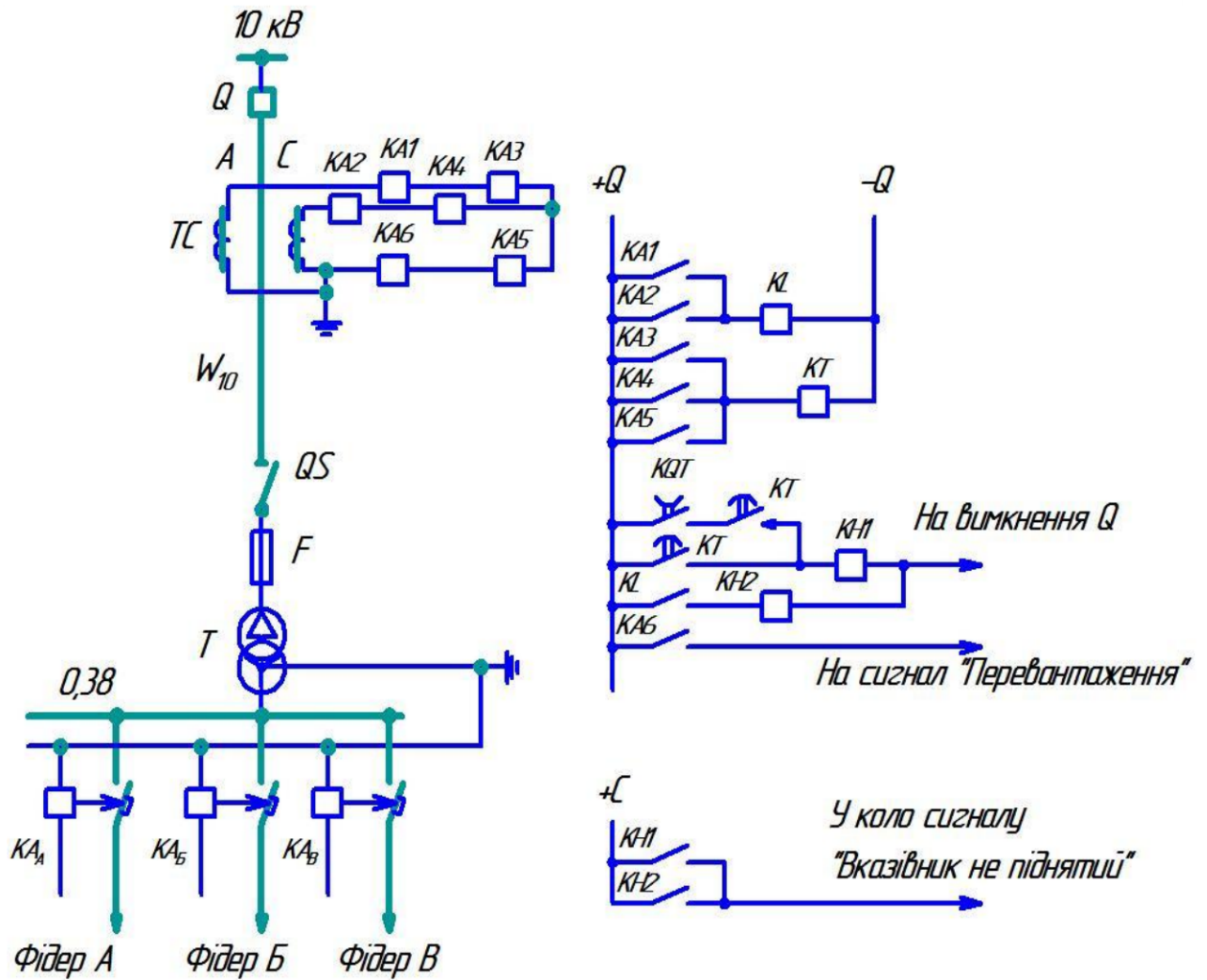
○ за коефіцієнтом чутливості напівпровідникового розчіплювача $k_{ч} = I_{кз}^{(2)} / I_{сн} \geq 1,1$.

Під час визначення уставок номінальних струмів напівпровідникових розчіплювачів фідерів необхідно враховувати такі вимоги [17]:

$$A \Rightarrow I_{навА} = 79 \text{ А}, \quad I_{рвА} = 90 \text{ А};$$

$$Б \Rightarrow I_{навБ} = 43,8 \text{ А}, \quad I_{рвБ} = 50 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{набБ} = 43,8 \text{ A}, \quad I_{р6Б} = 50 \text{ A}.$$



ТС	Трансформатори струму ТПЛК-10
КА1-КА6	Реле струму РТ-40
КТ	Реле часу типу РВ-122
КЛ	Проміжне реле типу РП-23 чи РП-251
КН1, КН2	Вказівні реле типу РЧ-1
КQT	Контакт реле положення "вимкнено" вимикача Q
КА _А , КА _Б , КА _В	Реле струму в нейтралях лінії 0,38 кВ

Рисунок 2.4 – Принципова схема релейного захисту електричної мережі

Вибір уставок струмів спрацювання напівпровідникових розчіплювачів фідерів здійснюється відповідно до чинних вимог та нормативних документів. Параметри налаштовують таким чином, щоб розчіплювач реагував на перевищення струму понад допустимі значення, забезпечуючи надійний захист електричної системи.

$$A \Rightarrow I_{снА} = 150 \text{ А} \geq 1,4 I_{мрА} = 1,4 \cdot 79 = 110,7 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{снБ} = 100 \text{ А} \geq 1,4 I_{мрБ} = 1,4 \cdot 43,8 = 61,4 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{снВ} = 150 \text{ А} \geq 1,4 I_{мрВ} = 1,4 \cdot 79,6 = 111,4 \text{ А}.$$

Визначення коефіцієнтів чутливості напівпровідникових розчіплювачів здійснюється згідно з чинними нормативними вимогами. Отримані значення характеризують ступінь реагування розчіплювача на зростання струму в мережі. Формули для їх обчислення залежать від технічних параметрів конкретного розчіплювача та особливостей електричної системи. Тому під час розрахунків необхідно керуватися відповідними стандартами та офіційними рекомендаціями профільних організацій.

$$A \Rightarrow k_{ч} = I_{к}^{(2)} / I_{сн} = I_{к8н}^{(2)} / I_{снА} = 1156,3/150 = 7,7;$$

$$B \Rightarrow k_{ч} = I_{к}^{(2)} / I_{сн} = I_{к1н}^{(2)} / I_{снБ} = 952,0/100 = 9,52;$$

$$B \Rightarrow k_{ч} = I_{к}^{(2)} / I_{сн} = I_{к14н}^{(2)} / I_{снБ} = 1156,3/150 = 7,7.$$

У разі однофазних коротких замикань розрахунок струмів спрацювання реле незалежних розчіплювачів виконується відповідно до чинних стандартів та нормативних вимог. Під час визначення цих значень враховують параметри конкретного реле та характеристики електричної мережі [18].

Для різних видів коротких замикань у мережі струми спрацювання незалежних розчіплювачів визначаються з урахуванням умов їх виникнення. Зокрема, при однофазних замиканнях у різних точках мережі розрахунки проводять окремо, спираючись на технічні характеристики реле та розрахункові параметри відповідної ділянки мережі.

$$A \Rightarrow I_{срн} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot 79 = 29,6 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{срн} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot 43,8 = 16,4 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{срн} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot 79,6 = 29,8 \text{ А}.$$

Приймаємо

$$A \Rightarrow I_{срн} = 20 \text{ А} < I_{к8н}^{(1)} / 2 = 237,2/2 = 118,6 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{срн} = 20 \text{ А} < I_{к1н}^{(1)} / 2 = 211,5/2 = 105,7 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{срн} = 20 \text{ А} < I_{к14н}^{(1)} / 2 = 237,2/2 = 118,6 \text{ А}.$$

Уставку струму спрацювання електромагнітного розчіплювача приймаємо рівною $I_{сн} = 3000 \text{ А}$. За умови трифазного короткого замикання на початку ліній ($I_k = 2995 \text{ А}$) електромагнітні розчіплювачі автоматичних вимикачів повинні забезпечувати миттєве відключення фідерів. Це гарантує оперативну локалізацію аварії та запобігає можливим пошкодженням обладнання.

За результатами виконаних розрахунків та підбору електротехнічного обладнання можна зробити висновок, що спроектована електрична мережа відповідає вимогам надійності, ефективності та безпеки. Обране устаткування забезпечує стабільну роботу як у нормальних, так і в аварійних режимах.

Під час проєктування також передбачено комплекс заходів із підвищення безпеки, зокрема обґрунтований вибір засобів захисту, які забезпечують своєчасне реагування на короткі замикання та надійне відключення відповідних фідерів у разі виникнення аварійної ситуації.

3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Аналіз методів та способів компенсації реактивної потужності

Засоби компенсування реактивної потужності охоплюють сукупність технічних рішень та організаційних заходів, спрямованих на регулювання балансу реактивної потужності у системах передавання електричної енергії. Реалізація такого впливу можлива як шляхом збільшення генерування реактивної потужності, так і за рахунок зменшення її споживання, що досягається застосуванням відповідних схем та алгоритмів компенсації. Оптимізація реактивного навантаження в електроенергетичних системах є одним із ключових напрямів підвищення ефективності їх функціонування [18].

Методи компенсації реактивної потужності у системах передавання електричної енергії доцільно поділяти на пасивні та активні. Пасивні методи орієнтовані на зниження обсягів споживання реактивної потужності за рахунок застосування відповідних елементів та режимних рішень. Активні підходи, своєю чергою, передбачають генерацію реактивної потужності та її керуване введення у систему електропередачі відповідно до оптимальних алгоритмів компенсації.

До пасивних методів компенсування реактивної потужності належать заходи, спрямовані на зменшення протікання реактивних струмів у мережі та, відповідно, на зниження споживання реактивної потужності. Основними з них є:

- перемикання обмоток статора асинхронних двигунів із схеми «трикутник» на схему «зірка» за умов завантаження двигунів менш ніж 40 % від номінального;
- впровадження організаційних та технічних заходів, спрямованих на оптимізацію адміністративних, технологічних та виробничих процесів з метою покращання режимів роботи споживачів електричної енергії, обладнання та систем;

- застосування синхронних двигунів замість асинхронних під час проєктування нових об'єктів, а також заміна існуючих електроприводів за наявності відповідних технічних та технологічних можливостей;
- зменшення споживання реактивної потужності шляхом відключення трансформаторів, завантажених менш ніж на 30 % від номінальної потужності, а також асинхронних двигунів, які працюють у режимі неробочого ходу;
- удосконалення систем електроприводів із тиристорними регуляторами напруги та заміна випрямних пристроїв на багатофазні схеми з метою покращення енергетичних показників;
- обмеження рівня генерації струмів вищих гармонік або використання у мережах електропередачі систем зі штучною комутацією випрямних елементів.

До активних способів компенсування реактивної потужності належать методи, які ґрунтуються на безпосередньому генеруванні реактивної енергії у системах передавання електроенергії. До основних технічних рішень цього класу відносять [19]:

- багатоступеневі установки компенсації реактивної потужності на основі конденсаторних батарей, у яких комутація здійснюється за допомогою вентиляльних апаратів;
- конденсаторні батареї, укомплектовані системами керування, захисту та комутаційною апаратурою; такі установки призначені для підвищення коефіцієнта потужності й можуть бути як нерегульованими, так і автоматично регульованими з використанням релейних контакторів;
- синхронні електричні машини різних типів, зокрема синхронні компенсатори, які застосовуються переважно для стабілізації напруги у точці приєднання у межах $\pm 5\%$ від номінального значення та працюють без механічного навантаження на валу;
- косинусні конденсатори та конденсаторні батареї, які використовуються в індивідуальних та групових схемах компенсації реактивної потужності;

○ статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності, які за своєю суттю є мостовими генераторами реактивної енергії з окремими накопичувальними елементами, лінійними або нелінійними реакторами насичення та паралельно підключеними керованими тиристорами, які реалізують режими прямої та непрямої компенсації реактивної потужності.

У системах передавання електричної енергії найбільш поширеними є індивідуальний, груповий та централізований способи компенсації реактивної потужності. У практиці проектування та експлуатації електричних мереж також застосовують різні комбінації зазначених підходів. Найчастіше комбіновані рішення базуються на поєднанні централізованої компенсації з індивідуальною або груповою, що дає змогу підвищити ефективність регулювання режимів роботи мережі.

Схематичне відображення основних способів компенсації реактивної потужності навантажень у розподільчих електричних мережах наведено на рисунку 3.1.

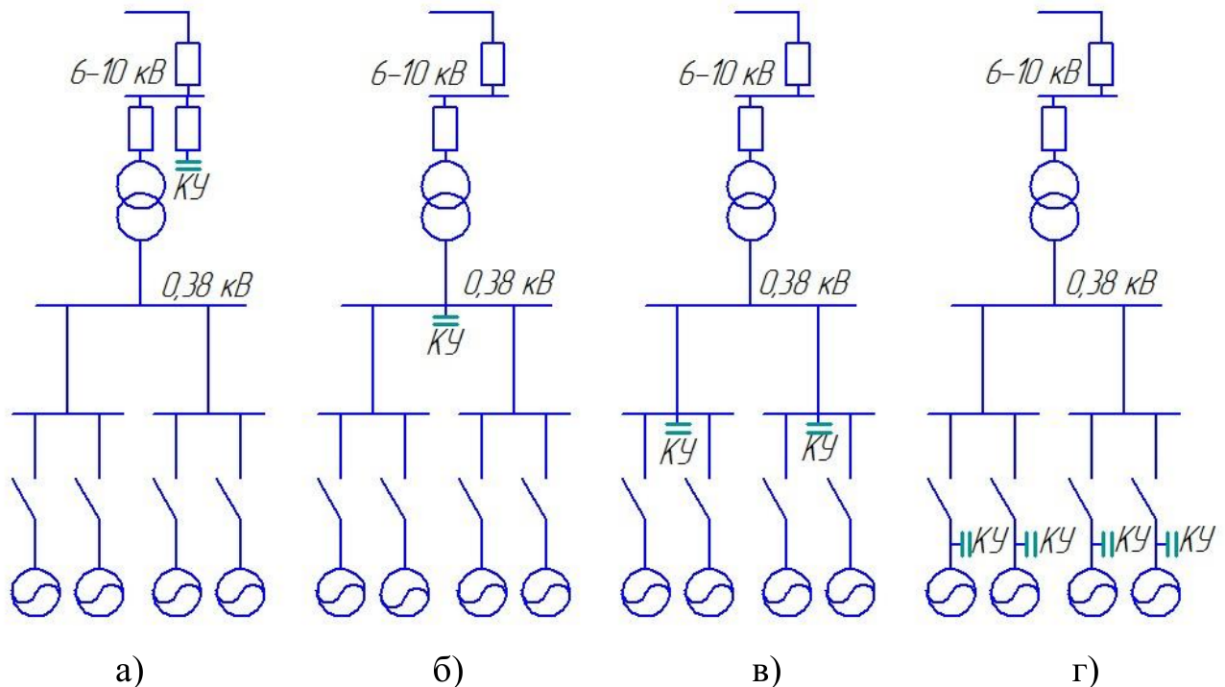


Рисунок 3.1 – Способи компенсації реактивної потужності навантаження: *а* – централізований зі сторони високої напруги; *б* – централізований зі сторони низької напруги; *в* – посеційний (груповий); *г* – індивідуальний.

Вибір та техніко-економічне обґрунтування способів компенсації реактивної потужності, а також монтаж відповідних компенсувальних пристроїв

та їх подальше обслуговування, як правило, виконуються спеціалізованими організаціями, які здійснюють енергоаудит об'єктів електропостачання. Такий підхід дає змогу коректно визначити необхідні параметри систем компенсації, уникнути явищ перекомпенсації та істотно зменшити обсяги некомпенсованої реактивної потужності в мережах передавання електричної енергії з переважно реактивним характером навантаження.

3.2 Розрахунок та вибір засобів компенсації реактивної потужності

Розрахунок потужностей і ємностей батарей конденсаторів виконуватимемо з використанням методик, наведених у [20]. Конденсаторні батареї плануються розмістити безпосередньо на закритій комплектній трансформаторній підстанції. Таке рішення забезпечує можливість компенсації реактивної потужності для всіх магістралей мережі, а також дає змогу використовувати наявні вимірювальні трансформатори струму як давачі для систем керування.

Визначення параметрів конденсаторних батарей здійснюватиметься для двох можливих схем з'єднання – «трикутник» та «зірка». Поточне значення коефіцієнта потужності мережі за відсутності пристроїв компенсації реактивної потужності становить 0,79. Розрахунки потужностей і ємностей конденсаторних батарей проводитимемо для заданого (бажаного) коефіцієнта потужності навантаження, який приймаємо рівним 0,92.

У випадку з'єднання конденсаторних батарей за схемою «зірка» фазні струми та сумарна реактивна потужність трьох фаз конденсаторів визначаються за такими виразами:

$$I_K = \frac{U_\Phi}{X_C} = \frac{U_\Phi}{1/(\omega C)} = \frac{U_L \omega C}{\sqrt{3}},$$

$$Q_K = \sqrt{3} U_L I_K = \sqrt{3} U_L \frac{U_L \omega C}{\sqrt{3}} = U_L^2 \omega C. \quad (3.1)$$

Для зміни кута φ_1 до значення φ_2 , нам потрібно змінити струм конденсатора I_K , який розраховується за виразами:

$$I_K = I_{P1} - I_{P2} = I_{La} \operatorname{tg} \varphi_1 - I_{La} \operatorname{tg} \varphi_2 = I_{La} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2). \quad (3.2)$$

Підставивши вирази (3.2) у (3.1) та виразимо після цього значення ємності, отримаємо вирази для розрахунку ємності однієї фази:

$$C_Y = \frac{Q_K}{\omega U_{\text{Л}}^2} = \frac{\sqrt{3} U_{\text{Л}} I_K}{\omega U_{\text{Л}}^2},$$

$$C_Y = \frac{\sqrt{3} I_{La}}{\omega U_{\text{Л}}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2), \quad (3.3)$$

де I_{La} – вартість активної складової струму через навантаження.

У разі з'єднання конденсаторних батарей за схемою «трикутник» ємність однієї фази C_{Δ} , сумарна реактивна потужність трьох фаз Q_K , а також лінійний струм I_K визначаються відповідно до розрахункових залежностей, наведених у [20]:

$$I_K = \sqrt{3} I_{K\Phi} = \sqrt{3} U_{\text{Л}} \omega C_{\Delta},$$

$$Q_K = \sqrt{3} U_{\text{Л}} I_K = 3 U_{\text{Л}}^2 \omega C_{\Delta};$$

$$C_{\Delta} = \frac{Q_K}{3 U_{\text{Л}}^2 \omega} = \frac{\sqrt{3} U_{\text{Л}} I_K}{3 U_{\text{Л}}^2 \omega}, \quad \text{чи}$$

$$C_{\Delta} = \frac{I_{La}}{\sqrt{3} U_{\text{Л}} \omega} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2). \quad (3.4)$$

Розраховуємо $\operatorname{tg} \varphi_1$ та $\operatorname{tg} \varphi_2$ використовуючи вирази:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi},$$

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\sqrt{1 - 0,79^2}}{0,79} = 0,77,$$

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sqrt{1 - 0,92^2}}{0,92} = 0,425. \quad (3.5)$$

Активну складову струму визначаємо шляхом використання відповідних розрахункових залежностей, які мають такий вигляд:

$$I_{La} = \frac{S_{\Sigma BC}}{\sqrt{3}U_L} \cdot \cos \varphi_2, \quad I_{La} = \frac{110,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} \cdot 0,92 = 155,05 \text{ А.} \quad (3.6)$$

Скориставшись співвідношенням (3.3), визначаємо значення ємності батарей статичних конденсаторів, з'єднаних за схемою «зірка»:

$$C_Y = \frac{\sqrt{3} \cdot 155,05}{314,15 \cdot 380} \cdot (0,77 - 0,425) = 775,2 \text{ мкФ.}$$

Застосовуючи співвідношення (3.4), обчислюємо значення ємності батарей статичних конденсаторів, з'єднаних за схемою «трикутник»:

$$C_{\Delta} = \frac{155,05}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 314,15} \cdot (0,77 - 0,425) = 259,0 \text{ мкФ.}$$

При підборі конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності визначаємо необхідну сумарну потужність статичних конденсаторних батарей за таким виразом:

$$Q_C = P \cdot (tg \varphi_1 - tg \varphi_2). \quad (3.7)$$

Розрахунок коефіцієнтів реактивної потужності $tg \varphi_1$, $tg \varphi_2$ проводимо на основі вартостей $\cos \varphi_1$, $\cos \varphi_2$, відтак вираз (3.7) можемо записати так [20]:

$$Q_C = P \cdot k, \quad (3.8)$$

де k – коефіцієнт реактивної потужності компенсаційної установки.

$$Q_C = 101,9 \cdot 0,38 = 38,72 \text{ кВАр.}$$

Вибираємо для компенсації реактивної потужності установку КРМ-0,4 потужністю 40 кВАр, яка буде встановлена на стороні 0,38 кВ трансформаторної підстанції.

Під час організації компенсації реактивної потужності необхідно враховувати не лише потреби споживачів. Надмірне підвищення коефіцієнта потужності може призвести до збільшення сумарних втрат енергії у мережі електропередач. Тому надзвичайно важливо забезпечити умову, за якої зменшення втрат активної потужності у мережі завдяки компенсації реактивної потужності перевищує додаткові втрати активної потужності, що виникають у самих компенсуючих установках та пристроях.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій

Охорона праці є складовою частиною виробничої діяльності та спрямована на забезпечення безпечних умов праці, запобігання виробничому травматизму й професійним захворюванням. Вона охоплює систему організаційних, технічних і санітарно-гігієнічних заходів, а також проведення обов'язкових інструктажів і навчання персоналу з питань безпечного виконання робіт.

Під час експлуатації та обслуговування електроустановок системи електропостачання населеного пункту працівники зазнають впливу підвищеної небезпеки, зумовленої наявністю електричної напруги, можливістю ураження електричним струмом, а також дією супутніх механічних і термічних факторів. Тому всі електромонтери повинні проходити вступний, первинний та періодичний інструктажі з охорони праці й електробезпеки та мати відповідну групу з електробезпеки.

Аналіз умов праці показує, що основними причинами виникнення електротравматизму є випадковий дотик до струмовідних частин електрообладнання, робота з несправним або невідповідним інструментом, використання електроустановок без заземлення, а також нехтування засобами індивідуального захисту. Додаткову небезпеку становить залишкова напруга на елементах електроустановок, зокрема на конденсаторних установках централізованої компенсації реактивної потужності, навіть після їх відключення від мережі.

Електромонтер під час виконання робіт з обслуговування підстанцій і компенсаційних пристроїв зобов'язаний підтримувати обладнання у справному технічному стані, застосовувати безпечні методи роботи, користуватися спеціальним одягом та засобами індивідуального захисту. Забороняється виконувати роботи без перевірки відсутності напруги, при недостатньому осві-

тленні або з порушенням встановлених вимог нормативних документів. Постійний контроль за станом електрообладнання, інструменту та комутаційних апаратів є необхідною умовою запобігання виникненню небезпечних ситуацій під час експлуатації систем електропостачання.

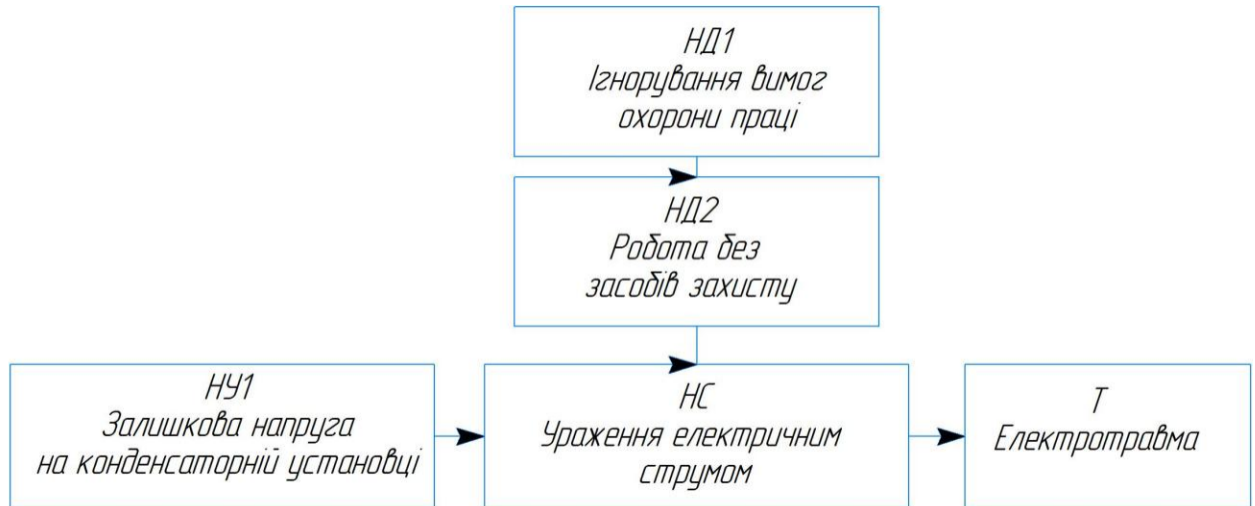


Рисунок 4.1 – Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечної ситуації під час обслуговування конденсаторної установки централізованої компенсації реактивної потужності: НУ1 – небезпечна умова (наявність залишкової напруги на конденсаторній установці після її відключення від мережі); НД1 – небезпечна дія (відсутність перевірки відсутності напруги перед початком робіт); НД2 – небезпечна дія (дотик до струмовідних частин без застосування діелектричних засобів захисту); НС – небезпечна ситуація (ураження працівника електричним струмом у зоні обслуговування конденсаторної батареї); Т – травма (електротравма різного ступеня тяжкості).

На рисунку 4.1 представлено структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечної ситуації під час обслуговування конденсаторної установки централізованої компенсації реактивної потужності [22].

У результаті поєднання небезпечної умови та послідовних небезпечних дій формується небезпечна ситуація, яка може призвести до травмування обслуговуючого персоналу. Проведений аналіз дозволяє визначити критичні етапи робіт та обґрунтувати необхідність дотримання вимог охорони праці під час експлуатації електроустановок системи електропостачання населеного пункту.

На основі проведеного структурно-функціонального аналізу виникнення небезпечної ситуації під час обслуговування конденсаторних установок

централізованої компенсації реактивної потужності можна сформулювати такі основні рекомендації щодо підвищення рівня безпеки праці електромонтерів.

Перед початком виконання робіт необхідно забезпечити повне зняття напруги з електроустановки та обов'язково перевірити її відсутність за допомогою справних вимірювальних приладів. Особливу увагу слід приділяти врахуванню залишкової напруги на конденсаторних батареях, для чого необхідно застосовувати розрядні пристрої та дотримуватися встановлених нормативами часових інтервалів.

Усі роботи з обслуговування електроустановок повинні виконуватися лише з використанням справного та сертифікованого інструменту, а також засобів індивідуального захисту, зокрема діелектричних рукавиць, ізолювального інструменту та захисного одягу. Забороняється виконувати роботи без застосування передбачених засобів захисту або з порушенням вимог інструкцій з охорони праці.

Важливим організаційним заходом є проведення регулярних інструктажів та перевірок знань працівників з питань охорони праці й електробезпеки. Працівники повинні бути ознайомлені з можливими небезпечними та шкідливими виробничими факторами, а також із правильними діями у разі виникнення аварійних ситуацій.

Крім того, необхідно здійснювати постійний контроль за технічним станом електрообладнання, систем заземлення та захисних пристроїв. Своєчасне виявлення й усунення несправностей дозволяє знизити ймовірність виникнення небезпечних ситуацій і мінімізувати ризик електротравматизму під час експлуатації систем електропостачання населеного пункту.

4.2 Розрахунок блискавкозахисту для підстанції 10/0,38 кВ

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 [23].

Для розрахунку нам буде потрібна схема підстанції з її розмірами:

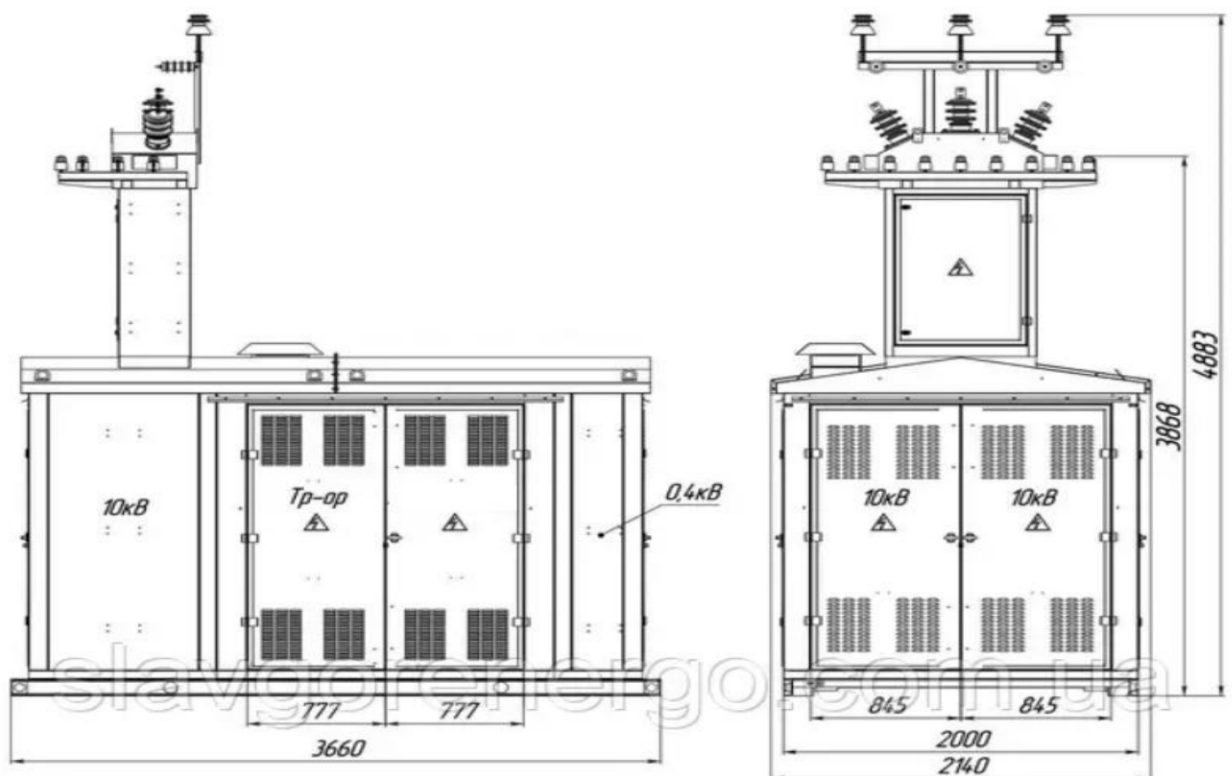


Рисунок 4.3 – Загальний вигляд та розміри КТП

Розрахуємо блискавкозахист для нашої підстанції 63 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 ви-

соту 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 [22]:

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

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 [21].

Особа, відповідальна за протипожежний стан електроустановок зобов'язана:

- 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;
- брати участь у розслідуванні виникнення пожеж від електроустановок, розробляти і здійснювати заходи щодо їх попередження [23].

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.

4.4 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 [24].

Немалу роль в охороні довкілля виконує мінімізація впливу електромагнітного випромінювання. Напруженість електромагнітних полів не повинна перевищувати граничнодопустимих рівнів цих факторів відповідно до ДСанПін № 3..3.6.096-2002. Важливо вживати заходів для мінімізації впливу електромагнітного випромінювання та дотримуватися вимог щодо допустимих рівнів випромінювання.

5 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З КОМПЕНСАЦІЄЮ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

У цьому розділі виконано розрахунок вартості передавання електроенергії від підстанції 35/10 кВ (шини 10 кВ) до вводів споживачів напругою 0,38 кВ. Визначений економічний показник охоплює витрати на експлуатацію та технічне обслуговування елементів мережі, їх поточний ремонт та амортизацію, а також вартість втрат електроенергії.

Для обчислення річних амортизаційних відрахувань та витрат на поточний ремонт попередньо визначається загальна вартість будівництва мережі з урахуванням капітальних вкладень у спорудження ліній електропередач та підстанцій. Вартість втрат електроенергії встановлюється на основі ціни 1 кВт·год з урахуванням втрат у трансформаторах 10/0,38 кВ та у лініях напругою 10 кВ і 0,38 кВ.

Витрати на обслуговування мережі визначаються як добуток вартості обслуговування однієї одиниці обладнання на їх загальну кількість, що стосується як ліній електропередач, так і трансформаторних підстанцій.

Сумарні річні витрати на експлуатацію спроектованої електричної мережі визначаються за формулою [25]:

$$C = C_{\text{пс}} + C_{\text{л}} + C_{\text{w}}, \quad (6.1)$$

де C_{w} – вартість втрат електроенергії за рік; $C_{\text{пс}}$, $C_{\text{л}}$ – затрати на експлуатацію ліній електропередавання 0,38 кВ та підстанцій 10/0,38 кВ.

Значення вартості передачі електроенергії від ПС 35/10 кВ до вводів споживачів розраховується за виразом:

$$c_{\text{ел}} = \frac{C}{P_{\text{роз}} \cdot T}, \quad (6.2)$$

де $P_{\text{роз}}$ – значення розрахункової активної потужності на шинах ПС 10/0,38 кВ; T – тривалість дії максимального навантаження за рік.

Аналіз виразів (6.1) і (6.2) свідчить, що під час визначення вартості передавання електроенергії необхідно враховувати втрати в електричній мережі.

Для спроектованої системи до них належать втрати в силових трансформаторах, а також у мережах напругою 0,38 кВ і 10 кВ.

5.1 Розрахунок втрат електричної енергії

Визначення втрат електроенергії здійснюємо для мереж напругою 10 кВ та 0,38 кВ, а також для трансформатора підстанції 10/0,38 кВ. Обчислення виконується окремо для кожної ділянки мережі з урахуванням типу провідників та величини навантаження за таким співвідношенням:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n 3I_{\max i}^2 r_i \tau, \quad (6.3)$$

де τ – тривалість максимального навантаження; $I_{\max i}$ – максимальне значення струму ділянки мережі; r_i – активний опір проводів ділянки мережі.

Втрати електроенергії у лініях напругою 0,38 кВ визначаються для всіх ділянок мережі до точок приєднання споживачів. Втрати у трансформаторах 10/0,38 кВ поділяються на постійні та змінні складові й обчислюються за таким виразом:

$$\Delta W_c = n \cdot \Delta P_{\text{нх}} \cdot 8760, \quad (6.4)$$

де $\Delta P_{\text{нх}}$ – втрати для трансформатора у режимі неробочого ходу; n – кількість трансформаторів на підстанції;

Змінні втрати потужності в обмотках трансформатора визначаємо за таким розрахунковим співвідношенням [25]:

$$\Delta W_o = \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ТНОМ}}} \right)^2 \tau, \quad (6.5)$$

де S_{\max} – максимальне навантаження трансформатора.

Визначаємо максимальне значення струму, який протікає по лінії електропередачі напругою 10 кВ, використовуючи такий розрахунковий вираз:

$$I_{\text{л10max}} = \frac{S_{\Sigma\text{вч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (6.6)$$

$$I_{л10\max} = \frac{110,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6,4 \text{ А.}$$

Визначаємо втрати електроенергії в мережі напругою 10 кВ, використовуючи співвідношення (6.3):

$$\Delta W_{10} = 3 \cdot 6,4^2 \cdot 3,86 \cdot 2600 = 1246,7 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати електроенергії у мережі напругою 0,38 кВ визначаємо з урахуванням того, що для кожної ділянки мережі як розрахункове приймаємо вечірнє значення струму, наведене у таблиці 2.5. Обчислення виконуємо за формулою (3.6):

$$\Delta W_{0,38} = \sum_{i=1}^{13} 3I_{\max i}^2 r_i \tau = 3740,2 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Постійні та змінні втрати потужності у трансформаторі напругою 10/0,38 кВ визначаємо з використанням розрахункових залежностей (6.4) та (6.5):

$$\Delta W_c = 0,36 \cdot 8760 = 3153,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad \Delta W_o = 1,97 \cdot \left(\frac{110,8}{79,1} \right)^2 \cdot 2600 = 10039 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Постійні втрати електричної енергії в спроектованій електричній мережі визначаємо за відповідною розрахунковою залежністю:

$$\Delta W_{\text{пост}} = \Delta W_c, \quad \Delta W_{\text{пост}} = \Delta W_c = 3153,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (6.7)$$

Змінні втрати електричної енергії у спроектованій електричній мережі визначаємо відповідно до розрахункової залежності, наведеної у [26]:

$$\Delta W_{\text{зм}} = \Delta W_{10} + \Delta W_{0,38} + \Delta W_o, \quad (6.8)$$

$$\Delta W_{\text{зм}} = 1246 + 3740 + 10039 = 15026 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Сумарні втрати електричної енергії в спроектованій електричній мережі визначаємо за таким розрахунковим виразом:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{пост}} + \Delta W_{\text{зм}}, \quad (6.9)$$

$$\Delta W = 3153 + 15026 = 18179 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Підсумкові результати розрахунку втрат електроенергії для спроектованої електричної мережі наведено в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Зведені результати розрахунків втрати електроенергії

Параметр	Значення	Параметр	Значення
$I_{л10\max}$, А	6,4	ΔW_o , кВт·год.	10039
ΔW_{10} , кВт·год	1246,7	$\Delta W_{\text{пост}}$, кВт·год.	3153
$\Delta W_{0,38}$, кВт·год	3740	$\Delta W_{\text{зм}}$, кВт·год.	15026
ΔW_c , кВт·год	3153	ΔW , кВт·год	18179

5.2 Розрахунок собівартості передачі електричної енергії

Виконаємо визначення загальних капітальних вкладень, необхідних для спорудження та введення в експлуатацію спроектованої електричної мережі. Отримані результати наведено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Капітальні затрати для будівництва електромережі

Елемент мережі	Капітальні питомі витрати, грн.	Кількість	Капітальні витрати на зведення, грн
Підстанція 10/0,38 кВ	25550	1 шт	25550
Лінія 10 кВ, 1 км	33250	3,4 км	113050
Лінія 0,38, 1 км: з проводами 5×А-70	60200	0,5 км	30100
з проводами 5×А-95	68500	1,3 км	89050
Мережа у цілому:			257750

Визначаємо амортизаційні відрахування для спроектованої електричної мережі:

$$C_a = C_{a_{\text{пс}}} + C_{a_{\text{л}}} = a_{\text{пс}} K_{\text{пс}} + a_{\text{л}} K_{\text{л}} = 0,064 \cdot 25550 + 0,036 \cdot 257750 = 10914 \text{ грн.}$$

Визначаємо витрати на технічне обслуговування спроектованої електричної мережі:

$$C_o = a_o (n_{y_{\text{пс}}} + n_{y_{\text{л}10}} \cdot l_{10} + n_{y_{\text{л}0,38}} \cdot l_{0,38}) = 56 \cdot (5,6 + 1,7 \cdot 3,4 + 2,3 \cdot 1,8) = 2044 \text{ грн.}$$

Визначаємо величину експлуатаційних витрат для спроектованої електричної мережі:

$$C_e = C_a + C_o = 10914 + 2044 = 12958 \text{ грн.}$$

Визначаємо вартість втрат електроенергії в спроектованій електричній мережі:

$$C_w = c(\Delta W_{\text{пост}} + \Delta W_{\text{зм}}) = 4,32 \cdot 18179 = 78533 \text{ грн.,}$$

де $c = 4,32$ грн.

Визначаємо річні сумарні витрати на передавання електроенергії спроектованою електричною мережею за формулою [25]:

$$C = C_e + C_w = 12958 + 78533 = 91491 \text{ грн.}$$

Визначаємо собівартість передавання електроенергії спроектованою електричною мережею:

$$c_{\text{ел}} = \frac{C}{P_{\text{роз}} \cdot T} = \frac{91491}{101,9 \cdot 2600} = 0,34 \text{ грн/кВт год.}$$

За результатами виконаних розрахунків встановлено, що вартість передавання електроенергії спроектованою електричною мережею становить **0,34 грн/кВт год.**

У результаті розрахунків встановлено, що впровадження установки компенсації реактивної потужності дозволяє зменшити навантаження на трансформаторну підстанцію та повітряні лінії, що сприяє зниженню експлуатаційних витрат і підвищенню строку служби обладнання. Крім того, покращення режиму напруги позитивно впливає на якість електропостачання споживачів і зменшує ризик аварійних режимів роботи.

Отримані техніко-економічні показники підтверджують доцільність реалізації запропонованих заходів. Запропоноване рішення є економічно виправданим, забезпечує раціональне використання електричної енергії та сприяє підвищенню загальної ефективності функціонування системи електропостачання населеного пункту.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено розроблення системи електропостачання населеного пункту з централізованою компенсацією реактивної потужності. Виконані розрахунки та технічні рішення спрямовані на підвищення надійності, енергоефективності та безпеки експлуатації електричної мережі.

1. Надано загальну характеристику населеного пункту, проаналізовано існуючий стан системи електропостачання та обґрунтовано актуальність модернізації мережі з урахуванням зростання електричних навантажень та необхідності впровадження компенсації реактивної потужності.

2. Виконано розрахунок електричних навантажень, вибір потужності силового трансформатора, перерізів проводів мереж 0,38 та 10 кВ, визначено струми коротких замикань та параметри релейного захисту, що забезпечує надійну та безпечну роботу спроектованої системи електропостачання.

3. Проведено аналіз способів компенсації реактивної потужності, обґрунтовано вибір централізованої схеми та розраховано параметри конденсаторної установки, що дає змогу підвищити коефіцієнт потужності, зменшити втрати електроенергії та покращити режим напруги у мережі.

4. Розглянуто питання охорони праці, електробезпеки, блискавкозахисту та пожежної безпеки, виконано структурно-функціональний аналіз небезпечних ситуацій та визначено заходи щодо мінімізації ризиків під час експлуатації електроустановок.

5. Виконано економічне обґрунтування запропонованих технічних рішень та доведено доцільність впровадження компенсації реактивної потужності з позицій зниження втрат електроенергії та підвищення ефективності функціонування системи електропостачання.

У цілому розроблена система електропостачання відповідає сучасним технічним і нормативним вимогам, забезпечує підвищення надійності електропостачання споживачів та створює умови для подальшого розвитку населеного пункту.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Бабаєв М. М., Блиндюк В. С., Супрун О. Д. Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019. 291 с.
2. <https://uk.wikipedia.org/wiki>
3. <https://www.google.com/maps/place>
4. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електропостачання. Львів: Львівська політехніка, 2005. 324 с.
5. Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.
6. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
7. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
8. Методичні вказівки та завдання до курсового проекту з дисципліни «Основи електропостачання» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Укл. Чумакевич В. О. Львів: ЛНАУ, 2016. 59 с.
9. Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Київ: НТУ «КПІ», 2014. 130 с.
10. Правила улаштування електроустановок Харків: Видавництво «Форт», 2017. 716 с.
11. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
12. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: В-во НУ»ЛП», 2009. 488 с.
13. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.

14. Лушкін В. А., Абраменко І. Г., Барбашов І. В., Черкашина В. В., Шутенко О. В. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навчальний посібник. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2013. 193 с.
15. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
16. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах. Київ: Вища шк., 2006. 367 с.
17. Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П. Г. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. Кіровоград: КНТУ, 2015. 287 с.
18. Кідиба В. П., Шелепетень Т. М. Захист ліній електропересилання. Львів: В-во НУ «ЛП», 2004. 186 с.
19. Денисюк С. П., Радиш І. П., Кабацій В. М., Дерев'яно Д. Г. Основи електротехніки та електропостачання. Київ: Кондор, 2012. 216 с.
20. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: В-во НУ «Львівська політехніка», 2001. 596 с.
21. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці. Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
22. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.
23. Бондаренко В. О., Ганус О. І., Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці: навчальний посібник. Харків: Вид-во «Підручник НТУ «ХПІ», 2014. 286 с.
24. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.
25. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
26. Бандурка О. М., Ковальов Є. В., Садиков М. А., Маковоз О. С. Економіка підприємства. Харків: ХНУВС. 2017. 192 с.