

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО
ПУНКТУ З КОМПЕНСАЦІЄЮ РЕАКТИВНОЇ
ПОТУЖНОСТІ НАВАНТАЖЕННЯ»**

Виконав: студент IV курсу
групи Ен – 41 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
(шифр і назва спеціальності)

_____ **Боднар М. Б.**
(підпис) (прізвище та ім'я)

Керівник: _____ **Коробка С. В.**
(підпис) (прізвище та ім'я)

Рецензент: _____ **Левонюк В. Р.**
(підпис) (прізвище та ім'я)

ДУБЛЯНИ 2024

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

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Сиротюк С. В.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Боднару Мар'яну Богдановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка системи електропостачання населеного пункту з компенсацією реактивної потужності навантаження»

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

затвержені наказом Львівського НУП 641/к-с від 27.11.23 р.

2. Строк подання студентом роботи 14.06.24 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

2 Зображення електричної мережі

3 Компенсація реактивної потужності

4 Охорона праці та навколишнього середовища

5 Техніко-економічні розрахунки

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	
1,2,3,5	<i>Чабан А. В., д.т.н., професор</i>			
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 27.11.23 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Здійснення характеристики об'єкту електропостачання та обґрунтування теми кваліфікаційної роботи</i>	<i>27.11.2023 – 31.01.2024</i>	
2	<i>Здійснення обчислення параметрів електричної мережі</i>	<i>1.02.2024 – 17.03.2024</i>	
3	<i>Розрахунок параметрів релейного захисту трансформатора та лінії електропередачі</i>	<i>20.03.2024 – 21.04.2024</i>	
4	<i>Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій</i>	<i>24.05.2024 – 5.05.2024</i>	
5	<i>Вивчення питання охорони довкілля та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень</i>	<i>8.05.2024 – 19.05.2024</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>22.05.2024 – 2.06.2024</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>5.06.2024 – 14.06.2024</i>	

Студент

Боднар М. Б.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Коробка С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.06.24:5

Боднар М. Б. «Розробка системи електропостачання населеного пункту з компенсацією реактивної потужності навантаження». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 48 с текстової частини, 9 рисунків, 11 таблиць, 26 джерел посилання.

Кваліфікаційна робота репрезентує проект системи електропостачання села Чертіж Львівської області з впровадженням централізованої компенсації реактивної потужності. Здійснено загальну характеристику об'єкта електропостачання та проведено аналіз фактичного стану мережі електропостачання населеного пункту. Представлено обґрунтування теми кваліфікаційної роботи. Проведено розрахунки навантажень електричної мережі, вибір трансформатора 10/0,38 кВ та проводів для електричних мереж 10 кВ та 0,38 кВ. Розраховано струми коротких замикань та розроблено систему релейного захисту. Спроектовано систему компенсації реактивної потужності централізованого типу з розміщенням безпосередньо на ЗКТП. Розкрито питання охорони праці та навколишнього середовища, зокрема проаналізовано умови виникнення небезпечних ситуацій при заміні ламп зовнішнього освітлення та обслуговуванні релейного захисту. Також, розкрито питання охорони довкілля. Проведено техніко-економічні розрахунки для зведення та подальшої експлуатації мережі, які показали, що вартість передачі електричної енергії спроектованою мережею становитиме 0,36 грн/кВт год.

Ключові слова: реактивна потужність, компенсація, розрахунок, електрична мережа, трансформаторна підстанція, лінія електропередачі.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ..	7
1.1 Загальна характеристика села Чертіж.....	7
1.2 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи.....	9
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	10
2.1 Розрахунок навантажень електричної мережі.....	10
2.2 Вибір потужності трансформатора та трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ.....	15
2.3 Розрахунок та вибір проводів для мереж 0,38 кВ та 10 кВ.....	17
2.4 Розрахунок аварійних режимів роботи мережі.....	20
2.5 Розрахунок параметрів релейного захисту.....	24
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	28
3.1 Концепція компенсації реактивної потужності.....	28
3.2 Розрахунок потужностей і ємностей батарей конденсаторів.....	31
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	34
4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій	34
4.2 Розрахунок блискавкозахисту для підстанції 10/0,38 кВ.....	37
4.3 Пожежна безпека.....	39
4.4 Охорона довкілля.....	40
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ.....	42
5.1 Розрахунок втрат електроенергії в елементах мережі.....	43
5.2 Розрахунок вартості передачі електроенергії мережею.....	45
ВИСНОВКИ.....	46
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	47

ВСТУП

Сучасне суспільство значною мірою залежить від надійного та ефективного електропостачання, яке є основою для функціонування промислових підприємств, житлових будинків, закладів освіти, охорони здоров'я та інших важливих об'єктів критичної інфраструктури. В умовах зростання енергоспоживання та високих вимог до якості електричної енергії виникає необхідність у впровадженні інноваційних рішень для забезпечення стабільного енергопостачання.

Однією із важливих задач в електроенергетиці є компенсація реактивної потужності, яка виникає внаслідок використання електрообладнання з індуктивним та ємнісним характером навантаження. Наявність реактивної потужності в системі призводить до додаткових втрат електроенергії, зниження коефіцієнта потужності, перевантаження електромереж та підвищення витрат на електроенергію. Ефективне управління реактивною потужністю дає змогу знизити експлуатаційні витрати, підвищити стабільність електропостачання та подовжити термін служби обладнання [1].

Розробка ефективної системи електропостачання з компенсацією реактивної потужності сприятиме підвищенню надійності та економічності енергопостачання, що є важливим чинником для сталого розвитку населених пунктів та енергетичної безпеки країни в цілому.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка системи електропостачання населеного пункту з врахуванням заходів щодо компенсації реактивної потужності.

Завданнями кваліфікаційної роботи є:

1. Здійснити характеристику фактичного стану мережі електропостачання населеного пункту;
2. Здійснити розрахунок проекрованої мережі, вибір трансформаторів, провідників та розробити систему релейного захисту;
3. Розробити систему компенсації реактивної потужності;
4. Розглянути питання охорони праці та навколишнього середовища;
5. Здійснити техніко-економічні обчислення.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Загальна характеристика села Чертіж

Село Чертіж розташоване на півдні Львівської області та належить до Журавненської сільської ради, яка знаходиться у Стрийському районі. Згідно кодифікатора адміністративно-територіальних одиниць село Чертіж має код UA46100070270053451. Відстань від село до районного центру м. Стрий становить по прямій відстані становить 32 км, а до обласного центру м. Львів – 80 км. Відстань автошляхами до м. Стрий становить 53 км, а до м. Львів – 96 км. За 22 км від населеного пункту знаходиться залізнична станція Журавно, така ж відстань до міжобласного шосе Львів – Івано-Франківськ. Таке географічне розташування дає змогу легко здійснювати різного роду перевезення та організацію ведення господарства.

Населений пункт розташований на висоті 296 м над рівнем моря. На території села відсутні великі водойми, проте повз села протікає річка Лютинка, яка є притокою річки Свіча, що впадає у Дністер. якщо говорити про безпосередню близькість до села, то різного роду корисні копалини є відсутні, проте на території області є поклади вугілля, нафта, природний газ, є, сірки, торфу та кам'яна сіль [2].

На переважній більшості території цього регіону домінують сірі та дерново-підзолестні ґрунти, по при наявність інших типів ґрунтів. Середня температура протягом року для цього регіону становить 11 °С, а протягом осінньо-весняного сезонів випадає 700 – 730 мм опадів.

Село Чертіж, колись зі своєю селищною радою, а тепер із приналежністю до Журавненської селищної ради, невпинно розвивається та розростається. Площа села становить 2 км², а за переписом населення села Чертіж, його кількість становить 638 осіб.

На території села розташовуються адміністративні, житлові, комерційні та об'єкти обслуговування громадян, зокрема адміністративний будинок, заклад

харчування, початкова школа та магазини. В основному житлові будинки мають тільки один поверх. Обігрів приміщень та приготування їжі в основному здійснюється з використанням природного газу, окрім цього частина жителів для обігріву використовує тверді палива. Всі споживачі електричної енергії села входять до II та III категорій за надійністю електропостачання.

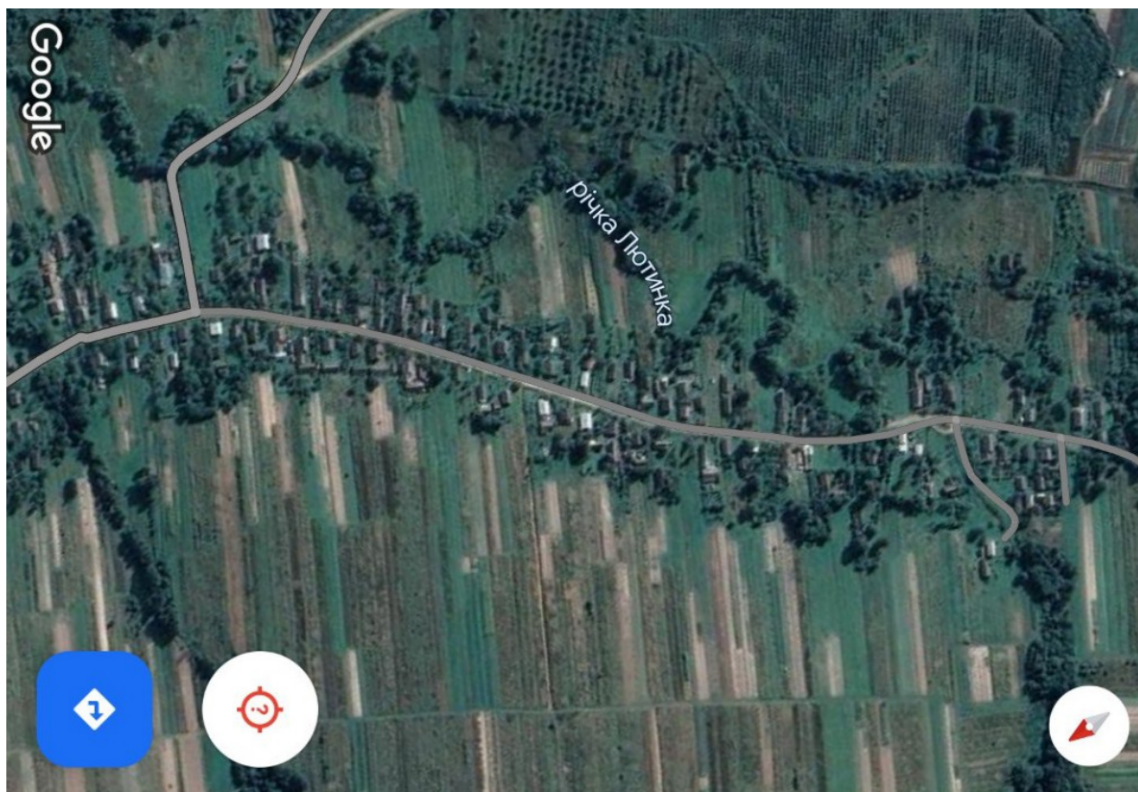


Рисунок 1.1 – Супутникове зображення карти с. Чертіж [3]

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

Село Чертіж отримує живлення повітряною лінією електропередачі 10 кВ від ПС 35 кВ «Тарнавка», яка має довжину 5 км. У системі електропостачання села Чертіж, усі споживачі електричної енергії отримують живлення від підстанції 10/0,38 кВ проводами типу А-35, які підвішені на дерев'яних опорах.

Сама трансформаторна підстанція перебуває у задовільному стані. Захист від зовнішніх перенапруг забезпечується розрядниками та встановленими уземлюючими пристроями. Вуличне освітлення виконано дуговими роз-

рядними лампами, а сама мережа освітлення повторює основну силову мережу і також потребує модернізації. Облік електроенергії забезпечується електронними лічильниками активної енергії.

Електрична мережа є вкрай незадовільному стані, вона є морально та технічно застарілою. Наявний трансформатор працює з постійним перевантаженням, оскільки не розрахований на таку кількість споживачів. Тому наявна система електропостачання села Чертіж потребує повної модернізації.

1.2 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи

Конституція України говорить, що наша країна є соціальною державою і всі її громадяни мають мати належний добробут. Одним із ключових елементів цього добробуту є належне та надійне електрозабезпечення, яке відповідає усім нормам та стандартам якості електричної енергії, що суттєво впливає на життя всіх громадян України.

Наявна система електрозабезпечення села Чертіж була спроектована у 70-х роках минулого століття з порушенням багатьох норм та стандартів того часу, для забезпечення швидкої електрифікації того часу. Нині ж ситуація кардинально змінилася, у будинках з'явилася величезна кількість техніки, що призводить до перевантаження існуючого на трансформаторній підстанції трансформатора. Наявні повітряні лінії електропередач 0,4 кВ, які прокладені на дерев'яних опорах не витримують не лише електричних перевантажень, а подекуди і механічних, через старість та зношення дерев'яних опор. Всі ці аварійні випадки підтверджуються частими спрацюваннями релейного захисту та пристроїв телемеханіки [4].

Відтак, сформульована тема кваліфікаційної роботи «Розробка системи електропостачання населеного пункту з компенсацією реактивної потужності навантаження» є надзвичайно актуальною не лише для покращання системи електропостачання жителів цього села, й усієї України, бо як відомо сьогодні вони знаходяться у вкрай тяжкому стані.

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Розрахунок навантажень електричної мережі

Перед початком розрахунків потрібно розібрати деякі деталі та нюанси мережі. Зокрема, розрахунок навантажень вузлів електричної мережі потрібно виконувати з урахуванням освітлення вулиць. Враховуємо той факт, що все село живиться повітряними лініями електропередач 0,38 кВ з однієї підстанції 10/0,38 кВ. Число електричних ліній 0,38 кВ, що відходять від підстанції, не має бути більшим за 3 – 4 лінії. Електричну підстанцію 10/0,38 кВ потрібно розташувати виключно на території села, чим по ближче до найпотужніших споживачів, враховуючи, що максимальна довжина електричних ліній 0,38 кВ не повинна перевищувати 600 м.

Потужність для зовнішнього освітлення житлових будинків, громадських та комунальних приміщень приймаємо у розмірі – 250 Вт, яке буде організоване на базі сучасного світлодіодного устаткування. Для освітлення вулиць ми приймаємо питому потужність у розмірі 10 Вт/м довжини вулиці.

Розрахунок навантажень вузлів здійснюємо за виразами [5]:

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

де $P_{вч}$, $P_{дн}$ – вечірній та денний максимуми електричних навантажень; P_{δ} – 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_{δ} – кількість будинків i -ї ділянки електричної мережі.

За виразами (2.1) на прикладі електричного вузла 1 розраховуємо, навантаження та одержуємо наступні значення:

$$P_{дн1} = 0,55 \cdot 0,3 \cdot 5 \cdot 1,8 = 1,5 \text{ кВт}, \quad P_{вч1} = 0,55 \cdot 1 \cdot 5 \cdot 1,8 = 5 \text{ кВт}.$$

Розрахунки для решти вузлів електричних навантажень здійснюються аналогічним чином. Отримані вартості електричних навантажень для решти вузлів електричних навантажень зводимо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Зведені результати розрахунків електричних навантажень вузлів

Вузол	1	2	5	6	7	8
$P_{дн}$, кВт	1,5	3,9	15,8	1,8	1,8	1,8
$P_{вч}$, кВт	5	10	7,6	6,2	6,2	6,2
Вузол	10	11	12	13	14	15
$P_{дн}$, кВт	5,8	1,8	1,5	1,5	1,5	1,8
$P_{вч}$, кВт	10,6	6,2	5	5	5	6,2

На основі проведених розрахунків та плану села Чертіж, укладаємо розрахункову схему вузлів електричних навантажень електричної мережі 0,38 кВ. Згадана схема електричної мережі представлена на рисунку 2.1.

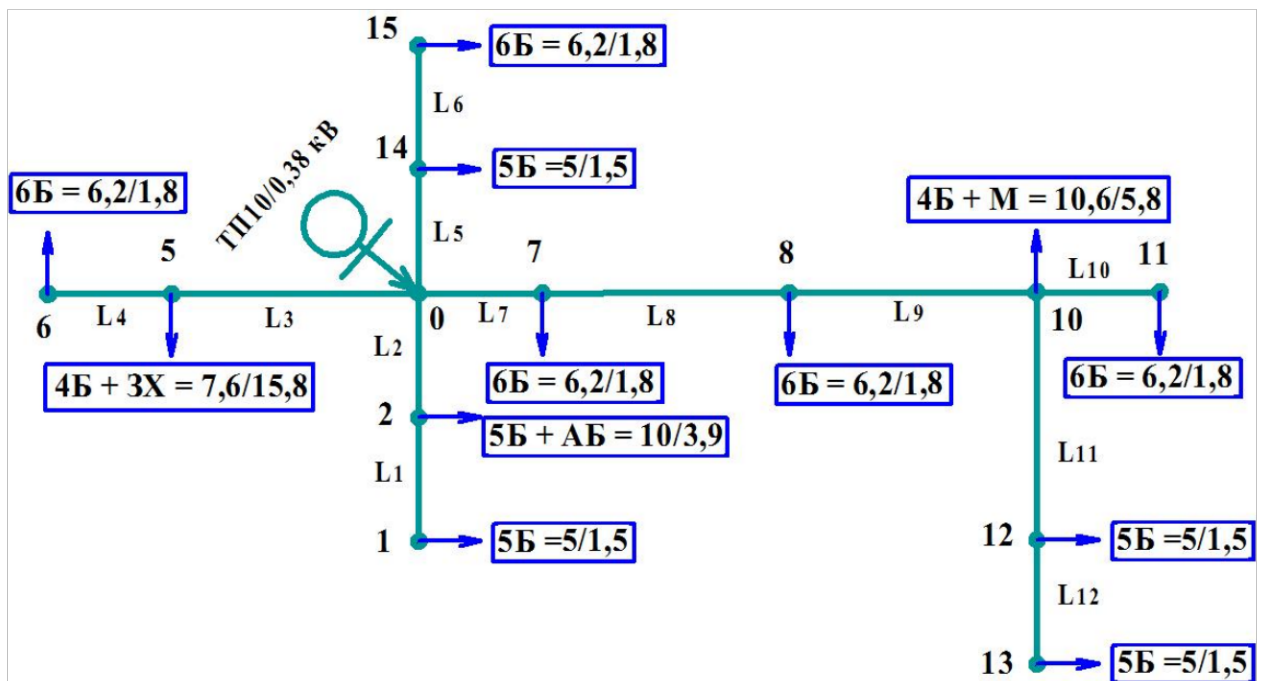


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема вузлів навантажень мережі із зазначеними електричними навантаженнями

Рисунок 2.1 показує підключення об'єктів електропостачання до електричних вузлів навантажень. Також, показана характеристика цих вузлів, яка вказує на число підключених об'єктів та денні і вечірні активні навантаження через дробову риску.

Наперед плануємо, що зі сторони низької напруги трансформатора 0,38 кВ буде під'єднано два фідери: А – вузли 1, 2, 5, 6, 14, 15; Б – вузли 7, 8, 10, 11, 12, 13, а також електрична мережа для вуличного освітлення, яка на схемі

рисунка 2.1 окремо не зазначається, оскільки її конфігурація аналогічна до схеми основної електричної мережі 0,38 кВ.

Розраховуємо навантаження трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ спричинене житловими будинками за виразом [6]:

$$P_{\Sigma \delta} = \sum k_o k_y n_{\delta} P_{\delta}, \quad P_{\Sigma \delta_{дн}} = 9,9 \text{ кВт}, \quad P_{\Sigma \delta_{вч}} = 32,9 \text{ кВт}. \quad (2.2)$$

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

Розраховуємо електричне навантаження на трансформаторну підстанцію 10/0,38 кВ спричинене комунальними об'єктами за виразом:

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

$$P_{\kappa_{дн}} = 0,76 \cdot (24,6) = 18,7 \text{ кВт}, \quad P_{\kappa_{вч}} = 0,66 \cdot (8 + 7 + 5) = 13,2 \text{ кВт}.$$

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

$$P_{\delta o} = P_{oc} \cdot l_{\delta a \delta}, \quad P_{\delta o} = 3 \cdot 1600 \cdot 10^{-3} = 4,8 \text{ кВт}. \quad (2.4)$$

де $l_{\delta a \delta}$ – сумарна довжина всіх вулиць села; P_{oc} – питоме електричне навантаження на 1 м вулиці;

Розраховуємо значення електричного навантаження, яке буде створюватися на трансформаторну підстанцію 10/0,38 кВ зовнішнім освітленням комунальних об'єктів та будинків за виразом:

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

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

Розраховуємо загальне значення електричного навантаження, створеного освітленням, на трансформаторну підстанцію 10/0,38 кВ за виразом [7]:

$$P_o = P_{\delta o} + P_{\delta o}, \quad P_o = 4,8 + 16,5 = 21,3 \text{ кВт}. \quad (2.6)$$

Розраховуємо сумарне електричне навантаження трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ шляхом додавання денних та вечірніх навантажень усіх

об'єктів електроспоживання з урахуванням навантаження, яке необхідне для зовнішнього та вуличного освітлення за виразом:

$$P_{\Sigma \partial H} = P_{\Sigma \bar{o}} + P_k, \quad P_{\Sigma \partial \text{ч}} = P_{\Sigma \bar{o}} + P_k + P_o, \quad (2.7)$$

$$P_{\Sigma \partial H} = 18,7 + 5,9 = 24,6 \text{ кВт}, \quad P_{\Sigma \partial \text{ч}} = 32,9 + 8,1 = 41 \text{ кВт}.$$

На основі значень активних потужностей навантажень обчислюємо повні потужності навантажень, шляхом урахування коефіцієнтів потужності $\cos \varphi_{\partial H} = 0,9$, $\cos \varphi_{\partial \text{ч}} = 0,92$ за виразами [8]:

$$S_{\Sigma \partial H} = \frac{P_{\Sigma \partial H}}{\cos \varphi_{\partial H}}, \quad S_{\Sigma \partial \text{ч}} = \frac{P_{\Sigma \partial \text{ч}}}{\cos \varphi_{\partial \text{ч}}}, \quad S_{\Sigma \partial H} = \frac{24,6}{0,9} = 27,3 \text{ кВА}, \quad S_{\Sigma \partial \text{ч}} = \frac{41}{0,92} = 44,6 \text{ кВА}. \quad (2.8)$$

Тепер, задля розрахунку електричних навантажень по усіх лініях, укладаємо таблицю, в якій зазначається під'єднання електричних навантажень до різних ділянок ліній електропередач. Стовпці таблиці відповідають номерам ділянок лінії (номери ділянок ліній зазначені на схемі, що відображена на рисунку 2.2) та вказують на кількість житлових будинків та комунальних об'єктів, що живляться цією лінією. Також, вказується загальне максимальне активне навантаження, яке використовується на цій ділянці.

Таблиця 2.2 – Навантаження ділянок ліній електричної мережі 0,38 кВ

Лінія електропередачі	1	2	3	4	5	6
К-сть будинків на ділянці	5	10	10	6	11	6
Сумарне навантаження, кВт (вечір)	9	18	18	10,8	19,8	10,8
К-сть об'єктів електропостачання	0	1	1	0	0	0
Сумарне навантаження, кВт (день)	0	3	15	0	0	0
Сумарне навантаження, кВт (вечір)	0	7	5	0	0	0
Лінія електропередачі	32	26	20	6	10	5
К-сть будинків на ділянці	57,6	46,8	36	10,8	18	9
Сумарне навантаження, кВт (вечір)	1	1	1	0	0	0
К-сть об'єктів електропостачання	5	5	5	0	0	0
Сумарне навантаження, кВт (день)	8	8	8	0	0	0
Сумарне навантаження, кВт (вечір)	32	26	20	6	10	5

Представлені у таблиці активні потужності електричного навантаження тільки зазначають загальне активне навантаження, що підключене до цих ділянок лінії електропередач. До розрахунку активних навантажень кожної ділянки лінії електропередач підійдемо аналогічним чином, як до розрахунку

активних навантажень трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ. Для прикладу, здійснимо розрахунок, денного активного електричного навантаження ділянки лінії електропередач № 1, шляхом додавання розрахункових електричних навантажень усіх об'єктів електроспоживання за виразом:

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

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

Окрім цього, для електричних вечірніх навантажень потрібно врахувати значення потужностей, які призначені на освітлення, що передаються цією ділянкою лінії електропередачі, за виразом:

$$P_{\text{вч } o} = P_{\text{вч}} + (n_{\bar{o}} + n_o) \cdot P_{\bar{o}o}, \quad P_{1_{\text{вч } o}} = 5 + 5 \cdot 0,25 = 6,25 \text{ кВт}. \quad (2.10)$$

Проведені розрахунки активних електричних навантажень мережі 0,38 кВ з урахуванням навантаження на освітлення представлено 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	1,5	4,4	16,4	1,7	2,6	1,7
$P_{\text{вч } o}$, кВт	5	11,7	12,9	5,6	8,7	5,6
ЛЕП	7	8	9	10	11	12
$P_{\text{дн}}$, кВт	9	7,9	7,4	1,7	2,4	1,5
$P_{\text{вч } o}$, кВт	25	21,2	18,1	5,6	7,9	5

Тепер, на основі коефіцієнтів потужностей для денних та вечірніх навантажень ділянок мережі, здійснимо розрахунок повних потужностей навантажень ділянок мережі. У таблиці 2.4 представлено одержані результати розрахунків повних потужностей навантажень.

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

ЛЕП	1	2	3	4	5	6
$S_{\text{дн}}$, кВт	1,5	4,4	16,4	1,7	2,6	1,7
$S_{\text{вч } o}$, кВт	6,3	14,5	15,7	7,1	11,5	7,1
ЛЕП	7	8	9	10	11	12
$S_{\text{дн}}$, кВт	9	7,9	7,4	1,7	2,4	1,5
$S_{\text{вч } o}$, кВт	33,3	28	23,4	7,1	10,4	6,3

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

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad I_{1\text{дн}} = \frac{1,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2,5 \text{ А}, \quad I_{1\text{вч}} = \frac{6,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 10,4 \text{ А}. \quad (2.11)$$

У таблиці 2.5 представлено розраховані струми, що протікають відповідними ділянками електричної мережі 0,38 кВ.

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

ЛЕП	1	2	3	4	5	6
$I_{\text{дн}}, \text{ А}$	2,5	7,4	27,7	2,9	4,4	2,9
$I_{\text{вч}}, \text{ А}$	10,4	23,9	25,9	11,7	18,9	11,7
ЛЕП	7	8	9	10	11	12
$I_{\text{дн}}, \text{ А}$	15,2	13,3	12,5	2,9	4,1	2,5
$I_{\text{вч}}, \text{ А}$	54,9	46,2	38,6	11,7	17,2	10,4

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

Значення потужності трансформатора 10/0,38 кВ будемо вибирати так, щоб $S_{\text{НОМ}} k_n \geq S_{\text{розр}}$, де $S_{\text{розр}}$ – розрахункова повна потужність на шинах 0,38 кВ трансформаторної підстанції; $S_{\text{НОМ}}$ – номінативна потужність трансформатора; k_n – коефіцієнт допустимого перевантаження або запасу потужності трансформатора. Враховуючи, що у селі відсутні споживачі I категорії за надійністю електроживлення та враховуючи перспективне збільшення навантаження на трансформатор, вибираємо значення коефіцієнта запасу k_n рівним 0,9.

Оскільки вечірнє навантаження є значно більшим від денного, то ми беремо його за розрахункове при виборі трансформатора ($S_{\text{розр}} = S_{\Sigma\text{вч}} = 44,6 \text{ кВА}$).

Розраховуємо потрібну потужність трансформатора 10/0,38 кВ за виразом:

$$S_m \geq \frac{S_{\text{розр}}}{0,9}, \quad S_m \geq \frac{44,6}{0,9} = 49,5 \text{ кВА}. \quad (2.12)$$

Із довідникової літератури [9] вибираємо трансформатор з напругою вищої сторони 10 кВ – ТМ – 63 – 10 / 0,38. По відношенню до номінативної напруги вищої сторони трансформатора, цей трансформатор має п'ять відгалужень – 0; $\pm 2,5 \%$; $\pm 5 \%$. Здійснення перемикачів відгалужень можливе

тільки при відімкнених обмотках трансформатора від живлення за допомогою пристрою перемикачів обмоток без збудження трансформатора (ПБЗ). У таблиці 2.6 представлено параметри вибраного трансформатора

Таблиця 2.6 – Параметри вибраного трансформатора *ТМ – 63 – 10 / 0,38*

$S_{ном}$, кВА	$U_{Вном}$, кВ	$U_{Нном}$, кВ	Схеми та групи з'єднань трансформатора	$\Delta P_{НХ}$, кВт	$\Delta P_{КЗ}$, кВт	$u_{кз}$, %	$I_{НХ}$, %
63	10	0,38	$Y / Y_H - 0$	0,24	1,28	4,5	2,8

Розраховуємо повний опір трансформатора, який приведений до вищої напруги трансформатора за виразом [10]:

$$z_m = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{Вном}^2}{S_{ном}}, \quad z_m = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10000^2}{63000} = 72,3 \text{ Ом.} \quad (2.13)$$

Розраховуємо активний опір трансформатора, який приведений до вищої напруги трансформатора за виразом:

$$r_m = P_{кз} \frac{U_{Вном}^2}{S_{ном}^2}, \quad r_m = 1280 \cdot \frac{10000^2}{63000^2} = 32,2 \text{ Ом.} \quad (2.14)$$

Розраховуємо реактивний опір трансформатора, який приведений до вищої напруги трансформатора за виразом:

$$x_m = \sqrt{z_m^2 - r_m^2}, \quad x_m = \sqrt{72,3^2 - 32,2^2} = 64,7 \text{ Ом.} \quad (2.15)$$

Для проєктованої електричної мережі вибираємо комплектну трансформаторну підстанцію КТП-63-10/0,38 напругою 10/0,38 кВ. Вибрана комплектна трансформаторна підстанція реалізована у блочному виконанні до якої входять такі елементи вхідної електрозлагоди 10 кВ: силовий трансформатор 10/0,38 кВ та розподільчі пристрої 10 кВ, до яких входять трифазний роз'єднувач із заземлювальними ножами, який розміщений на найближчій опорі лінії електропередачі 10 кВ та захист від комутаційних та атмосферних перенапруг зі сторони 10 кВ – у якості вентильних розрядників. Також, на стороні 10 кВ встановлено запобіжники для захисту від коротких замикань. Електрозлагода низької напруги 0,38 кВ трансформатора розташована у нижній шафі, де розміщено рубильник, до ножів якого приєднано вентильні

розрядники зі сторони ліній 0,38 кВ. Для проведення обліку електроенергії, тут під'єднано трифазні та двофазні комплекти трансформаторів струму, які здійснюють виміри споживання електричної енергії та захисти трансформатора та ліній передач від перевантаження. Захист мережі електричного освітлення має виконуватися запобіжниками. Захист від коротких замикань та автоматичне вимикання усіх ліній електропередавання забезпечують автоматичні вимикачі.

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

Під час аналізу ліній електропередач 0,38 кВ та 10 кВ здійснимо вибір перерізів проводів із врахуванням максимально допустимих втрат напруги. Відповідно до Правил улаштування електроустановок, провідники магістралей ліній 0,38 кВ повинні вибиратися так, щоб чисельність проводів із різним січенням була мінімальною у межах однієї магістралі. Щоб вибрати проводи магістралей скористаємося методикою, яка наведена в [11]. В усіх частинах магістралей коефіцієнти потужності однакові, тому втрати напруги у них можемо розрахувати використовуючи такий вираз:

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

де r_0, x_0 – активні і реактивні опори проводів ділянок ліній; n – чисельність 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 вартості погонних реактивних опорів провідників, які становлять 0,0003...0,00035 Ом/м, бачимо, що переріз провідників несуттєво впливає на величину опору. Відтак, ми прийняли рішення на початковому етапі прийняти його незмінним (сталим) для усіх ділянок ліній електропередач, зі значенням 0,00035 Ом/м. Для прикладу, покажемо вибір перерізу проводів для ділянки лінії електропередачі 0 – 6. Втрати напруги у

цій ділянці лінії електропередачі в мережі 0,38 кВ, не повинна бути більшою за 5 % (0,019 кВ).

Розраховуємо значення реактивної складової падіння напруги на ділянці лінії електропередачі 0 – 6 за виразом:

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

$$\Delta U_{p0-6} = \frac{0,35}{0,38} \cdot (2,84 \cdot 0,1 + 6,28 \cdot 0,2) = 1,4 \text{ В.}$$

Максимально-допустиму вартість активної складової падіння напруги розраховуємо за виразом:

$$\Delta U_{ад} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p, \quad \Delta U_{а0-6\partial} = 19 - 1,4 = 17,6 \text{ В.} \quad (2.18)$$

Розраховуємо перерізи проводів для ділянки магістралі 0 – 6 за виразом:

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

$$F_{0-6розр} = \frac{7,1 \cdot 0,1 + 15,7 \cdot 0,2}{0,38 \cdot 0,0176 \cdot 32 \cdot 10^6} = 18 \text{ мм}^2,$$

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

Відповідно до довідника, для магістралі 0 – 6 ми вибрали алюмінієвий провід А-35.

Аналогічні розрахунки проводимо для решти магістралей та визначаємо значення перерізів проводів. Результати розрахунків представлено у таблиці 2.7.

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

Магістраль	ΔU , В
0 – 1	7,3
0 – 6	13,5
0 – 15	6,5
0 – 11	11,7
0 – 13	13,3

Використовуючи довідникові матеріали [12], проводимо вибір перерізів проводів для мережі 0,38 кВ. Результати вибору перерізу проводів представлено у таблиці 2.8.

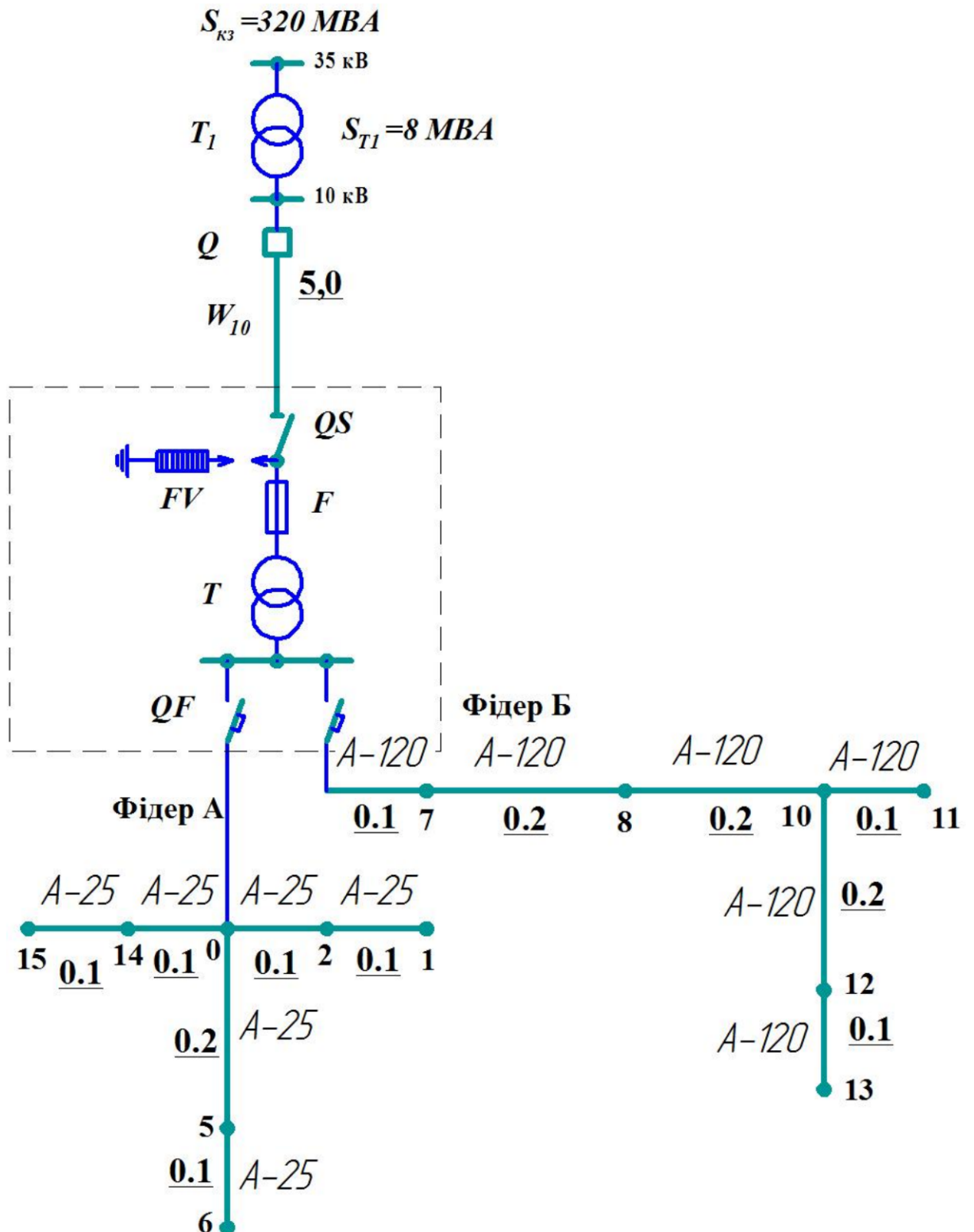


Рисунок 2.2 – Принципова схема проектованої електричної мережі

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, 3, 4, 5, 6	А-25	1,2	0,319	136
7, 8, 9, 10, 11, 12	А-120	0,246	0,165	375

Аналогічним чином здійснюємо вибір проводів для лінії електропередач 10 кВ, з урахуванням максимально допустимої втрати напруги, яка не повинна перевищувати 400 В (5 %).

$$\Delta U_p^{10} = \frac{0,35}{10} \cdot (16,4 \cdot 5) = 2,9 \text{ В}, \quad \Delta U_{ад}^{10} = 400 - 2,9 = 397,1 \text{ В}, \quad F_{розр}^{10} = \frac{41 \cdot 5}{10 \cdot 0,3971 \cdot 32} = 1,6 \text{ мм}^2.$$

Згідно результатів обчислень ми отримали переріз $F_{10\text{розр}} = 1,6 \text{ мм}^2$. Проте, відповідно Правил експлуатації електроустановок, мінімально-допустимий за механічною-міцністю, переріз алюмінієвого проводу зі стальним сердечником для ліній електропередач 10 кВ не може бути меншим за 25 мм^2 . Відтак, для лінії електропередачі 10 кВ вибираємо провід АС-25. Параметри вибраного проводу показано у таблиці 2.9.

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

Лінія мережі 10 кВ	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Доп. струм, А
ТП 35 кВ – ТП 10 кВ	АС-25	1,146	0,377	135

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

2.4 Розрахунок аварійних режимів роботи мережі

Розрахунок аварійних режимів потребує укладання схем заміщення мережі, зазвичай це роблять для однієї фази. Відповідно, нами було укладено схему заміщення мережі, яка представлена на рисунку 2.3. Ця схема враховує джерело живлення шляхом представлення його еквівалентованим опором електроенергетичної системи та відповідною ЕРС, трансформатори підстанції 35/10 кВ повздовжньою RL гілкою. Враховуючи низький клас напруги, то

згідно класики пересилання електричної енергії, лінії електропередачі 10 кВ, трансформатори та лінії 0,38 кВ теж представлено повздовжніми RL гілками. Для спрощення розрахунків, параметри усіх елементів схеми приведено до базисної напруги.

При розрахунку однофазних коротких замикань опір мережі 0,38 кВ визначається опором петлі, який складається з фазного проводу, нульового проводу з урахуванням повторних заземлень та самої землі. Для обчислення струму однофазного короткого замикання на шинах 10 кВ підстанції 10/0,38 кВ, отримане значення струму приводять до значення напруги 10 кВ [13].

Під час обчислення однофазних коротких замикань, опір мережі 0,38 кВ детермінується опором петлі, яка включає фазний провід, нульовий провід з урахуванням повторних заземлень та землю. Для розрахунку струмів однофазних коротких замикань на шинах 10 кВ підстанції 10/0,38 кВ, розраховану вартість струму приводять до вищої напруги.

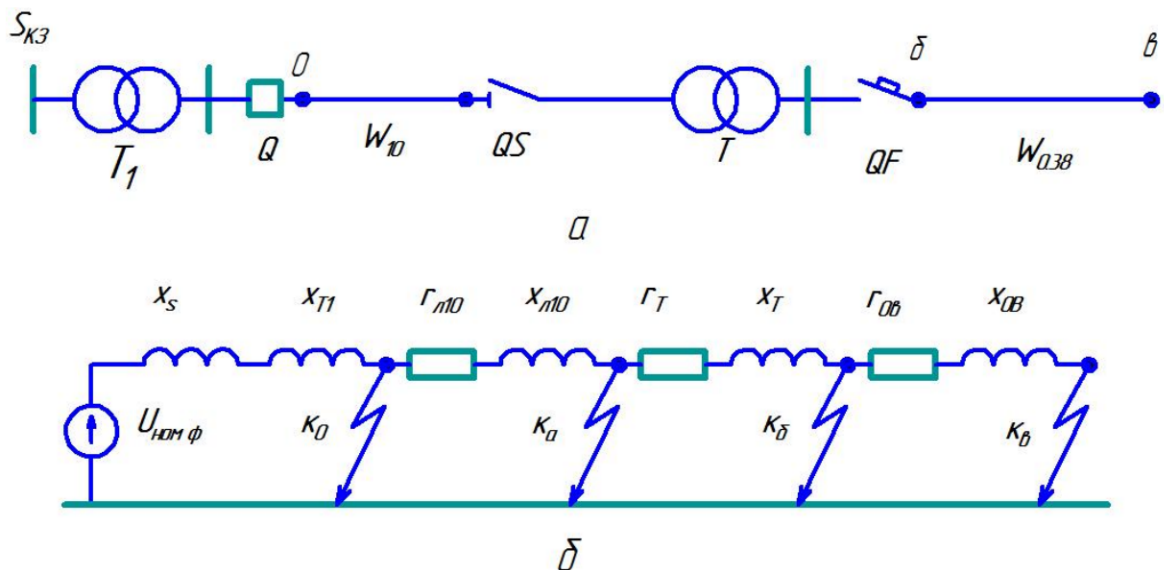


Рисунок 2.3 – Розрахункові схеми заміщення для розрахунку струмів коротких замикань: принципова (а); заступна (б).

Для визначення струмів короткого замикання з боку 10 кВ в точках a та b , опори приводяться до напруги 10 кВ. Еквівалентний опір електроенергетичної системи 35 кВ обчислюється за виразом:

Щоб розрахувати струми коротких замикань зі сторони 10 кВ у точках a та b , то значення опорів через коефіцієнти трансформації приводять до на-

пруги 10 кВ. Еквівалентований опір електроенергетичної системи 35 кВ розраховується за виразом [14]:

$$x_s = \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}}, \quad x_s = \frac{10^2}{320} = 0,31 \text{ Ом.} \quad (2.20)$$

Реактивний опір трансформатора 35/10 кВ розраховуємо за виразом:

$$x_{m1} = \frac{U_{кз} U_{ном}^2}{100 S_{m1}}, \quad x_{r1} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 8} = 0,56 \text{ Ом.} \quad (2.21)$$

Опори лінії електропередачі 10 кВ становлять $x_{л10} = 1,89 \text{ Ом}$; $r_{л10} = 5,73 \text{ Ом}$, опори трансформатора 10/0,38 кВ – $x_m = 97,4 \text{ Ом}$; $r_m = 56,3 \text{ Ом}$.

Загальний опір, струми двофазного та трифазного короткого замикання на початку лінії електропередачі 10 кВ (точка 0) розраховуємо за виразами:

$$z_{\Sigma 0} = x_s + x_{m1}, \quad z_{\Sigma 0} = 0,31 + 0,56 = 0,87 \text{ Ом;} \quad (2.22)$$

$$I_{K0}^{(3)} = \frac{1000U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 0}}, \quad I_{K0}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 0,87} = 6761,3 \text{ А;} \quad (2.23)$$

$$I_{K0}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K0}^{(3)}, \quad I_{K0}^{(2)} = 0,87 \cdot 6761,3 = 5882,3 \text{ А.} \quad (2.27)$$

Загальний опір та струми з боку вищої напруги трансформатора 10/0,38кВ при трифазному і двофазному короткому замиканні у точці *a* розраховуємо за виразами:

$$z_{\Sigma a} = \sqrt{(x_s + x_{m1} + x_{л10})^2 + r_{л10}^2}, \quad z_{\Sigma a} = \sqrt{(0,31 + 0,56 + 1,89)^2 + 5,73^2} = 6,36 \text{ Ом;} \quad (2.28)$$

$$I_{Ka}^{(3)} = \frac{1000U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 1}}, \quad I_{Ka}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 6,36} = 907,8 \text{ А;} \quad (2.29)$$

$$I_{Ka}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{Ka}^{(3)}, \quad I_{Ka}^{(2)} = 0,87 \cdot 907,8 = 789,8 \text{ А.} \quad (2.30)$$

і у точці *b*, відповідно:

$$z_{\Sigma b} = \sqrt{(x_s + x_{r1} + x_{л10} + x_T)^2 + (r_{л10} + r_T)^2}, \quad (2.31)$$

$$z_{\Sigma b} = \sqrt{(0,31 + 0,56 + 1,89 + 97,4)^2 + (5,73 + 56,3)^2} = 117,8 \text{ Ом, } I_{Kb}^{(3)} = 490 \text{ А, } I_{Kb}^{(2)} = 426 \text{ А.}$$

Під час короткого замикання, струмі зі сторони виводів 0,38 кВ трансформатора 10/0,38 кВ у точці b розраховуються за виразами:

$$I_{K\bar{b}H} = \frac{U_{Bном}}{U_{Hном}} \cdot I_{K\bar{b}}, \quad I_{K\bar{b}H}^{(3)} = \frac{10}{0,4} \cdot 49 = 1225 \text{ А}, \quad I_{K\bar{b}H}^{(2)} = \frac{10}{0,4} \cdot 42,6 = 1065 \text{ А}. \quad (2.32)$$

Опорами мережі 10 кВ та еквівалентної системи 35 кВ можемо знехтувати, оскільки вони є значно меншими від опору трансформатора 10/0,38 кВ. Обчислюємо струми коротких замикань для електрично найвіддаленіших вузлів мережі 0,38 кВ, зокрема № 6 та № 13.

$$z_{\Sigma\bar{b}} = z_{\Sigma\bar{b}} \cdot \left(\frac{U_{Hном}}{U_{Bном}} \right)^2 + z_{0\bar{b}}, \quad (2.33)$$

де для вузлів $\bar{b} = 6, 13$ будемо мати: $z_{0-6} = 0,37$ Ом; $z_{\Sigma 6} = 0,56$ Ом; $z_{0-13} = 0,23$ Ом; $z_{\Sigma 13} = 0,42$ Ом. Відповідно, струми коротких замикань у цих вузлах будуть рівними: $I_{K6H}^{(3)} = 392,9$ А; $I_{K6H}^{(2)} = 341,8$ А; $I_{K13H}^{(3)} = 523,8$ А; $I_{K13H}^{(2)} = 455,7$ А.

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

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

де $z_{m0} = 1,63$ Ом – опір нульової послідовності трансформатора під час короткого замикання фази на корпус; $z_{n\bar{b}}$ – опір петлі «фаза – нульовий провід» для певного вузла короткого замикання ($\bar{b} = 6, 13$):

$$z_{n6} = \frac{z_{06}}{3} (2+3,5), \quad z_{n6} = \frac{0,37}{3} (2+3,5) = 0,68 \text{ Ом}, \quad z_{n13} = \frac{0,23}{3} (2+3,5) = 0,42 \text{ Ом}. \quad (2.35)$$

Розраховуємо струми однофазного короткого замикання на землю за виразом:

$$I_{K6H}^{(1)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{1,68}{3} + 0,68 \right)} = 182,7 \text{ А}, \quad I_{K13H}^{(1)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{1,68}{3} + 0,42 \right)} = 232 \text{ А}.$$

2.5 Розрахунок параметрів релейного захисту

Захист трансформатора 10/0,38 кВ. Захист трансформатора 10/0,38 кВ потужністю 63 кВА плануємо забезпечити плавкими запобіжниками, які будуть встановлені зі сторони 10 кВ. Запобіжники для захисту трансформаторів вибираються за такими критеріями [16]:

- ❖ за номінальною напругою мережі $U_{зан} = U_{ном}$;
- ❖ за номінальним струмом розмикання, що має бути більшим від максимального струму короткого замикання у місці їх встановлення $I_{н.вимк} \geq I_{кз.макс}$;
- ❖ за номінальним струмом плавкої уставки запобіжника, що має мати відношення до номінального струму трансформатора $I_{вст} \approx 2 \cdot I_{т.ном}$.

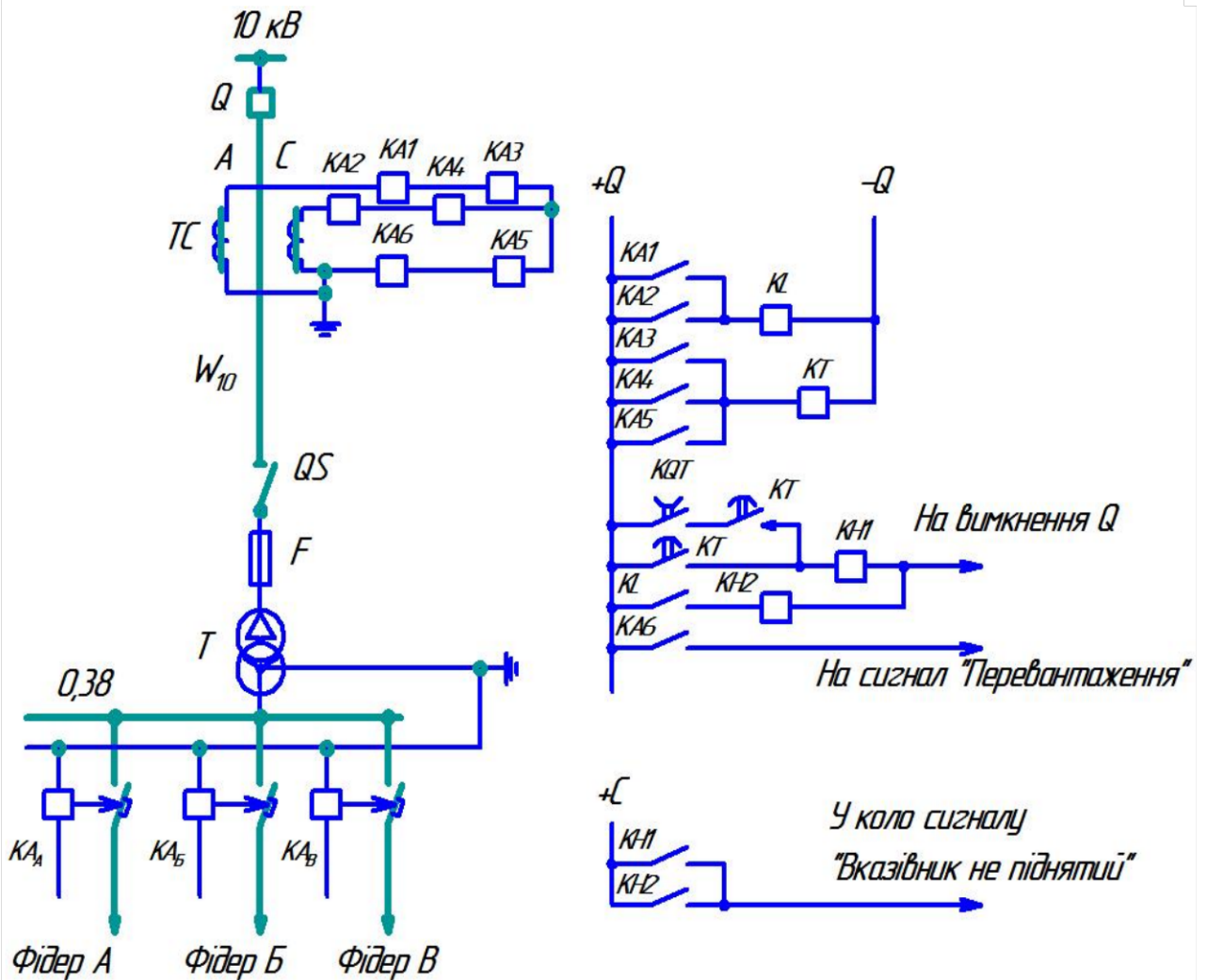
Враховавши усі вимоги, для захисту трансформатора, вибираємо запобіжник ПКТ-101-3-21 із параметрами: номінальний струм – 20 А; номінальна напруга – 10 кВ; номінальний струм відмикання – 31 кА.

Захист електричної мережі 0,38 кВ. Для захисту електричної мережі 0,38 кВ автоматичними вимикачами, потрібно здійснити їх вибір за наступними умовами:

- ❖ за номінативним струмом автоматичного вимикача, що має бути більшим за струм навантаження $I_{р.в} \geq I_{нав}$;
- ❖ за номінативною напругою мережі $U_{авт} = U_{ном}$;
- ❖ за струмом незалежного розчіплювача, що має бути більшим від струму однофазного короткого замикання у кінці магістралі $I_{срн} \geq 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мп}$;
- ❖ за струмом спрацювання напівпровідникового розчіплювача, що має бути більшим від максимального робочого значення струму магістралі $I_{срн} \geq 1,4 \cdot I_{мп}$;
- ❖ номінативна напруга автоматичного вимикача має бути більшою за $U_{авт} = 660 \text{ В} > 380 \text{ В}$;

❖ за коефіцієнтом чутливості напівпровідникового розчіплювача

$$k_q = I_{K3}^{(2)} / I_{CH} \geq 1,1.$$



<i>ТС</i>	<i>Трансформатори струму ТПЛК-10</i>
<i>КА1-КА6</i>	<i>Реле струму РТ-40</i>
<i>КТ</i>	<i>Реле часу типу РВ-122</i>
<i>КЛ</i>	<i>Проміжне реле типу РП-23 чи РП-251</i>
<i>КН1, КН2</i>	<i>Вказівні реле типу РЧ-1</i>
<i>КQT</i>	<i>Контакт реле положення "вимкнено" вимикача Q</i>
<i>КА_А, КА_Б, КА_В</i>	<i>Реле струму в нейтралях лінії 0,38 кВ</i>

Рисунок 2.4 – Принципова схема релейного захисту електричної мережі

Під час вибору уставок для номінативних струмів напівпровідникових розчеплювачів фідерів, ураховуються такі вимоги [17]:

$$A \Rightarrow I_{навА} = 68,7 \text{ А}, \quad I_{рвА} = 80 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{навБ} = 54,9 \text{ А}, \quad I_{рвБ} = 63 \text{ А}.$$

Здійснення вибору уставок струмів спрацювання напівпровідникових розчеплювачів фідерів проводимо згідно з вимогами та нормативами, щоб розчеплювач спрацьовував під час перевищення струму вище допустимих значень, забезпечуючи при цьому ефективний захист системи.

$$A \Rightarrow I_{снА} = 100 \text{ А} \geq 1,4 I_{мрА} = 1,4 \cdot 68,7 = 96,18 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{снБ} = 80 \text{ А} \geq 1,4 I_{мрБ} = 1,4 \cdot 54,9 = 76,86 \text{ А}.$$

Розрахунок коефіцієнтів чутливості напівпровідникових розчеплювачів проводиться відповідно до нормативів та вимог. Ці розраховані коефіцієнти детермінують, наскільки чутливо розчеплювач буде реагувати на підвищення струму у мережі. Точні вирази для розрахунку коефіцієнтів залежать від конкретних параметрів розчеплювачів та системи. Відтак, надзвичайно важливо дотримуватися стандартів та інструкцій, які детермінуються відповідними організаціями:

$$A \Rightarrow k_{ч} = I_{к}^{(2)} / I_{сн} = I_{к6н}^{(2)} / I_{снА} = 348,1/100 = 3,4;$$

$$B \Rightarrow k_{ч} = I_{к}^{(2)} / I_{сн} = I_{к13н}^{(2)} / I_{снБ} = 455,7/80 = 5,7.$$

При однофазних коротких замиканнях, розрахунок струмів спрацювання реле незалежних розчеплювачів, проводиться згідно з стандартами та нормативами. Ці розрахунки мають ґрунтуватися на параметрах конкретних реле та характеристиках мережі [18].

Для різних варіантів коротких замикань в електричній мережі, струми спрацювання реле незалежних розчеплювачів детермінуються по різному. Сюди можуть входити однофазні короткі замикання у різних місцях мережі, розрахунок струмів спрацювання здійснюється на основі характеристик реле та параметрів мережі у кожному випадку.

$$A \Rightarrow I_{срн} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot 68,7 = 25,8 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{срн} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot 54,9 = 20,6 \text{ А}.$$

Приймаємо

$$A \Rightarrow I_{срн} = 20 \text{ А} < I_{к11н}^{(1)} / 2 = 182,7/2 = 91,4 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{срн} = 20 \text{ А} < I_{к9н}^{(1)} / 2 = 232/2 = 116 \text{ А}.$$

Уставку струму спрацювання електромагнітного розчеплювача вибираємо рівною $I_{сн} = 1600 \text{ А}$. При трифазних коротких замиканнях на початку лінії 7 ($I_{К\bar{b}\bar{b}}^{(3)} = 1225 \text{ А}$), електромагнітні розчеплювачі автоматичних вимикачів мають миттєво відмикати фідери. Це дає змогу забезпечувати ефективний захист системи і уникнути серйозних наслідків в разі трифазних коротких замикань.

На підґрунті здійснених обчислень та вибору електротехнічного обладнання можемо зробити висновок, що спроектована електрична мережа відповідає усім вимогам до ефективної, надійної та безпечної її роботи. Вибране устаткування задовольняє потреби мережі та забезпечує її стабільну роботу у нормальних та аварійних режимах роботи спроектованої мережі.

Варто відзначити, що при розробці також враховано заходи безпеки та надійності, зокрема здійснено вибір елементів захисту для ефективного реагування на короткі замикання та забезпечення надійного відмикання відповідних фідерів у разі потреби.

3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.1 Концепція компенсації реактивної потужності

До засобів компенсування реактивної потужності відносять сукупність пристроїв і заходів, що дають змогу здійснювати вплив на баланс реактивної потужності у системі передавання електричної енергії. Цього можна досягнути через збільшене генерування самої реактивної потужності, або ж через зменшення споживання, застосовуючи різноманітні способи компенсації за визначеними схемами та алгоритмами. Здійснення оптимізації реактивного навантаження у електричних системах передавання енергії є одним із способів реалізації цього впливу [10].

Усі методи компенсації реактивної потужності (КРП) в системах передачі електричної енергії можна класифікувати на активні та пасивні. Активні підходи включають в себе генерацію реактивної потужності та її інтеграцію в системи передачі електричної енергії відповідно до оптимальних методів КРП. З іншого боку, використання пасивних підходів призводить до зменшення обсягів споживання реактивної потужності.

Всі способи компенсування реактивної потужності у системах передавання електроенергії поділяються на пасивні та активні. Пасивні способи спрямовані на зниження споживання реактивної потужності. Активні методи передбачають генерацію реактивної потужності та її інтеграцію у системи передавання електроенергії відповідно до оптимальних алгоритмів компенсації реактивної потужності.

До пасивних методів компенсування реактивної потужності відносять розвантаження мережі від реактивних струмів, зокрема:

- ❖ здійснення перемикаць обмоток статора асинхронного двигуна із трикутника на зірку, що завантажені менше 40 %;
- ❖ заходи скеровані на здійснення оптимізації адміністративних, технологічних та виробничих процесів для покращення координат режимів

роботи споживачів електроенергії, пристроїв та систем;

- ❖ використання синхронних двигунів замість асинхронних при розробці нових проектів, а також заміна наявних електроприводів, за технологічної та технічної можливостей;
- ❖ зниження споживання реактивної потужності через відмикання трансформаторів, що завантажені до 30 % від номінальної потужності та асинхронних двигунів, що працюють у режимі неробочого ходу;
- ❖ удосконалення систем електроприводів у яких використовуються тиристорні системи управління регулювання напруги, а також заміна випрямних пристроїв на моделі із великою кількістю випрямних фаз;
- ❖ нормування обмежень для генерації струмів вищих гармонік чи задіявання у мережах передавання електричної енергії систем зі штучною комутацією випрямних елементів.

До активних способів компенсування реактивної потужності відносять генерування реактивної енергії у системах передавання електроенергії, що включають [19]:

- ❖ багатоступеневі установки компенсації реактивної потужності конденсаторними батареями із вентиляними комутаційними апаратами;
- ❖ конденсаторні батареї сумісно із апаратурою керування, засобами захисту та комутаційною апаратурою. Ці установки збільшення коефіцієнта потужності та одночасно вони можуть бути нерегульованими та автоматичнонерегульованими із релейними контакторами;
- ❖ різного роду синхронні машини, зокрема відомі синхронні компенсатори, які застосовуються тільки для стабілізування напруги у точці приєднання на інтервалі $\pm 5\%$ від номінального значення та працюють без навантаження на валу;
- ❖ косинусні конденсатори та конденсаторні батареї, які використовуються у індивідуальних та групових способах компенсації;
- ❖ статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності. По суті, це є мостові генератори реактивної потужності з окремими накопичувачами,

які мають лінійні або нелінійні реактори насичення та послідовним приєднанням паралельних управляючих тиристорів, що працюють за концепцією непрямой і прямої компенсації реактивної потужності.

У мережах передавання електроенергії найбільш використовуваними є такі способи компенсації реактивної потужності: індивідуальний, груповий та централізований. Деколи використовують комбінації цих способів компенсації. У переважній більшості, комбінований підхід включає в себе централізований спосіб у поєднанні з індивідуальним чи груповим.

Рисунок 3.1 наочно презентує способи компенсації реактивної потужності навантаження у розподільчих електричних мережах.

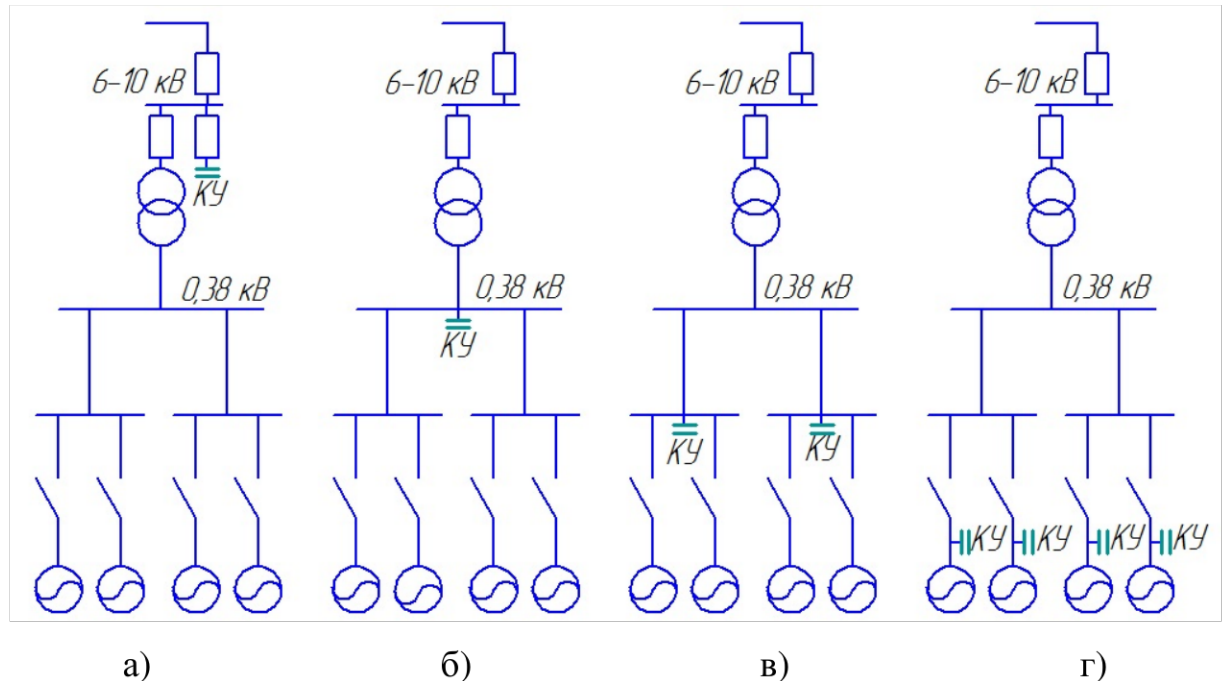


Рисунок 3.1 – Способи компенсації реактивної потужності навантаження: *а* – централізований зі сторони високої напруги; *б* – централізований зі сторони низької напруги; *в* – посеційний (груповий); *г* – індивідуальний.

Вибір та обґрунтування способів компенсації реактивної потужності, здійснення монтажу самих пристроїв компенсації та їх обслуговування, здебільшого, проводиться спеціалізованими компаніями, які здійснюють енергоаудити об'єктів електрозабезпечення. Це дає змогу уникнути перекомпенсації і суттєво зменшити об'єми некомпенсованої реактивної потужності для мереж передавання електроенергії із реактивними навантаженнями.

3.2 Розрахунок потужностей і ємностей батарей конденсаторів

Розрахунок потужностей та ємностей батарей конденсаторів будемо здійснювати використовуючи методики, які представлено у [20]. Розташовуватися батареї конденсаторів будуть безпосередньо на закритій комплектній трансформаторній підстанції. Таке розміщення дасть змогу здійснювати компенсацію реактивної потужності для усіх магістралей, а також використовувати наявні вимірювальні трансформатори струму у якості давачів.

Розрахунок потужностей та ємностей конденсаторних батарей будемо проводити для можливих двох варіантів схем з'єднання – «трикутником» і «зіркою». Нинішній коефіцієнт потужності у мережі без задіюванням пристроїв компенсації реактивної потужності становить 0,79. Проводити розрахунки потужностей та ємностей конденсаторних батарей будемо для бажаного коефіцієнта потужності навантаження, котрий рівний 0,92.

Якщо конденсаторні батареї будуть з'єднані між собою за схемою «зірка», то струми фаз і реактивна потужність усіх трьох фаз конденсаторів розраховується за 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:

$$C_Y = \frac{Q_K}{\omega U_L^2} = \frac{\sqrt{3} U_L I_K}{\omega U_L^2},$$

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

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

Якщо з'єднання батарей конденсаторів буде здійснено за схемою «трикутник», то ємність однієї фази C_{Δ} , реактивна потужність усіх трьох фаз Q_K та лінійний струм I_K розраховуються за виразами [20]:

$$\begin{aligned} I_K &= \sqrt{3}I_{K\Phi} = \sqrt{3}U_{Л}\omega C_{\Delta}, \\ Q_K &= \sqrt{3}U_{Л}I_K = 3U_{Л}^2\omega C_{\Delta}; \\ C_{\Delta} &= \frac{Q_K}{3U_{Л}^2\omega} = \frac{\sqrt{3}U_{Л}I_K}{3U_{Л}^2\omega}, \quad \text{чи} \\ C_{\Delta} &= \frac{I_{La}}{\sqrt{3}U_{Л}\omega} \cdot (tg\varphi_1 - tg\varphi_2). \end{aligned} \quad (3.4)$$

Розраховуємо $tg\varphi_1$ та $tg\varphi_2$ використовуючи вирази:

$$\begin{aligned} tg\varphi &= \frac{\sqrt{1 - \cos^2\varphi}}{\cos\varphi}, \\ tg\varphi_1 &= \frac{\sqrt{1 - 0,79^2}}{0,79} = 0,77, \\ tg\varphi_2 &= \frac{\sqrt{1 - 0,92^2}}{0,92} = 0,425. \end{aligned} \quad (3.5)$$

Розраховуємо вартість активної складової струму використовуючи вирази:

$$\begin{aligned} I_{La} &= \frac{S_{\Sigma\epsilon\epsilon}}{\sqrt{3}U_{Л}} \cdot \cos\varphi_2, \\ I_{La} &= \frac{44,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} \cdot 0,92 = 62,3 \text{ А}. \end{aligned} \quad (3.6)$$

Використавши вираз (3.3) розраховуємо значення ємності батарей статичних конденсаторів, які з'єднані за схемою «зірка»:

$$C_Y = \frac{\sqrt{3} \cdot 62,3}{314,15 \cdot 380} \cdot (0,77 - 0,425) = 311,85 \text{ мкФ}.$$

Використавши вираз (3.4) розраховуємо значення ємності батарей статичних конденсаторів, які з'єднані за схемою «трикутник»:

$$C_{\Delta} = \frac{62,3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 314,15} \cdot (0,77 - 0,425) = 103,9 \text{ мкФ.}$$

Під час вибору конденсаторних компенсаційних установок потрібну загальну потужність статичних конденсаторних батарей розраховуємо за 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.

$$Q_C = 41 \cdot 0,38 = 15,58 \text{ кВАр.}$$

Вибираємо для компенсації реактивної потужності установку КРМ-0,4 потужністю 20 кВАр, яка буде встановлена на стороні 0,38 кВ трансформаторної підстанції.

При здійсненні компенсації реактивної потужності навантаження потрібно врахувати не тільки інтереси споживачів, бо суттєве збільшення коефіцієнта потужності призводить до зростання сумарних втрат енергії у мережі електропередач. Відтак, надзвичайно важливо, щоб була забезпечена умова зменшення втрат активної потужності у електричній мережі завдяки компенсації реактивної потужності, яка має бути більшою за втрати активної потужності компенсуючих установок пристроїв.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

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 [21].

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:

- випадкове доторкання до неізольованих струмопровідних частин електроустаткування;
- 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 електромонтер 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 електромонтерів, які працюють обслуговуючи елементи підстанцій.

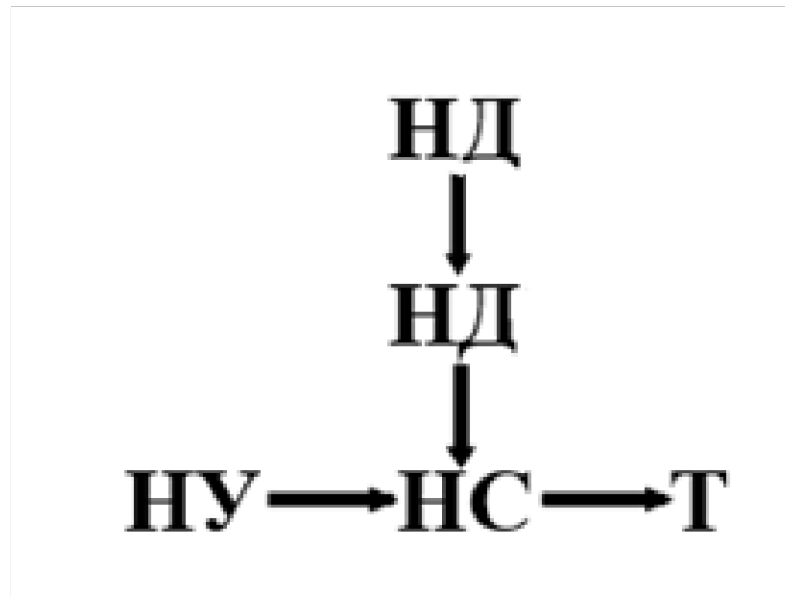


Рисунок 4.1 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при заміні LED ламп зовнішнього освітлення підстанції: НУ1 – небезпечна умова (не вимкнене живлення від мережі); НД1 – небезпечна дія (нехтування правилами ТБ); НД2 – небезпечна дія (користування невідповідним інструментом); НС1 – небезпечна ситуація (обрив тросу); НС2 – небезпечна ситуація (монтажник без захисної каски); Т – травма.

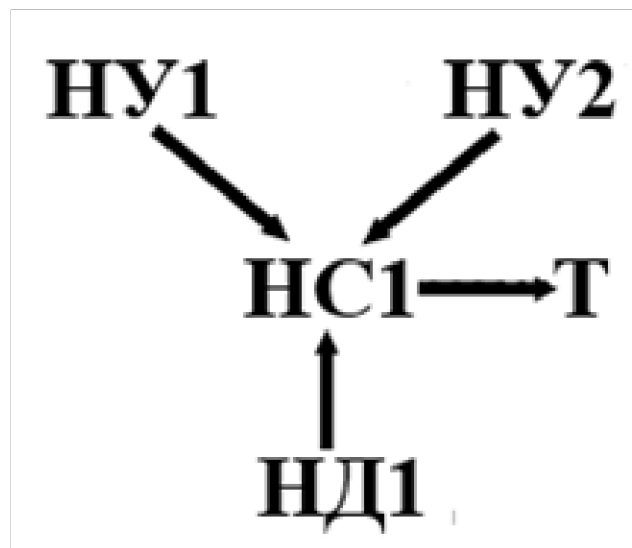


Рисунок 4.2 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при обслуговуванні релейного захисту: НУ1 – небезпечна умова (не зроблено видимого розриву контура); НД1 – небезпечна дія (напруга на виводах релейної апаратури); НД2 – небезпечна дія (використання обладнання з пошкодженим ізолюванням); НС1 – небезпечна ситуація (пошкодження руки монтажника); НД3 – небезпечна дія (пошкоджений пристрій аварійної зупинки бура); НС2 – небезпечна ситуація (монтажника затягнуло буром); Т – травма.

На рисунку 4.1 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при заміні LED ламп зовнішнього освітлення підстанції. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основним заходом запобігання небезпечної ситуації є проведення додаткових інструктажів із техніки безпеки [22].

На рисунку 4.2 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при встановленні залізобетонної опори. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основними заходами запобігання небезпечної ситуації є організація постійного контролю за дотриманням правил техніки безпеки.

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.

Під час роботи електрик 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 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:

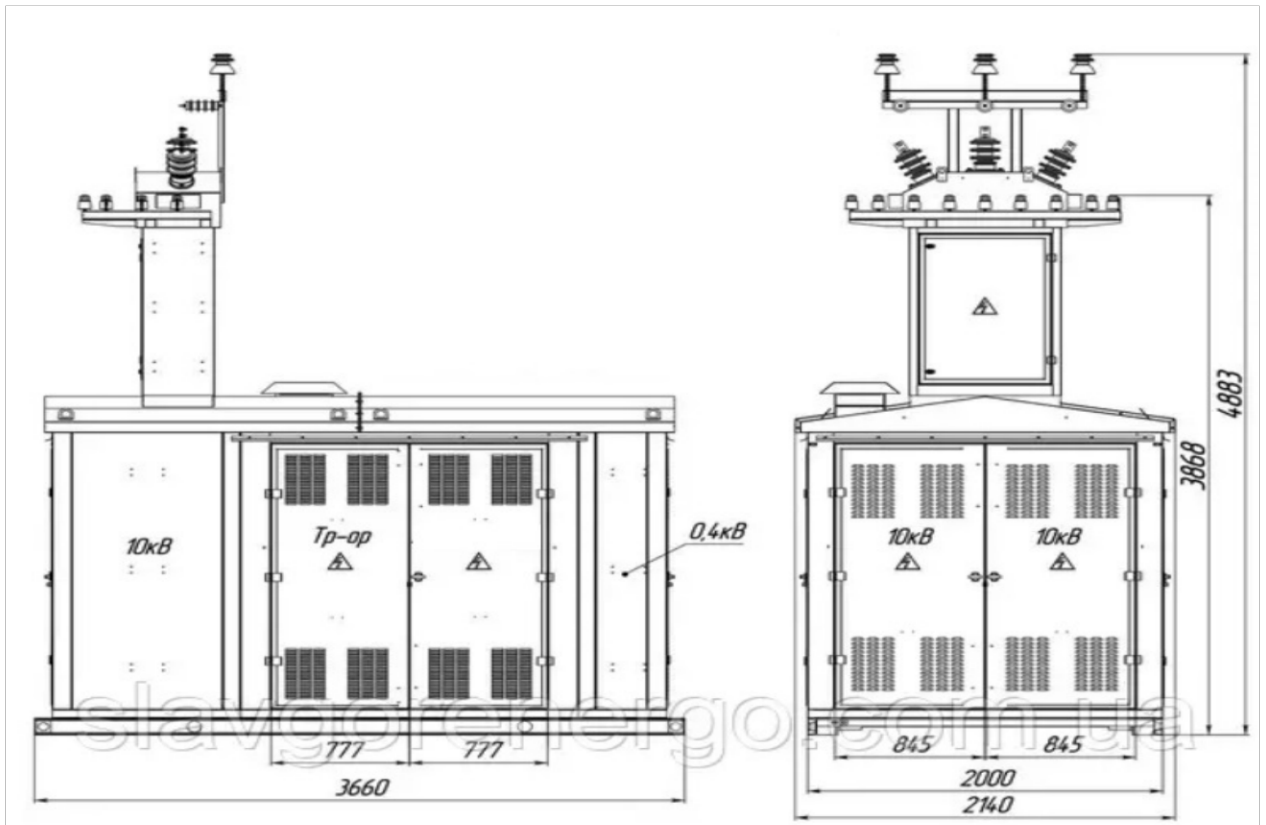


Рисунок 4.3 – Загальний вигляд та розміри КТП

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

Зі схеми компоновки 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;
- 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 [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 неекономічного 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. 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. Важливо вживати заходів для мінімізації впливу електромагнітного випромінювання та дотримуватися вимог щодо допустимих рівнів випромінювання.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

Цей розділ присвячений розрахунку вартості передавання електроенергії від ПС 35/10 кВ (шини 10 кВ) до вводів споживачів 0,38 кВ. Розрахований економічний показник буде включати затрати на експлуатацію та обслуговування елементів електричної мережі, поточний ремонт та амортизацію цих елементів та вартість втрат електричної енергії у них.

Щоб розрахувати щорічні затрати на амортизацію і поточний потрібно розрахувати вартість зведення мережі, враховуючи капітальні затрати на зведення ліній електропередач та підстанцій. Значення вартостей втрат електроенергії розраховується на підґрунті вартості 1 кВт год електричної енергії. Додатково ще необхідно врахувати втрати енергії у трансформаторах 10/0,38 кВ та у лініях електропередач 10 кВ та 0,38 кВ.

Затрати для обслуговування електричної мережі розраховуються у вигляді добутку вартості обслуговування одиниці обладнання на кількість цих одиниць. Це стосується і ліній електропередач і трансформаторних підстанцій.

Сумарні щорічні затрати для експлуатації спроектованої електричної мережі розраховуються за виразом [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 для експлуатації 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.

Аналізуючи вирази (6.1) і (6.2), бачимо, що розрахунок вартості передачі електроенергії передбачає враховування втрат енергії в електричній мережі. Для

проектованої мережі, до цих втрат відносять втрати у силових трансформаторах та втрати у мережі 0,38 кВ та в мережі 10 кВ.

5.1 Розрахунок втрат електроенергії в елементах мережі

Розрахунок втрат електроенергії будемо здійснювати для електричних мереж напругою 10 кВ та 0,38 кВ, а також у трансформаторі підстанції 10/0,38 кВ. Розрахунок втрат електроенергії проводиться для окремих ділянок мережі з різними проводами та навантаженням, за виразом:

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

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

Втрати електроенергії у лініях електропередач 0,38 кВ розраховуються для усіх ділянок електричної мережі до підведення споживачів. Втрати електроенергії у трансформаторах 10/0,38 кВ складаються з постійних та змінних, вони розраховуються за 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 – чисельність трансформаторів на підстанції;

Змінні втрати в обмотках трансформатора розраховуємо за виразом [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.

Розраховуємо максимальний струм, який протікає лінією електропередачі 10 кВ за виразом:

$$I_{\text{л10мак}} = \frac{S_{\Sigma\text{вч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (6.6)$$

$$I_{\text{л10мак}} = \frac{44,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,57 \text{ А.}$$

Розраховуємо втрати електроенергії у мережі 10 кВ за виразом (6.3):

$$\Delta W_{10} = 3 \cdot 2,57^2 \cdot 5,73 \cdot 1920 = 223 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розраховуємо втрати електроенергії у мережі 0,38 кВ враховуючи, що у якості струму кожної ділянки мережі беремо вечірнє значення струму з таблиці 2.5 теж за виразом (3.6):

$$\Delta W_{0,38} = \sum_{i=1}^{13} 3I_{\max i}^2 r_i \tau = 2394,9 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розраховуємо постійні і змінні втрати у трансформаторі 10/0,38 кВ за виразами (6.4) та (6.5):

$$\Delta W_c = 0,18 \cdot 8760 = 1576,8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}, \quad \Delta W_o = 0,9 \cdot \left(\frac{44,6}{63} \right)^2 \cdot 1920 = 2148,3 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розраховуємо постійні втрати електричної енергії у спроектованій електромережі за виразом:

$$\Delta W_{\text{пост}} = \Delta W_c, \quad \Delta W_{\text{пост}} = \Delta W_c = 1576,8 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (6.7)$$

Розраховуємо змінні втрати електричної енергії у спроектованій електромережі за виразом [26]:

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

$$\Delta W_{\text{зм}} = 223 + 2394 + 2148 = 4766 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розраховуємо сумарні втрати електричної енергії у спроектованій електромережі за виразом:

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

$$\Delta W = 1576 + 4766 = 6343 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Зведені результати розрахунку втрат електроенергії для спроектованої електромережі представлено у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Зведені результати розрахунків втрати електроенергії

Параметр	Значення	Параметр	Значення
$I_{л10\max}$, А	2,57	ΔW_o , кВт·год.	2148,3
ΔW_{10} , кВт·год	223	$\Delta W_{\text{пост}}$, кВт·год.	1576,8
$\Delta W_{0,38}$, кВт·год	2394	$\Delta W_{\text{зм}}$, кВт·год.	4766
ΔW_c , кВт·год	1576,8	ΔW , кВт·год	6343

5.2 Розрахунок вартості передачі електроенергії мережею

Проведемо розрахунки сумарних капітальних затрат на будівництво і ввід в експлуатацію спроектованої електромережі. Результати розрахунків представлено у 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	5 км	166250
Лінія 0,38, 1 км: з проводами 5×А-25	60200	0,7 км	42140
з проводами 5×А-120	68500	0,9 км	61650
Мережа у цілому:			295590

Розраховуємо амортизаційні затрати спроектованої електромережі:

$$C_a = C_{a_{пс}} + C_{a_{л}} = a_{пс} K_{пс} + a_{л} K_{л} = 0,064 \cdot 25550 + 0,036 \cdot 270040 = 11356 \text{ грн.}$$

Розраховуємо затрати на обслуговування спроектованої електромережі:

$$C_o = a_o (n_{y_{пс}} + n_{y_{л10}} \cdot l_{10} + n_{y_{л0,38}} \cdot l_{0,38}) = 56 \cdot (5,6 + 1,7 \cdot 5 + 2,3 \cdot 1,6) = 996 \text{ грн.}$$

Розраховуємо значення експлуатаційних затрат для спроектованої електромережі:

$$C_e = C_a + C_o = 11356 + 996 = 12352 \text{ грн.}$$

Розраховуємо значення вартості втрат енергії у спроектованій електромережі:

$$C_w = c(\Delta W_{пост} + \Delta W_{зм}) = 2,64 \cdot 6343 = 16745 \text{ грн.,}$$

де $c = 2,64$ грн.

Розраховуємо значення щорічних сумарних затрат на передавання енергії спроектованою електромережею за виразом [25]:

$$C = C_e + C_w = 12352 + 16745 = 29097 \text{ грн.}$$

Розраховуємо значення собівартості передавання електроенергії спроектованою електромережею:

$$c_{ел} = \frac{C}{P_{роз} \cdot T} = \frac{29097}{41 \cdot 1920} = 0,36 \text{ грн/кВт год.}$$

Проаналізувавши здійснені розрахунки бачимо, що значення вартості передавання електроенергії спроектованою мережею дорівнює **0,36 грн/кВт год.**

ВИСНОВКИ

Кваліфікаційна робота репрезентує проект системи електропостачання села Чертіж Львівської області з впровадженням централізованої компенсації реактивної потужності. Результати отримані у роботі підсумуємо такими висновками.

1. Здійснено загальну характеристику об'єкта електропостачання, зокрема представлено детальну характеристику села Чертіж Львівської області та проведено аналіз фактичного стану мережі електропостачання населеного пункту. Також, здійснено обґрунтування теми кваліфікаційної роботи.

2. Проектування електричної мережі передбачило проведення розрахунків навантажень електричної мережі, з детальним прорахунком усіх її ділянок 0,38 кВ за активною, реактивною та повною потужностями, а також струмами навантажень. Здійснено вибір трансформатора 10/0,38 кВ та проводів для електричних мереж 10 кВ та 0,38 кВ. Укладено схему заміщення мережі, розраховано струми коротких замикань та розроблено систему релейного захисту трансформатора 10/0,38 кВ та електричної мережі 0,38 кВ.

3. Для зменшення втрат електричної енергії в електричній мережі, було спроектовано систему компенсації реактивної потужності централізованого типу з розміщенням безпосередньо на ЗКТП. Розраховано потужності та ємності конденсаторних батарей.

4. У кваліфікаційній роботі розкрито питання охорони праці та навколишнього середовища, зокрема проаналізовано умови виникнення небезпечних ситуацій при заміні ламп зовнішнього освітлення та обслуговуванні релейного захисту. Також, розкрито питання охорони довкілля.

5. Проведено техніко-економічні розрахунки для зведення та подальшої експлуатації мережі, які показали, що вартість передачі електричної енергії спроектованою мережею становитиме 0,36 грн/кВт год.

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 електропередачі. 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.