

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«АВТОМАТИЗОВАНА КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ
ПОТУЖНОСТІ НАВАНТАЖЕННЯ В СИСТЕМІ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ФЕРМЕРСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА»**

Виконав: студентка IV курсу
групи Ен – 42сп спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

(підпис) Новак Б. Л.
(прізвище та ініціали)

Керівник: _____ Дробот І. М.
(прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ Сиротюк С. В.
(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

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

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ” _____ 2025 року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Новак Богдан Любомирович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема «Автоматизована компенсація реактивної потужності навантаження в системі електропостачання фермерського господарства»

керівник роботи старший викладач Дробот І. М.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НАУ 123/к-с від 25.02.2025 року.

2. Строк подання студентом роботи 13.06.25 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

РОЗДІЛ 1 Характеристика господарства

РОЗДІЛ 2 Електропостачання господарства

РОЗДІЛ 3 Компенсація реактивної потужності в системі електропостачання

РОЗДІЛ 4 Охорона праці

РОЗДІЛ 5 Ефективність прийнятих рішень

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 25.02.25 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Виконання аналізу вихідних даних для проектування та здійснення обґрунтування актуальності кваліфікаційної роботи</i>	25.02.2025 – 15.03.2025	
2	<i>Розрахунок електропостачання</i>	16.03.2025 – 16.04.2025	
3	<i>Реалізація системи автоматизованої компенсації реактивної потужності навантаження</i>	17.04.2025 – 12.05.2025	
4	<i>Виконання питань охорони праці</i>	13.05.2025 – 25.05.2025	
5	<i>Розрахунок ефективності прийнятих рішень</i>	26.05.2025 – 2.06.2025	
6	<i>Завершення роботи в цілому</i>	3.06.2025 – 13.06.2025	

Студент

_____ Новак Б. Л.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ Дробот І. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 631.3-52:621.31 (075.3)

Новак Б. Л. «Автоматизована компенсація реактивної потужності навантаження в системі електропостачання фермерського господарства». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С.З.Гжицького. 2025 р. 50 с. текстової частини, 17 таблиць, 7 рисунків, 12 джерел.

Мета роботи: здійснити електропостачання фермерського господарства із автоматизованою компенсацією реактивної потужності навантаження.

Завдання роботи: дати стислу характеристику фермерського господарства, здійснити обґрунтування теми кваліфікаційної роботи, провести розрахунок електропостачання фермерського господарства, проаналізувати питання коефіцієнта потужності, зокрема шляхи його покращення, розрахувати та запропонувати автоматизовану компенсацію реактивної потужності навантаження, розкрити питання охорони праці, провести економічний розрахунок та визначити термін окупності.

У кваліфікаційній роботі розкрито питання короткої характеристики фермерського господарства та обґрунтування теми кваліфікаційної роботи. Після проведеного аналізу встановленої потужності споживачів, розраховано та запропоновано електричну схему мережі електропостачання фермерського господарства, зокрема трансформаторну підстанцію, марки електропроводів живлення високої і низької сторони. Проаналізовано питання коефіцієнта потужності, зокрема шляхи його покращення, розраховано та запропоновано автоматизовану компенсацію реактивної потужності навантаження, розкрито питання охорони праці, проведено економічний розрахунок та визначено термін окупності.

Ключові слова: фермерське господарство, навантаження, потужність, електропостачання, коефіцієнт потужності, автоматизована компенсація реактивної потужності.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОСПОДАРСТВА	9
1.1 Загальна характеристика господарства	9
1.2 Обґрунтування теми роботи	11
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГОСПОДАРСТВА	13
2.1 Визначення розрахункових навантажень	13
2.2 Визначення розрахункових навантажень ліній електропередач	14
2.3 Вибір трансформаторів підстанції 10/0,4 кВ	17
2.4 Вибір перерізів проводів і розрахунок мереж	18
2.5 Витрати електроенергії в електричній мереж	21
2.6 Вибір трансформаторної підстанції 10/0,4	22
2.7 Розрахунок аварійних режимів	22
2.8 Вибір і розрахунки захисту від аварійних режимів	26
РОЗДІЛ 3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	31
3.1 Загальні відомості	31
3.2. Реалізація пристрою компенсації	35
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ	38
4.1 Структурно-функціональний аналіз процесу електрозабезпечення об'єкту	38
4.2 Обґрунтування організаційно-технічних рекомендацій стосовно безпечного перебігу виробничого процесу	39
4.3 Протипожежні заходи	41
4.4 Розрахунок заземлення	42
4.5 Захист цивільного населення	44
РОЗДІЛ 5. ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ	46
ВИСНОВКИ	48
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	49

ВСТУП

В останні роки парки енергетичного обладнання, сільськогосподарський промисловий комплекс, значно розширилися, і їхні енергетичні характеристики стали більш вимогливими. У сільськогосподарських компаніях понад 10% усієї електроенергії, виробленої в країні, використовує загальну потужність, обсяг та номенклатуру електрообладнання, що використовується щороку. Українське сільське господарство стане одним із головних місць у цій галузі.

Незважаючи на деякі позитивні результати, рівень електрифікації та споживання електроенергії сільського господарства не відповідає навичкам повністю забезпечити сільськогосподарську продукцію, необхідну країні.

Електричне обладнання в сільськогосподарському виробництві в шість разів більше, ніж у галузі. Споживання електроенергії села майже втричі нижче, ніж у місті.

Для вирішення цих потреб необхідно збільшити якісно нові основи сільської енергії за допомогою технічних перетворень та прискорити розробку нового, високоефективного електроенергетичного обладнання, пристроїв та інструментів автоматизації.

Крім того, необхідно вжити ефективних заходів для підвищення надійності постачання електроенергії, збільшення кількості електричного будівництва, збільшення технічного стану сільського електроенергетичного обладнання та електричних мереж, зміцнення виробничої бази ландшафтів, зокрема енергетичних послуг, та вирішенням матеріалів та технічної допомоги, що передбачають подальше розвиток електричного обладнання.

Досвід для електрифікації сільського господарства показує, що експлуатаційна надійність енергетичного обладнання ще не відповідає виробничим вимогам.

Ранні збої експлуатації та електроенергетики та інструментів автоматизації під час роботи та інструменти автоматизації сильно знизять ефективність їх використання та завдають серйозної матеріальної шкоди

сільськогосподарському виробництві. Щороку 15-20% електродвигунів із існуючих парків, а також значна кількість початкового обладнання та інструментів автоматизації. Причини неадекватного обслуговування, недосконалий захист від екстрених режимів та більш деградовану якість поточного та більшого ремонту. Вартість технологічних операцій протягом

регуляторного періоду погашення коштує в шість -шість разів дорожче, ніж нове електричне обладнання. Все це зменшує виробництво та збільшує витрати для агропромислового комплексу.

Поліпшення роботи електричного обладнання є одним з основних завдань поточної стадії електричної електрифікації. Тому захист електричного обладнання в екстреному режимі в заходах, що знижують міцність інверсії електричного обладнання, є найбільш перспективною системою для енергетичних пристроїв та автоматизації, організації електричних послуг, а також підтримка та ремонт розумного використання електроенергії та теплової енергії.

РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА ГОСПОДАРСТВА

1.1 Загальна характеристика господарства

Фермерське господарство «Межиріччя» розташовано у селі Заріччя Стрийського району Львівської області. Дане підприємство здійснює відгодівлю великої рогатої худоби м'ясного і молочного типу. Статут фермерського господарства затвердженого Жидачівською РДА 24.07.2007 року.

Згідно природно-кліматичних умов територія підприємства знаходиться в зоні лісостепу. Клімат даного місця належить до помірно-теплої добре зволоженої зони, для цієї зони характерні часті відлиги взимку, значна хмарність, обтяжні дощі.

Таблиця 1.1 – Середньорічна температура

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Середня
-5.2	-4.1	2.3	8.0	13.2	17.3	27	18.6	16.4	12.3	7.5	-4.0	9,65

Найхолодніший місяць – січень -5.2°C. Найтепліший місяць – липень +27°C. Рівень річної кількості опадів знаходиться в межах 575-600 мм. Найбільше опадів випадає в термін червень – серпень – 254 мм, найменше листопад – лютий – 139 мм. Найбільше опадів випадає у весняно-літній період року, в час максимального росту сільськогосподарських культур, завдяки чому забезпечується їх нормальний розвиток. Рівень відносної вологості повітря високий 65-70% і сталий протягом року.

Господарство має 450 га ріллі і 30 га пасовищ. В рослинництві переважають в основному зернові, бобові, технічні та кормові культури, які, зокрема, використовуються для відгодівлі ВРХ.

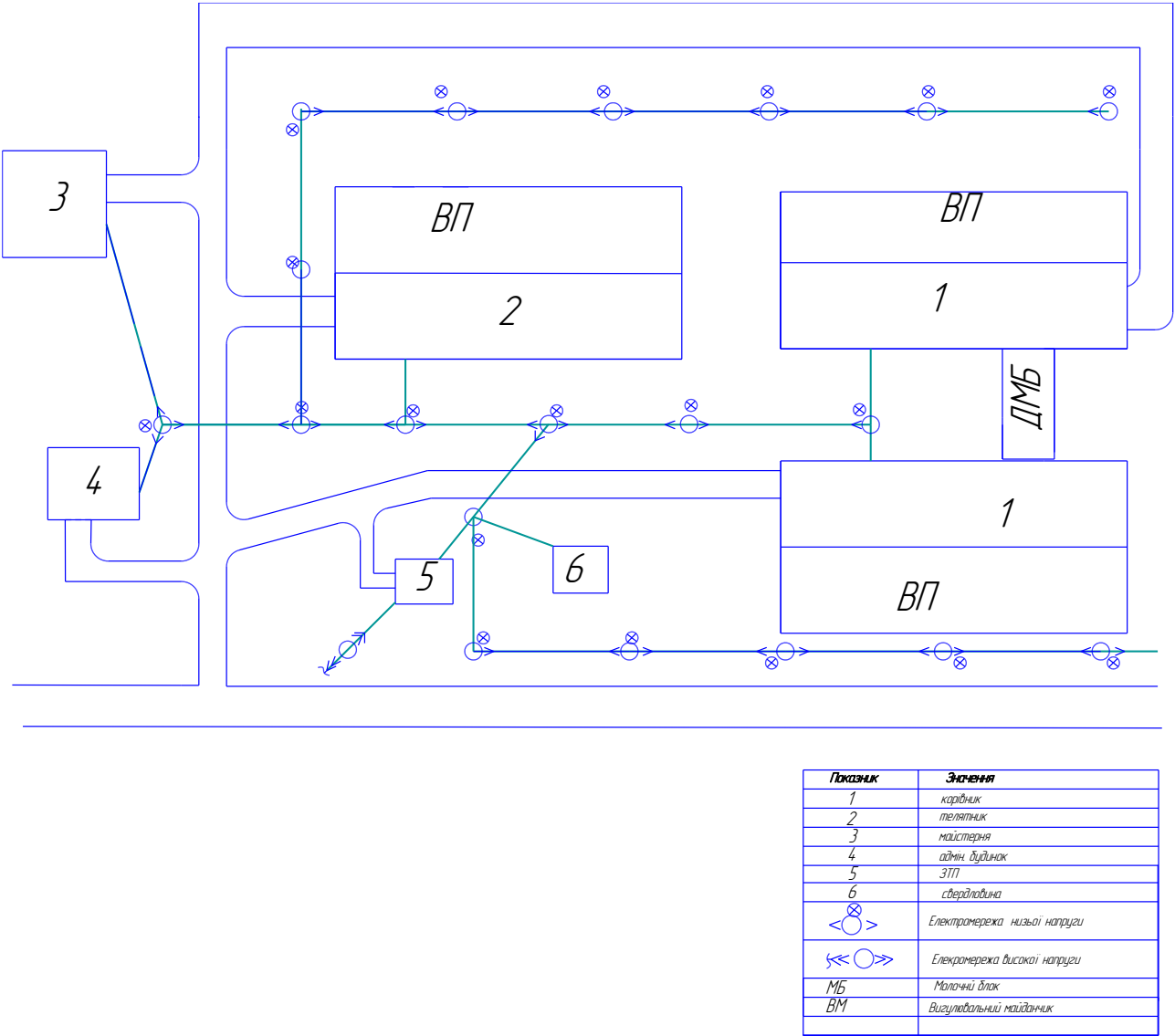


Рисунок 1.1 – План-схема фермерського господарства

Таблиця 1.2 – Склад і структура земельного фонду в ФГ “Межиріччя”

Показники	площа, га на 2024 р.	структура, %
Всього земельних угідь	968	100
з них: сільськогосподарські угіддя	968	100
в т. ч. рілля	622	64,25
пасовища і сінокоси	346	35,75

Електропостачання даного підприємства централізоване, теплопостачання побудоване на природному газі та дровах. Споруди розташовані віддалено від основних транспортних комунікацій, не газифіковані.

Електропостачання фермерського господарства здійснюється від Центрального РЕМу ПрАТ Львівобленерго. На території підприємства встановлено трансформаторну підстанцію КТП 10/0,4. Фермерським господарством «Межиріччя» використовується електроенергії в літній період 10-12 тис. кВт·год, а в зимовий 12-14 тис. кВт · год.

Система водопостачання фермерського господарства “Межиріччя” складається з обладнання і споруд, що здійснюють забезпечення забору води із джерела, перекачування, очищення, зберігання і транспортування її до споживачів. Джерелами забору води є шахтні колодязі і свердловини.

1.3 Обґрунтування теми роботи

Вся електроенергія, що виробляється на електростанціях або перетворюється та передається через трансформаторні підстанції і споживається різними електроспоживачами, поділяють на активну і реактивну. Активна енергія йде на виконання корисної роботи електроспоживачів: зварювальних машин, освітлення, електродвигунів, печей і інше, та перетворюється в них на інший вид енергії: теплову, механічну, світлову і інші види енергії. Реактивна енергія не виконує корисної роботи, а використовується на створення магнітного поля в синхронних машинах, трансформаторах, асинхронних двигунах, та іншому електрообладнанні, робота якого пов'язана із намагнічуванням магнітного осердя. Реактивна енергія постійно здійснює перетікання від джерела живлення, наприклад, генератора, до споживачів, і назад до джерела. Присутність реактивної енергії в електричній мережі значно впливає роботу і економічні показники.

Велика кількість реактивної потужності призводить до зниження коефіцієнта потужності $\cos\varphi$, а це приводить до недовикористання встановленої потужності трансформаторів та генераторів.

На значення величини реактивної потужності впливає рівень напруги мережі та частота струму живлення. Якщо в мережі підвищується напруга або знижується частота лише на 1 % — споживана реактивна потужність у трансформаторів чи асинхронних двигунах зростає на 2 — 3%. Збільшення реактивної потужності при сталій активній потужності, струм, який йде по провідниках живлення зростає, а це приводить до потреби у збільшенні перерізу проводів ліній електропостачання і збільшенні металоємності.

При будь-якому виробництві на підприємствах основним споживачем реактивної енергії є асинхронні машини, частка споживання всієї реактивної енергії становить 65—70%; трансформатори споживають 20—25% і лише 10% належить повітряним лініям електричних мереж та іншим електроприймачам.

Саме через це ми вирішили приділити увагу саме цьому питанню.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГОСПОДАРСТВА

2.1 Визначення розрахункових навантажень

Визначаючи розрахункові навантаження вузлів, враховуємо усі навантаження, які заживлені від цього вузла, сумуючи однорідні споживачі із потужностями одного рівня, із відповідними коефіцієнтами одночасності:

$$P_{\text{дн}} = \sum P_{i.\text{дн}} \cdot k_0; \quad (2.1)$$

$$P_{\text{вч}} = \sum P_{i.\text{вч}} \cdot k_0. \quad (2.2)$$

де індекси «дн» і «вч» стосуються денних і вечірніх значень. Споживачі із різним рівнем потужності сумарні навантаження:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{більше}} + \Delta P(P_{\text{менше}}). \quad (2.3)$$

$P_{\text{більше}}$ - значення більше із двох навантажень, що сумуємо;

$P_{\text{менше}}$ - значення менше із двох навантажень, що сумуємо;

$\Delta P(P_{\text{менше}})$ - добавка, що знаходиться в залежності від $P_{\text{менше}}$ і визначається із довідника.

Значення навантаження зовнішнього освітлення додаємо до вечірнього значення із коефіцієнтом $k_0 = 1$.

Таблиця 2.1 – Розрахункові навантаження вузлів

Вузол	1	2	3	4	5	6
$P_{\text{дн,кВт}}$	4,5	5.5	50	7.7	15.2	15.2
$P_{\text{вч,кВт}}$	1	1,5	2	1,3	1,6	1,6

Значення коефіцієнта участі цього навантаження за денного максимуму становить 0,3, а за вечірнього – 1,0. Потужність на зовнішнє освітлення для будинків приймають 250 Вт на одну будівлю. Значення питомої потужності вуличного освітлення становить 3 Вт на 1 м довжини вулиці.

Значення розрахункових навантажень вузлів проедставлено в таблиці 2.1.

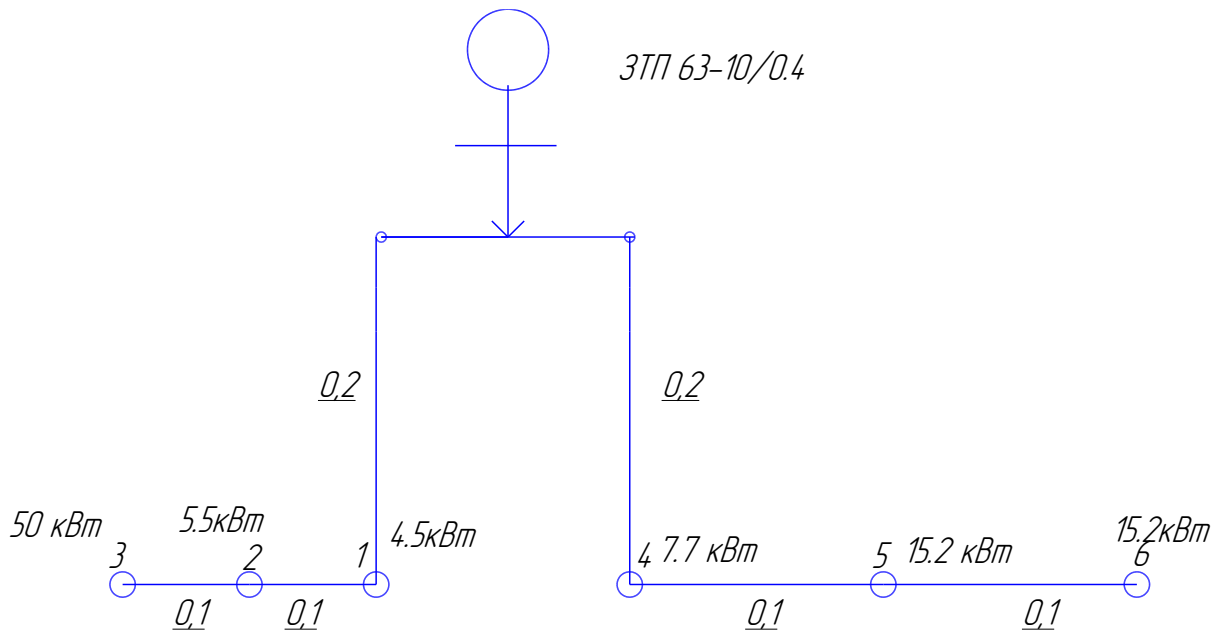


Рисунок 2.1 – Схема розташування вузлів навантаження

2.2 Визначення розрахункових навантажень ліній електропередач

Визначаючи розрахункові навантаження ліній, складаємо таблицю із значеннями під'єднання навантажень до ліній мережі. У кружечках на схемі вказано порядкові номери ліній. Стовпчики таблиці відповідають порядковому номеру ліній де вказано кількість будинків, а також значення суми максимальних активних навантажень, що живляться цією лінією. За даною таблицею визначаємо значення розрахункових навантажень кожної із ліній електричної мережі 0,38 кВ (Таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Значення навантаження споживачів ліній

Лінія	1	2	3	4	5	6
К-сть будинків	1	1	1	1	1	1
Сума навантажень, кВт (день)	4,5	5,5	50	7,7	15,2	15,2
Сума навантажень, кВт (вечір)	1	1,5	2	1,3	1,6	1,6

Значення в таблиці є сумарним навантаженням, але не є розрахунковим для кожної із ліній. Це лише арифметична сума значень активних навантажень, що приєднано до цієї лінії.

Проводимо розрахунок, розрахункового активного навантаження лінії 1:

$$P_{2дн} = k_o \cdot k_y \cdot n_{\bar{o}} \cdot P_{\bar{o}};$$

$$P_{2дн} = 16,65 \cdot 0,3 \cdot 0,85 \cdot 2 = 8,49 \text{ кВт};$$

$$P_{2вч} = k_o \cdot k_y \cdot n_{\bar{o}} \cdot P_{\bar{o}};$$

$$P_{2вч} = 3,5 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 2 = 5,95 \text{ кВт}.$$

Аналогічно до даного, проводимо розрахунок всіх інших ліній. Отримані результати розрахунків представлено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Значення розрахункових активних навантажень мережі 0,38 кВ (без навантажень освітлення)

Лінія	1	2	3	4	5	6
$P_{дн}$, кВт	15	8,49	12,96	8,23	4,65	4,56
$P_{вч}$, кВт	2	5,95	10,8	10,8	5,44	1,6

Якщо врахувати зовнішнє освітлення будинків, то необхідно до значень вечірнього навантаження додати відповідне навантаження освітлення яке живить ця лінія. Для прикладу:

$$P_{2вч.о} = P_{2вч} + (n_{\bar{o}} + n_o) \cdot P_{\bar{o}o};$$

$$P_{2вч.о} = 5,95 + 2 \cdot 0,25 = 6,45 \text{ кВт}.$$

Аналогічно проводимо розрахунок навантаження освітлення у інших лініях. Результат розрахунку показано у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Значення розрахункових активних навантажень мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6
$P_{дн}$, кВт	15	8,49	12,96	8,23	4,65	4,56
$P_{вч}$, кВт	2,25	6,45	11,55	11,55	5,94	1,85

Повне розрахункове навантаження мережі 0,38 кВ визначаємо згідно значень відповідних величин коефіцієнта потужності для денного і вечірнього навантаження мережі (Таблиця 2.4).

$$S_{2\partial} = \frac{P_{2\partial}}{\cos \phi};$$

$$S_{2\partial} = \frac{8,49}{0,9} = 9,43 \text{ кВА.}$$

$$S_{2BЧ} = \frac{P_{2BЧ}}{\cos \phi}$$

$$S_{2BЧ} = \frac{6,45}{0,92} = 7 \text{ кВА}$$

Таблиця 2.5 – Значення розрахункових повних навантажень мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6
S _{дн} , кВА	16,7	9,43	14,4	9,1	5	5,2
S _{вч} , кВА	2,4	7	12,5	12,5	6,5	2

Розрахунок реактивного навантаження ліній мережі 0,38 кВ

$$Q_{\partial 2} = P_{вч 2} \cdot tg \phi;$$

$$Q_{\partial 2} = 8,49 \cdot 0,48 = 4,07 \text{ кВАр.} \quad (2.4)$$

$$Q_{вч 2} = P_{вч 2} \cdot tg \phi;$$

$$Q_{вч 2} = 5,95 \cdot 0,42 = 2,5 \text{ кВАр.}$$

Таблиця 2.6 – Значення розрахункових реактивних навантажень мережі 0,38 кВАр

Лінія	1	2	3	4	5	6
Q _{дн} , кВАр	7,2	4,07	6,22	3,9	2,2	2,19
Q _{вч} , кВАр	0,84	2,5	4,5	4,5	2,3	0,7

Значення струмових розрахункових навантажень визначаємо за формулою:

$$I_{2\partial н} = \frac{S_{2\partial н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{2\partial H} = \frac{9,43}{1,73 \cdot 0,38} = 14,6A;$$

$$I_{вч2} = \frac{S_{вч2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{вч2} = \frac{7}{1,7 \cdot 0,38} = 10,8A.$$

Таблиця 3.7 – Порядкові номери ліній

Лінія	1	2	3	4	5	6
I _{дн} , А	25,8	14,6	22,3	14,08	7,7	8
I _{вч} , А	3,7	10,8	19,3	19,3	10,06	3,09

2.3 Вибір трансформаторів підстанції 10/0,4 кВ

Основним значенням для вибору потужності трансформаторів трансформаторної підстанції є значення вечірнього навантаження мережі 0,38 кВ:

$$S_{розр} = \sum S_{вч};$$

$$S_{розр} = 16,7 + 9,43 + 14,4 + 9,1 + 5 + 5,2 = 59,83 \text{ кВА}.$$

Якщо врахувати те, що до підстанції під'єднано споживачі лише II і III категорій, тому зовнішнє живлення можна реалізувати однією повітряною лінією 10 кВ, а трансформаторна підстанція побудована на базі одного трансформатора 10/0,4 кВ. Визначаємо значення потужності трансформатора:

$$S_{\epsilon} \geq \frac{S_{розр}}{1,4};$$

$$S_{\epsilon} \geq \frac{59,83}{1,4} = 42,74 \text{ кВА}.$$

Із довідникової літератури вибираємо трансформатор типу КТП 63-10/0,4 кВ. У трансформатора є 5 відгалужень зі сторони вищої напруги: 0, ±2,5%, ±5% від номінального значення напруги цієї обмотки. Перемикання між відгалуженнями можна виконувати лише без навантаження трансформатора (ПБЗ – перемикання без збудження).

Таблиця 2.8 – Паспортні дані трансформатора ТМ-63-10/0,4 кВ

$S_{ном}$	$U_{В ном}$	$U_{Н ном}$	Схема та група з'єднань	$\Delta P_{нх}$	$\Delta P_{кз}$	$U_{кз}$	$I_{нх}$
кВА	кВ	кВ		кВт	кВт	%	%
63	10	0,4	Y/Y _н -0	0,24	1,28	4,5	2,8

Значення параметрів трансформатора, приведені до значення вищої напруги трансформатора :

• повний опір $-Z_T = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном} \cdot 10^{-3}};$

$$Z_T = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,063} = 71,43 \text{ Ом.}$$

• активний опір $-r_T = P_{кз} \cdot \frac{U_{Вном}^2}{S_{ном}^2 \cdot 10^{-3}};$

$$r_T = 1,28 \cdot \frac{100}{3,969} = 32,256 \text{ Ом.}$$

• реактивний опір $-x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2};$

$$x_T = \sqrt{(71,43)^2 - (32,256)^2} = 63 \text{ Ом.}$$

2.4 Вибір перерізів проводів і розрахунок мереж

Розрахунок мережі 0,38 кВ і 10 кВ

Розраховуємо реактивну складову втрати напруги у магістралі за:

$$\Delta U_p = \frac{x_o}{U_{ном}} (Q_9 \cdot l_9 + \dots + Q_{11} \cdot l_{11}) \text{ В;} \quad (2.5)$$

$$\Delta U_{p_1} = \frac{0,35}{380} (6,22 \cdot 0,1 + 0,1 \cdot 4,07 + 0,2 \cdot 7,2) = 2,27 \text{ В; } \Delta U_{p_2} = \frac{0,35}{380} (3,9 \cdot 0,2 + 2,2 \cdot 0,2 + 2,19 \cdot 0,2) = 1,52 \text{ В.}$$

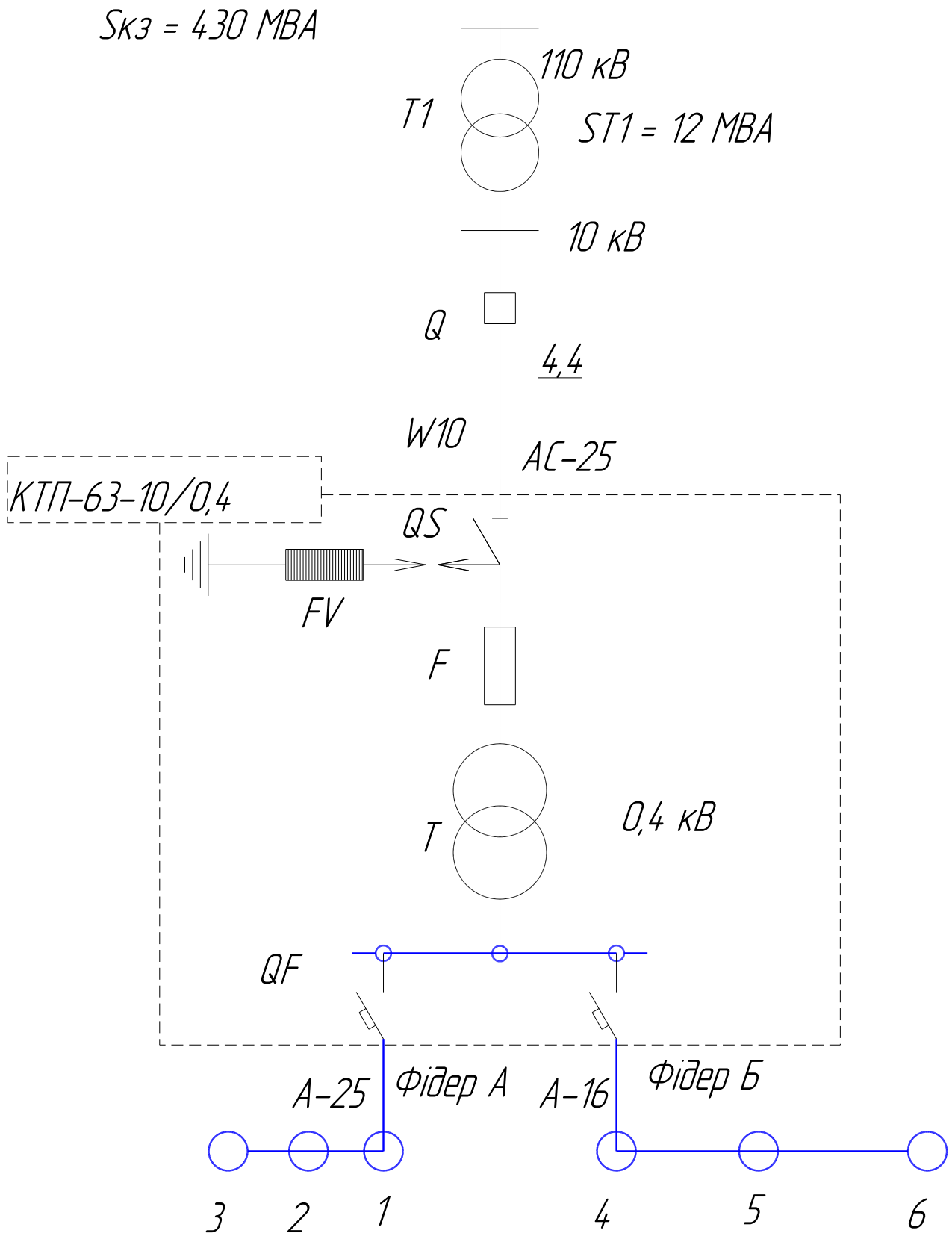


Рисунок 2.2 – Принципова схема проектованої електричної мережі

Значення допустимого значення активної складової напруги:

$$\Delta U_{ad1} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p = 19 - 2,27 = 16,73 \text{ В};$$

$$\Delta U_{ad1} = 19 - 2,27 = 16,73 \text{ В};$$

$$\Delta U_{ad2} = 19 - 1,58 = 17,42 \text{ В}.$$

Розрахункове значення перерізу проводів магістралі:

$$F_{розр} = \frac{P_1 \cdot l_1 + \dots + P_3 \cdot l_3}{U_{ном} \cdot \Delta U_{ad1-3} \cdot g} \quad \text{мм}^2 ; \quad (3.6)$$

$$F_{1розр} = \frac{15 \cdot 0,1 + 8,49 \cdot 0,1 + 12,96 \cdot 0,2}{0,38 \cdot 16,73 \cdot 32 \cdot 10^6} = 24 \text{ мм}^2.$$

Аналогічно розраховуємо решту. Результати розрахунку представлено у табл.2.9

Таблиця 2.9 – Втрати напруги в магістралях і визначення їх поперечних перерізів проводів

Магістраль	U _p , В	U _{ад} , В	Грозр. , мм ²
1	2,27	16,73	24
2	1,52	17,42	16

Виходячи із переліку стандартних перерізів проводів приймемо відповідні номінальні перерізи проводів електричної мережі 0,38 кВ. Результати вибору занесені до таблиці 2.10

Таблиця 2.10 – Параметри проводів електричних мереж ліній 0,38 кВ

Лінія мережі 0,38 кВ	Марка проводу	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Допустимий струм, А
1	A-25	1,20	0,319	136
2	A-16	1,90	0,333	105

Згідно параметрів вибраних проводів визначаємо втрати напруги в лініях електричної мережі напругою 0,38 кВ. Результати розрахунків занесені до табл.2.11

Таблиця 2.11 – Дійсні спади напруг у магістралях

Магістраль	0-16	0-2	0-12
ΔU , В	17,3	15,65	18

Із проведеного розрахунку бачимо, що для усіх ліній виконується вимога допустимої втрати напруги при максимальному навантаженні мережі.

Аналогічно визначимо переріз проводів лінії 10 кВ, при чому, допустима втрата напруги тут становить до 4%.

Згідно з вимогами правил улаштування електроустановок, значення мінімального перерізу за механічною міцністю сталевалюмінієвого проводу марки АС для лінії 10 кВ становить 25 мм². Тому приймаємо для даної лінії провід марки АС-25 табл. 2.12

Таблиця 2.12 – Параметри проводів електричної мережі 10 кВ

Лінія мережі 10 кВ	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Допустимий струм, А
ТП 110 кВ - ТП 10 кВ	АС-25	1,146	0,377	136

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \sum_{i=1}^n I_i \cdot l_i, \quad (2.7)$$

де: ΔU_a , ΔU_p – активна та реактивна складові втрати напруги;

n – кількість ділянок магістралі;

r_0 , x_0 – питомий активний і реактивний опори лінії електропередачі;

I_i , l_i – струм та довжина i -ї ділянки магістралі.

$$\Delta U_1 = \sqrt{3}(1,2 \cdot 0,92 + 0,319 \cdot 0,39) \cdot (14,6 \cdot 0,1 + 25,8 \cdot 0,2 + 22,3 \cdot 0,1) = 18,762 \text{ В};$$

$$\Delta U_2 = \sqrt{3}(1,9 \cdot 0,92 + 0,333 \cdot 0,38) \cdot (14,88 \cdot 0,2 + 7,7 \cdot 0,2 + 8 \cdot 0,2) = 19,32$$

В.

2.5 Витрати електроенергії в електричній мережі

Значення втрат електроенергії у розрахованій електромережі містять втрати у мережі 10кВ, втрати у мережі 0,38 та втрати у трансформаторі 10/0,4 кВ.

Значення втрат електроенергії в мережі 10 кВ:

$$\Delta W_{10} = \sum_{i=1}^n 3 \cdot I_{max.i}^2 \cdot r_i \cdot \tau, \text{кВт} \cdot \text{год}; \quad (2.8)$$

де:

$$I = \frac{S_{\Sigma \text{вч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.л.10\text{max}}}$$

$$I_{л.10\text{max}} = \frac{59,83}{1,73 \cdot 0,38} = 3,46 \text{А.}$$

$\tau = 3000$ год час використання максимуму.

Значення втрат електричної енергії в мережі 10 кВ:

$$\Delta W_{10} = 3 \cdot 11,97 \cdot 6,876 \cdot 3000 \cdot 10^{-3} = 740,751 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Значення втрат електричної енергії в мережі 0,38 кВ:

$$\Delta W_{0,38} = \sum_{i=1}^6 3 \cdot I_{max.i}^2 \cdot r_i \cdot \tau;$$

$$\Delta W_{0,38} = 3 \cdot (665,64 + 213,16 + 497,29 + 198,25 + 59,19 + 64) = 174176838 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати електроенергії у трансформаторі 10/0,4 кВ є постійні втрати (які не залежать від рівня навантаження):

$$\Delta W_c = \Delta P_{нх} \cdot 8760;$$

$$\Delta W_c = 0,24 \cdot 8760 = 2102 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

є змінні втрати (залежать від рівня навантаження):

$$\Delta W_o = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{\Sigma \text{вч}}}{S_{т.ном}} \right)^2 \cdot \tau;$$

$$\Delta W_o = 2,4 \cdot \left(\frac{27,7}{50} \right)^2 \cdot 1800 = 729,2 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Значення втрати електроенергії у розрахованій електричній мережі:

постійні – $\Delta W_{пост} = \Delta W_c = 2102,0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$

змінні - $\Delta W_{зм} = \Delta W_{10} + \Delta W_{0,38};$

$$\Delta W = 740,751 + 174176,838 = 174917,589 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\text{сумарні } \Delta W = \Delta W_{\text{пост}} + \Delta W_{\text{зм}};$$

$$\Delta W = 2102 + 174917,589 = 1770,589 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

2.6 Вибір трансформаторної підстанції 10/0,4кВ

Для забезпечення електропостачання розрахованої мережі 0,38 кВ вибираємо комплектну трансформаторну підстанцію КТП-63-10/0.4 кВ. Підстанція виконана у стандартному вигляді із наступними основними елементами:

- силовий трансформатор потужністю 63кВА;
- розподільна електрозлагодa 0,38 кВ;
- вхідна електрозлагодa 10 кВ.

2.7 Розрахунок аварійних режимів

Заступна схема для розрахунку струмів коротких замикань рис. 2.3.

При визначенні значень струму коротких замикань зі сторони 10 кВ при к. з. у точках K_a і K_b опори подаємо приведеними до напруги 10кВ:

значення еквівалентного опору системи 110 кВ:

$$x_s = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = 0,2 \text{ Ом}.$$

значення реактивного опіру трансформатора 35/10 кВ:

$$x_{m1} = \frac{U_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{m1}} = 0,83 \text{ Ом}.$$

значення опорів лінії 10 кВ:

$$x_{л10} = 1,43 \text{ Ом};$$

$$r_{л10} = 4,36 \text{ Ом}.$$

значення опорів трансформатора 10/0,4 кВ:

$$x_m = 63,73 \text{ Ом};$$

$$r_m = 32,25 \text{ Ом}.$$

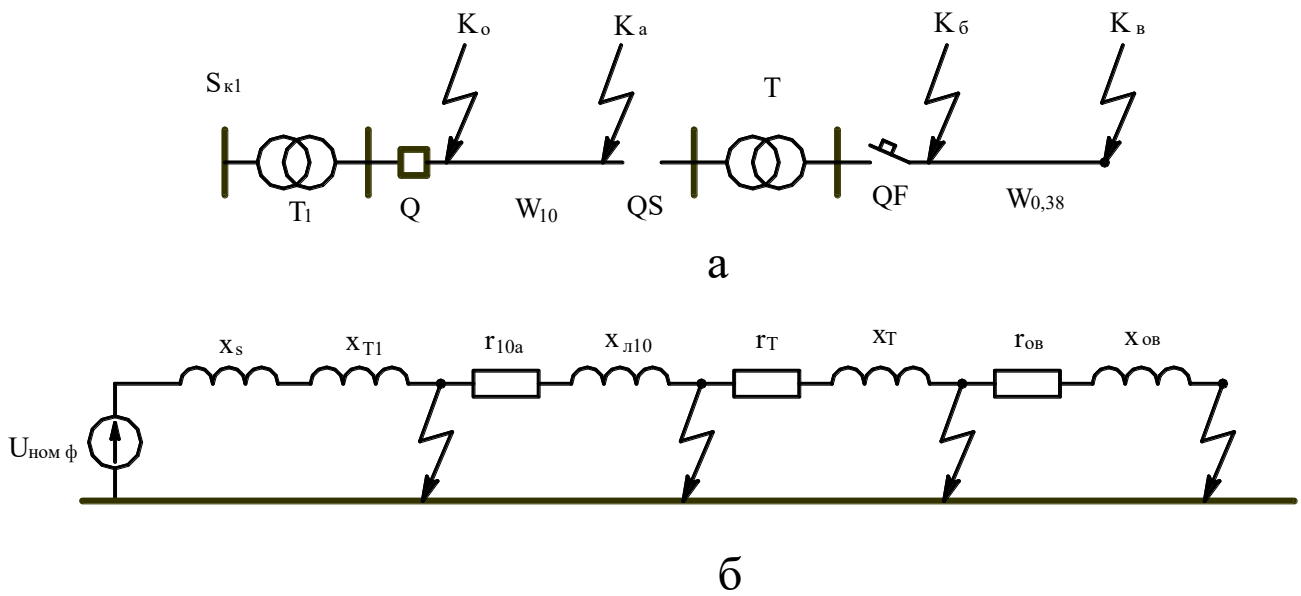


Рисунок 2.3 – Принципова (а) та заступна (б) схеми для розрахунку струмів короткого замикання

Значення сумарного опору і струму для трифазного і двофазного к.з. на початку лінії 10 кВ (точка K_o):

$$Z_{\Sigma o} = x_s + x_{m1};$$

$$Z_{\Sigma 0} = 0,2 + 0,83 = 1,03 \text{ Ом};$$

$$I_{ko}^{(3)} = \frac{1000 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma o}};$$

$$I_{ko}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 1,02} = 5681,8 \text{ А.}$$

$$I_{ko}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{ko}^{(3)};$$

$$I_{ko}^{(2)} = 0,87 \cdot 5681,8 = 4943,2 \text{ А.}$$

Значення сумарного опору і струму з боку обмотки вищої напруги трансформатора 10/0,4 кВ за трифазного і двофазного к.з. у точці K_a :

$$Z_{\Sigma a} = \sqrt{(x_s + x_{m1} + x_{л10})^2 + r_{л10}^2};$$

$$z_{\Sigma a} = \sqrt{(0,2 + 0,83 + 1,43)^2 + 4,46^2} = 5,09 \text{ Ом.}$$

$$I_{\kappa a}^{(3)} = \frac{1000 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma a}};$$

$$I_{\kappa a}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10}{8,8} = 1136,36 A.$$

$$I_{\kappa a}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa a}^{(3)};$$

$$I_{\kappa a}^{(2)} = 0,87 \cdot 1136,36 = 988,63 A.$$

відповідно у точці Б:

$$Z_{\Sigma \delta} = \sqrt{(x_s + x_{m1} + x_{л10} + x_m)^2 + (r_{л10} + r_m)^2};$$

$$Z_{\Sigma \delta} = \sqrt{(0,2 + 0,83 + 1,43 + 63,73)^2 + (1,43 + 32,25)^2} = 74,27 A.$$

$$I_{\kappa \delta}^{(3)} = \frac{1000 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma \delta}};$$

$$I_{\kappa \delta}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 74,27} = 77,83 A.$$

$$I_{\kappa \delta}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa \delta}^{(3)};$$

$$I_{\kappa \delta}^{(2)} = 0,87 \cdot 77,83 = 67,71 A.$$

Значення струмів з боку виводу 0,38 кВ трансформатора 10/0,4 кВ під час к.з. у точці б визначаємо:

$$I_{\kappa \delta}^{(3)} = \frac{U_{B.ном}}{U_{H.ном}} \cdot I_{\kappa \delta}^{(3)};$$

$$I_{\kappa \delta}^{(3)} = \frac{10}{0,4} \cdot 77,83 = 2048,49 A;$$

$$I_{\kappa \delta}^{(2)} = 1782,13 A.$$

Визначаємо значення струмів к.з. у найбільш електрично віддалених вузлах, для них знаходимо сумарні опори к.з. за виразом:

$$Z_{\Sigma \delta} = Z_{\Sigma \delta} \cdot \left(\frac{U_{H.ном}}{U_{B.ном}} \right)^2 + Z_{\delta \delta}, \text{ Ом.} \quad (2.9)$$

де для вузлів отримаємо:

$$Z_{03} = \sqrt{(r_{л.0,38} \cdot l)^2 + (x_{л.0,38} \cdot l)^2};$$

$$Z_{03} = \sqrt{(1,2 \cdot 0,4)^2 + (0,319 \cdot 0,4)^2} = 0,54 \text{ Ом};$$

$$Z_6 = \sqrt{(1,9 \cdot 0,6)^2 + (0,333 \cdot 0,6)^2} = 1,16 \text{ Ом};$$

$$Z_{\Sigma 03} = 74,27 \cdot 0,0014 \cdot 0,5 = 0,052 \text{ Ом};$$

$$Z_{\Sigma 6} = 74,27 \cdot 0,0014 \cdot 1,16 = 0,12 \text{ Ом}.$$

Значення струмів к.з. у цих вузлах:

$$I_{к3н}^{(3)} = \frac{1000 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 2}};$$

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 0,38}{\sqrt{3} \cdot 0,52} = 422,2 \text{ А}.$$

$$I_{к3н}^{(2)} = 0,87 \cdot 366,09 = 318,5 \text{ А};$$

$$I_{к6н}^{(3)} = \frac{380}{1,73 \cdot 0,12} = 1900 \text{ А};$$

$$I_{к6н}^{(2)} = 0,87 \cdot 1900 = 1653 \text{ А}.$$

Визначимо значення струмів однофазних к.з.:

$$I_{квн}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(\frac{Z_{T0}}{3} + Z_{ПВ} \right)} \text{ А}. \quad (2.10)$$

де :

$Z_{T0}=1,63 \text{ Ом}$ – значення опору нульової послідовності трансформатора при замиканні фази на корпус;

$Z_{ПВ}$ – опір петлі “фаза-нуль” для відповідного вузла к. з.

$$Z_{ПВ} = \frac{Z_{0\phi}}{3} (2 + 3,5) \text{ Ом}; \quad (2.11)$$

$$Z_{П03} = \frac{0,5}{3} \cdot (2 + 3,5) = 0,935 \text{ Ом};$$

$$Z_6 = \frac{1,16}{3} \cdot 5,5 = 2,145 \text{ Ом}.$$

Тоді отримаємо наступні струми однофазних замикань на землю:

$$I_{к03н}^{(1)} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,54 + 2,45)} = 149,02 \text{ А};$$

$$I_{к06н}^{(1)} = \frac{380}{1,73 \cdot (0,54 + 2,45)} = 73,5 \text{ А}.$$

2.8 Вибір і розрахунок захисту від аварійних режимів

Реалізація захисту трансформатора 10/0,4 кВ із значенням потужності до 630 кВА здійснюють плавкими запобіжниками, на стороні напругою 10 кВ. Для вибору запобіжника захисту трансформатора, необхідно враховувати наступні критерії:

- номінальна напруга мережі $U_{\text{зап}} = U_{\text{ном}}$;
- номінальний струм вимкнення, має бути більшим від максимального струму короткого замикання у місці встановлення $I_{\text{н.вимк}} \geq I_{\text{кз.мах}}$;
- номінальний струм плавкої вставки, який враховує номінальний струм трансформатора $I_{\text{вст}} \approx 2I_{\text{Т.ном}}$.

Для трансформатора 10/0,4 кВ із значенням потужності 63 кВА рекомендовано використання запобіжників з $I_{\text{вст}} = 3.2 \text{ А}$.

Для захисту трансформатора у розрахованій електричній мережі виберемо плавкий запобіжник ПКТ-10-30.

Таблиця 2.12 – Параметри запобіжника

Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм запобіжника, А	Номінальний струм плавкої вставки, А
10	30	Необмежений

Мінімальна величина струму короткого замикання у точці (а) становить 40 А, а тому бачимо, що вибраний запобіжник відповідає критеріям вибору.

Релейний захист електричної мережі 0,38 кВ

Для реалізація захисту електричної мережі 0,38 кВ схеми КТП у нульових провідниках фідерів встановлюють струмові реле, які при спрацюванні діють на обмотку незалежного розчеплювача, автоматичного вимикача типу ВА51Г31-34, Даний вимикачі вибирають згідно критеріїв:

- номінальна напруга мережі $U_{\text{авт}} = U_{\text{ном}}$;

- номінальний струм автоматичного вимикача, має бути більший від струму навантаження $I_{р.в.} \geq I_{нав}$;
- струм спрацювання напівпровідникового розчеплювача, має бути більшим від максимального робочого струму магістралі $I_{сн.} \geq 1,4 \cdot I_{мр}$;
- струм спрацювання незалежного розчіплювача від струму однофазного к.з. в кінці магістралі $I_{с.рн.} \geq 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр}$;
- коефіцієнт чутливості напівпровідникового розчіплювача $k_{ч} = I_{кз}^{(2)} / I_{сн.} \geq 1,1$.

Як працює автоматичний вимикач згідно умови спрацювання від струму перевантаження у такій мережі згідно з правилами улаштування електроустановок перевірку не здійснюють.

Значення номінальної напруги автоматичного вимикача:

$$U_{авт} = 660 \text{ В} > U_{ном} = 380 \text{ В}.$$

Вибираємо з довідника номінальний струм напівпровідникового розчеплювача (номінальні струми автоматичних вимикачів) для фідерів:

$$A \Rightarrow I_{нав \text{ А}} = 25,8 \text{ А}; \quad I_{рв \text{ А}} = 40 \text{ А}.$$

$$Б \Rightarrow I_{нав \text{ Б}} = 14,08 \text{ А}; \quad I_{рв \text{ Б}} = 25 \text{ А}.$$

Струми спрацювання напівпровідникових розчеплювачів для усіх фідерів:

$$A \Rightarrow I_{сн \text{ А}} = 80 \text{ А} > 1,4 \cdot I_{мр \text{ А}} = 112 \text{ А}.$$

$$Б \Rightarrow I_{сн \text{ Б}} = 50 \text{ А} > 1,4 \cdot I_{мр \text{ Б}} = 70 \text{ А}.$$

Значення коефіцієнта чутливості напівпровідникових розчеплювачів для фідерів:

$$A \Rightarrow k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}_{к2н}}{I_{сн \text{ А}}} = \frac{988,63}{80} = 12,36;$$

$$Б \Rightarrow k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}_{к12н}}{I_{сн \text{ Б}}} = \frac{1782,13}{50} = 35,64.$$

Величина розрахункових струмів спрацювання реле незалежного розчеплювача при однофазному короткому замиканні:

$$A \Rightarrow I_{с.рн} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot 112 = 42 \text{ А}.$$

$$Б \Rightarrow I_{c.pH}=1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{mp}=26,25A.$$

Приймаємо:

$$A \Rightarrow I_{c.pH}=63 A < \frac{I_{к2H}^{(1)}}{2} = \frac{149,02}{2} = 74,51A.$$

$$Б \Rightarrow I_{c.pH}=40 A < \frac{I_{к12H}^{(1)}}{2} = \frac{73,5}{2} = 36,75 A.$$

При трифазному короткому замиканні на початку ліній 2, 3, 6, мають спрацювати електромагнітний розчеплювач автоматичного вимикача, миттєво вимикаючи відповідний фідер.

Релейний захист електричної мережі 10 кВ

Відповідно до правил улаштування електроустановок на лініях 10 кВ при односторонньому живленні використовують двоступінчастий струмовий захист, перша ступінь захисту здійснено у вигляді струмової відсічки, а друга ступінь захисту, як максимальний струмовий захист із залежною або незалежною витримкою часу.

Реалізація двоступінчастого струмового захисту виконано за схемою рис.2.4.

Значення струму спрацювання відсічки визначають з умови:

$$I_{c.p.v.} = k_H \cdot I_{p.зov};$$

$$I_{c.p.e.} = 1,2 \cdot 77,83 = 93,4A.$$

де: I – значення максимального зовнішнього струму короткого замикання, його визначають у місці встановлення захисту при короткому замиканні зі сторони низької напруги трансформатора 10/0,4 кВ

$k_H=1,2$ – коефіцієнт надійності, для реле РТ-25.

Значення струму спрацювання реле визначається:

$$I_{c.p.v.} = \frac{I_{c.з.в.}}{n_{mc}};$$

$$I_{c.p.e.} = \frac{93,4}{10/5} = 46,7A.$$

За струмом двофазного короткого замикання в кінці лінії перевіряється чутливість спрацювання відсічки:

$$k_{ч.в.} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з.в.}}$$

$$k_{ч.в.} = \frac{4943,2}{46,7} = 105,85 > 1.5.$$

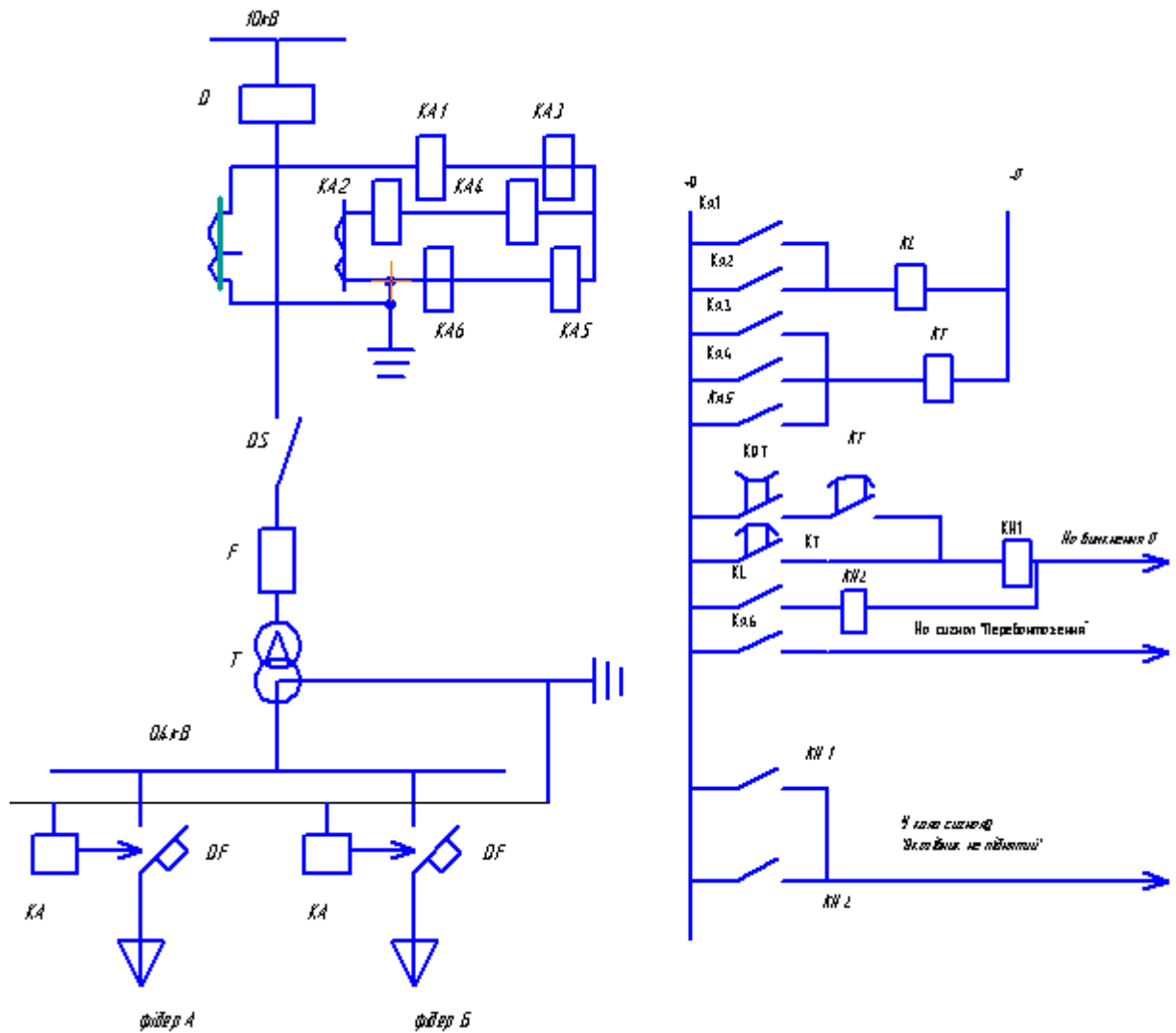


Рисунок 2.4 – Принципова схема релейного захисту електричної мережі.

Отже, відповідно із правилами улаштування електроустановок у даному випадку відсічку можна застосовувати як основний захист лінії.

Як друга ступінь захисту лінії 10 кВ розрахованої електромережі приймаємо максимальний струмовий захист, що виконується на основі реле часу РВ-122 та реле непрямої дії РТ-40.

Значення струму спрацювання захисту:

$$I_{c.z.} = \frac{k_n \cdot k_z}{k_{II}} \cdot I_{max.p};$$

$$I_{c.z.} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,8} \cdot 3,46 = 5,19 A.$$

де: k_{II} - коефіцієнт повернення;

$I_{max.p}$ - значення максимального робочого струму лінії.

$$I_{max.p} = \frac{S_{\Sigma \phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{max.p} = \frac{59,83}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,46 A.$$

Величина струму спрацювання реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.z.}}{n_{mc}};$$

$$I_{c.p} = \frac{5,19}{10/5} = 2,6 A.$$

Перевірка чутливості максимального струмового захисту (як резервного для трансформатора) при умові короткого замикання зі сторони низької напруги трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ:

$$k_u = \frac{I^{(2)}_{K.б.}}{I_{c.z.}};$$

$$k_u = \frac{67,71}{5,19} = 13,05 > 1,2.$$

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Загальні відомості

Значення повного струму споживання електроприймачів, із індуктивним навантаженням, визначається

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U}. \quad (3.1)$$

При заданній напрузі U струм залежить від величини активної (P) і реактивної (Q) потужності. Активна потужність створює обертовий момент електродвигуна, а індуктивна потужність створює магнітний потік трансформаторів і електродвигунів змінного струму.

Значення активної потужності трифазного струму, визначається за формулою:

$$P = \sqrt{3}IU \cos \phi, \quad (3.2)$$

отже, залежить від діючих значень струму і напруги, та від кута зсуву фаз між ними. При меншому куті зсуву фаз, при наближенні $\cos \phi$ до одиниці і тим більше при тих же самих діючих значеннях напруги і струму активна потужність більша. При нижчому $\cos \phi$, струм буде більший при тій самій активній потужності. При збільшенні споживання мережею індуктивної потужності збільшиться індуктивна складова струму. При зростанні повного струму виникає збільшення втрат напруги і втрати електроенергії в мережі.

Зниження повного струму дає можливість вмикати в мережу більше навантаження, не збільшуючи потужність генератора електростанції і переріз проводів і кабелів. При збільшенні коефіцієнта потужності збільшиться пропускна здатність електричного генератора і електричної мережі.

Коефіцієнт потужності $\cos \phi$

$$\cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}. \quad (3.3)$$

Із цієї формули бачимо збільшення коефіцієнта потужності обумовлене зменшенням споживання індуктивної потужності. Щоб отримати постійне значення активної потужності при низькому $\cos \phi$ необхідно збільшити потужність трансформатора, генератора, та переріз кабелів та проводів електричних мереж. Низьке значення $\cos \phi$ здійснює поганий вплив на роботу всієї системи від електростанції до споживачів. Тому необхідно збільшити коефіцієнт потужності електроустановки. Значення коефіцієнт потужності промисловості становить – 0,7 – 0,9.

Енергопостачальні організації зацікавлені в зниженні споживання індуктивної (реактивної) потужності. Для цього використовують систему скидок і надбавок до тарифів вартості електроенергії залежно від відхилення величини $\cos \phi$ від необхідної норми (0,9-0,92). При перевищенні середнього значення $\cos \phi$ значення 0,92, то споживач отримує від енергопостачальної організації відповідну знижку від вартості спожитої електроенергії. І навпаки при значенні коефіцієнта потужності менше 0,9 підприємство має платити енергопостачальникам надбавку до вартості електроенергії.

Є два шляхи підвищення $\cos \phi$ електроустановок: природній і штучний.

Природній спосіб передбачає в раціоналізації і правильному проектуванні і коректній експлуатації електроустановок. При розрахунку електроприводів необхідно вибирати електродвигуни відповідно до максимального навантаження робочої машини без перевищення потужності; із максимальним номінальним $\cos \phi$, надаючи перевагу високошвидкісним асинхронним електродвигунам із к. з. ротором. При виробничій експлуатації електродвигунів необхідно повністю завантажувати електродвигуни до номінального значення, при необхідності переглядаючи технологічний процес. Мало завантажені електродвигуни необхідно замінювати на електродвигуни меншої потужності.

Суттєве зменшення $\cos \phi$ в електроустановках обумовлене холостим ходом електродвигунів. Через це холостий хід електродвигунів необхідно зменшити до

мінімуму, використовуючи спеціальні пускачі із кнопковим керуванням, що забезпечують прискорений запуск і зупинку електродвигунів, або використовувати обмежувачі холостого ходу електродвигунів.

Доцільно для електродвигунів із навантаженням, що є менше 35 – 40% від номінального, застосувати перемикання обмотки статора із трикутника на зірку. При таких перемиканнях обмоток фазну напругу зменшують в $\sqrt{3}$ рази, а значення струму і потужності зменшується практично в 3 рази. При зменшенні напруги знижується намагнічуючий струм та індуктивна потужність, що забезпечує різке збільшення $\cos\varphi$. За навантаження електродвигуна, що становить більше ніж на 40% за номінальне, струм в електродвигуні зростає до недопустимих значень, і значно знижується ККД.

В різний час доби різко міняється навантаження трансформаторів, що призводить до зміни напруги. При зростанні напруги на клеммах двигуна, зростає намагнічуючий струм. При пониженому рівні навантаження необхідно перемикати обмотки трансформатора на понижене значення напруги, що допустимо за умовами регулювання. При відсутності навантаження трансформатор необхідно вимикати.

Штучний спосіб підвищення коефіцієнта потужності реалізується шляхом застосування компенсуючих пристроїв.

Найбільш поширеним і простим засобом підвищення коефіцієнта потужності є використання статичних конденсаторів. У них відсутні обертові частини, немає потреби у постійному спостереженні. У таких установках можна міняти кількість конденсаторних батарей в залежності від потреби. Статичні конденсатори і синхронні двигуни є генераторами ємнісного струму. Компенсація може бути індивідуальна, групова і централізована. За індивідуальної компенсації конденсатори вмикаються біля двигуна. За групової компенсації конденсатори необхідно приєднувати до групового розподільного щита. За централізованої компенсації групи конденсаторів встановлюють на низькій або високій стороні трансформаторних підстанцій.

Місце для встановлення конденсаторів компенсуючого пристрою визначають за техніко-економічними розрахунками. Використання конденсаторного компенсатора на стороні високої напруги трансформатора потребує окремої споруди, дорожчого комутаційного та захисного обладнання, але передбачає зниження вартості конденсаторів.

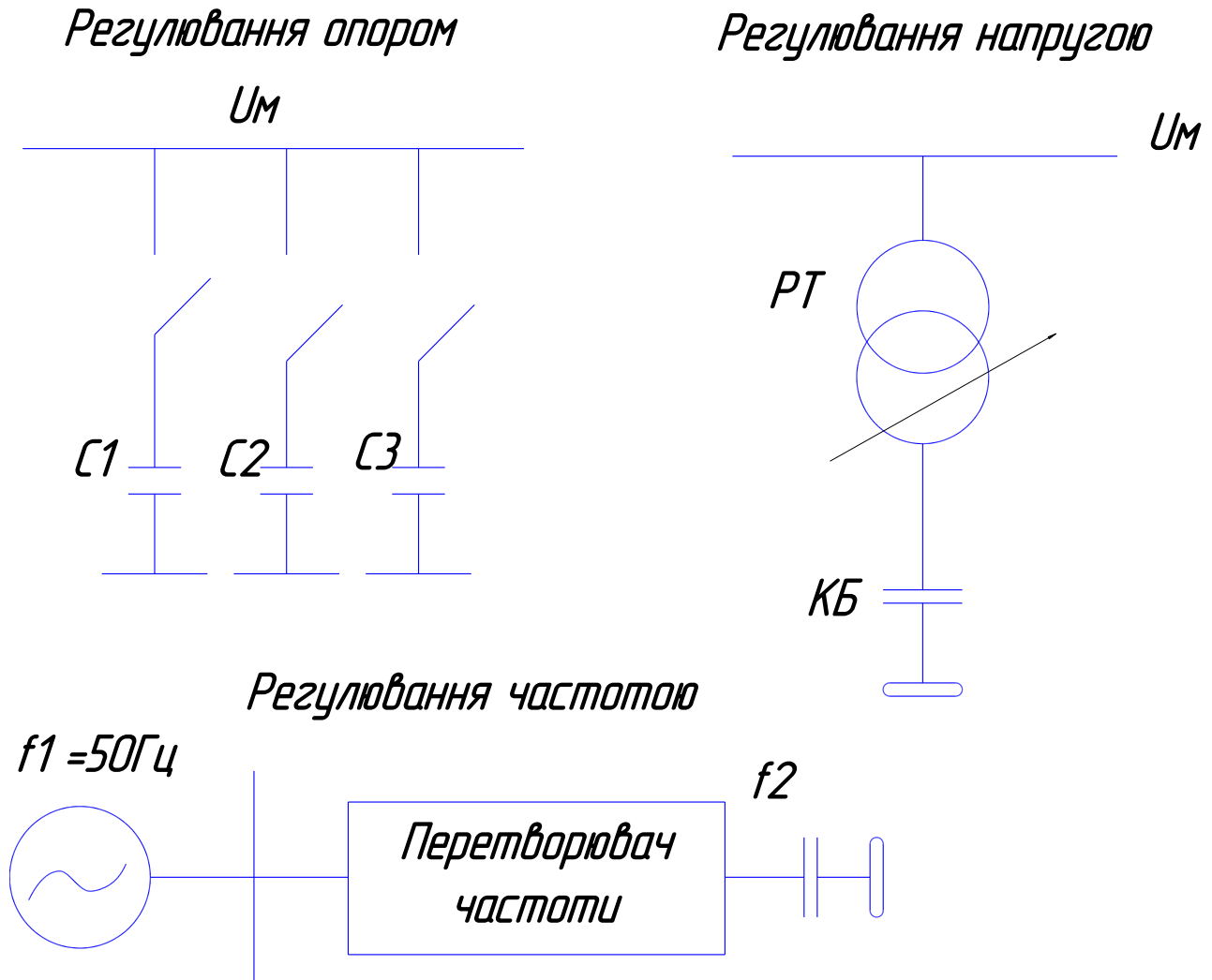


Рисунок 3.1 – Методи регулювання потужності конденсаторних батарей

Використання конденсаторів на низькій напрузі, особливо безпосередній коло електродвигунів, забезпечує зниження реактивної потужності у мережах високої і низької напруги, а значить, до зниження втрат напруги, інколи це дозволяє зменшити переріз проводів живлення і потужність трансформаторів. В основному конденсатори встановлюють переважно в мережі низької напруги.

Основним, найбільш поширеним способом регулювання потужності конденсаторної батареї є їх секціонування, що забезпечує можливість комутації окремих секцій до шин споживачів. Відповідно, при цьому ступенями змінюється її потужність. Для забезпечення вищої плавності регулювання бажано мати більшу кількість ступенів потужності.

При використанні регулювання напруги, для будь-якого статичного елемента (резистора, конденсатора, котушки індуктивності) зміна напруги, яка прикладена до нього, призводить до зміни потужності, що пропорційна квадрату напруги.

При використанні регулювання частотою, використовують залежність величини опору від частоти у реактивних елементах (реакторі та конденсаторі), відповідно

$$Q_L = \frac{U^2}{X_L} = \frac{U^2}{2\pi f \cdot L}; \quad Q_C = \frac{U^2}{X_C} = U^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C$$

Для цього необхідно використовувати перетворювач частоти.

3.2 Реалізація пристрою компенсації

Розрахункове значення потужності статичних конденсаторів визначаємо за формулою

$$Q = P(\operatorname{tg} \phi_1 - \operatorname{tg} \phi_2) . \quad (3.4)$$

де Q – розрахункове значення реактивної потужності батареї конденсаторів (кВАр);

P – значення активної потужності силової установки (кВт);

ϕ_1 – значення кута зсуву фаз до компенсації;

ϕ_2 – значення кута зсуву фаз після компенсації.

Для цього нам необхідно знайти $\operatorname{tg} \phi_1$ і $\operatorname{tg} \phi_2$.

Значення коефіцієнта потужності після компенсації має бути $\cos \phi_2 \geq 0,9$.

Тому

$$\operatorname{tg} \phi_2 = \frac{\sin \phi_2}{\cos \phi_2} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi_2}}{\cos \phi_2}.$$

$$\operatorname{tg} \phi_2 = \frac{\sqrt{1 - 0,9^2}}{0,9} = 0,484.$$

Отже значення коефіцієнта потужності за навантаження $P=54$ кВт становить $\cos \varphi=0,73$. Тому

$$\operatorname{tg} \phi_1 = \frac{\sin \phi_1}{\cos \phi_{12}} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi_1}}{\cos \phi_1},$$

$$\operatorname{tg} \phi_1 = \frac{\sqrt{1 - 0,73^2}}{0,73} = 0,936.$$

Розрахуємо реактивну потужність конденсаторних батарей

$$Q = 54 \cdot (0,936 - 0,484) = 24,4 \text{ кВАр.}$$

Після проведеного розрахунку бачимо мінімально необхідну реактивну потужність 24,4 кВАр.

Розраховуємо потужність конденсаторних батарей необхідну, для забезпечення максимального значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi_1=1$.

$$\operatorname{tg} \phi_1 = \frac{\sin \phi_1}{\cos \phi_{12}} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi_1}}{\cos \phi_1}.$$

$$\operatorname{tg} \phi_1 = \frac{\sqrt{1 - 1^2}}{1} = 0.$$

Розраховуємо реактивну потужність конденсаторних батарей

$$Q = 54 \cdot (0,936 - 0) = 50,5 \text{ кВАр.}$$

Після проведеного розрахунку вибираємо автоматичну установку компенсації реактивної потужності із номінальним значенням потужності 50 кВАр за ступінчастого регулювання.

Після проведеного розрахунку вибираємо конденсатори типу Modulo 10 416.07, 415В 50Гц, значення номінальної потужності 7,5, 7,5, 20 кВАр. Для комутації конденсаторних батарей вибираємо контактори фірми Telemecanique типу LC1-DK із додатковими контактами, що мають витримку часу на розмикання із послідовно ввімкненими із ними резисторами. Для керування компенсатором вибираємо мікропроцесорний блок регулятор MRM-12 фірми «Шнайдер Електрик».

Даною схемою керування забезпечується дискретне регулювання потужності конденсаторних батарей в межах від 7,5 до 50 кВАр. За допомогою даної системи забезпечується сім дискретних значень потужності конденсаторних батарей. При меншому навантаженні коефіцієнт потужності може набувати ще менше значення. При умові отримання більшої компенсуючої потужності коефіцієнт потужності може набувати більше ніж 0,9, а тому може нараховуватись скидка при оплаті за електроенергію.

Мікропроцесорним регулятором здійснюється автоматичне регулювання коефіцієнта потужності, що забезпечує коректну роботу даної системи.

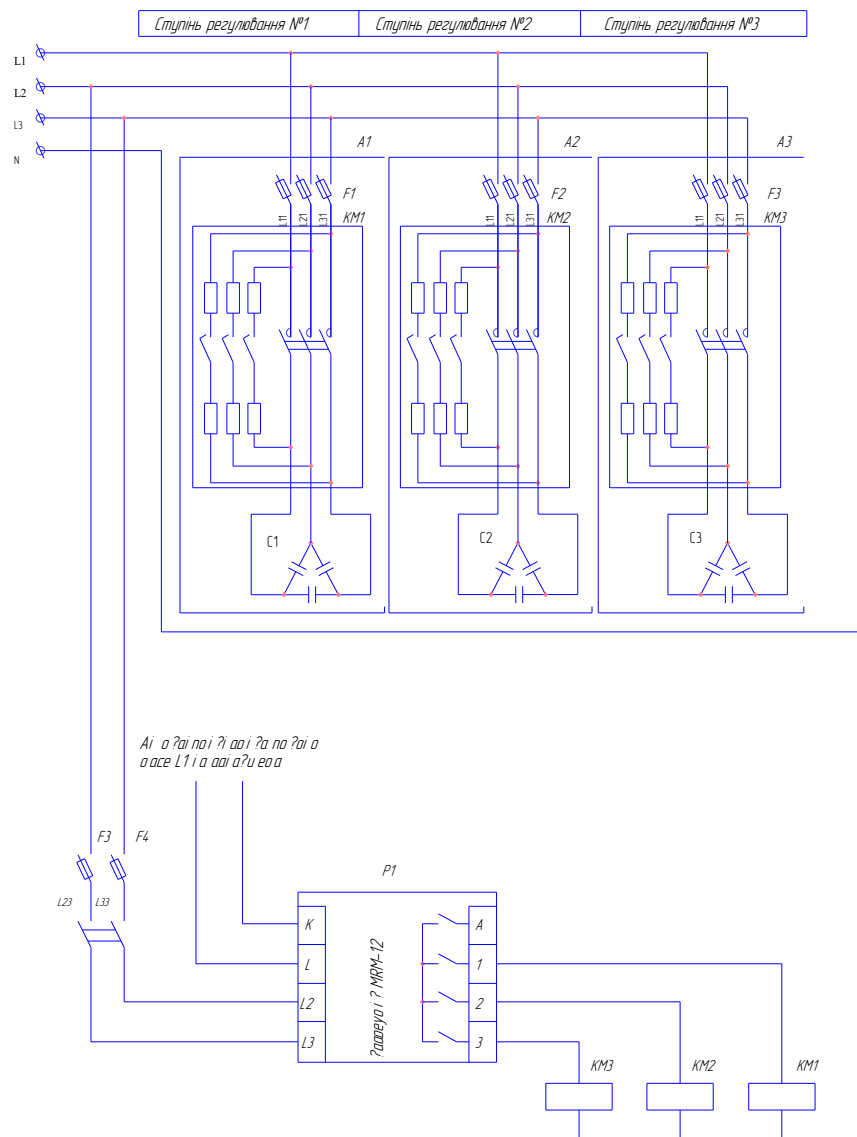


Рисунок 3.2 – Система автоматичної компенсації реактивної потужності

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Структурно-функціональний аналіз процесу електрозабезпечення об'єкту

Розробка та вживання ефективних заходів запобігання аварійних і травмонебезпечних ситуацій можливі лише при завчасному виявленні тих небезпек, з яких починаються процеси їх формування. Оскільки небезпечні умови не завжди завчасно можна виявити, а для вивчення небезпечних дій іноді потрібно багато часу, щоб зібрати статистичний матеріал, то і методи виявлення цих небезпек повинні бути відповідно диференційовані.

Таблиця 4.1 – Аналіз процесів формування та виникнення аварійних та травмонебезпечних ситуацій при виконанні різних робіт

Вид робіт	Виробнича безпека			Можливі наслідки	Засоби запобігання небезпечних ситуацій
	Небезпечна умова (НУ)	Небезпечна дія (НД)	Небезпечна ситуація (НС)		
Проведення ремонту кабельної лінії	Непроведено закорочення жил кабеля після вимкнення напруги НУ1. Відсутність необхідних вимірювальних	Нехтування правилами техніки безпеки НД1. Користування невідповідним інструментом НД2.	Ураження струмом	Травма	Проведення додаткових інструктажів з техніки безпеки

Модель процесу НД ↓ НУ → НС → Т					
Роботи по ремонту трансформаторної підстанції	Опір заземлюючого контура перевищує допустимі норми НУ1. Опір ізоляції обмоток трансформатора не відповідає нормі НУ2.	Проведення ремонтних робіт несправним і непристосованим для проведення даного виду робіт інструментом НД1. Працюючий знаходиться у зоні НД2.	Вихід з ладу електрообладнання НС1. Ураження струмом НС2.	Аварійна ситуація Травма	Забезпечення обслуговуючого персоналу необхідним і справним інструментом
Модель процесу НУ ↓ НС → Т ↑ НД					

4.2 Обґрунтування організаційно-технічних рекомендацій стосовно безпечного перебігу виробничого процесу

Правила техніки безпеки при обслуговуванні електрообладнання

1. Загальні положення

Безпечна і безаварійна робота споживчих трансформаторних підстанцій забезпечується своєчасним проведенням встановленого експлуатаційного обслуговування та ремонтних робіт – технічних доглядів та поточних ремонтів,

які є складовою частиною системи планово-запобіжного ремонту електрообладнання.

Всі роботи, ремонтні і пов'язані з лабораторними вимірюваннями, для проведення яких необхідно підніматись на площадку трансформатора, повинні виконувати два висококваліфікованих електрики, які добре обізнані з правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів, і мають кваліфікацію з техніки безпеки: один не нижче 4 групи, другий – не нижче 3 групи.

2. Вимоги безпеки перед початком роботи

Для початку роботи на площадці трансформатора спочатку вимикають рубильники або автоматичні вимикачі щита низької напруги, виймають плавкі вставки запобіжників, запирають шафу і вивішують попереджувальні плакати. Потім, одягнувши діелектричні рукавиці і калоші, вимикають привод роз'єднувача і, впевнившись із землі в тому, що роз'єднувач дійсно вимкнувся, закривають його на замок.

3. Вимоги безпеки під час роботи

Виконавши ці операції, піднімаються на площадку, надівають діелектричні рукавиці і за допомогою покажчика напруги перевіряють відсутність напруги на всіх фазах трансформатора, після чого виймають плавкі вставки запобіжників високої напруги. Потім, приєднавши один кінець переносного заземлення до заземлюючого пристрою, накладають його на струмоведучі частини високовольтних запобіжників. Після цього можна приступити до роботи на площадці трансформатора.

Якщо для виконання ремонтних чи експлуатаційних робіт треба піднятись вище трансформатора до роз'єднувача, то необхідно лінію, що живить дану підстанцію, вимкнути роз'єднувачем, якщо він є на цій лінії, або відімкнути лінію від джерела живлення. Тільки після цього виконують зазначені роботи.

Якщо на підстанції необхідно замінити трансформатор, то перед опусканням і підніманням його, треба повністю вимкнути напругу з підстанції, заземлити лінію живлення і переконатись у міцності конструкції підстанції.

4. Вимоги безпеки після закінчення роботи

Після закінчення всіх робіт на трансформаторній підстанції перед її вмиканням необхідно виконати слідує: встановити запобіжники високої напруги, зняти переносні тимчасові заземлення і коли всі працівники зйдуть з трансформаторної підстанції, закрити і замкнути складувану металеву драбину; відімкнути щит низької напруги підстанції і зняти плакати з техніки безпеки; якщо тимчасове переносне заземлення встановлене на лінії, його також треба зняти і після цього заповісти черговому на підстанції про те, що всі роботи закінчені, тимчасове заземлення зняте, можна подавати напругу, одержавши на це дозвіл. Перевірити показчик напруги, наявність струму на всіх трьох фазах головного рубильника розподільного щита низької напруги, вмикають всі рубильники або автоматичні вимикачі споживачів і вмикають розподільний щит.

4.3 Протипожежні заходи

В даному пункті виконують слідує:

Для запобігання пожеж на об'єкті розроблено організаційні, експлуатаційні, технічні режимного характеру, пожежо-евакуаційні, профілактичні заходи.

До організаційних заходів відносяться правила розміщення машин, що обслуговують виробничий процес, обладнання, матеріалів з дотримання певних проходів, не допускається захаращення приміщень, проходів і т. д.; навчання працівників протипожежної безпеки.

Експлуатаційні заходи передбачають такі режими експлуатації установок, в результаті яких повністю виключається можливість виникнення іскор і полум'я при роботі установок, контакт нагрівних деталей обладнання з легкозаймистими матеріалами.

До технічних належать заходи, що застосовуються для правильного монтажу та експлуатації обладнання.

До засобів, що мають режимний характер відносять заборону куріння, запалювання сірників, правильного зберігання легкозаймистих матеріалів, постійний контроль за вогнебезпечними матеріалами.

Профілактичні заходи передбачають своєчасне встановлення первинних заходів вогнегасіння, а також підтримування в справному стані водопровідної системи. Заходи запобігання пожеж від розрядів статичної та атмосферної енергії, зводиться до встановлення заземлення і блискавко-захисту.

4.4 Розрахунок заземлення

Захисне заземлення – навмисне електричне з'єднання із землею або її еквівалентом металевих струмонепровідних частин, на яких може з'явитися напруга. Основне призначення захисного заземлення – запобігти ураженню електричним струмом при дотиканні до корпусу та інших струмонепровідних частин електроустановки, на яких з'явилася напруга. Заземлюють усі металеві струмопровідні частини електрообладнання, на яких внаслідок несправностей ізоляції може з'явитися напруга і до яких можливе дотикання людей або тварин. Принципом дії захисного заземлення пояснюється зниженням напруги між корпусом, на якому вона з'явилася, і землею до безпечного рівня.

Заземлювачі, що застосовуються для заземлення електроустановок, бувають штучні (виключно для заземлення) і природні (металеві предмети, що знаходяться в землі і мають інше призначення). Для штучних заземлювачів застосовують вертикальні і горизонтальні електроди. Вертикальні електроди (стержні) виготовляють із сталених прутків діаметром 10-20 мм, кутової сталі розміром від 40х40 до 60х60 мм і сталених труб діаметром 30-50 мм, довжиною 2,5-3 м. Вертикальні електроди з'єднують між собою сталюю штабою розмірами 4х12 мм або круглою – діаметром не менше як 6 мм, яку застосовують також як самостійний заземлювач. Опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати 4-10 Ом залежно від характеру заземлення і

конструкції електричних установок. З'єднання заземлюючих провідників виконують за допомогою зварювання.

Вибір штучного заземлення проводиться в залежності від характеру ґрунту і способу забивання стержнів.

Для прикладу розраховуємо заземлюючий контур підстанції напругою 10/0,4 кВ з глухо заземленою нейтраллю. Характер ґрунту – суглинок, кам'яниста глина з $\rho = 1 \cdot 10^4$ Ом·см, кліматична зона – III ($K_c = 1,4$, $K_n = 2$). Струм замикання на землю в мережі становить 30 мА.

В відповідності з діючими правилами, опір заземлюючого пристрою повинен становити

$$R = \frac{125}{I_z} = \frac{125}{30} = 4,2 \text{ Ом.} \quad (4.1)$$

де I_z – струм замикання на землю, мА.

Приймаємо 4 Ом.

Контур заземлення розміщуємо в ряд з $a = 5$ м, $l = 2,5$ м. В якості стержневого заземлювача приймаємо кутникові сталь 60х60х6 мм, а протяжного – пластинчасту сталь 40х4 мм.

Опір одиночного стержня становить:

$$R_o = 0.00298 \rho \cdot K_c, \text{ Ом.} \quad (4.2)$$

де K_c – коефіцієнт сезонності для стержневого заземлювача ($K_c = 1,4$).

$$R_o = 0,00298 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 1,4 = 41,72 \text{ Ом.} \quad (4.3)$$

Число стержнів приймаємо 10. При цьому коефіцієнт використання стержневих заземлювачів становить $\eta_c = 0,75$. Опір всіх стержнів розтікання струму становить:

$$R_c = \frac{R_o}{n \cdot \eta_c}, \text{ Ом} \quad (4.4)$$

де n – число стержнів, шт.

$$R_c = \frac{41.72}{10 \cdot 0.75} = 5.6 \text{ Ом.}$$

Довжина протяжного заземлювача становить $l = 35 \text{ м (3500 см)}$;
приймаємо $t = 50 \text{ см}$, $b = 0,4 \text{ см}$

Опір протяжного заземлювача становить:

$$R_{np} = \frac{0,366}{l} \cdot \rho \cdot 2 \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{t \cdot b}, \text{ Ом} \quad (4.5)$$

$$R_{np} = \frac{0,36}{3500} \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot \lg \frac{2 \cdot 3500^2}{0,4 \cdot 50} = 12,5 \text{ Ом}$$

Приймаємо 13 Ом

Коефіцієнт використання протяжного заземлювача $\eta_n = 0,75$.

Дійсний опір протяжного заземлення становить:

$$R_n = \frac{R_{np}}{\eta_n} = \frac{13}{0,75} = 17,3 \text{ Ом.} \quad (4.6)$$

Опір всього заземлюючого пристрою становить:

$$R_u = \frac{R_c \cdot R_n}{R_c + R_n} = \frac{5,6 \cdot 17,3}{5,6 + 17,3} = 3,9 < 4 \text{ Ом.}$$

Відповідно кількість стержнів вибрана правильно.

4.5 Захист цивільного населення

Забезпечення захисту населення і території у разі загрози та виникнення надзвичайних ситуацій (НС) є одним із найважливіших завдань держави.

Актуальність проблеми забезпечення природо-техногенної безпеки населення і територій зумовлена тенденціями зростання втрат людей і шкоди територіям, що спричиняють небезпечними природними явищами, промисловими аваріями і катастрофами.

Основними завданнями захисту населення і територій під час НС є:

- 1) розроблення і реалізація нормативно-правових актів, додержання державних технічних норм та стандартів із питань забезпечення захисту населення і територій від наслідків НС;
- 2) розроблення та забезпечення заходів щодо запобігання виникненню НС;

- 3) збирання та аналітичне опрацювання соціально-економічних наслідків НС, визначення на основі прогнозу потреби в силах, матеріально-технічних і фінансових ресурсах;
- 4) створення, раціональне збереження і використання для запобігання НС та реагування на них;
- 5) здійснення державної експертизи, нагляду і контролю в галузі захисту населення і територій від НС;
- 6) оповіщення населення про загрозу та виникнення НС і своєчасне та достовірне інформування про його наявну обстановку;
- 7) організація захисту населення та надання першої медичної допомоги;
- 8) реалізація визначених законодавством прав населення в галузі захисту від НС, у тому числі осіб, які брали безпосередню участь в їх ліквідації.

Серед способів захисту населення від НС є медичний огляд. Це завдання органи охорони здоров'я та медичні служби вирішують шляхом проведення комплексу організаційних, лікувально-профілактичних, лікувально-евакуаційних, санітарно-гігієнічних і проти-епідемічних заходів.

РОЗДІЛ 5

ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ

Нам необхідно провести розрахунок економічних показників.

Прогнозована вартість системи компенсації:

- комутаційні контактори

$$2 \times 1\,200 + 1 \times 2\,000 = 4\,400 \text{ грн};$$

- конденсаторні батареї

$$2 \times 1\,400 + 1 \times 2\,400 = 3\,200 \text{ грн};$$

- мікропроцесорний регулятор 8 200 грн.

Капітальні витрати на систему компенсації становить:

$$K = 8\,200 + 3\,200 + 4\,400 = 15\,800 \text{ грн.}$$

Річне споживання господарством за рік електроенергії становить $W = 25\,000$ кВт·год. Вартість 1 кВт·год становить $C = 4,32$ грн. Отже оплата за річне споживання електроенергії

$$B = W \cdot C. \quad (5.1)$$

$$B = 25\,000 \cdot 4,32 = 108\,000 \text{ грн.}$$

Визначаємо експлуатаційні витрати.

Величина амортизаційних витрат приймаєм на рівні 15%

$$A = 0,15 \cdot K. \quad (5.2)$$

$$A = 0,15 \cdot 15\,800 = 3\,370 \text{ грн.}$$

Значення вартості переплати за електроенергію. За низького значення коефіцієнта потужності, зокрема 0,73, господарству нараховується надбавка при оплаті за електроенергію, що становить 7%

$$B_{\text{втр}} = 108\,000 \cdot 0,07 = 7\,560 \text{ грн.}$$

Вартість оплати поточного ремонту B_p за техніко-економічного обґрунтування рекомендовано брати на рівні 10% від величини капітальних вкладень.

Вартість оплати технічного обслуговування електрообладнання становить 10% від перерахованих витрат:

$$B_{\text{обсл}} = 0,1(A_{\text{в}} + B_{\text{р}}). \quad (6.3)$$

Значення результату розрахунку експлуатаційних витрат показано у табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Експлуатаційні витрати

Показник	Величина, грн
$A_{\text{в}}$	3 370
$B_{\text{р}}$	1 580
$B_{\text{обсл}}$	495
Разом ($B_{\text{е}}$)	5 445

Таблиця 5.2 – Техніко-економічні показники

Показник	Значення
Кількість спожитої електроенергії, кВт·год/рік	25 000
Вартість 1 кВт·год, грн	4,32
Вартість спожитої електроенергії в рік, грн	108 000
Значення коефіцієнта потужності, до компенсації	0,73
Надбавка, при платі за електроенергію, %	7
Грн.	7 560
Експлуатаційні витрати, грн	5 445
Вартість системи компенсації, грн	15 800
Значення коефіцієнта потужності, після компенсації	0,92
Термін окупності, років	2,8

Значення терміну окупності становить:

$$T = (K + B_{\text{е}}) / B_{\text{втр}}, \quad (5.4)$$

$$T = (15\,800 + 5\,445) / 7\,560 = 2,8 \text{ року.}$$

Техніко-економічні показники зведено у таблицю 5.2.

ВИСНОВКИ

1 У кваліфікаційній роботі подано коротку характеристику господарства, розкрито питання актуальності теми кваліфікаційної роботи.

2 Проведено розрахунок електропостачання господарства, із вибором проводів живлення ліній високої сторони 10 кВ та низької сторони 0,4 кВ, розраховано та вибрано комплектну трансформаторну підстанцію, проведено аналіз аварійних режимів, запропоновано захист КТП від аварійних режимів.

3 Проведено аналіз питання коефіцієнта потужності. При зниженні коефіцієнта потужності, збільшуються втрати потужності та економічні збитки. Проаналізовано заходи та засоби підвищення коефіцієнта потужності. Найбільше використовують для покращення коефіцієнта потужності регулювання із конденсаторними установками. Ми вирішили регулювати коефіцієнт потужності зміною величини ємності дискретно. Для цього ми розраховали та вибрали конденсаторні батареї, підібрали мікропроцесорний регулятор коефіцієнта потужності MRM-12 концерну «Шнайдер Електрик».

4 В роботі висвітлено питання охорони праці.

5 Здійснено економічний розрахунок, з якого видно термін окупності становить 2,8 року.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Бялобржеський О. В., Сухоніс Т. Ю., Качалка В. Ю. Контроль і керування якістю електричної енергії. Кременчук. 2014 р. 127 с.
2. Василега П.О. Електропостачання. Суми. Університетська книга, 2008. 415 с.
3. Варецький Ю.О. Методичні настанови та завдання до курсового проекту для студентів спеціальності 6.091.900 Львів ЛНАУ 2004.
4. Гончарук В.Є., Качан С. І., Орел С. М., Пуцило В. І. Оцінка обстановки у надзвичайних ситуаціях. Навч. посіб. Львів, 2004. 136с.
5. Дурняк Б.В., Чумакевич В.О., Лях І.М., Яцун А.М. Основи електропостачання агропромислового комплексу. Навч.посіб. Львів. Українська академія друкарства. 2017. 544 с.
6. Злобін Ю. А. Основи екології. Київ. Лібра, 1998, 246с.
7. Зорін В.В., Тисленко В.В. Системи електропостачання загального призначення: навч. Посібник. Чернігів 2005.
8. Козирський В. В., Каплун В. В., Волошин С. М. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник. Київ: Аграрна освіта. 2011 р. 448 с.
9. Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Тернопіль: Підручники і посібники, 2001.
10. Маліновський А. А. Основи електропостачання. Навч. посіб. А. А. Маліновський, Б.К. Хохулін. Львів. Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2005.
11. Основи охорони праці. Купник М.П. і ін. Київ. Основа, 2000. 416с.
12. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник В. Є. Шестеренко – Вінниця : Нова книга, 2004. 656 с.