

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

Проект системи електропостачання

сільськогосподарських споживачів

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕТм-61

спеціальності 141 – Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Скрипкін М.О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Оробчук Б.Я.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

Микитишин А.Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2025

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)
« » 2025 р.

З А В Д А Н Н Я НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту СКРИПКІНУ Миколі Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи електропостачання
сільськогосподарських споживачів

Керівник роботи Оробчук Богдан Ярославович, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 12 » листопада 2025 року № 4/7-966

2. Термін подання студентом завершеної роботи грудень, 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи Розрахункові навантаження у мережах 0.38-110 кВ; рівні напруги і
схеми електропостачання сільськогосподарських районів; струми короткого замикання в
мережах сільськогосподарського призначення; типові схеми релейного захисту

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ
2. Розрахунково-дослідницький розділ
3. Проектно-конструкторський розділ
4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

1. Актуальність теми, предмет і об'єкт дослідження, поставленні задачі та шляхи їх розв'язку
2. Принципова схема електропостачання району
3. Варіанти схем електропостачання
4. Конструкція СП. Технічні характеристики
5. Схема підстанції 110 кВ
6. Пристрій заземлення трансформаторної підстанції
7. Алгоритм визначення відстані до місця локального пошкодження ізоляції
8. Норми трудомісткості та структура ремонтного циклу
9. Техніко-економічні показники проекту

РЕФЕРАТ

Скрипкін М.О. Проект системи електропостачання сільськогосподарських споживачів. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка; Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТм-61. – Тернопіль: ТНТУ, 2025.

Стор. - 101; рис. - 33; табл. - 11; слайдів - 15; джерел – 36

У кваліфікаційній роботі виконано розробку системи електропостачання сільськогосподарських споживачів Старовижівського РЕМ, які знаходяться у Волинській області. Проект виконано відповідно до вимог методичних і керівних матеріалів по проектуванню електропостачання сільського господарства та у відповідності до державних стандартів, вимог правил ПУЕ, ПТБ, ПТЕ в електроустановках, іншої довідкової, нормативної і методичної літератури.

У кваліфікаційній роботі визначено електричні навантаження об'єктів в мережах 110 – 0,38 кВ, складено їх розрахункові схеми, зроблено розрахунки електричних мереж 10 – 35 кВ для вибору перетинів проводу, втрати напруги для нормального й аварійного режимів, розраховано струми короткого замикання, обрано оптимальний варіант електропостачання району і схеми з'єднання і устаткування трансформаторних підстанцій 35/10 кВ, розроблено релейний захист силових трансформаторів від аварійних режимів та запропоновано заходи щодо охорони праці.

Результати розрахунків зведено в таблиці і зазначено на розрахункових схемах. Дано оцінку прийнятих проектних рішень.

Ключові слова: електропостачання, споживач енергії, розрахункова схема, струм короткого замикання, трансформаторна підстанція, релейний захист, аварійний і нормальний режими.

ABSTRACT

M. Skrypkin. Project of the electricity supply system for agricultural consumers. 141 - Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering, group ETm-61. – Ternopil: TNTU, 2025.

Page – 101; Illustrations – 33; Tables – 11; Blueprints – 15; Sources – 36

The qualification work has developed a power supply system for agricultural consumers of the Starovyzhivsk REM, which are located in the Volyn region. The project has been implemented in accordance with the requirements of methodological and guidance materials for designing power supply for agriculture and in accordance with state standards, requirements of the rules of the PUE, PTB, PTE in electrical installations, other reference, regulatory and methodological literature.

The qualification work has determined the electrical loads of objects in 110 - 0.38 kV networks, compiled their calculation schemes, made calculations of 10 - 35 kV electrical networks for the selection of wire cross-sections, voltage losses for normal and emergency modes, calculated short-circuit currents, selected the optimal option for power supply of the district and connection schemes and equipment of 35/10 kV transformer substations, developed relay protection of power transformers from emergency modes and proposed measures for labor protection.

The results of the calculations are summarized in a table and indicated in the calculation diagrams. An assessment of the adopted design decisions is given.

Key words: power supply, energy consumer, calculation scheme, short-circuit current, transformer substation, relay protection, emergency and normal modes.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	12
1.1 Аналіз сучасного стану електроенергетики України	12
1.2 Роль електроенергії в розвитку сільського господарства	13
1.3 Процеси автоматизації сільськогосподарських споживачів	15
1.4 Висновки до розділу 1	19
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	20
2.1 Параметри досліджуваного сільськогосподарського об'єкт	20
2.2 Розрахунок навантажень у електромережах 0,4 – 110 кВ	20
2.3 Вибір напруги і схеми електропостачання сільгоспрайону	38
2.4 Висновки до розділу 2	58
3 ПРОЄКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	59
3.1 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	59
3.2 Визначення струмів короткого замикання	59
3.3 Підбір електричного обладнання для розподільних пристроїв	63
3.4 Устаткування і конструкція розподільних пристроїв підстанції напругою 110/10 кВ	64
3.5 Релейний захист	65
3.6 Пристрої для визначення місць пошкодження повітряних ЛЕП	77
3.7 Автоматизована система для виявлення пошкодження ізоляції	79
3.8 Блок-схема знаходження відстані до місцевого ушкодження ізоляції	83
3.9 Висновки до розділу 3	88
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	89
4.1 Розрахунок заземлення підстанції 110/10 кВ	89
4.2 Розрахунок громозахисту підстанції	92
4.3 Знезаражування території тваринницьких ферм і приміщень	95
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	97
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	98

ВСТУП

Актуальність теми. Сільське господарство в Україні є галуззю народного господарства з надзвичайно інтенсивним розвитком, який супроводжується щораз більшим споживанням енергії, в загальному балансі якої значну частину становить електрична енергія. З усіх видів енергії вона найлегше транспортується, перетворюється і використовується, а з кожним роком появляються нові способи та технології її застосування. Електроозброєність праці розширюється, оскільки новітні машини, механізми та технології на базі науково-технічного прогресу вимагають для своєї роботи електричної енергії. Відповідно, розвиток сільської електрифікації створює умови для сприйняття сільськогосподарського виробництва в досягненнях науково-технічного прогресу. Електроенергія змінила і далі змінює зміст багатьох сільських професій - відходить у минуле ручна праця, яка замінюється механізацією, електрифікацією та автоматизацією [1].

Значна частина праці в сільському господарстві виконується з використанням електроенергії: приготування кормів для тварин та птахів, осушки зерна та сіна, створення мікроклімату у приміщеннях та сховищах, зрошування полів, переробки продуктів та для побутових і культурних цілей. У зв'язку з електрифікацією сільського господарства, удосконаленням електрообладнання та розвитком електромереж ґрунтовні технічні знання, висока загальна та спеціальна підготовка вимагаються не тільки від обслуговуючого технічного персоналу, а також і від інших спеціалістів сільськогосподарського виробництва. Повна електрифікація сприяє зростанню продуктивності праці та підвищенню технічного оснащення сільського господарства, а це дозволяє перевести сільськогосподарську працю на різновид індустріального та подолати суттєві відмінності між селом та містом. Електрифікація є базою комплексної механізації та автоматизації виробничих процесів і важливим етапом на шляху індустріалізації сільськогосподарського виробництва [2].

Навіть поверхневий перегляд використання електричної енергії в сільському господарстві показує, що завдяки електриці практично існує і може функціонувати велика кількість агрегатів, машин та механізмів. Електроенергія виступає у якості основи індустріалізації та науково-технічного прогресу у сільськогосподарській галузі.

Сільськогосподарські споживачі отримують електричну енергію з державної електромережі, яка виробляється тепловими, гідравлічними та атомними електричними станціями. На місцях, в більшості випадків у якості резервних джерел, можуть застосовуватися пересувні та стаціонарні дизельні електростанції, збільшується асортимент застосування вітроелектричних установок і мікрогідроелектростанцій, які монтують на малих річках зі швидким потоком води, зокрема, в розосереджених сільськогосподарських районах, наприклад, в високогірних. Для передачі, перетворення та розподілу електричної енергії використовують повітряні лінії електропередачі та трансформаторні підстанції, а також почали більше застосовувати кабельні лінії. Трансформаторні підстанції будують як закритого, так і відкритого типу на напругу до 35 кВ (в більшості випадків 10 кВ та низьковольтні розподільні мережі напругою 380/220 В). З вищевикладеного матеріалу видно, що у сільському господарстві функціонує доволі значна кількість різноманітного електроустаткування [3].

Важко на сьогоднішній час уявити без електрики ремонтну галузь сільського господарства, де електроенергія використовується для приведення в дію різних верстатів (токарних, токарно-гвинторізних, свердлильних і шліфувальних, заточувальних, фрезерних і притиральних, трубогібних і різьбонарізних), різних виробничих ліній, зварювальних агрегатів і машин, деревообробних станів. Те саме можна сказати і про підсобні підприємства фермерських та малих господарств, що займаються переробкою сільськогосподарської продукції, виготовленням будівельних матеріалів та виробів промислового характеру. Використання електрифікації у цьому випадку дозволяє суттєво скоротити долю ручної праці та інтенсифікувати виробництво. На підприємствах агропромислового комплексу електрика є безальтернативним видом енергії, що дозво-

ляє механізувати та автоматизувати виробництво, підтримувати високу продуктивність праці при найменших витратах [4].

Переважна частина обладнання складається з електроприводів, електричних апаратів та комплектних пристроїв для розподілу та перетворення електроенергії цільового призначення - шафи, пристрої та пульти для керування агрегатами, потоковими лініями, цехами, фермами, підприємствами. Як правило, ці сучасні засоби мають у своєму складі значне число різної електроапаратури та засобів автоматизації. Робота з цим обладнанням, їх обслуговування, налагодження та ремонт вимагають чималих знань, досвіду та умінь до своєї професії. Одночасно слід зазначити, що якраз саме електроустаткування диктує темп роботи технологічних машин, їх якість та рівень оснащення. Саме через засоби електрифікації у сільське господарство впроваджуються новинки науково-технічного прогресу [5].

Разом з тим швидкий ріст електрифікації сільськогосподарського виробництва, що демонструє неухильні та значні темпи зростання, створення агропромислових комплексів, вимагає подальшого розвитку електричних мереж у сільській місцевості. Одночасно підвищуються і вимоги до їхньої пропускної здатності, надійності електропостачання і якості отриманої електричної енергії.

У цьому зв'язку виникає цілий ряд задач, пов'язаних з електропостачанням споживачів у сільській місцевості. Вирішення цих задач базується на правильному і раціональному проектуванні електричних мереж районного значення [6].

Таким чином, можна констатувати, що залишається надзвичайно *актуальною* задача проектування систем електропостачання невеликих районів і споживачів на селі.

Мета і завдання досліджень. Метою кваліфікаційної роботи є розробка ефективного та надійного проєкту системи електропостачання сільськогосподарських споживачів Старовижівського району електричних мереж електроенергією необхідної якості:

Для досягнення поставленої мети було вирішено наступні завдання:

- досліджено принципову схему електропостачання району;

- розроблено варіанти схем електропостачання;
- розглянуто конструкції самонесучих ізольованих проводів, їх технічні характеристики щодо застосування для електропостачання споживачів;
- розроблено схему підстанції 110 кВ;
- розроблено пристрій заземлення трансформаторної підстанції;
- розроблено алгоритм визначення відстані до місця локального пошкодження ізоляції;
- запропоновано норми трудомісткості та структура ремонтного циклу;
- визначено техніко-економічні показники проєкту.

Об'єктом дослідження є система електропостачання сільськогосподарських споживачів району електричних мереж.

Предметом дослідження є процеси, що протікають в електромережах при передачі та розподілі електричної енергії, її якість та способи зниження її втрат.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що було розроблено для подальшого розвитку та впровадження технологічні методи зниження втрат електроенергії сільськогосподарських споживачів шляхом виконання модернізації системи електропостачання та автоматизації сільськогосподарського виробництва.

Практичне значення одержаних результатів роботи полягає у запропонованих заходах, які дозволяють знизити технологічні та комерційні складові втрат в системі електричного постачання сільськогосподарських споживачів, що, в свою чергу, дозволить значно зменшити основні втрати сільськогосподарських виробників та собівартість виробленої продукції.

Апробація результатів кваліфікаційної роботи.

Основні положення роботи і її результати доповідалися на Міжнародній науково-технічній конференції «Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій», присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету ім. Івана Пулюя, травень 2025 р. (м. Тернопіль).

Публікації.

За результатами виконаних досліджень опубліковано 1 тезу доповідей «Розробка лабораторного стенду на базі мікропроцесорного пристрою RER615». Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій», присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету ім. Івана Пулюя: ТНТУ, 2025.- С. 51-52

Структура роботи.

Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (36 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини: 101 сторінка, 11 таблиць, 33 рисунки.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Аналіз сучасного стану електроенергетики України

У загальній системі життєзабезпечення людини і суспільства енергетика є підсистемою, що взаємодіє з біологічними об'єктами, і сама складається з ряду підсистем, ефективне функціонування яких залежить від оптимальної побудови та цілеспрямованої організації управління, а також базується на раціональних ієрархічних взаємозв'язках їх структурних складових.

Сучасний стан вітчизняної електроенергетики такий, що система централізованого електропостачання не може забезпечити вимоги високотехнологічного обладнання щодо надійності електропостачання та якості електричної енергії. Перерви в електропостачанні складають близько 10% від загального часу технологічних процесів протягом року (проти 0,1% у розвинених країнах). Дефіцит електроенергії в Україні у 2025 р. становив біля 7%, а відхилення напруги на затискачах електроприймачів у 3-4 рази перевищують допустимі значення. Тривалість споживання неякісної електроенергії для сільських споживачів складає близько 45% від загального часу роботи [7].

Отже, система централізованого електропостачання сільських регіонів в умовах динамічного розвитку сучасних електротехнічних комплексів неспроможна забезпечити у масштабі всієї енергосистеми вимоги певних категорій споживачів щодо показників якості електроенергії та надійності електроживлення.

Аналіз шляхів розв'язання задач управління надійністю електроживлення та якістю електроенергії для сільськогосподарських споживачів дав можливість сконцентрувати увагу на розвитку теорії побудови автономних систем електроживлення.

Основними стримуючими факторами розвитку електрозабезпечення сільськогосподарських споживачів є відсутність науково-технічних передумов побудови структур надійного та ефективного автономного електроживлення з

власними джерелами на основі композиції підсистем із заданими функціональними властивостями, гнучких зв'язків з централізованою енергосистемою, узгодження режимів електроспоживання для нормалізації електроживлення в умовах зниження показників якості електроенергії та перерв електропостачання. Застосування різнорідних джерел електроенергії дає змогу реалізувати задані функціональні властивості, а перспективність сумісного використання традиційних та поновлюваних джерел енергії для малої електроенергетики, в тому числі і у сільськогосподарському виробництві, підтверджується світовим досвідом.

1.2 Роль електроенергії в розвитку сільського господарства

Сучасне суспільство важко представити без використання електричної енергії. Вона застосовується в усіх галузях народного господарства: в промисловості, в сільському господарстві, на транспорті, в будівництві, комунальному господарстві і побуті. Для нормального електропостачання споживачів створені об'єднані електроенергетичні системи. До функціонування цієї складної електроенергетичної системи пред'являються високі вимоги по надійності електропостачання і якості електричної енергії [8].

Об'єднання регіональних електроенергетичних систем, збільшення потужності електростанцій, підвищення якості енергетичного устаткування, створення міжсистемних зв'язків і впровадження протиаварійної автоматики, високий рівень стійкості енергетичних систем значною мірою підвищили надійність забезпечення усіх споживачів, сільського господарства, що у тому числі розглядається в цій кваліфікаційній роботі, електричною енергією.

Одночасно з цим, тривалий процес збільшення електричних навантажень, зростання одиничних потужностей агрегатів промислових підприємств, розширення і поглиблення електрифікації технологічних процесів, автоматизації і інформатизації у свою чергу пред'являють ще вищі вимоги до надійності електропостачання і якості електричної енергії. З іншого боку, великий об'єм дорогого енергетичного будівництва, прагнення до скорочення термінів будів-

ництва висувають вимоги економії капітальних вкладень і відшукування простих і сучасних проектних рішень по розвитку систем електропостачання споживачів [9].

Виникає необхідність узгодження цих, у ряді випадків суперечливих, інтересів. Оптимальні рішення можуть бути знайдені тільки при спільному розгляді питань проектування, будівництва і експлуатації. Одним з основних питань, що виникають при цьому, є дослідження взаємозалежності і визначення оптимального співвідношення рівня надійності електропостачання і якості електроенергії.

Питання про оптимальне співвідношення надійності енергетичних об'єктів і якості електричної енергії є основним в комплексі, що пред'являються до електроенергетичних систем вимог: надійність, економічність, якість електроенергії, безпека і екологічність.

У окремих електроенергетичних системах в сучасних умовах військового стану України число аварій досягає декількох десятків в рік, а річний недовідпущення електричної енергії в результаті аварій - мільйони кВт·год. При такій високій аварійності оцінка надійності окремих елементів електричних мереж, устаткування і установок і пошук можливих шляхів підвищення їх надійності, як в процесі експлуатації, так і при проектуванні стають першочерговими завданнями.

Порушення працездатності в електроенергетичних системах супроводжуються комплексом негативних явищ, наслідки яких носять соціально-економічний характер. Перерви електропостачання і недовідпущення електроенергії споживачам сфери матеріального виробництва і невиробничої сфери, а також випадки живлення неякісною електроенергією служать причиною виникнення істотних втрат в процесі життя суспільства і функціонування економіки: недовикористання або непродуктивна витрата ресурсів, недовивпуск або зниження якості продукції, псування устаткування, додаткові витрати засобів виробництва, пожежі, вибухи т. д. Ці втрати прийнято називати збитками від порушення електропостачання. Збиток є комплексним економічним показником надій-

ності електропостачання споживачів і однією із найважливіших характеристик, що визначають поняття надійності і якості в електроенергетиці як економічної категорії [10].

1.3 Процеси автоматизації сільськогосподарських споживачів

За останні десятиліття в матеріальному виробництві дуже високої степені досягла автоматизація процесів, з'явилося багато технологічних циклів з тонким налаштуванням, електрифіковані значною мірою основні і допоміжні виробничі процеси і ін.

Ці обставини зробили виробничий процес основної маси споживачів дуже чутливим до надійності системи електропостачання і якості електроенергії та суттєво вплинули на обсяги передбачуваних збитків. Будь-хто, навіть короточасні і рідкісні порушення надійності і якості функціонування систем, що забезпечують електробезпеку, у вказаних умовах можуть призводити до тривалих розладів технологічного процесу, зупинки виробництва і інших наслідків, вказаних вище [11].

Електропостачання виробничих підприємств і населених пунктів в сільській місцевості має свої особливості в порівнянні з електропостачанням промисловості і міст. Головна з них - це необхідність підводити електроенергію до величезного числа порівняно малопотужних об'єктів, розосереджених на великій території. В результаті, протяжність мереж у багато разів перевищує цю величину в інших галузях народного господарства. За роки реформ виробництво сільськогосподарської продукції скоротилося на 45 %, а зношення сільськогосподарської техніки досягло критичного рівня - 65...70 % [12].

Нині енерго- і електроозброєність праці на селі в 2,5 разу нижче, ніж в інших галузях економіки країни, а питома енергоємність продукції в два і більше раз перевищує аналогічний показник європейських країн. У останнє десятиліття XX століття в процесі перебудови і приватизації змінилася уся система управління електроенергетикою України. Виникли нові форми власності, що привело до змін пріоритетів господарської діяльності організацій, що

енергозабезпечують, мотивів їх поведінки на регіональних енергетичних ринках, умов інвестування в енергетику і до інших серйозних наслідків. У світлі економічної кризи 90-х років практично припинилося фінансування електроенергетики сільського господарства. Перестало оновлюватися устаткування, припинилося будівництво нових ліній електропередачі замість аварійних і таких, що вийшли з ладу, скоротилися темпи мережевого будівництва, зменшилося фінансування засобів на реконструкцію і технічне переозброєння мереж, що супроводжується зростанням зносу основних фондів підприємств електричних мереж, необхідністю експлуатувати повітряні лінії (ПЛ) і трансформаторні підстанції (ТП), які відпрацювали нормативні терміни служби. Це привело до підвищення аварійності устаткування і зниження надійності електропостачання і якості електроенергії на шинах споживачів.

Сказане вище наочно показує, наскільки актуальна проблема електропостачання сільського господарства. Від її раціонального рішення значною мірою залежить економічна ефективність застосування електроенергії в сільському господарстві і побуті сільського населення [13].

Одним з первинних завдань раціонального електропостачання є доведення вартості електроенергії до мінімально можливої. Цього слід домагатися при дотриманні усіх вимог, правил і норм, і, передусім, в допустимих діапазонах їх зміни і необхідної якості електроенергії, тобто постійності частоти і напруги, а також надійності її подачі. Також одним з важливих чинників при рішенні цієї задачі є зниження енергоемності сільськогосподарської продукції шляхом впровадження нових технологій енергоспоживання і енергозбереження, оскільки зростання виробництва сільгосппродукції супроводжується зростанням енергоемності технологій їх виробництва. Так, приріст сільськогосподарської продукції на 1% вимагає збільшення витрат енергоресурсів на 2-3%. Зростання енерговитрат у зв'язку із збільшенням виробництва сільгосппродукції характерне і, мабуть, поки неминучий для усіх промислово розвинених країн, незважаючи на заходи, що робляться, по їх мінімізації. Наприклад, подвоєння урожаїв в США супроводжувалося десятиразовим підвищенням витрати енергії [14].

Норми на якість електричної енергії регламентує норма державного стандарту, яка встановлює нормально і гранично допустимі значення показників якості електроенергії в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Гц [15]. Якість електричної енергії у споживачів, разом з надійністю електропостачання, як вже відзначалося, є однією з важливих характеристик. Низька якість електричної енергії чинить істотний негативний вплив на техніко-економічні характеристики не лише електроприймачів у споживача, але і елементів мережі. Так, при погіршенні якості напруги, підвищується нагрів елементів мережі, збільшуються втрати потужності і електроенергії. Крім того, відбувається зниження експлуатаційної надійності і скорочення терміну служби електродвигунів; виникає ряд негативних електромагнітних явищ в мережах.

У сучасних електроживлячих і розподільних мережах забезпечення показників якості електричної енергії, прийнятних для споживачів, вимагає значних витрат грошових коштів і матеріалів. У теперішній же час спостерігається, як відомо, зворотний процес зниження інвестицій в енергетику, що в сукупності з низькою ефективністю використання виділених інвестицій, призводить до неприпустимого скорочення введення нових і заміщаючих потужностей. До 2025 року виробить свій ресурс майже 70 % наявних потужностей в мережах [16].

При продовженні цих тенденцій вже в недалекому майбутньому електроенергетична галузь може зіткнутися з кризою, яка зробить негативний вплив на економіку і населення країни.

Відновлення (реконструкція) мереж в колишніх параметрах і тих же об'ємах з економічних і технічних причин недоцільно. Нові умови роботи систем і нові науково-технічні опрацювання змінили вимоги, що пред'являються до мереж, виникла наполеглива необхідність в корінному оновленні сільських мереж, створенні мереж нового покоління, що відповідають економіко-екологічним вимогам і сучасному технічному рівню розподілу енергії відповідно до запитів споживача [17].

Однією з особливостей сільського електропостачання на сучасному етапі є зростання числа об'єктів першої категорії по надійності. У сільськогосподарських підприємствах часто не вистачає грошових коштів на забезпечення і підтримку категорійності своїх об'єктів, що призводить до аварій і економічного збитку, оскільки припинення подачі електроенергії призводить до зриву основних технологічних процесів: доїння, годування, напування, кормоприготування, перерви в роботі вентиляції і опалювання, і отже, до порушення мікроклімату в тваринницьких приміщеннях, порушенню режиму інкубації яєць і тому подібне.

У цих умовах особливу актуальність набуває реалізація заходів по підвищенню надійності і досягненню заданого її рівня з мінімальними витратами. До таких заходів в загальному випадку відносяться [18]:

- забезпечення необхідного рівня резервування систем електропостачання;
- підвищення якості експлуатації енергетичного устаткування;
- підвищення рівня кваліфікації і забезпечення штатної кількості обслуговуючого персоналу;
- застосування сучасних комутаційних пристроїв, засобів автоматики і діагностики;
- раціональна організація поточних планових і непланових ремонтів;
- раціональна організація оперативного відшукування і ліквідації пошкоджень.

Виконання цих заходів може бути досягнуте різними засобами, які можна розділити на організаційні і технічні. Максимальний ефект від виконання цих заходів може бути досягнутий при сукупному використанні організаційних і технічних засобів.

1.4 Висновки до розділу 1

В цьому розділі кваліфікаційної роботи було виконано аналіз сучасного стану електроенергетики України, зокрема аналіз шляхів розв'язання задач управління надійністю електроживлення та якістю електроенергії для сільсько-господарських споживачів, який дає можливість сконцентрувати увагу на розвитку теорії побудови автономних систем електроживлення.

Розглянуто роль електроенергії в розвитку сільського господарства, тобто оптимальне співвідношення надійності енергетичних об'єктів і якості електричної енергії є основним в комплексі, що пред'являються до електроенергетичних систем вимог: надійності, економічності, якості електроенергії, безпеки і екологічності.

Також було проаналізовано процеси автоматизації сільськогосподарських споживачів, з якого видно, що особливу актуальність набуває реалізація заходів по підвищенню надійності електропостачання і досягненню заданого його рівня з мінімальними витратами.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Параметри досліджуваного сільськогосподарського об'єкту

Площа досліджуваного сільгоспрайону становить близько 3700 км², на якій знаходиться більше двадцяти населених пунктів з населенням біля 10 тис. чоловік. Загальна площа земельних угідь становить біля 230 тис. га, включаючи 150 тис. га ріллі з 6000 га земель, відведених під зрошування.

Сільськогосподарський район володіє тваринницькими і птахівницькими комплексами, з яких вирощування великої рогатої худоби становить 7 тис. голів, товарні молочні ферми можуть вмістити біля 13 тис. голів, свиноферми - 23 тис. голів, вівцеферми - 12 тис. голів, а птахоферми розраховані на 100 тис. курей-несучок. Деякі тваринницькі ферми сільгоспрайону відносяться до I категорії за надійністю електропостачання. Докладні дані по споживачах електричної енергії досліджуваного сільськогосподарського об'єкту відображено в табл. 2.1 і на рис. 2.1 - 2.5) За природно-кліматичними умовами сільгоспрайон відноситься до IV категорії по ожеледиці, середньодобова температура зимового періоду – 4 °С.

2.2 Розрахунок навантажень у мережах напругою 0,38 – 110 кВ

Проведення розрахунку електричних навантажень електромереж напругою 0,38–110 кВ було виконано, приймаючи до уваги розрахункові навантаження на вході споживачів, на шинах трансформаторних підстанцій та певних коефіцієнтів одночасності для денного і вечірнього максимумів навантаження (табл. 2.1 - 2.3) [19].

$$P_D = K_0 \cdot P_{Di} \quad (2.1)$$

$$P_B = K_0 \cdot P_{Bi} \quad (2.2)$$

де K_0 – значення коефіцієнта одночасності;

P_D , P_B – розрахункові параметри денного і вечірнього навантажень на повітряній лінії / шинах трансформаторної підстанції, кВт;

P_{Di} , P_{Bi} – параметри денного і вечірнього навантажень i -го споживача і i -го елемента електромережі, кВт.

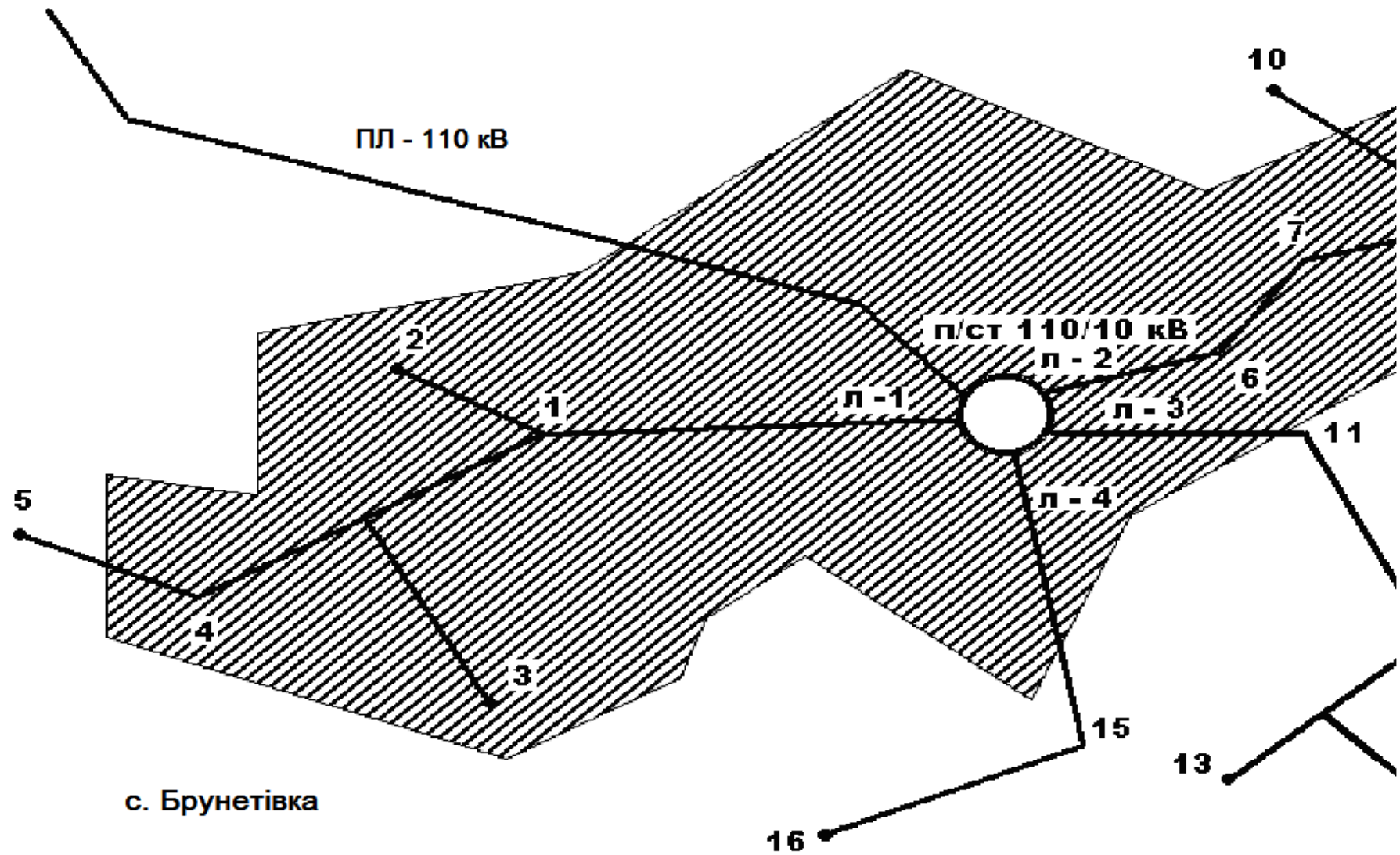


Рисунок 2.1 - Підстанція "Брунетівка" з лініями 10 кВ

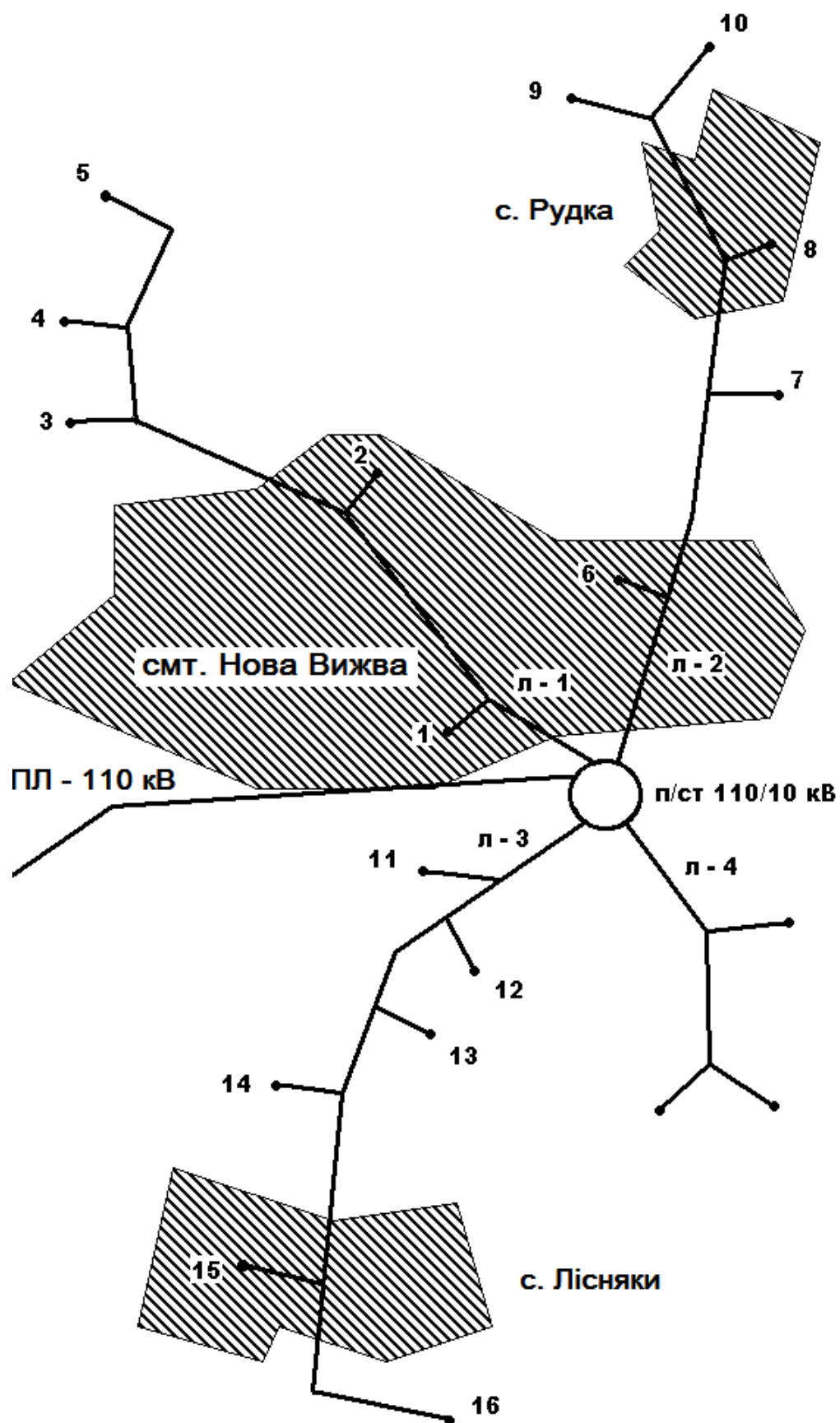


Рисунок 2.2 - Підстанція “Нова Вижва” з лініями 10 кВ

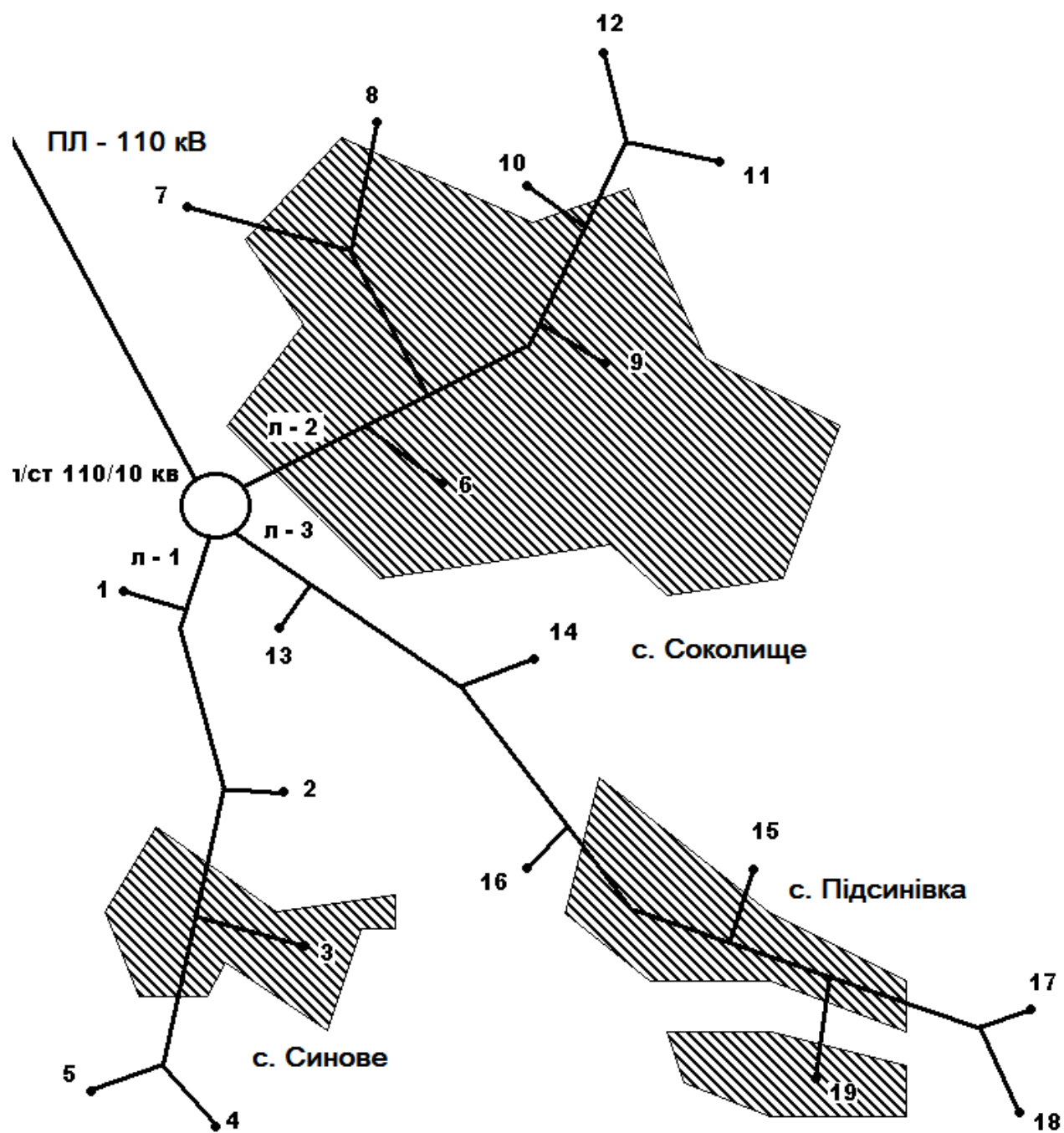


Рисунок 2.3 - Підстанція “Соколище” з лініями 10 кВ

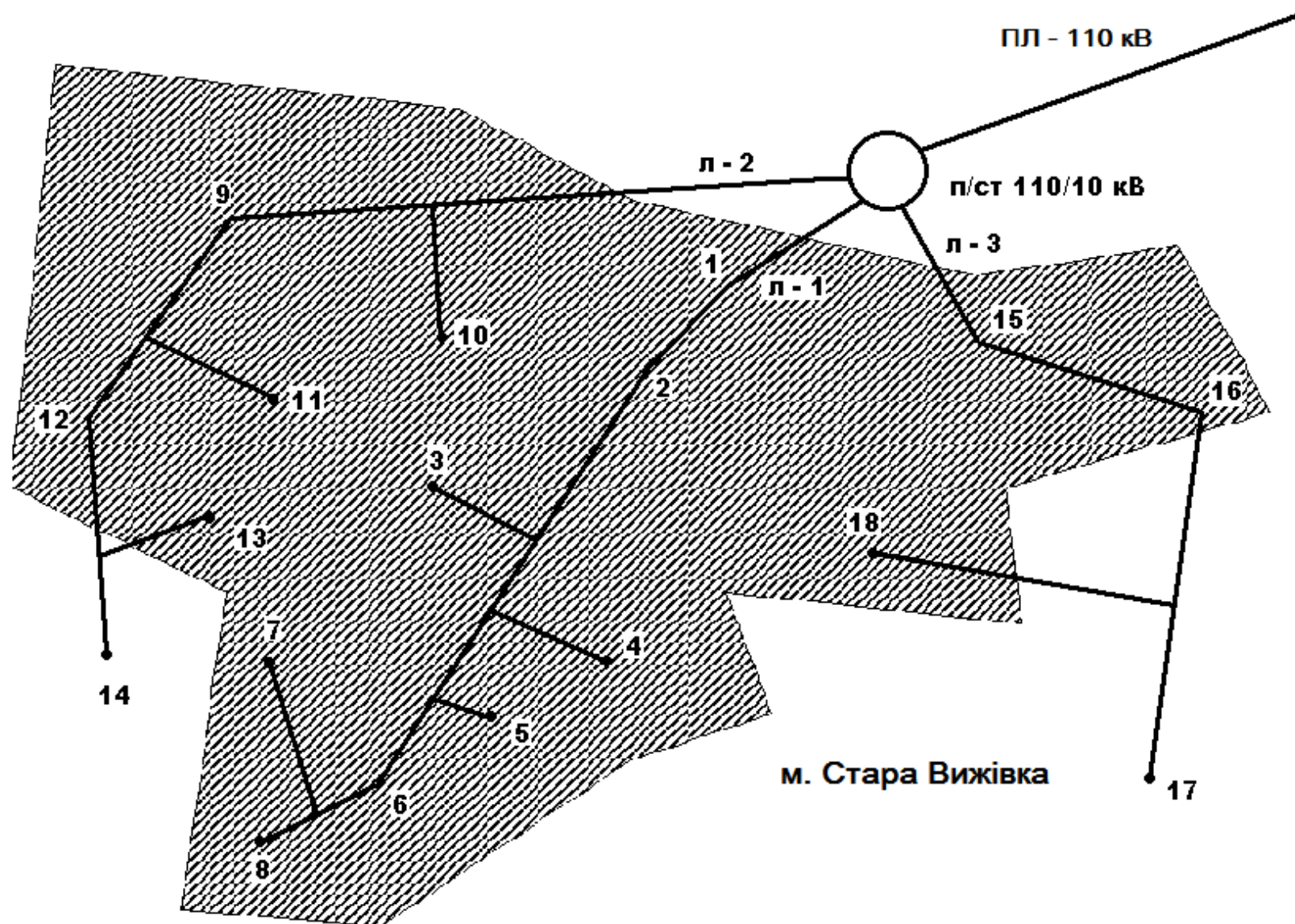


Рисунок 2.4 - Підстанція "Стара Вижівка" з лініями 10 кВ

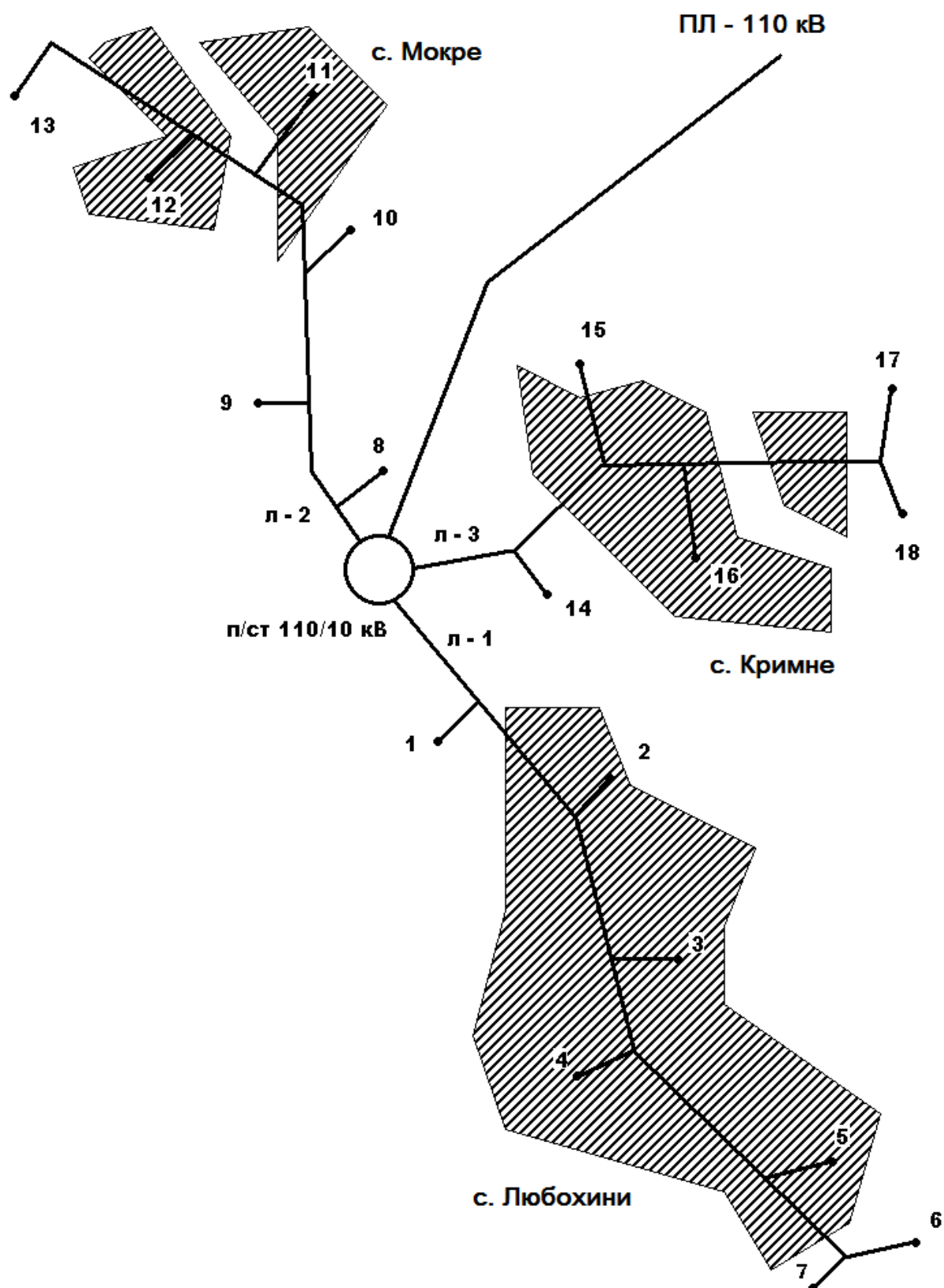


Рисунок 2.5 - Підстанція “Любохيني” з лініями 10 кВ

Розрахункові електричні навантаження споживачів додаються з коефіцієнтами одночасності, приведеними в таблиці 2.2 [19] у мережах 6–20 кВ, у таблиці 1.3 [19] - у мережах 35–110 кВ. Якщо навантаження споживачів відрізняються по величині більше, ніж у 4 рази, підсумовування їх рекомендується робити по таблиці 1.8 [19] у мережах 6–35 кВ. Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ приведений в таблиці 1.5 [19].

...При наявності сезонних споживачів розрахункові навантаження з урахуванням коефіцієнта сезонності приведені в таблиці 1.4 [19].

Розрахункові навантаження підстанції 10/0.4 кВ на розрахунковий рік визначаються за наступною формулою:

$$P_p = P_T \cdot K_p,$$

де P_T – дійсне навантаження на трансформаторну підстанцію, кВм;

K_p – коефіцієнт росту навантажень.

Розрахункові навантаження лінії живлення напругою 110 кВ, а також трансформаторних підстанцій 110/10 кВ визначають підсумовуванням розрахункових навантажень підстанцій 10/0.38 кВ (або лінії 10 кВ) з наступними коефіцієнтами одночасності: при двох підстанціях і лініях $K_0=0,97$ [19], при трьох підстанціях $K_0=0.96$, при чотирьох і більше $K_0=0.9$ [19]. Для розрахунку мереж 110 кВ коефіцієнти потужності ($\cos \varphi$) визначаються за кривими по рисунку 1.1 [19].

Приклад розрахунку. Визначення електричних навантажень споживачів села Довговоля.

З табл. 2.1 визначаємо вид навантажень споживачів і встановлюємо максимальні навантаження $P_{дi}$, $P_{вi}$. Так для МТФ ВРХ на 1200 голів (споживач № 16) $P_{д}=820$ кВм; $P_{в}=220$ кВм.

$\cos \varphi_{д}=0.75$; $\cos \varphi_{в}=0.85$ (таблиця 1.5) [19].

$$S_{д} = \frac{P_{д}}{\cos \varphi_{д}} = 293.3 \text{ кВА}; \quad (2.4)$$

$$S_{в} = \frac{P_{в}}{\cos \varphi_{в}} = 258,8 \text{ кВА}. \quad (2.5)$$

Вибираємо більше з навантажень $S_d=293.3 \text{ кВА}$.

Аналогічно визначаються навантаження інших споживачів. Місця розташування трансформаторних підстанцій 10 кВ , характеристика їх електричних навантажень приведені у вихідних даних. Підрахунок електричних навантажень у мережах 10 кВ виконується шляхом підсумовування розрахункових навантажень підстанцій $10/0.38 \text{ кВ}$.

Розрахункові схеми мереж 10 кВ приведені на рис. 2.6... 2.10.

Денний максимум для підстанції “Брунетівка”:

- $P_d = (60+630+20+630+75+20+20+280+240+220) \cdot 0.65 = 1426.7 \text{ кВт};$
- $P'_d = (29+23+23+29+29) \cdot 0.22 = 29.3 \text{ кВт};$

$$P_{P.d} = 1426 + 18.4 = 1444.4 \text{ кВт}.$$

Вечірній максимум складе:

- $P_v = (30+630+10+630+190+45+10+10+280+240+220) \cdot 0.65 = 1491.8 \text{ кВт};$
- $P'_v = (86+69+69+86+86) = 87 \text{ кВт};$
- $P_{P.v} = 1491.8 + 60.3 = 1552.1 \text{ кВт}.$

Значення $\cos \varphi$ при визначеній повній потужності на ділянках мереж 6–35, 35–110 кВ приймається в залежності від відношення $P_{P.d}$ і $P_{P.v}$ по рис. 2.1 [19].

$$\frac{P_{p.d}}{P_{p.v}} = \frac{1444,4}{1552,1} = 0.93; \quad \cos \varphi_d = 0.72; \quad \cos \varphi_v = 0.76.$$

При $K_p = 1.4$ (Табл. 3.8, [19]):

$$S_d = \frac{1,4 \cdot 1444,4}{0,72} = 2807.9 \text{ кВА};$$

$$S_v = \frac{1,4 \cdot 1552,1}{0,76} = 2859.1 \text{ кВА}.$$

За розрахункове навантаження приймається $P_p = 2173 \text{ кВт}$, $S_p = 2859 \text{ кВА}$.

Результати розрахунків заносимо в табл. 2.1

Таблиця 2.1 – Відомості про навантаження і споживачів

№ п/п	Місце розташування ТП	Поряд- ковий номер	Кількість трансфор- маторів, <i>шт</i>	Номіна- льна потуж- ність транс- формато- рів, <i>кВА</i>	Вид навантаження	Шифр наван- тажен- ня	Максимальне навантаження		$\frac{\cos\varphi_D}{\cos\varphi_B}$	S _p , <i>кВт</i>
							P_D/P_z , <i>кВт</i>	P_D/P_z , <i>кВт</i>		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

I. Відомості про навантаження трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ, приєднаних до підстанції “Брунетівка”

	I. Лінія - 1									
1		1	1	100	КБН – 250 <u>залізн.</u>	602	0,5/29	1,5/86	0,9/0,93	92,5
2		2	1	63	КБН – 250 <u>залізн.</u>	602	0,5/23	1,5/69	0,9/0,93	74
3		3	1	63	РММ на 50 трактор.	380	60	30	0,7/0,75	87,1
4		4	1	63	КБН – 250 <u>залізн.</u>	602	0,5/23	1,5/69	0,9/0,93	74
5		5	2	630	Комбінат хлібопродуктів	193	630	630	0,7/0,73	900
	II. Лінія - 2									
1		6	1	100	КБН – 250 <u>залізн.</u>	602	0,5/29	1,5/86	0,9/0,93	92,5
2		7	1	100	КБН – 250 <u>залізн.</u>	602	0,5/29	1,5/86	0,9/0,93	92,5
3		8	2	630	Комбикормовий завод	193	630	630	0,7/0,75	928
4		9	1	25	МТП на 30 тракторів	374	20	10	0,7/0,75	28,6
5		10	1	250	<u>Зернооч. комплекс КЗС- 40</u>	308	190	190	0,7/0,75	271
	III. Лінія - 3									
1		11	1	100	Свинокомплекс на 4000 г.	1	75	45	0,75/0,85	100
2		12	1	25	МТП на 30 тракторів	347	20	10	0,7/0,75	28,6
3		13	1	25	Зерносховище	312	20	10	0,7/0,75	28,6
4		14	1	400	Птахоферма на 50 тис. <u>кур</u>	50	280	280	0,7/0,75	400
	IV. Лінія - 4									
1		15	1	250	Вівцеферма на 5000 голів	66	240	240	0,7/0,75	342
2		16	2	250	МТФ ВРХ на 1200 голів	27	220	220	0,7/0,85	293

Разом: п/ст “Брунетівка” K_p=1.4; P_p=2173 *кВт*; S_p=2859 *кВА*

Продовження Таблиці 2.1

II. Відомості про навантаження трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ, приєднаних до підстанції "Нова Віжва"

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	I. Лінія - 1									
1		1	1	160	КБН – 350 залізн.	611	0,9/79	2/175	0,9/0,93	188
2		2	1	25	МТП на 30 тракторів	373	15	5	0,7/0,75	21,4
3		3	1	400	Птахоферма на 50 тис. кур	50	280	280	0,75/0,85	373
4		4	2	400	Відгодівельник ВРХ на 5000 голів	30	300	260	0,75/0,85	428,6
5		5	1	400	Вівцеферма на 5000 маток	67	370	370	0,75/0,85	528,6
	II. Лінія - 2									
1		6	2	400	МТФ ВРХ на 1200 голів	28	300	300	0,75/0,85	429
2		7	1	250	Насосна станція зрошення	390	200	200	0,8/0,8	250
3		8	1	250	КБН – 350 залізн.	609	3,5/159	6,0/273	0,92/0,96	284
4		9	2	250	МТФ ВРХ на 1200 голів	27	220	220	0,7/0,85	293
5		10	2	630	Комбікормовий завод	193	630	630	0,7/0,75	928
	III. Лінія - 3									
1		11	2	250	МТФ ВРХ на 1200 голів	27	220	220	0,7/0,85	293
2		12	1	63	КБН – 120 залізн.	611	0,9/27	2/60	0,9/0,93	65
3		13	1	63	РММ на 30 тракторів	380	60	30	0,7/0,73	85,8
4		14	1	63	Пункт прийому молока 10 т/зміну	354	45	65	0,75/0,75	87
5		15	1	100	Зерносховище на 2500 т	323	95	95	0,7/0,75	136
6		16	1	250	Зерноток 10 т/год	309	250	250	0,7/0,75	357
	IV. Лінія - 4									
1		17	1	160	Комплекс по відгодівлі свиней на 5000 голів	2	120	65	0,75/0,85	160
2		18	1	100	КБН – 200 залізн.	611	0,9/41,1	2/92	0,9/0,93	99
3		19	1	250	Вівцеферма на 1000 голів	66	240	240	0,7/0,75	342

Разом: п/ст "Нова Віжва" $K_P=1.4$; $P_P=2874$ кВт; $S_P=3992$ кВА

Продовження Таблиці 2.1

III. Відомості про навантаження трансформатора підстанції 10/0.4 кВ, приєднаних до підстанції “Соколище”

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	I. Лінія - 1									
1		1	1	63	КБН – 150 залізн.	602	0,5/17	1,5/52	0,9/0,93	56
2		2	1	40	Пташник із клітинними батареями на 20 тис. кур	157	12	20	0,75/0,85	23,5
3		3	1	63	Комбіпех 10–15 т/зміну	194	65	65	0,7/0,75	86,7
4		4	1	25	МТП на 40 тракторів	374	20	10	0,7/0,75	28,6
5		5	1	100	КБН – 350 залізн.	602	0,5/40	1,5/121	0,9/0,93	130
	II. Лінія - 2									
1		6	1	25	Котельня для опалення двох котлів «Універсал»	384	15	15	0,8/0,9	19
2		7	1	100	Птахофабр. на 10 тис. кур	46	55	55	0,75/0,85	73
3		8	1	250	Зерноток з КЗС-40 продуктивністю 40 т/год	308	190	190	0,7/0,75	272
4		9	1	100	Холодильник для фруктів на 700 т	321	95	95	0,75/0,75	127
5		10	2	630	МТФ ВРХ на 2000 голів	29	375	375	0,75/0,85	500
6		11	1	40	Свинокомплекс на 6000 г.	16	280	230	0,75/0,85	373
7		12	1	25	Вівцеферма ферма на 1000 г.	70	10	200	0,75/0,85	23,5
	III. Лінія - 3									
1		13	1	100	КБН – 350 залізн.	602	0,5/40	1,5/121	0,9/0,93	130
2		14	1	100	Цех по переробці фруктів	333	100	100	0,75/0,8	133
3		15	1	160	Свиноферма на 4000 голів	6	120	90	0,75/0,85	160
4		16	1	25	Овочесховище на 1000 т	315	6	2	0,8/0,8	7,5
5		17	1	100	Сорт. пункт 30 т/год	378	80	50	0,7/0,75	144
6		18	2	250	МТФ ВРХ на 1200 голів	27	220	220	0,7/0,85	293
7		19	1	250	Зерноочисний комплекс з сушаркою КЗС-40	308	190	190	0,7/0,75	271

Разом: п/ст “Соколище” $K_p=1.4$; $P_p=1737$ кВт; $S_p=2286$ кВА

Продовження Таблиці 2.1

IV. Відомості про навантаження трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ, приєднаних до підстанції “Стара Віжівка”

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	I. Лінія - 1									
1		1	1	63	КБН – 150 залізн.	602	0,5/19	1,5/56	0,9/0,93	60,5
2		2	1	63	КБН – 200 залізн.	602	0,5/24	1,5/72	0,9/0,93	77
3		3	1	63	Ремонтно-механічні майстерні	380	60	30	0,7/0,73	85,5
4		4	1	40	Цегельний завод на 3 млн. шт. цегли в рік	369	30	8	0,7/0,75	43
5		5	2	630	Комбінат хлібопродуктів	193	630	630	0,7/0,73	900
6		6	1	250	Насосна ст. для зрошення	390	200	200	0,8/0,8	250
7		7	1	63	Пункт прийому молока 10 т/зміну	354	54	65	0,75/0,75	87
8		8	1	25	Холод. для фруктів на 50 т	318	8	8	0,75/0,75	11
	II. Лінія - 2									
1		9	1	250	Зерноток продуктивністю 10 т/год	309	250	250	0,7/0,75	357
2		10	1	25	Котельня з 4 казанами «Універсал-6»	386	28	28	0,8/0,9	35
3		11	1	100	Зерносховище на 2500 т	323	95	95	0,7/0,75	136
4		12	2	400	Комплекс по вирощуванню і відгодівлі ВРХ на 1200 г.	31	450	340	0,75/0,85	453
5		13	1	100	Репродуктивна свиноферма на 4000 маток	21	90	50	0,75/0,85	120
6		14	2	630	Комбізавод на 60 т/доба	193	650	650	0,7/0,75	928
	III. Лінія - 3									
1		15	1	100	КБН – 350 залізн.	602	0,5/40	1,5/121	0,9/0,93	130
2		16	1	25	МТП на 40 тракторів	374	20	10	0,7/0,75	28,6
3		17	2	630	Птахофабрика м'ясного напрямку на 30000 бройлерів	45	400	400	0,75/0,85	533
4		18	1	25	МТП на 30 тракторів	374	20	10	0,7/0,75	28,6

Разом: п/ст “Стара Віжівка” $K_p=1.4$; $P_p=2522$ кВт; $S_p=3503$ кВА

Продовження Таблиці 2.1

V. Відомості про навантаження трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ, приєднаних до підстанції “Любохини”

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	I. Лінія - 1									
1		1	1	63	КБН – 150 <u>залізн.</u>	602	0,5/19	1,5/56	0,9/0,93	60,5
2		2	1	40	КБН – 200 <u>залізн.</u>	602	0,5/13	1,5/39	0,9/0,93	42
3		3	1	100	Зерносковище на 2500 <i>т</i>	323	95	95	0,7/0,75	136
4		4	2	100	Холодильник для фруктів на 700 <i>т</i>	321	95	95	0,75/0,75	127
5		5	1	25	Котельня з 2 казанами «Універсал-6»	384	15	15	0,8/0,9	19
6		6	1	63	Центральні ремонтно- механічні майстерні	380	60	30	0,7/0,75	86
7		7	1	63	<u>Комбіцех</u> 10 <i>т/зміну</i>	194	65	65	0,7/0,75	93
	II. Лінія - 2									
1		8	1	100	Цех по переробці фруктів	333	100	100	0,75/0,8	133
2		9	1	25	МТП на 40 тракторів	374	20	10	0,7/0,75	28,6
3		10	1	25	Лісопилльний цех з пилорамною Р-65	343	23	2	0,7/0,75	33
4		11	1	40	КБН – 150 <u>залізн.</u>	602	0,5/13	1,5/39	0,9/0,93	42
5		12	2	250	МТФ ВРХ на 1200 г.	27	220	220	0,75/0,85	293
6		13	2	250	МТФ ВРХ на 1200 г.	27	220	220	0,75/0,85	293
	III. Лінія - 3									
1		14	2	250	МТФ ВРХ на 1200 г.	27	220	220	0,75/0,85	293
2		15	1	400	Свинокомплекс на 6000 г.	16	280	230	0,75/0,85	373
3		16	2	400	Птахоферма на 50 тис. <u>кур</u>	50	280	280	0,7/0,75	400
4		17	1	250	<u>Зерноток</u> 10 <i>т/год</i>	309	250	250	0,7/0,75	357
5		18	1	25	Вівцеферма на 1000 голів	70	10	20	0,75/0,85	23,5

Разом: п/ст “Любохини” $K_p = 1.4$; $P_p = 1650$ *кВт*; $S_p = 2291$ *кВА*

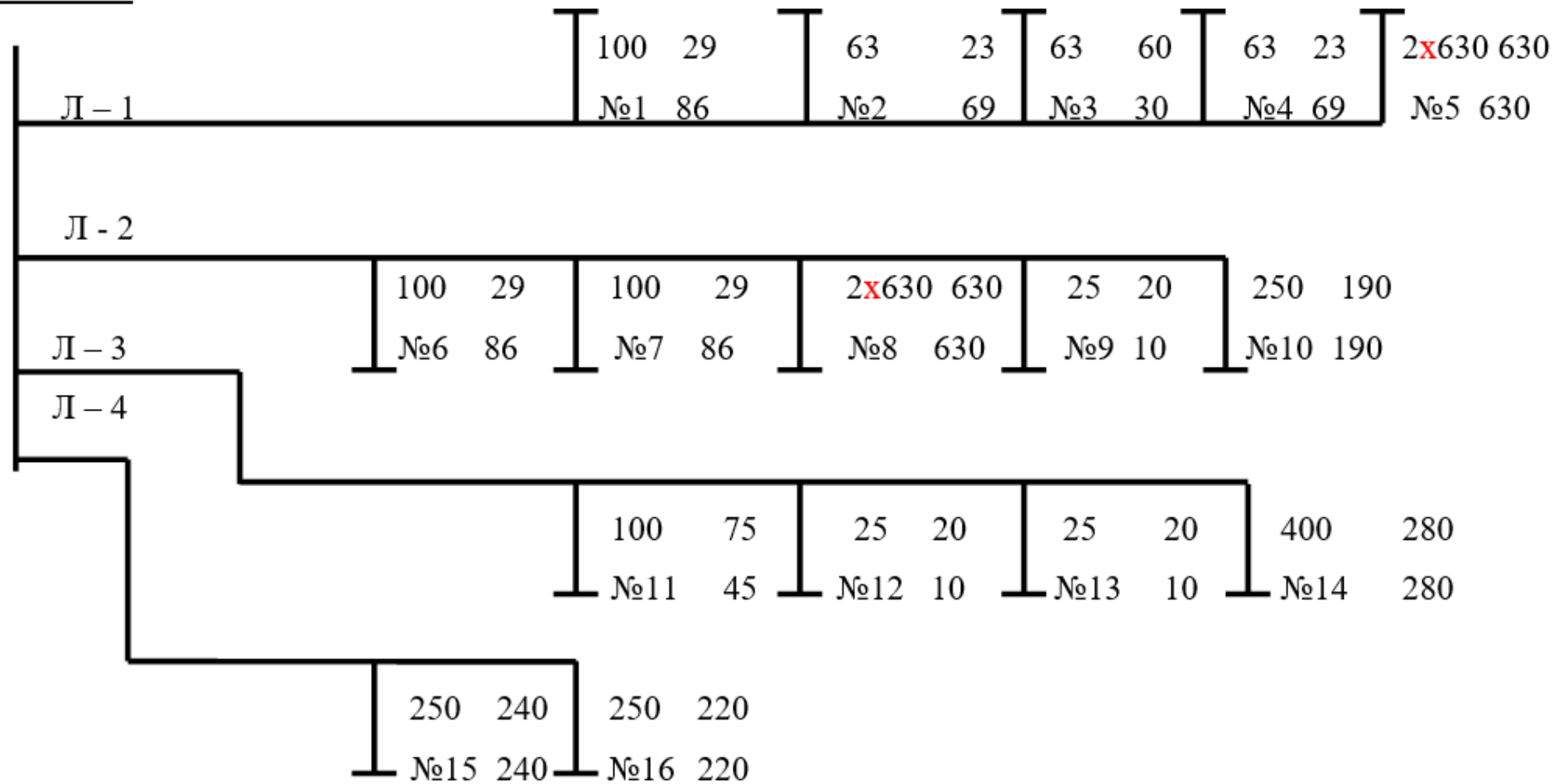
РТП 110/10 кВ

Рисунок 2.6 - Розрахункова схема розподільних мереж 10 кВ, приєднаних до п/ст “Брунетовка”

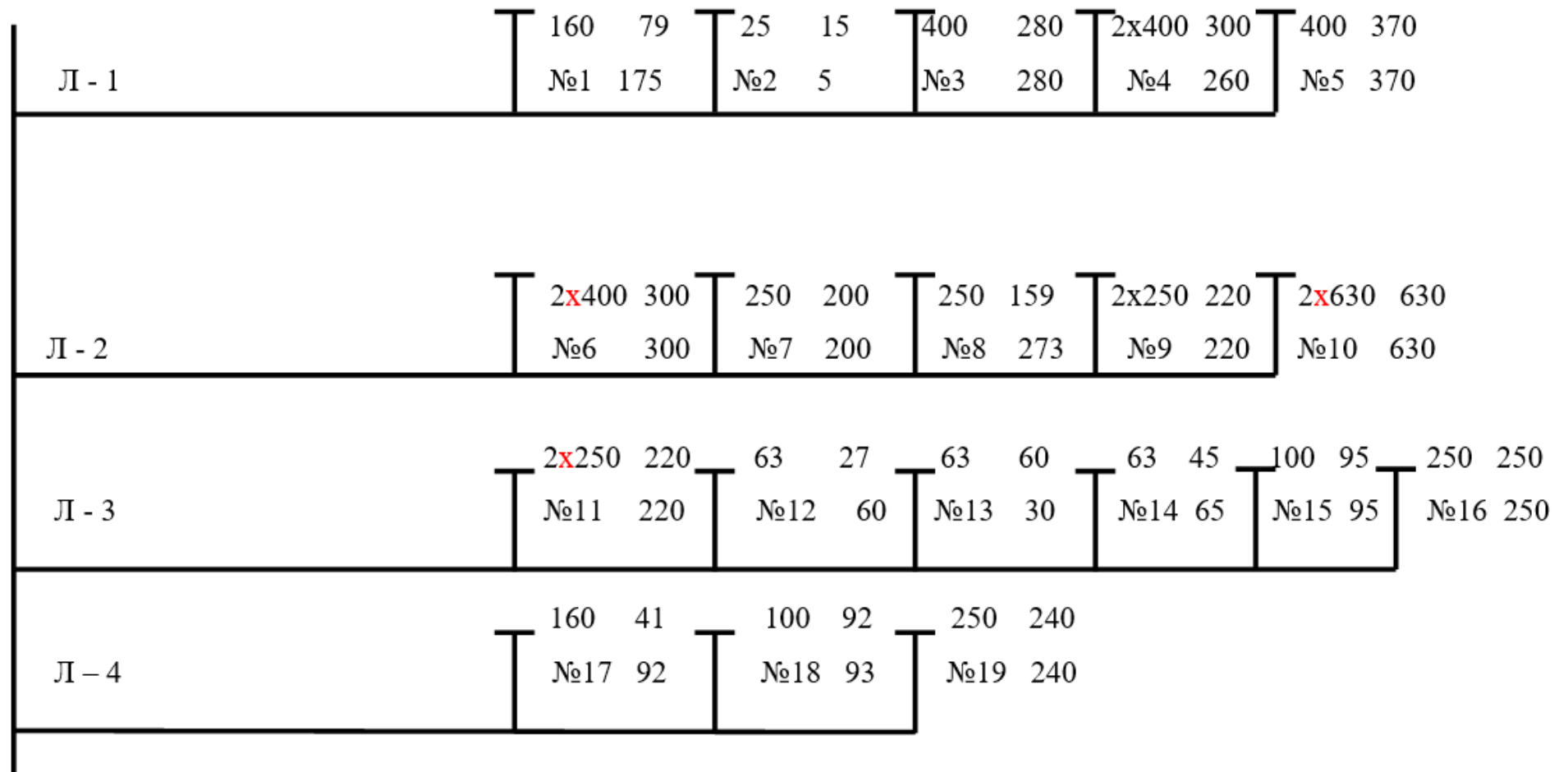
РТП 110/10 кВ

Рисунок 2.7 - Розрахункова схема розподільних мереж 10 кВ, приєднаних до п/ст “Ноова Вижва”

РТП 110/10 кВ

Л – 1	63 17		40 12		63 65		25 20		100 40					
	№1 52		№2 20		№3 65		№4 10		№5 121					
Л – 2	25 15		100 55		250 190		100 95		2x630 375		2x250 280		25 10	
	№6 15		№7 55		№8 190		№9 95		№10 375		№11 230		№12 20	
Л – 3	100 40		100 100		160 120		25 6		100 80		2x250 220		250 190	
	№13 121		№14 100		№15 90		№16 2		№17 50		№18 220		№19 190	

Рисунок 2.8 - Розрахункова схема розподільних мереж 10 кВ, приєднаних до п/ст “Соколище”

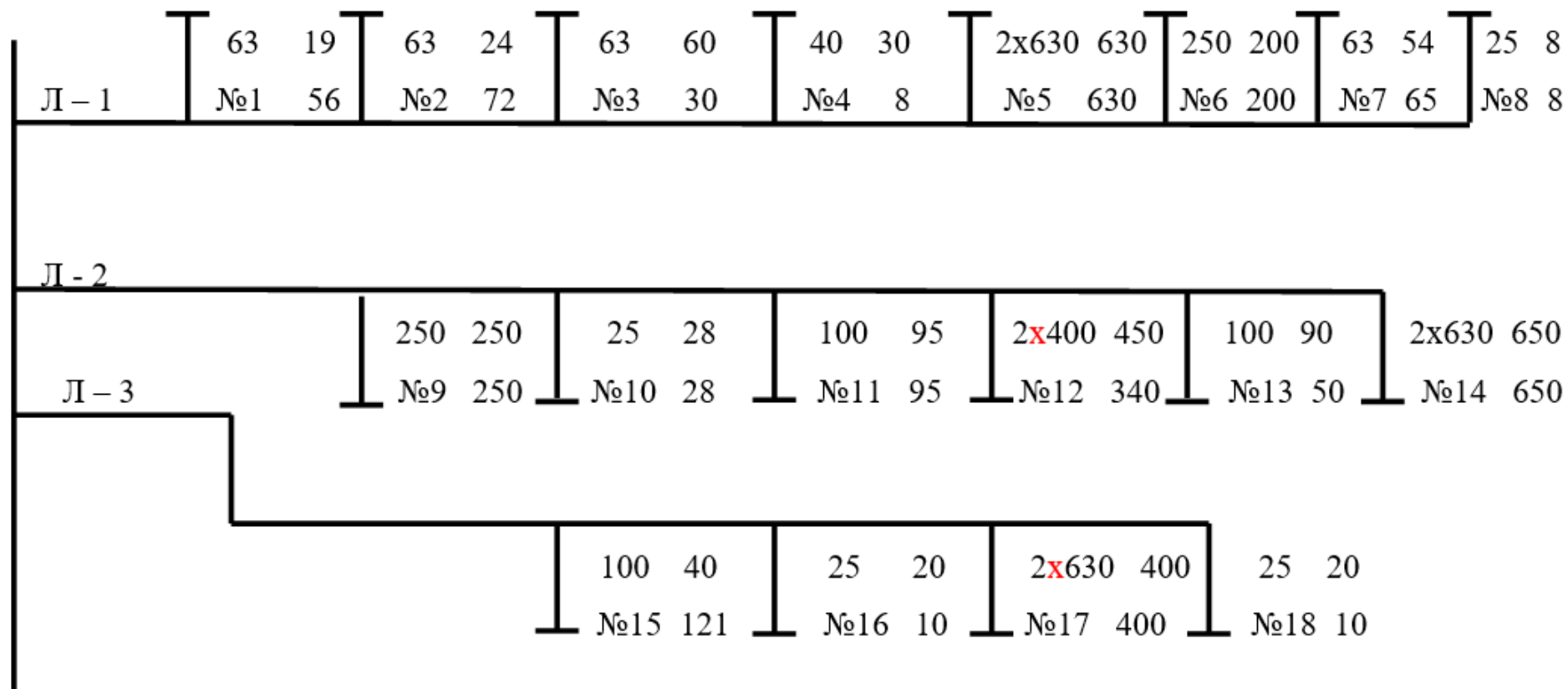
РТП 110/10 кВ

Рисунок 2.9 - Розрахункова схема розподільних мереж 10 кВ, приєднаних до п/ст “Стара Виживка”

РТП 110/10 кВ

Л – 1	63 19 №1 56	40 13 №2 39	100 95 №3 95	2x100 95 №4 95	25 15 №5 15	63 60 №6 30	63 65 №7 65
Л – 2	100 100 №8 100	25 20 №9 10	25 23 №10 2	40 13 №11 39	2x250 220 №12 220	2x250 220 №13 220	
Л – 3	2x250 220 №14 220	400 280 №15 230	2x400 280 №16 280	250 250 №17 250	25 10 №18 20		

Рисунок 2.10 - Розрахункова схема розподільних мереж 10 кВ, приєднаних до п/ст “Любохини”

2.3 Вибір напруги і схеми електропостачання сільгоспрайону

Система централізованого електропостачання включає мережі трьох типів: *мережі живлення*, що складаються з лінії електропередачі 35–110 кВ; *розподільні мережі напругою вище 1 кВ*, що включають лінії напругою 35–6 кВ і *розподільні мережі нижче 1 кВ*, що складаються з лінії напругою 0.38 кВ [20].

Вибір схем електропостачання включає вибір номінальних напруг мережі, її конфігурацію, вибір і розміщення трансформаторних підстанцій різних напруг, схеми їх розподілу до джерел живлення.

Конфігурація схем електричних мереж залежить від ряду факторів, в тому числі від числа, розміщення електричних навантажень і категорії по надійності електропостачання споживачів, числа і розміщення опорних підстанцій енергосистем.

Доцільно передбачати, щоб конфігурація і параметри мереж забезпечували можливість наступного розвитку без серйозних змін.

Обрані мережі повинні бути пристосовані до різних режимів роботи при зміні навантаження, а також в післяаварійних ситуаціях.

Вибір варіантів схеми електропостачання

Передбачається поєднання напруг мереж живлення і розподільних мереж.

Варіант I – 110/10 кВ із двокільцевими радіальними лініями електропередачі;

Варіант II – 35/10 кВ із двокільцевими радіальними лініями електропередачі;

Визначається значення допустимого сумарного відхилення напруги для всіх ланок передачі по заданому режиму рівнів напруги джерела живлення по прийнятому режиму регулювання напруги на трансформаторах.

На шинах 35 і 110 кВ джерела живлення здійснюється зустрічне регулювання напруги: при максимумі навантаження $U_C = 1.05U_H$, при 25% навантаження $U_C = U_H$.

Сумарні допустимі втрати напруги визначаються згідно [21], знаючи закон регулювання напруги на джерелі живлення і приймаючи орієнтовно межі регулювання напруги на трансформаторах із РПН 8% і виходячи з допустимих відхилень напруги в споживача, дані заносяться в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 - Відхилення напруги при живленні споживачів сільськогосподарського району від шин 110/35 кВ

Елементи установки	Відхилення напруги			
	Найбільш віддалена ТП		Найближча ТП	
	При навантаженні, %			
	100	25	100	25
1. Шини 110 ÷35 кВ	+5	0	+5	0
2. Мережі напругою 110 ÷35 кВ	-4	-1,0	-4	-1,0
3. Трансформатор 110 ÷35/10 кВ надбавки	+5	+5	+5	+5
4. Втрати	-4	-1	-4	-1
4. Мережа напругою 10 кВ	-3	-0,75	0	0
5. Трансформатор 10/0.4 кВ надбавки	+2,5	+2,5	+2,5	+2,5
6. Мережа напругою 0.4 кВ	-2,5	0	-5,5	0
	-5	+3,75	-5	+4,5

Визначаємо центр навантажень району. З аналізу розрахункових навантажень господарств району випливає, що центрами зосередження навантажень необхідно вважати населені пункти с. Любохини, с. Соколище, м. Стара Виживка, с. Брунетівка, смт. Нова Вижива. При цьому місто Стара Вижива знаходиться недалеко від центру живлення, тобто поряд з Рівненською атомною електро-станцією.

Визначаємо орієнтоване значення втрати напруги мережі живлення згідно табл. 2.3 $\Delta U_{\Pi}=4\%$. Допустима втрата напруги в розподільній мережі 10 кВ і 0.4 кВ складе $\Delta U_{\Sigma p}=5.5\%$.

Вибираємо оптимальне значення приведеної густини струму для розподільної мережі вище 1000 В. Визначаємо коефіцієнт динаміки росту навантажень. Методичні вказівки до техніко-економічних розрахунків при виборі схем і параметрів електричних мереж рекомендують визначати коефіцієнт росту навантажень за наступною наближеною формулою:

$$\alpha_t = \sqrt{0,15 + 0,25 \cdot (S_1 + 0,3)^2 + 0,35(S_t + 0,1)^2} \quad (2.6)$$

де S_1 – розрахункова потужність першого року експлуатації мереж, віднесена до розрахункової потужності п'ятого року S_P ;

S_t – найбільша розрахункова потужність за межами п'ятого року експлуатації віднесена до S_P ;

При $S_1=0,5$; $S_t=1,0$; $\alpha_t=0.86$. Оптимальне значення приведеної густини струму для поєднання напруги 110/10 кВ згідно [21] $j_{np}=0.76$.

Визначаємо економічний радіус розподільної мережі вище 1000 В.

$$R_E = \frac{10 \cdot \Delta U_{\Sigma P} \cdot U_P}{\sqrt{3} \cdot K_P \cdot \alpha_P \cdot \gamma_{np}}, \quad (2.7)$$

де U_P – лінійна напруга розподільної мережі, кВ;

K_P – коефіцієнт, що враховує криволінійність дороги;

α_P – коефіцієнт, що враховує параметри опору лінії і $\cos \varphi$, $\alpha_P=1.0$ [21].

$$R_E = \frac{10 \cdot 5,5 \cdot 10}{1,73 \cdot 1,2 \cdot 1,07 \cdot 21} = 12 \text{ км}$$

Визначається доцільне число підстанцій районного значення відповідно до джерел [10], [12].

$$N = P_{P3} \sqrt{\frac{X_P (\Pi_P + \gamma_{np}^2)}{\left(\Phi_P + \frac{\Delta U_{\Sigma P}}{j_{np}} \right) \cdot \Delta U_{\Sigma P} \cdot P_{op} \cdot \cos \varphi}}, \quad (2.8)$$

де P_{P3} – розрахункове перспективне навантаження району, кВт;

P_{OP} – густина навантаження сільськогосподарського району, кВт/км²;

X_P , Π_P , Φ_P – параметри, обумовлені поєднанням напруг, динамікою навантажень, втратами енергії, економічними показниками. Параметри шукаємо за [21]

$$P_{OP} = \frac{P_{P3}}{S_P}, \quad (2.9)$$

де S_P – площа району, км².

$$P_{OP} = \frac{9860,4}{3670} = 2.69 \text{ кВт/км}^2$$

$$N = 9860 \sqrt{\frac{13,6 \cdot 10^{-6} (0,98 + 0,72^2)}{\left(5 + \frac{5,5}{0,76}\right) * 5,5 * 2,69 * 0,9}} = 3.94$$

Визначаємо місцезнаходження районних понижуючих підстанцій. Для цієї мети кола радіуса R_E накладаємо на карту району з таким розрахунком, щоб у зоні кіл виявилось максимальне число населених пунктів, і центр круга збігався з населеним пунктом, що має максимальне навантаження.

У межах економічного кола намічаємо число фідерів і конфігурацію розподільної мережі для електропостачання населених пунктів. При цьому враховуємо, що район електрифікації має у своєму розпорядженні сучасне, високо-розвинуте сільськогосподарське виробництво зі споживачами першої і другої категорії за умовами надійності електропостачання. Лінії живлення 110–35 кВ в обраних варіантах вибираємо двокільцевими.

Вибір силових трансформаторів

При виборі варіантів електропостачання в першу чергу необхідно з'ясувати, чи можна застосовувати однострансформаторну підстанцію. Установка двох трансформаторів на підстанції обов'язкова, коли хоча б одна з ліній напругою 10 кВ, що відходять від розглянутої підстанції, які живлять споживачів першої і другої категорії надійності електропостачання, не може бути зарезервована від сусідньої підстанції 35–110 кВ, що має незалежне живлення з розглянутої; розрахункове навантаження підстанції вимагає установки трансформатора потужністю 6300 кВА; від шин 10 кВ відходять шість і більше ліній напругою 10 кВ відстань між сусідніми підстанціями більш 15 км [22]. Згідно перерахованих умов для усіх варіантів електропостачання вибираються двотрансформаторні підстанції на напругу 35–110 кВ.

Вибір типів трансформаторів

На РТП 35–110 кВ сільських електричних мереж встановлюють трансформатори ТМН з автоматичним регулюванням напруги під навантаженням (РПН).

На споживчих підстанціях 10 кВ встановлюють трансформатори типу ТМ із переключенням без навантаження, з переключенням відгалужень обмотки вищої напруги при відключеному трансформаторі і межами регулювання $\pm 2 \times 2.5\%$.

Вибір потужності трансформаторів

Відповідно до рекомендацій по проектуванню електропостачання сільсько-го господарства потужність трансформаторів напругою 110–10 кВ на підстанціях визначають економічним інтервалом навантаження. Для трансформаторних підстанцій достатньою умовою для вибору служить вираз:

$$S_{EH} \leq S_P \leq S_{EV} \quad (2.10)$$

де S_{EH} і S_{EV} – відповідно нижня і верхня границя інтервалів навантаження для трансформатора прийнятої номінальної потужності, кВА, таб. 7.1... 7.2 [19];

S_P – розрахункове навантаження підстанції, кВА.

Приклад розрахунку. Споживач – комбикормовий цех на 15 т у зміну, споживач III категорії надійності електропостачання, $S_P = 86.7$ кВА; потужність трансформатора для ТП 10/0.4 кВ вибирається за табл. 7.2 [19] і вона складе 63 кВА. Аналогічно вибираються однострансформаторні підстанції 10/0.4 кВ. Дані вибору заносимо в табл. 2.2

Номінальна потужність трансформаторів для двотрансформаторних підстанцій визначають за умовами їхньої роботи як у нормальному, так і в післяаварійному режимах. *Нормальним* режимом вважається робота обох трансформаторів, кожний на свою секцію; *післяаварійним* – робота одного трансформатора на обидві секції. Потужність трансформаторів у нормальному режимі при рівномірному їх навантаженні для підстанції напругою 35–110 кВ і 10 кВ вибирається, виходячи з вимоги:

$$S_{EH} < 0.5 \cdot S_P < S_{EV} \quad (2.11)$$

де S_{EH} і S_{EV} – відповідно нижня і верхня границі інтервалів навантаження для трансформатора прийнятої номінальної потужності (табл. 7.1 ... 7.2, [19]);

S_P – розрахункове навантаження підстанції, кВА.

У післяаварійному режимі потужність трансформатора відповідній умові (1.11) перевіряють з урахуванням можливих варіантів резервування споживачів по мережах низької напруги.

$$S_{\text{НОМ}} = S_{\text{Р}} / K_{\text{ПЕР}} \quad (2.12)$$

де $K_{\text{ПЕР}}$ – коефіцієнт аварійних допустимих перевантажень, вибирається по табл. 7.3 [19].

Знаючи $K_{\text{ПЕР}}$ для трансформаторів з вищою напругою 110–35 кВ, знаходять по кривих їх навантажувальну здатність [19].

Приклад розрахунку. Варіант I, підстанція “Нова Вижва” з трансформаторами $U=110$ кВ. Розрахункове навантаження $S_{\text{Р}}=3992$ кВА відповідно до умови вибору (2.12), потужність трансформатора в після-аварійному режимі визначається

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{3992}{1,5} = 2661,3 \text{ кВА}$$

Вибираємо два трансформатори типу ТМН 4000/110.

Аналогічно вибираємо потужність трансформаторів на інших підстанціях, дані заносимо в табл. 2.3

Таблиця 2.3 - Силові трансформатори

Підстанція	Варіант I		Варіант II	
	Тип трансформатора	К-ть	Тип трансформатора	К-ть
1. Любохини	ТМН 1600/110	2	ТМН 1600/110	2
2. Брунетівка	ТМН 2500/110	2	ТМН 2500/110	2
3. Нова Вижва	ТМН 4000/110	2	ТМН 4000/110	2
4. Соколище	ТМН 1600/110	2	ТМН 1600/110	2
5. Стара Вижівка	ТМН 2500/110	2	ТМН 2500/110	2

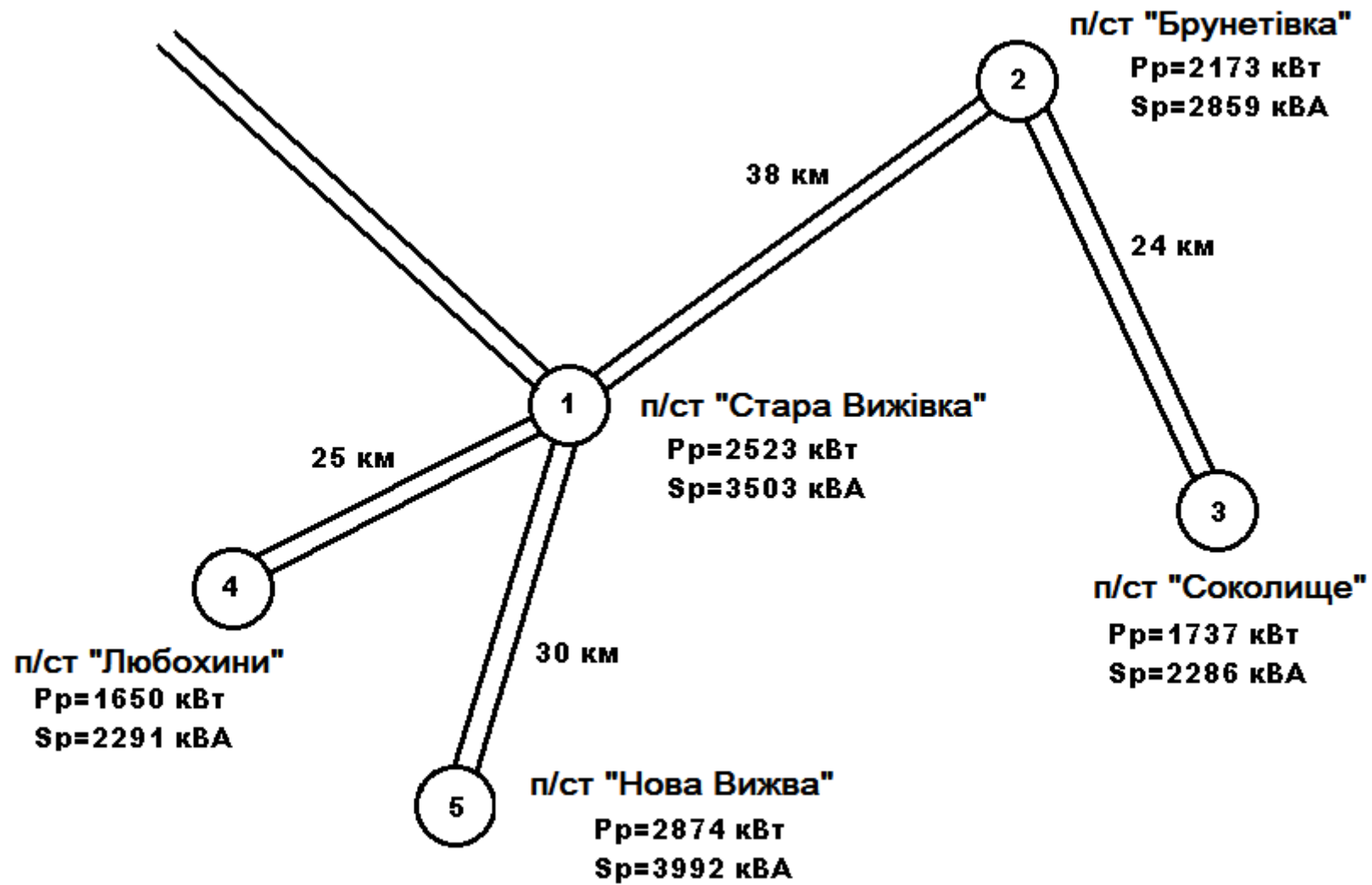


Рисунок 2.11 - Варіант I напругою 110/10 кВ з двокільцевими радіальними лініями електропередач

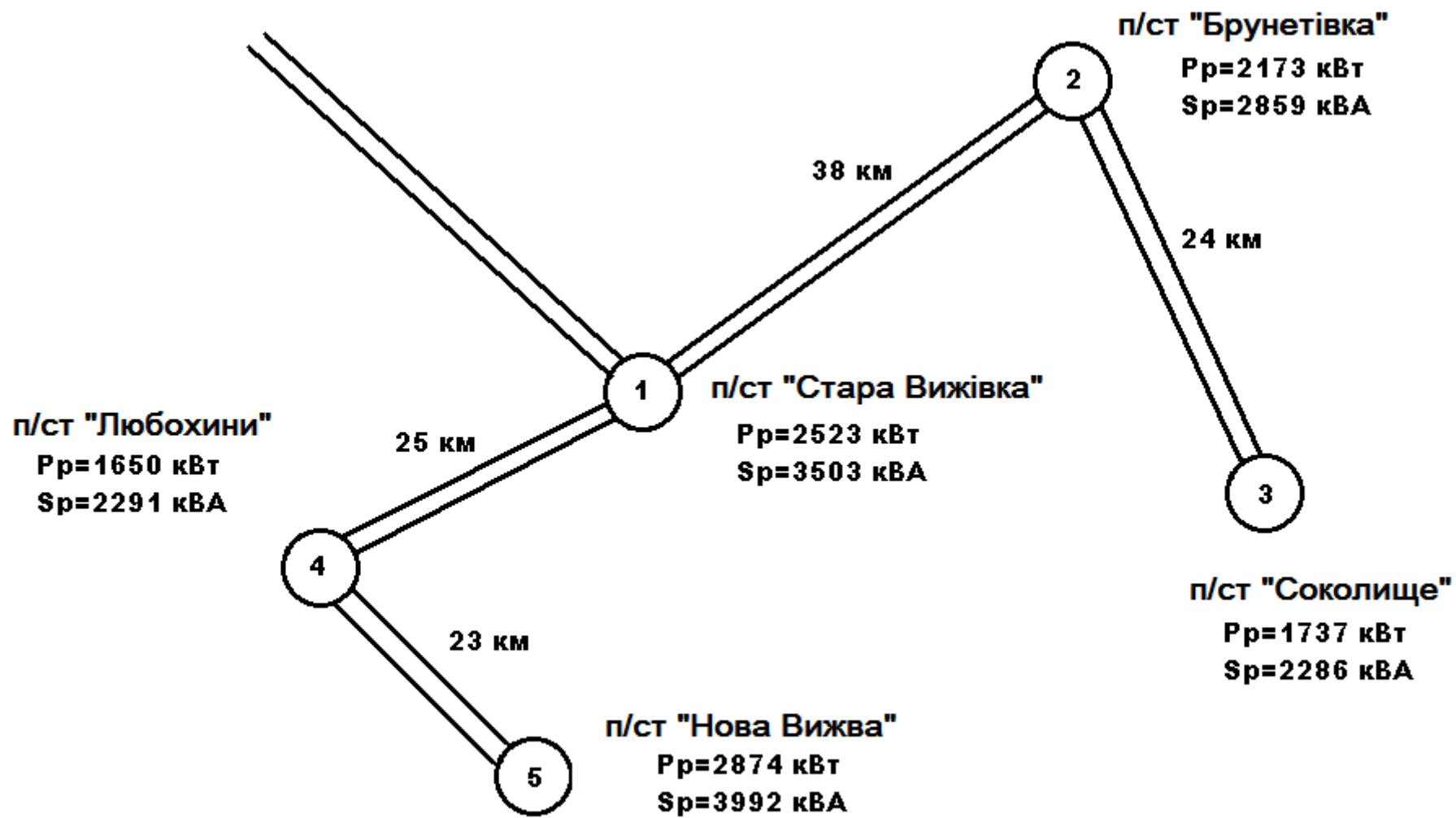


Рисунок 2.12 - Варіант I напругою 110/10 кВ із двокільцевими радіальними лініями електропередач

Визначення січення проводів ліній живлення електропередач

Розрахунок лінії живлення 0 – 1, схема якої приведена на рис. 2.13

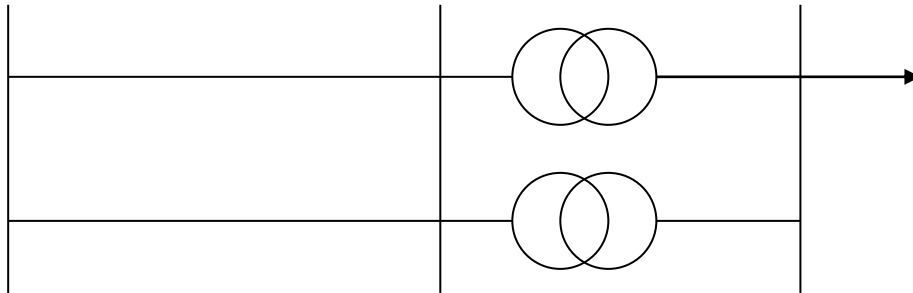


Рисунок 2.13 - Схема до розрахунку лінії живлення 0 – 1

Розраховується січення проводів ЛЕП, для чого вибирається економічна густина струму j при $T_{MAX}=3000 \text{ год}$ [18]: $j = 1.3 \text{ А/мм}^2$.

$$F_{EK} = \frac{I_P}{j}, \quad (2.13)$$

де F_{EK} – січення проводу, мм^2 ;

I_P – розрахунковий струм, A .

$$I_P = \frac{P_{MAX}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{9.86 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0.8} = 64.7 \text{ A} \quad (2.14)$$

$$F_{EK} = \frac{64.7}{1.3} = 49.8 \text{ мм}^2$$

Для споживачів I – ой категорії приймаємо двоколову лінію

$$F'_{EK} = \frac{F_{EK}}{2} = \frac{49.8}{2} = 24.9 \text{ мм}^2, \quad (2.15)$$

За умовами коронування для лінії електропередачі напругою 110 kV вибирається провід АС–70 [18].

Склавши схему заміщення рис. 2.14, визначаються постійні її значення для проводу АС–70 [18]:

$$r_o = 0.45 \text{ Ом/км};$$

$$X_o = 0.44 \text{ Ом/км};$$

$$B = 2.47 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}^{-1}/\text{км}.$$

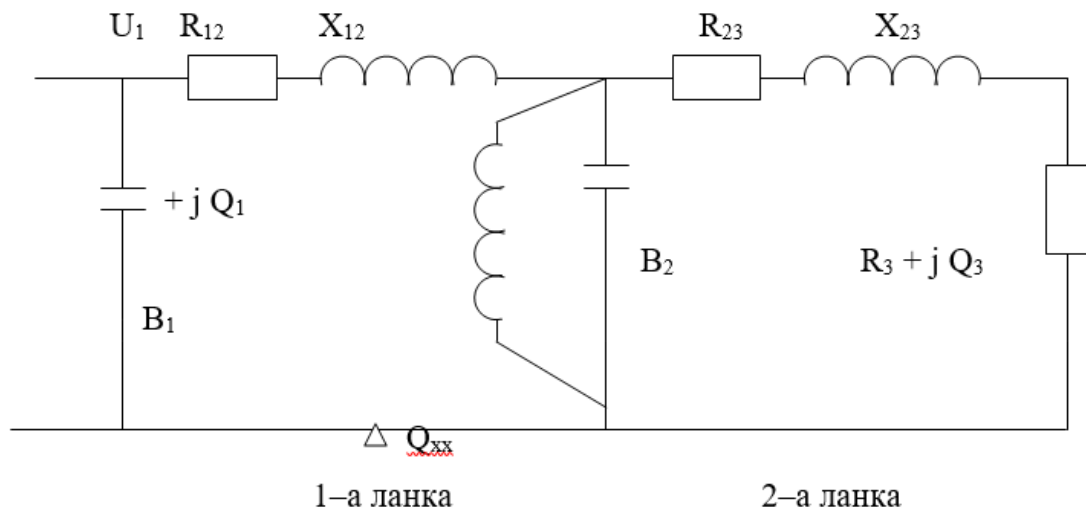


Рисунок 2.14 - Схема заміщення лінії живлення 0 – 1

Опори повітряних ліній електропередач визначаються по формулах:

$$R_{12} = \frac{r_0 \cdot l}{2} = \frac{0,45 \cdot 50}{2} = 11,25 \text{ Ом}, \quad (2.16)$$

$$X_{12} = \frac{X_o \cdot l}{2} = \frac{0,44 \cdot 50}{2} = 14,3 \text{ Ом}, \quad (2.17)$$

де L – довжина лінії, км;

r_0 – питомий активний опір проводу, Ом/км;

x_0 – питомий індуктивний опір проводу Ом/км.

Визначаємо ємнісну провідність лінії:

$$B_1 = B_2 = \frac{B_0 \cdot 2L}{2} = \frac{2,74 \times 10^{-6} \cdot 2 \cdot 50}{2} = 1,37 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}^{-1}, \quad (2.18).$$

де B_0 – питома ємнісна провідність, Ом⁻¹/км.

Визначаються активний і індуктивний опори трансформаторної підстанції

$$R_{23} = \frac{P_k \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot n} = \frac{0,022 \cdot 110^2}{2,5^2 \cdot 2} = 21,3 \text{ Ом}, \quad (2.19)$$

де P_k – втрати короткого замикання, кВт;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга вищого порядку, кВ;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна каталожна потужність, мВА.

$$X_{23} = \frac{U_k \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}} \cdot n} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 2,5 \cdot 2} = 254,1 \text{ Ом}, \quad (2.20)$$

де U_k – напруга короткого замикання, %; n – число трансформаторів.

Визначається реактивна потужність холостого ходу групи n -трансформаторів:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_o \cdot S}{100} \cdot n = \frac{1,5 \cdot 2500}{100} \cdot 2 = 75 \text{ кВАр}, \quad (2.21)$$

де I_o – струм неодруженого ходу, %;

Розраховується лінія електропередач по ланках рис. 2.14.

Друга ланка. За умовою розрахунку активна потужність споживача наприкінці ланки $P_3 = 2.525 \text{ МВт}$, коефіцієнт потужності $\cos \varphi = 0.8$.

Тоді реактивна потужність визначається за формулою:

$$Q_3 = P_3 \cdot \operatorname{tg} \varphi = 2.525 \cdot 0.75 = 1.894 \text{ МВАр} \quad (2.22)$$

Втрати потужності в другій ланці:

$$\Delta P_2 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2} \cdot R_{23} = \frac{2,525^2 + 1,894^2}{110^2} \cdot 21.3 = 0.018 \text{ МВт}. \quad (2.23)$$

Втрати реактивної потужності визначаються:

$$\Delta Q_2 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2} \cdot X_{23} = \frac{2,525^2 + 1,894^2}{110^2} \cdot 254.1 = 0.215 \text{ МВАр} \quad (2.24)$$

Втрати напруги в ланці, подовжня складова:

$$\Delta U_2 = \frac{P_3 \cdot R_{23} + Q_3 \cdot X_{23}}{U_3} = \frac{2,525 \cdot 21,3 + 1,894 \cdot 254,1}{110} = 4.86 \text{ кВ}, \quad (2.25)$$

поперечна складова:

$$\delta U_2 = \frac{P_3 \cdot X_{23} - Q_3 \cdot R_{23}}{U_3} = \frac{2,525 \cdot 21,3 - 1,894 \cdot 254,1}{110} = -3.9 \text{ кВ}. \quad (2.26.)$$

Визначимо потужність і напругу на початку другої ланки:

$$P_2 = P_3 + \Delta P_3 = 2,525 + 0.018 = 2,543 \text{ МВт};$$

$$Q_2 = Q_3 + \Delta Q_3 = 1,894 + 0,215 = 2,109 \text{ МВАр};$$

$$U_3 = \sqrt{(U_3 + \Delta U_2)^2 + \delta U_2^2} = 114,93 \text{ кВ}. \quad (2.28)$$

Дані, отримані при розрахунку, зводимо в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Розрахунок ліній електропередачі по ланках

№ ланки	Напруга на кінці ланки, κB	Потужність на кінці ланки		Втрати потужності		Втрати напруги		Потужність на початку ланки		Напруга на початку ланки, κB
		P, MBm	$Q, MBAp$	$\Delta P, MBm$	$\Delta Q, MBAp$	$\Delta U, \kappa B$	$\delta U, \kappa B$	P, MBm	$Q, MBAp$	
2	110	2,525	1,894	0,018	0,215	4,86	-3,9	2,543	2,109	114,9
1	114,9	2,543	1,09	0,0065	0,0063	0,35	0,14	2,55	1,096	115,25

Перша ланка. Активна потужність наприкінці ланки $P_1 = 14,555 MBm$. Реактивна потужність розраховується з врахуванням втрати потужності трансформатора на холостому ходу і зарядній потужності лінії Q_c :

$$Q_c = BU^2 \quad (2.29)$$

$$Q_c = Q'_2 + Q_{xx} \frac{U'_1}{U_1} - B_2 U_1^2 = 2,103 + 0,075 \frac{114,9}{110} - 1,37 \cdot 10^{-6} \cdot 114,9^2 = 1,09 MBAp \quad (2.30)$$

Втрати потужності в ланці:

$$\Delta P_1 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_1^2} \cdot R_{12} = \frac{2,543^2 + 1,09^2}{114,9^2} \cdot 11,25 = 0,0065 MBm. \quad (2.31)$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_2^2} \cdot X_{12} = \frac{2,543^2 + 1,09^2}{114,9^2} \cdot 11 = 0,0063 MBAp \quad (2.32)$$

Втрати напруги в ланці:

$$\Delta U_1 = \frac{P_1 \cdot R_{12} + Q_1 \cdot X_{12}}{U_2} = \frac{2,543 \cdot 11,25 + 1,09 \cdot 11}{114,9} = 0,35 \kappa B \quad (2.33)$$

$$\delta U_1 = \frac{P_1 \cdot X_{12} - Q_1 \cdot R_{12}}{U_2} = \frac{2,543 \cdot 11 - 1,09 \cdot 11,25}{114,9} = 0,14 \kappa B \quad (2.34)$$

Потужність і напруга на початку першої ланки визначається:

$$P_1 = P_2 + \Delta P_1 = 2,543 + 0,0065 = 2,55 MBm. \quad (2.35)$$

$$Q_1 = Q_2 + \Delta Q_1 = 1,09 + 0,0063 = 1,096 MBAp$$

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_1)^2 + \delta U_1^2} = \sqrt{(114,9 + 0,35)^2 + 0,14^2} = 115,25 \kappa B. \quad (2.36)$$

Отримані розрахункові дані заносимо в табл. 2.4.

Коефіцієнт корисної дії передачі

$$\eta = \frac{P_3}{P_1} = \frac{2,525}{2,55} = 0.99, \quad (2.37)$$

при цьому $\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_1}{P_1} = \frac{1,096}{2,550} = 0.43, \quad (2.38)$

звідки визначаємо $\cos \varphi = 0.92$.

Загальна втрата напруги в лінії:

$$\Delta U \% = U_1 - U_3 = 115,25 - 110 = 5,25 \text{ кВ або } 4.8\% \quad (2.39)$$

Таким чином вибрана потужність і тип трансформатора, а також січення $(3 \times 70) \text{ мм}^2$ і марка проводів АС забезпечують передачу запланованої розрахованої потужності з досить високим ККД передачі $\eta = 0.99$.

Дані розрахунків заносимо в табл. 2.5.

Визначення січення проводів розподільної мережі напругою 10 кВ

Методика визначення передбачає вибір проводу за еквівалентною потужністю $S_{\text{екв}}$, а не по проєктною, яка настає в кінці розрахункового терміну, через 5...7 років. Визначаємо розрахункове максимальне навантаження S_{max} на даній ділянці лінії. Різні схеми мережі 10 кВ приведені на рис. 2.15 - 2.20.

Визначається еквівалентне навантаження по формулі:

$$S_{\text{екв}} = S_{\text{max}} \cdot K_d, \quad (2.40)$$

де K_d – коефіцієнт, що враховує динаміку росту навантажень для ново споруджених мереж, $K_d = 0,7$ [24].

За таблицями [24] попередньо визначаємо січення проводів для кожної ділянки ліній. Визначаємо втрату напруги при обраних січеннях для потужності розрахункового року S_{max} . Якщо втрати напруги перевищують допустиму, то на ряді ділянок, починаючи з головних, беруть більші додаткові січення з тих же таблиць додатку [24]. Розрахунок закінчуємо перевіркою втрати напруги в лінії, що на повинна перевищувати допустиму.

Усі розрахунки по розподільній мережі 10 кВ зведено в табл. 2.6

Таблиця 2.5 - Розрахунок лінії живлення напругою 35÷110 кВ

Номер розрахункової ділянки	Сумарна потужність ділянки $S_{\Sigma p} = \sum S_{p1}, \text{кВА}$		Розрахункова потужність ділянки $S_p = K_{\text{одн}} \cdot \sum S_{p1}$	Марка і січення проводу	Довжина розрахункової ділянки L, км	Втрати напруги на розрахунковій ділянці
1	2	3	4	5	6	7
<i>Варіант I</i>						
0-1	14941	0,8	11953	АС - 70	50	0,9
1-2	7495	0,8	5996	АС - 70	38	0,35
1-4	2291	1	2291	АС - 70	25	0,11
1-5	2286	1	2286	АС - 70	30	0,1
2-3	3992	1	3992	АС - 70	24	0,2
<i>Варіант II</i>						
0-1	14941	0,8	11953	АС – 70	50	0,9
1-2	7495	0,8	5996	АС – 70	38	0,35
1-4	4577	0,8	3662	АС – 70	25	0,14
4-5	2286	1	2286	АС – 70	23	0,1
2-3	3992	1	3992	АС – 70	24	0,2

Таблиця 2.6 - Розрахунок мереж напругою 10 кВ

Номер розрахунко- вої ділянки	Сумарна потужність ділянки $S_{\Sigma p} = \sum S_{pi}, \text{кВА}$	Розрахункова потужність ділянки $S_p, \text{кВА}$	Еквівалентна потужність ділянки $S_{екв} = S_p \cdot K_d, \text{кВА}$	Марка і січення проводу	Довжина розрахункової ділянки $L, \text{км}$	Втрати напруги на розрахунковій ділянці $\Delta U, \%$
п/ст «Брунетівка»						
Л – 1	1105	884	619	А – 50	14,5	8,7
Л – 2	1253	1002	701	А – 50	12,4	7,2
Л – 3	494	395	277	А – 50	11,0	5,6
Л – 4	575	460	322	А – 35	8,2	3,1
п/ст «Нова Вишва»						
Л – 1	1363	1090	763	А – 50	12,6	7,3
Л – 2	2029	1623	1136	АС – 70	11,0	7,8
Л – 3	900	720	504	А – 50	13,8	8,8
Л – 4	531	425	298	А – 50	11,0	5,9
п/ст «Соколище»						
Л – 1	334	267	187	А – 50	10,6	4,4
Л – 2	1225	980	686	АС – 70	18,2	5,4
Л – 3	966	773	541	А – 50	16,0	8,2
п/ст «Стара Вишівка»						
Л – 1	1326	1061	743	АС – 70	21,8	7,3
Л – 2	1766	1413	989	АС – 70	14,9	8,1
Л – 3	675	540	378	А – 50	15,3	6,1
п/ст «Любохини»						
Л – 1	494	395	277	А – 50	19,7	6,2
Л – 2	739	591	414	А – 50	20,2	8,2
Л – 3	1250	1000	700	АС – 70	19,7	4,8

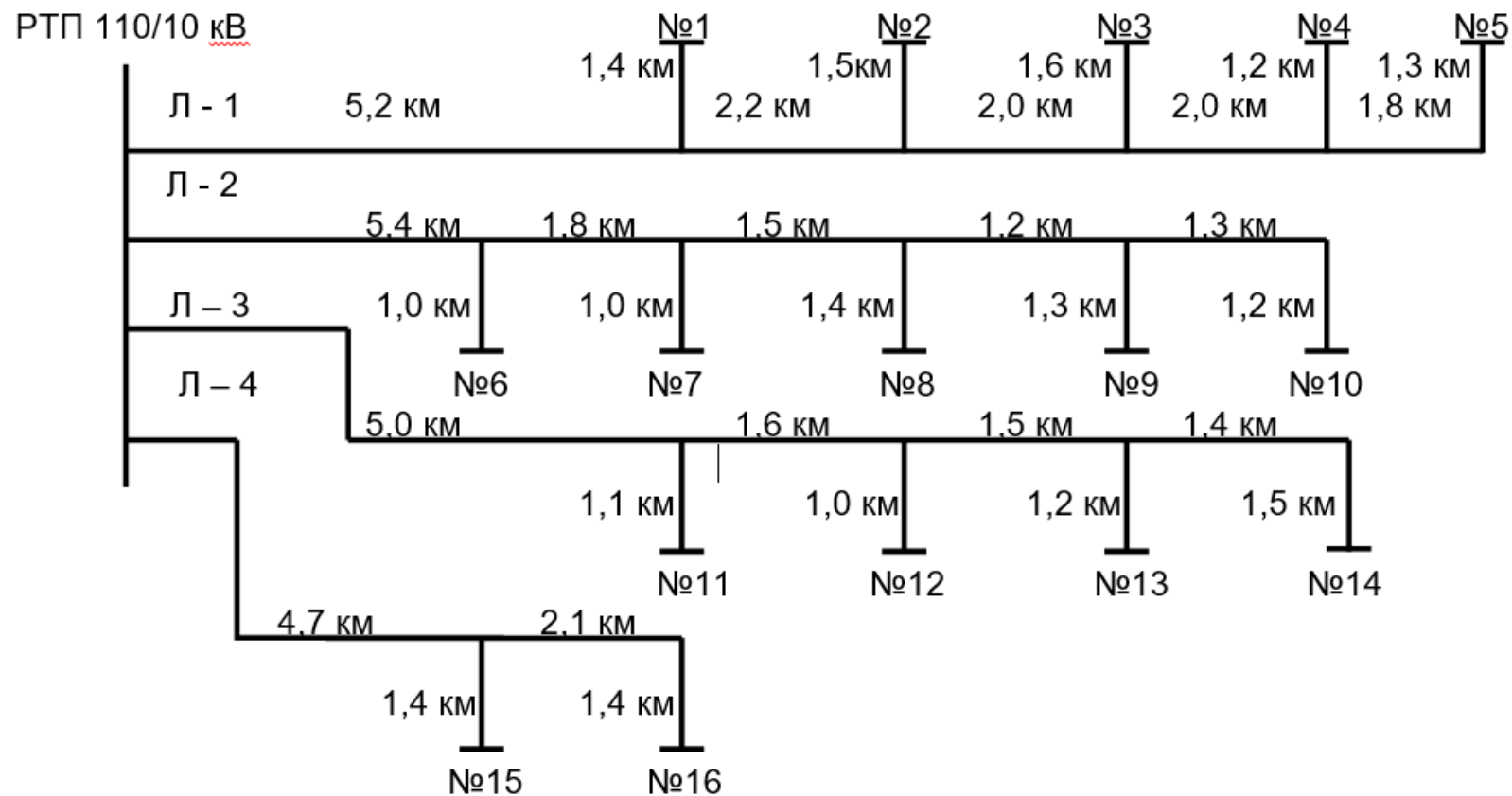


Рисунок 2.15 - Розрахункова схема мережі ПЛ–10 кВ до визначення січення проводів мережі,
 приєднаної до п/ст “Брунетівка”

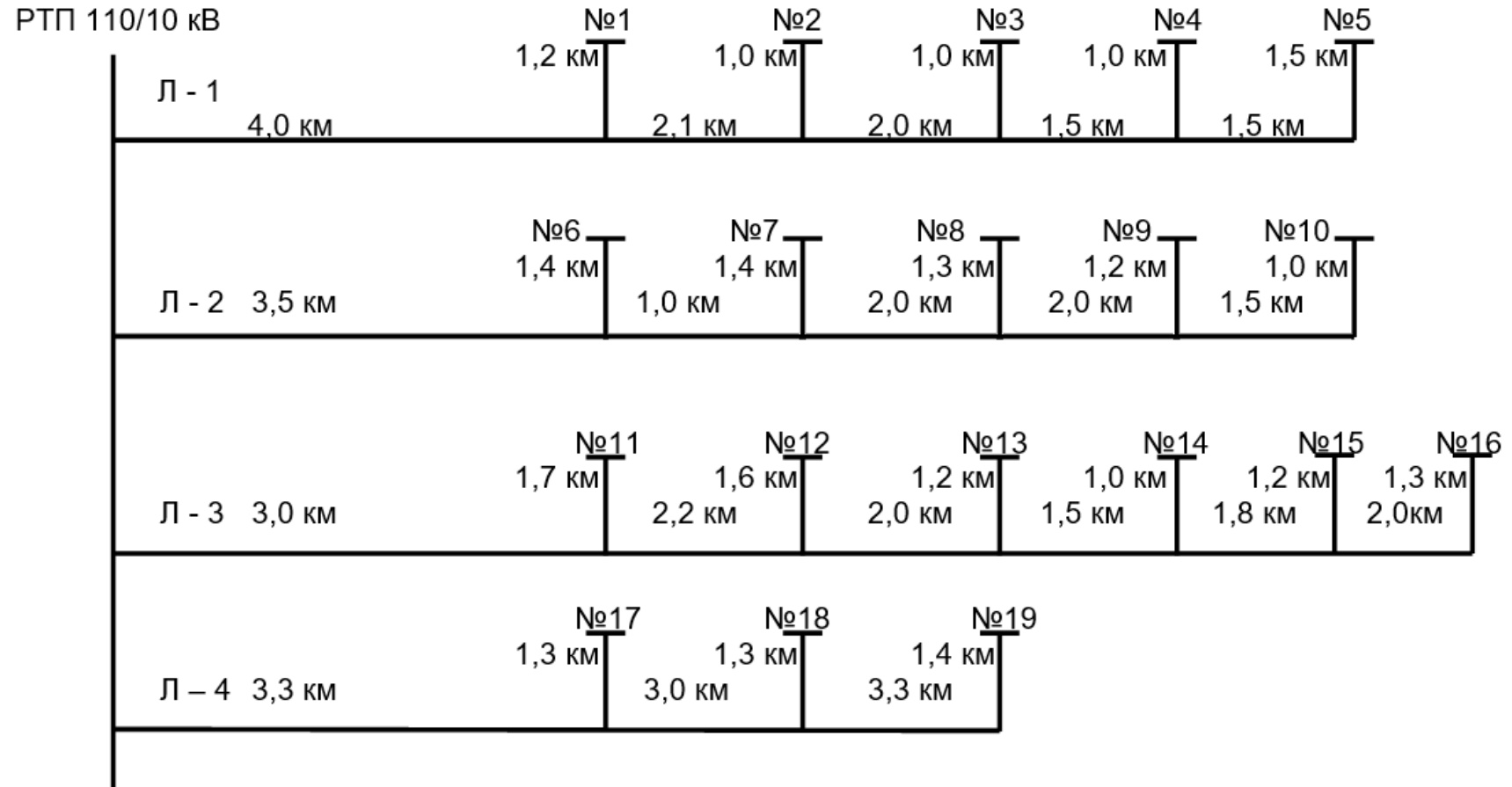


Рисунок 2.16 - Розрахункова схема мережі ПЛ–10 кВ до визначення січення проводів мережі, приєднаної до п/ст “Нова Вишва”

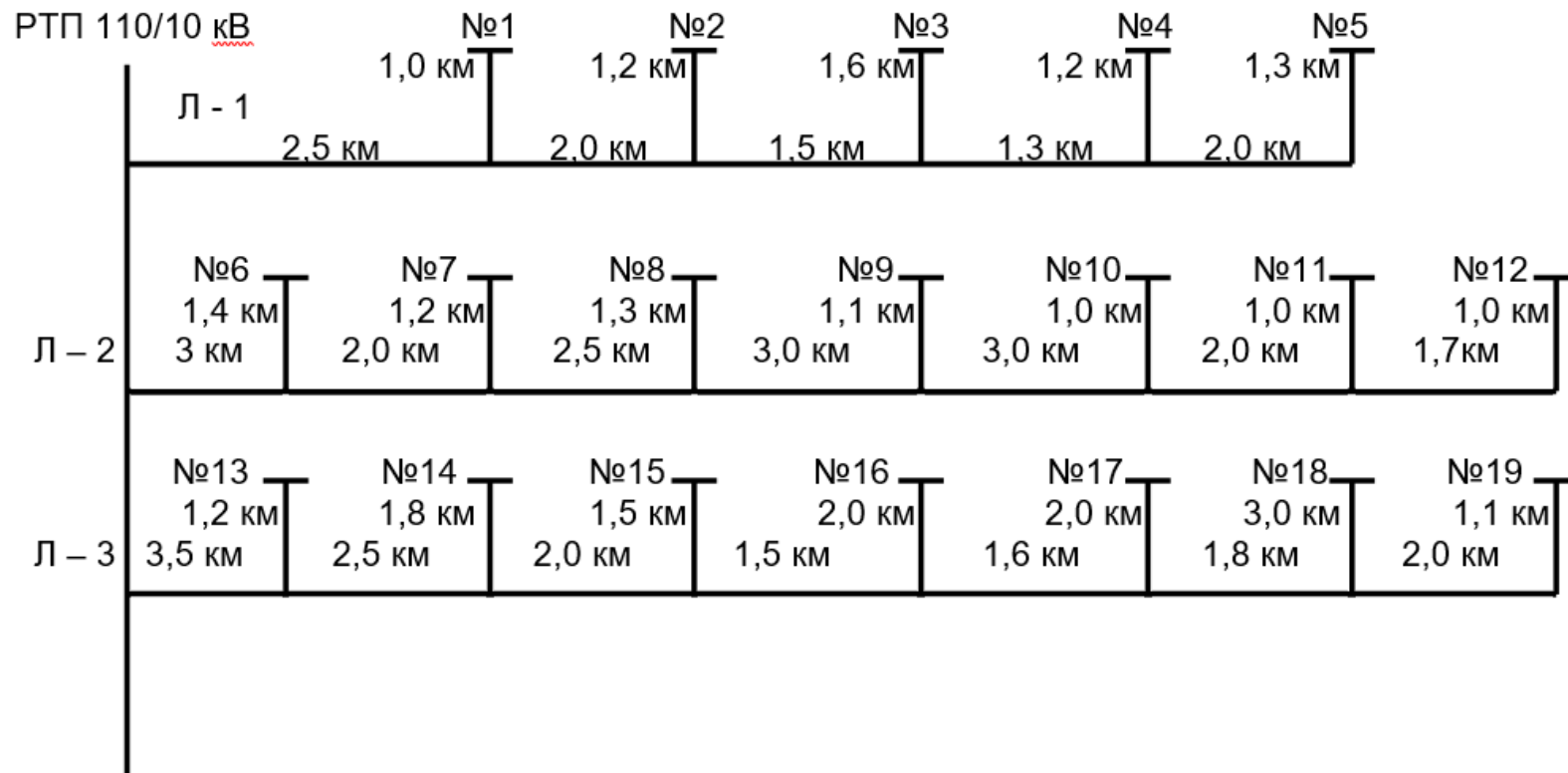


Рисунок 2.17 - Розрахункова схема мережі ПЛ-10 кВ до визначення січення проводів мережі, приєднаної до п/ст “Соколище”

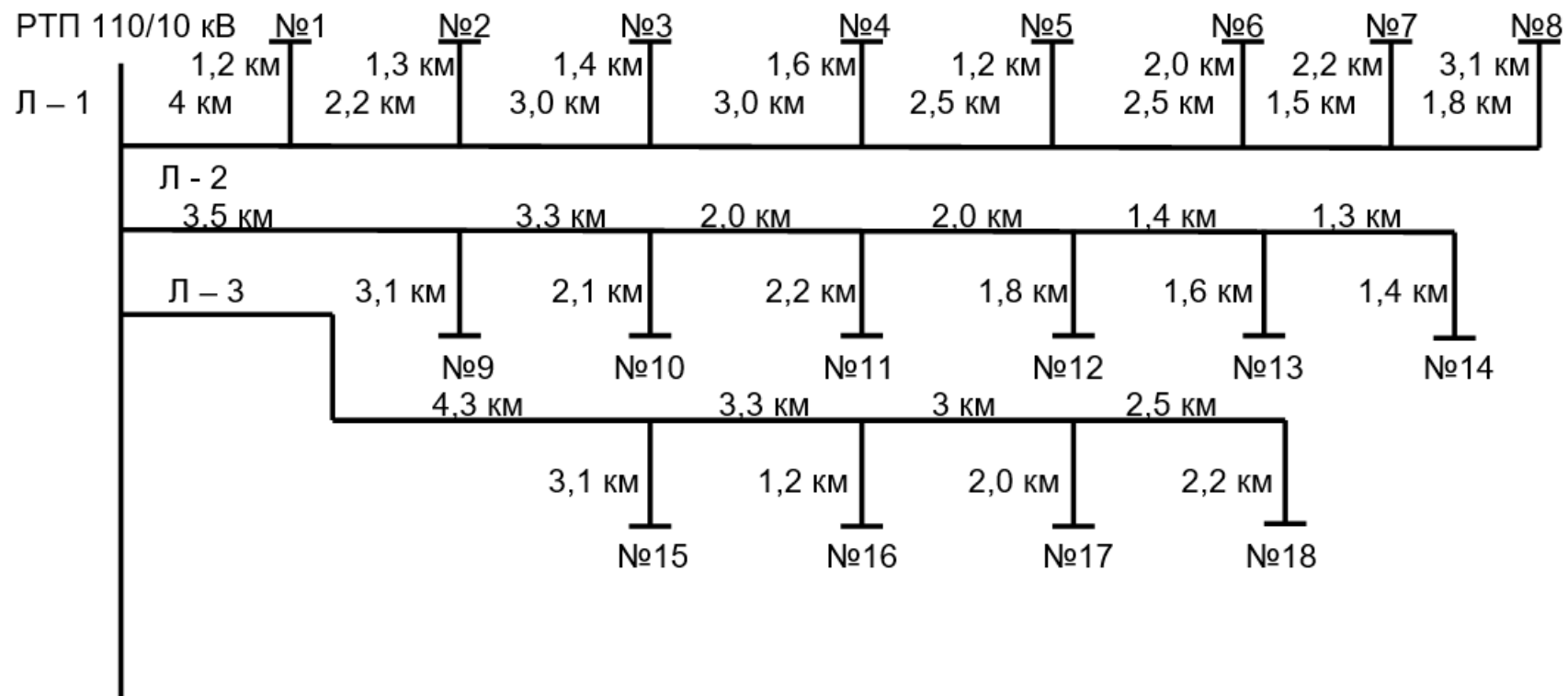


Рисунок 2.18 - Розрахункова схема мережі ПЛ–10 кВ до визначення січення проводів мережі, приєднаної до п/ст “Стара Виживка”

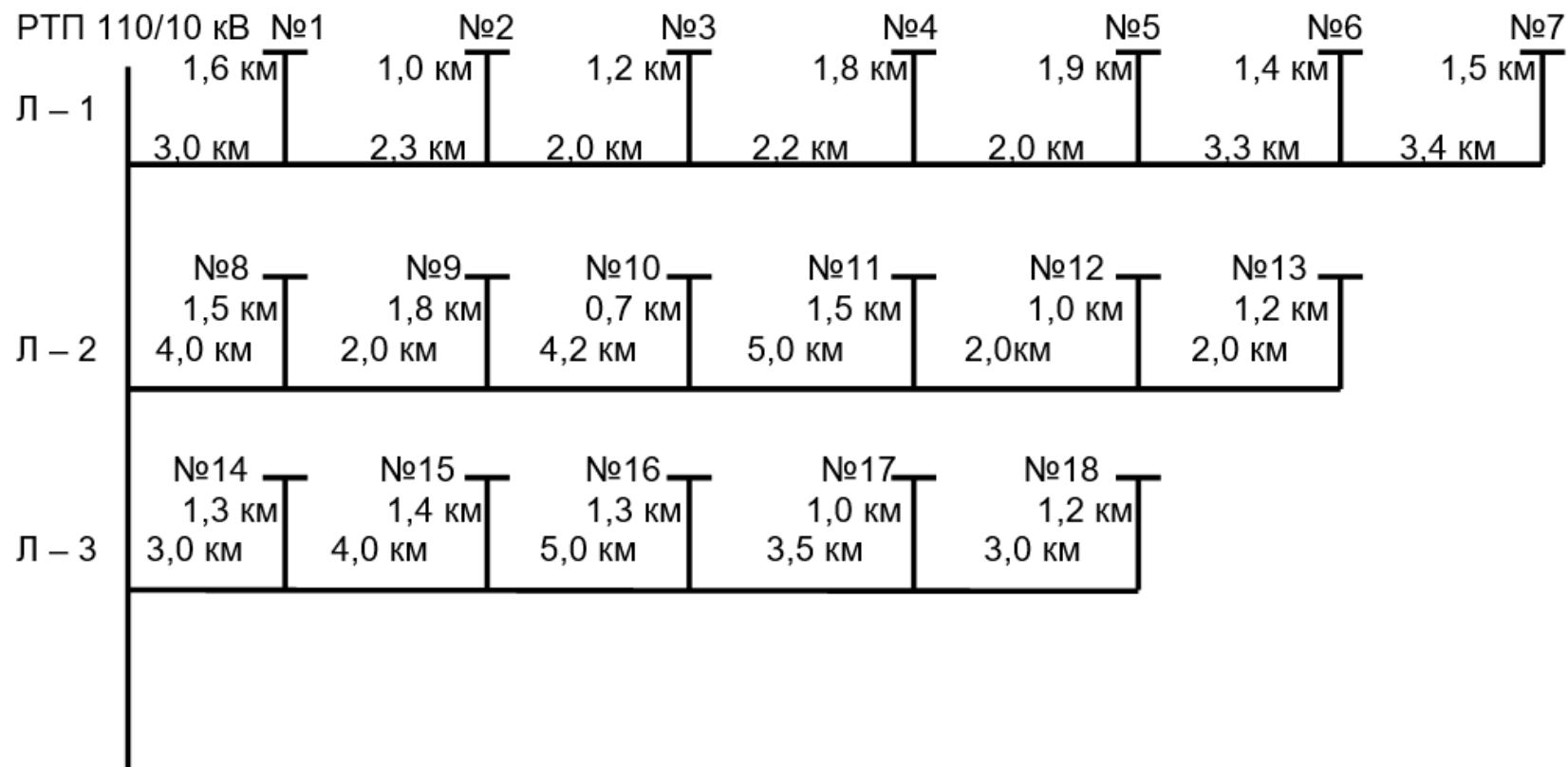


Рисунок 2.19 - Розрахункова схема мережі ПЛ–10 кВ до визначення січення проводів мережі, приєднаної до п/ст “Любохини”

2.4 Висновки до розділу 2

В цьому розділі кваліфікаційної роботи було розглянуто характеристику сільськогосподарського району, на території якого є тваринницькі ферми, що віднесені до I категорії по надійності електропостачання.

Також було виконано визначення розрахункових навантажень у мережах 0,38 – 110 кВ, виходячи з розрахункових навантажень на вході споживачів, на шинах підстанції і відповідних коефіцієнтів одночасності окремо від денного і вечірнього максимумів.

Детально було опрацьовано питання вибору напруги і схеми електропостачання сільгоспрайону, де конфігурація схем електричних мереж залежить від ряду факторів, в тому числі від числа, розміщення електричних навантажень і категорії по надійності електропостачання споживачів, числа і розміщення опорних підстанцій енергосистем.

3 ПРОЄКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

Схеми розподільних пристроїв підстанцій на всіх напругах вибираються з урахуванням числа приєднань і призначення підстанції.

При виборі схем підстанції вони повинні задовольняти: надійності електропостачання споживачів, транзиту потужності через підстанцію, можливості проведення ремонтних робіт на окремих елементах схеми без відключення сусідніх приєднань, враховувати перспективу розвитку.

Трансформаторна підстанція “Стара Вижівка” є для усіх варіантів вузловою, РП 110 кВ виконується за схемою з однією робочою секціонованою і однією обхідною системою шин.

Підстанції “Любохини”, “Соколище”, “Нова Вижва” є тупиковими. Схеми підстанцій являють собою два блоки «лінія–трансформатор» з автоматичною перемичкою з боку лінії живлення і з установкою короткозамкачів і віддільників, підстанція “Довговоля” виконана на відпайках

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок короткого замикання проводиться з метою вибору і перевірки електричних апаратів і струмоведучих пристроїв, виявлення необхідності обмеження величини струму короткого замикання і проектування пристроїв релейного захисту й автоматики. Розрахункова схема мережі приведена на рис. 3.1, а схема заміщення - на рис. 3.2.

За даними енергосистеми потужність трифазного короткого замикання системи живлення в місці приєднання $S_{к.с} = 1000 \text{ МВА}$. Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Приймаємо базисну потужність $S_8 = 100 \text{ МВА}$. Визначаємо опори елементів схеми. Розрахунок приводимо тільки для характерних елементів схеми. Інші дані приведені на рис. 3.2.

$$\text{Опір системи: } X_c = \frac{S_\delta}{S_{\text{КС}}} = \frac{100}{1000} = 0,1 \quad (3.1)$$

$$\text{Опір повітряної лінії: } X = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_\delta}{U_{\text{ср.н}}^2} \quad (3.2)$$

$$r = \frac{r_0 \cdot L \cdot S_\delta}{U_{\text{ср.н}}^2}, \quad (3.3)$$

де x_0, r_0 – індуктивний і активний опір 1 км проводу [24], Ом/км,

L – довжина лінії, км.

Активний опір враховується тільки за умови, що $r_\Sigma > \frac{1}{3} x_\Sigma$ де r_Σ, x_Σ – сумарний активний і реактивний опір до точки короткого замикання.

$$\text{Опір трансформатора: } X_T = \frac{X_n \%}{100}. \quad (3.4)$$

Для трансформаторів з $S_n > 630$ кВА $r \approx 0$, опір $X_n \% \approx U_k \%$. Результати розрахунків представлені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Розрахунок струмів короткого замикання

Точка к. з.	$X_{\Sigma_{\text{екв}}}$	$r_{\Sigma_{\text{екв}}}$	$Z_{\Sigma_{\text{екв}}}$	$I''^{(2)}, \text{ A}$	$I''^{(3)}, \text{ A}$	$S_{\text{к}}, \text{ MVA}$	$t_y^{(3)}$
К – 1	0,2	0,95	0,97	518	445	103,2	1295
К – 2	4,4	0,95	4,5	1222	1051	22,2	2627
К – 3	0,283	0,17	0,33	1524	1320	290,3	3879
К – 4	1,88	0,17	1,88	2925	2533	53,1	7446
К – 5	0,279	0,32	0,42	1197	1037	238,4	3048
К – 6	1,87	0,32	4,89	2910	2520	52,9	7407
К – 7	0,269	0,159	0,41	1212	1042	241,4	3085
К – 8	4,47	0,159	4,48	1227	1055	22,3	3125
К – 9	0,28	0,151	0,32	1571	1351	312,9	3439
К – 10	1,88	0,151	1,89	2910	2520	52,9	7407

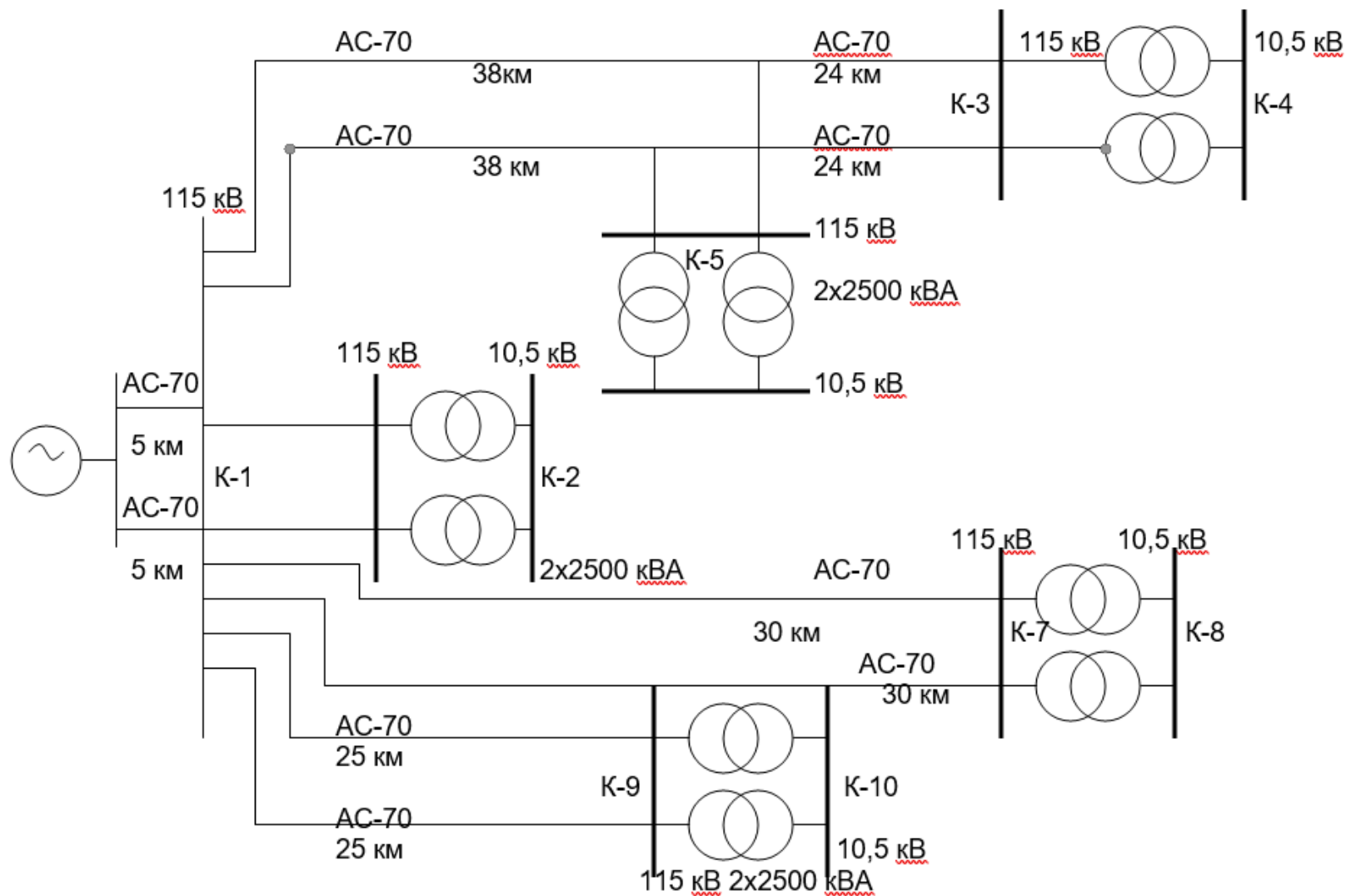


Рисунок 3.1 - Розрахункова схема для визначення струмів короткого замикання

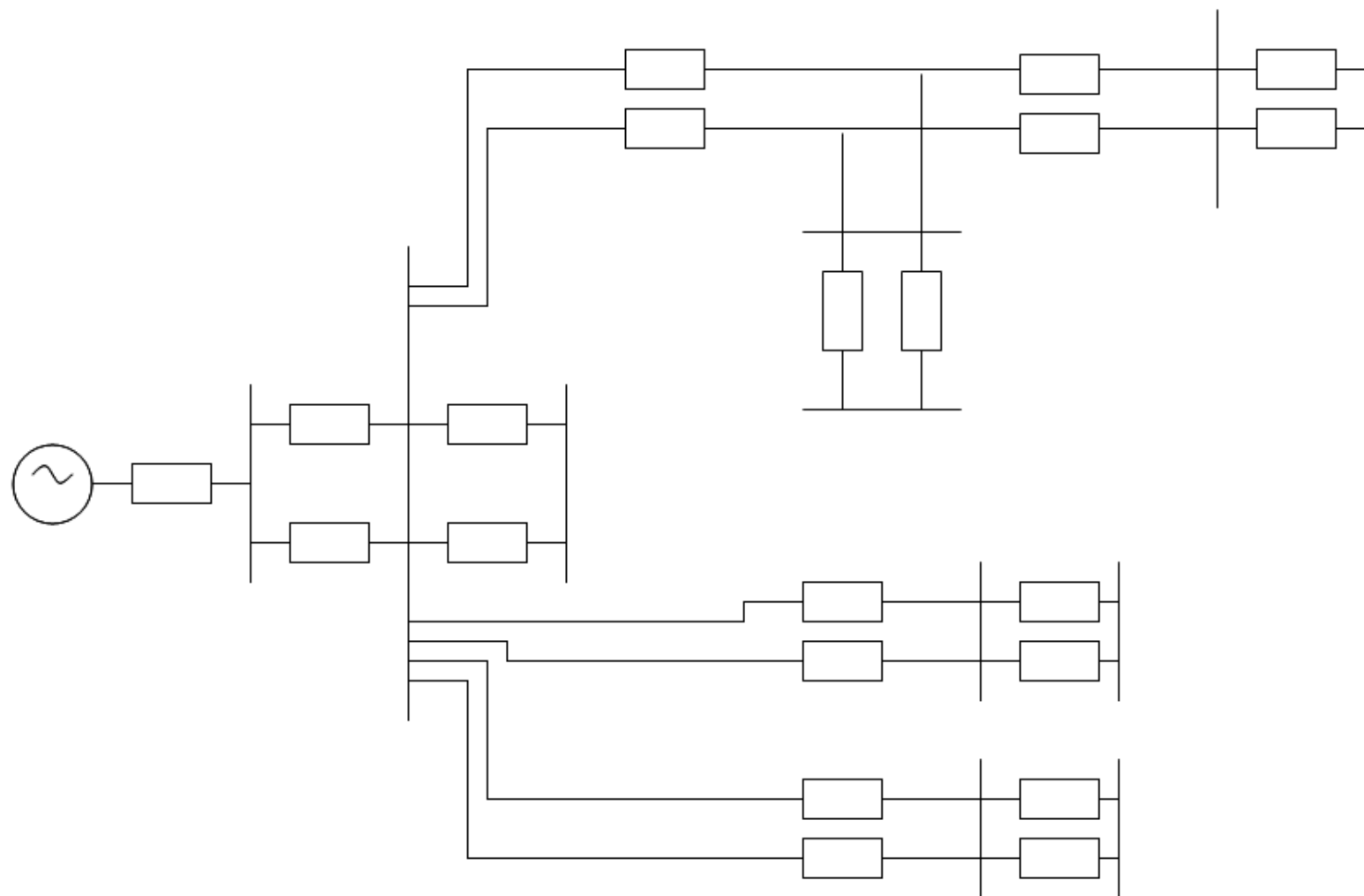


Рисунок 3.2 - Схема заміщення мережі живлення 110 кВ

3.3 Вибір електричних апаратів розподільних пристроїв 110 і 10 кВ

Вибір електричних апаратів повинен виконуватися відповідно до обчислених максимальних величин струмів, напруг, потужностей відключень для двох режимів: нормального і режиму короткого замикання. До таких апаратів відносяться: вимикачі роз'єднувачі, запобіжники, вимірювальні трансформатори. При виборі виконується порівняння розрахункових величин зі допустимими значеннями. При цьому розрахункові значення повинні бути менше допустимих (табличних). Результати вибору апаратів представлені в табл. 3.2-3.6

Таблиця 3.2 - Дані роз'єднувачі РНД 3 – 2 - 110/1000 У1

Розрахункові	Допустимі
$\underline{U}_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{\text{ном}} = 49 \text{ А}$	$\underline{I}_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$t_y = 3,1 \text{ с}$	$t_{\text{пит}} = 80 \text{ с}$
$I_{\infty}^2 t_{\text{пр}} = 1,21^2 \cdot 3 = 4,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_3 = 22^2 \cdot 3 = 1452 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 3.3 - Дані віддільника ОДЗ – 1 – 110/1000 УХЛ1

Розрахункові	Допустимі
$\underline{U}_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{\text{ном}} = 49 \text{ А}$	$\underline{I}_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$t_{\text{пит}} = 3,1 \text{ с}$	$t_{\text{пит}} = 80 \text{ с}$
$I_{\infty}^2 t_{\text{пр}} = 1,21^2 \cdot 3 = 4,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_3 = 22^2 \cdot 3 = 1452 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 3.4 - Дані короткозамикача КЗ 110 УХЛ1

Розрахункові	Допустимі
$\underline{U}_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$t_{\text{пит}} = 3,1 \text{ с}$	$t_{\text{пит}} = 34 \text{ с}$
$I_{\infty}^2 t_{\text{пр}} = 1,21^2 \cdot 3 = 4,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_3 = 22^2 \cdot 3 = 1452 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 3.5 - Дані вимикача ВК – 10, 630

Розрахункові	Допустимі
$\underline{U}_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{\text{мах}} = 137 \text{ А}$	$\underline{I}_{\text{мах}} = 630 \text{ А}$
$t_y = 30 \text{ кА}$	$t_{y\text{д}} = 52 \text{ кА}$
$I''^{(3)} = 1.2 \text{ кА}$	$\underline{I}_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$
$I_{\infty}^2 t_{\text{пр}} = 1,2^2 \cdot 4 = 5,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_4 = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$\underline{S}_{\text{відкл}} = 241 \text{ МВА}$	$\underline{S}_{\text{відкл}} = 350 \text{ МВА}$

Таблиця 3.6 - Дані роз'єднувача РВЗ – 10/400 У2

Розрахункові	Допустимі
$\underline{U}_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{\text{ном}} = 137 \text{ А}$	$\underline{I}_{\text{пол}} = 630 \text{ А}$
$t_{\text{пит}} = 30 \text{ кА}$	$t_{\text{пит}} = 50 \text{ кА}$
$I_{\infty}^2 t_{\text{пр}} = 1,2^2 \cdot 2,2 = 3,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t = 10^2 \cdot 10 = 1000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Результати, приведені в таблицях, дозволяють зробити висновок про правильність вибору електричних апаратів.

3.4 Устаткування і конструкція розподільних пристроїв підстанції напругою 110/10 кВ

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) 110 кВ виконуються без вимикачів на стороні 110 кВ, але з установкою триполюсних автоматичних віддільників ОД–110 і однополюсних короткозамикачів КЗ–110. Відмова від установки вимикачів на стороні вищої напруги КТП–110 забезпечує значне спрощення схем і конструкцій КТП і здешевлення їхньої вартості. КТП–110 розраховані на роботу в умовах від –40 до +40°C. КТП виконуються з одним або двома трансформаторами. Комплектні трансформаторні підстанції блокового типу (КТПБ) виготовляються на напруги 110/10, 110/35/10 кВ.

Типи блоків, застосовуваних на КТПБ 110/10 і КТП 110/35/10, однакові. Для КТПБ застосовуються трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням типів ТМН, ТДН, ТМТН і ТДТН. Комплектуються КТПБ шафами КРПН.

Комплектні РП зовнішньої установки (КРПН) 10 кВ мають два основних виконання: стаціонарне і викотне.

Шафи КРПН мають ущільнення, що забезпечує захист від попадання всередину шафи атмосферних опадів і пилу.

Комплектні розподільні пристрої зовнішньої установки розраховані для роботи при температурі навколишнього середовища від -40 до $+35$ °С.

3.5 Релейний захист

Вибір виду захистів силових трансформаторів. На вибір виду захистів силового трансформатора впливає кілька факторів: вища напруга трансформатора, його потужність, а також вимоги ПУЕ до даного силового трансформатора. Для захисту трансформаторів використовується кілька видів захистів: плавкі запобіжники, токове відсічення, диференціальний захист, максимальний токовий і газовий захисти.

Силові трансформатори підстанцій споживачів напругою 10/0.4 кВ і трансформатори з вищою напругою 35 кВ потужністю до 1 мВА захищають плавкими вставками. Струм плавкої вставки від кидків струму намагнічування трансформатора повинен бути в 2-2.5 рази більше його номінального струму. Значення струмів плавких вставок для трансформаторів різного класу, напруги і потужності можна знайти по довідковим даним. З умови вибору видно, що запобіжник захищає трансформатор тільки від коротких замикань. Час спрацьовування плавких вставок повинен забезпечувати термічну стійкість трансформатора. Відповідно до держстандарту 11677-75 тривалість короткого замикання на затискачах трансформатора не повинна перевищувати наступного значення [25]:

$$t_k = 1500/Kp^2, \quad (3.5)$$

де Kp – кратність максимального розрахункового струму короткого замикання відносно номінального.

Відповідно до вимог ПУЕ [26] трансформатор повинен мати захист від міжфазних коротких замикань всередині обмоток і на вводах, від перевантажень, від зовнішніх міжвиткових замикань і від аварійного зниження рівня масла в баку.

Струмове відсічення. Для трансформаторів напругою 100...35/10 кВ потужністю до 4 мВА в якості захисту від міжфазних коротких замикань застосовують струмове відсічення. Струм спрацьовування відсічення

$$I_{c.o.} \geq k_n \cdot I_{kmax}^{(3)}, \quad (3.6)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, що залежить від типу реле;

$I_{kmax}^{(3)}$ – максимальне значення струму на шинах низької напруги трансформатора, приведене до сторони вищої напруги, визначається з урахуванням РПН.

Струм спрацьовування реле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.o.}}{K_I} \cdot K_{cx}. \quad (3.7)$$

За знайденим струмом вибирають установку реле $I_y \geq I_{c.p.}$. Коефіцієнт чутливості визначають за формулою:

$$K_q = \frac{I_{pmin}}{I_y}, \quad (3.8)$$

де I_{pmin} – мінімальне значення струму в реле при двофазному короткому замиканні на виводах вищої напруги трансформатора.

Коефіцієнт чутливості струмового відсічення повинен бути рівним приблизно 2 [25].

Диференціальні захисти. Якщо струмове відсічення не задовольняє вимогам чутливості, то необхідно застосувати більш складний диференціальний захист.

Можливі два основних способи виконання повздовжніх захистів: застосування самостійних захистів для кожної обмотки або загального для всіх обмоток. Недоліками першого варіанту є наступні: захист не реагує (у багатьох виконаннях) на відносно частий вид пошкодження – виткові короткі замикання. Необхідно встановлювати додаткові трансформатори струму на виводах фаз до нейтралей і в обмотках, з'єднаних у трикутник, і більше число комплектів реле. Тому на практиці, як правило, застосовується другий варіант, загальний захист для всіх обмоток [25]. Відповідно до ПУЕ [26] повздовжній диференціальний струмовий захист без витримки часу повинен передбачатися на трансформаторах потужністю 6,3 *мВА* і вище, а також на трансформаторах 4 *мВА* при їхній паралельній роботі і на трансформаторах меншої потужності, але не менше 1 *мВА*, якщо струмове відсічення не задовольняє вимогам чутливості, а максимальний струмовий захист має витримку часу більше 0,5 с. Крім того, диференціальний захист передбачається на трансформаторах, встановлених у районах, де можуть виникати землетруси, оскільки газовий захист трансформатора тут може діяти тільки на сигнал. В Україні випускаються спеціальні реле для диференціальних захистів трансформаторів розподільних мереж серії РНТ–560 і ДЗТ–10. На дво- і триобмоткових силових трансформаторах і автотрансформаторах без РПН, як правило, застосовуються реле серій РНТ із трансформаторами струму насичення НТТ і короткозамкнутою обмоткою. Для захисту силових трансформаторів з РПН, як правило, застосовують реле серій ДЗТ–10 з НТТ і магнітним гальмуванням наскрізним, циркулюючим струмом диференціального захисту. Виключення можуть складати трансформатори з малими значеннями струмів короткого замикання при пошкодженнях на стороні низької напруги, для яких більш високу чутливість забезпечують реле РНТ завдяки кращому налаштуванню від скачків струму намагнічування. Для трансформаторів великої потужності випускаються напівпровідникові складні реле серії ДЗТ–20, що дозволяють виконати диференціальний захист зі струмом спрацьовування, значно меншим номінального струму трансформатора. У порівняно рідких випадках

диференціального захисту використовуються звичайні струмові реле серії РТ–40 [28].

Існує декілька варіантів виконання диференціальних струмових захистів. Диференціальне струмове відсічення - це захист зі звичайними реле без витримки часу, з настроюванням від усіх видів струмів небалансу $I_{н.б.}$, що виникають при виборі трансформаторів струму зі стандартними значеннями коефіцієнтів трансформації коефіцієнтів. Вони відрізняються від необхідної величини трансформації, що відповідає вибору струму спрацьовування захисту (схему показано на рис 3.3). На підставі експериментальних даних при близьких значеннях струмів мостів у робочих режимах можна отримати:

$$I_{с.з.} \approx (3,5 \div 4,5) I_{ном.т.}$$

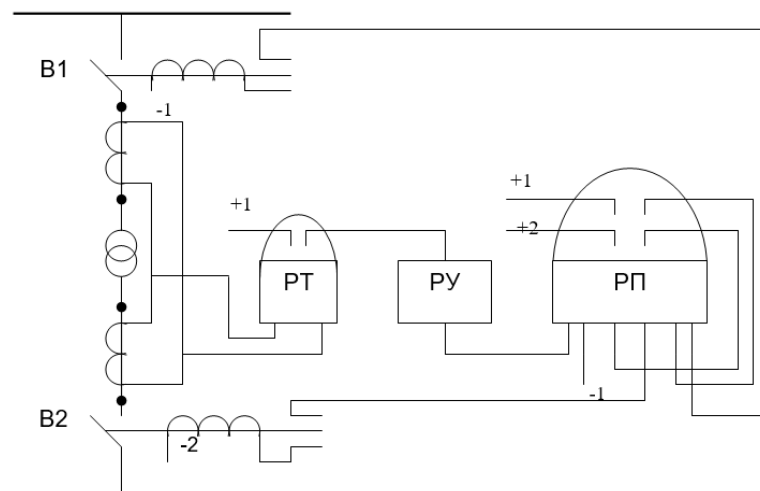


Рисунок 3.3 - Однолінійна принципова схема диференціального струмового відсічення

Розглянутий вид диференціальних захистів застосовують на трансформаторах невеликої потужності, якщо забезпечує прийнятну чутливість і не вимагає вирівнювання струмів мостів, а також у якості резервного до більш чутливих, але і значно більш складним диференціальними захистами [27].

Захист із проміжними трансформаторами насичення. Однолінійна схема захисту з реле типу РНТ приведена на рис. 3.4. Проміжний трансформатор струму насичення має одну диференціально включену первинну робочу обмотку, дві порівняльні обмотки і дві частини короткозамкнутої обмотки відповідно з числами витків $W_{роб.н.}$, $W_{роб.у.}$, $W_{упI}$, $W_{упII}$, $W'_{кз}$, $W''_{кз}$.

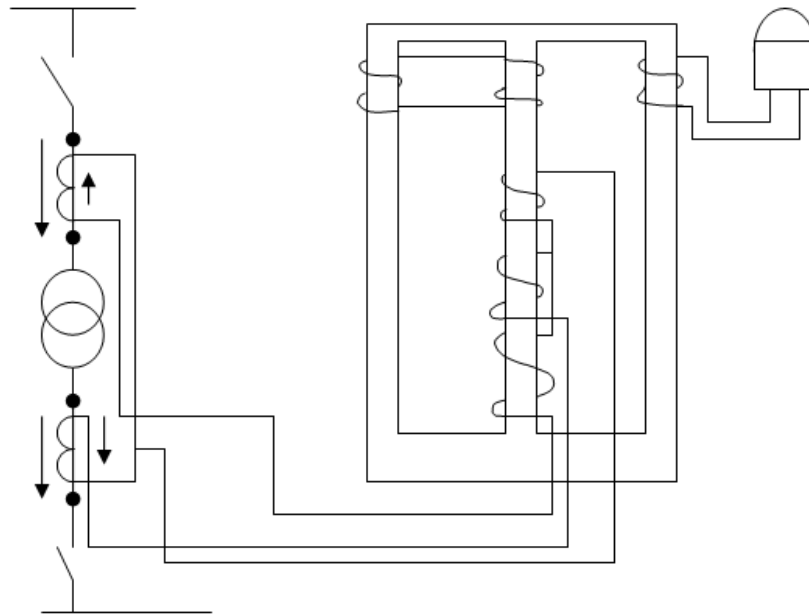


Рисунок 3.4 - Однолінійна принципова схема диференціального струмового захисту з проміжними трансформаторами струму насичення

Проміжний НТТ має два призначення:

- налаштовувати захист від перехідних струмів небалансу $I_{нб}$, обумовлених скачками струму намагнічування захисного елемента, коли $I_{нб}$ містять аперіодичні складові;
- короткозамкнуті обмотки НТТ підсилюють при цьому ефективність настроювання;
- побічно вирівнювати струми I_{lv} і I_{lv} мостів захисту шляхом вирівнювання магніторухілих сил, обумовлених цими струмами.

У випадках, коли розрахунковою умовою для вибору струму спрацьовування захисту $I_{с.з}$ є захист від струмів небалансу $I_{н.б}$, обумовлених не скачками струму намагнічування $I_{нам.бр.}$, а струмами максимальними зовнішніми $I_{зн.мах.}$ на практиці часто використовуються схеми, що мають додатково магнітне гальмування. Однолінійна схема захисту з реле типу ДЗТ–1 приведена на рис. 3.5. Для неї використовується НТТ приблизно того ж виконання, що і для схеми рис. 3.4. Додатково на ньому розташовується гальмова обмотка з $W_{торм.}$, як правило, обо-ма котушками включається на струм одного з мостів, і відсутні короткозамкнуті обмотки, що погіршує настроювання від перехідних струмів небалансу $I_{нб}$.

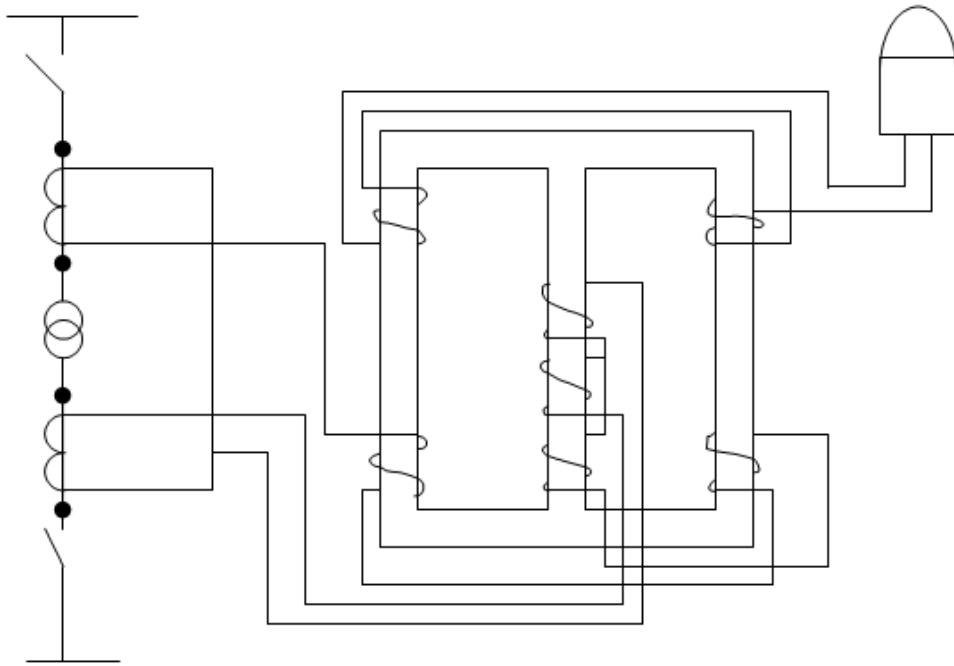


Рисунок 3.5 - Однолінійна принципова схема диференціального струмового захисту з магнітним гальмуванням

Гальмова обмотка забезпечує «магнітне» гальмування — автоматичне збільшення струму спрацьовування захисту $I_{с.з.}$ при зростанні $I_{торм.}$ за допомогою насичення магнітної системи НТТ від струму $I_{зн.}$ і погіршення внаслідок цього магнітного зв'язку між $W_{роб.п.}$ і $W_{роб.в.}$. Гальмова обмотка не робить істотного впливу на настроювання від струму намагнічування, з обліком цього при одно-бічному живленні її доцільно включати на струм сторони живлення, що виключає гальмування при внутрішніх коротких замиканнях [28].

Схеми з'єднання трансформаторів струму при виборі диференціального захисту з боку вищої і нижчої напруги вибирають з урахуванням схеми з'єднання обмоток силового трансформатора. Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму визначають так, щоб значення струмів у мостах диференціального захисту I_{21} , I_{22} були по можливості однакові (рис. 3.6).

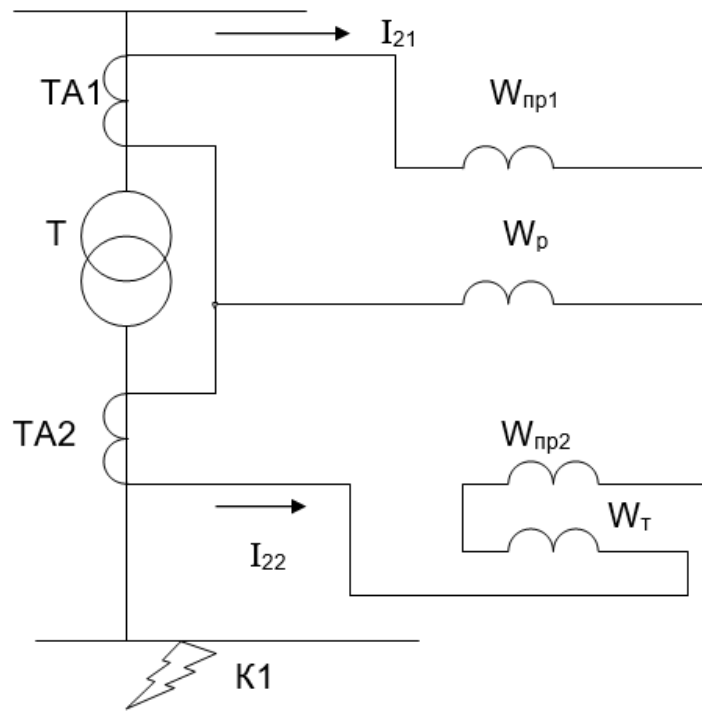


Рисунок 3.6 - Схема диференціального захисту: $W_{пр1}$, $W_{пр2}$ – порівняльні обмотки; W_p – робоча обмотка; W_T – гальмова обмотка

Для розрахунку захисту необхідно знати максимальні і мінімальні значення струму короткого замикання в точці K1 з урахуванням зміни опору системи із силового трансформатора при роботі РПН. Розрахунок диференціального захисту починають з визначення струмів у її плечах, виходячи з потужності силового трансформатора, за основну сторону приймають ту, де протікає великий струм. Струм спрацьовування диференціального захисту розраховують за двома умовами:

1) налаштування від кидка струму намагнічування силового трансформатора

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{ном.},$$

де k_n – коефіцієнт надійності залежить від типу реле: для РТ–40 $k_n = 3 \dots 4$; для РНТ $k_n = 1.3$; для ДЗТ $k_n = 1.5$;

$I_{ном}$ - номінальний струм силового трансформатора;

2) відмежування від зовнішніх коротких замикань:

$$I_{с.з.} = k_n (k_{одн} \cdot k_a \varepsilon + \Delta U_{*p} + f_{вир}) I_{кmax}^{(3)},$$

де $k_{\text{одн}}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму, при захисті силових трансформаторів $k_{\text{одн}} = 1$;

k_a – коефіцієнт, що враховує вплив аперіодичної складової;

ε – відносна погрішність трансформаторів струму, $\varepsilon = 0,1$;

ΔU_{*p} – половина діапазону регулювання напруги силового трансформатора, у відносних одиницях;

$f_{\text{вир}}$ – похибка, обумовлена неточністю установки розрах. числа витків;

$I_{\text{кмах}}^{(3)}$ – періодична складового струму зовнішнього короткого замикання з врахуванням РПН трансформатора.

$$\text{Струм спрацьовування реле: } I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{K_I} \cdot K_{\text{сх}},$$

де K_I – коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$K_{\text{сх}}$ – коефіцієнт схеми, залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму

Для диференціального відсічення реле РТ40 струм спрацьовування є струмом уставки. Для захистів з диференціальними реле визначається число витків основної сторони диференціального захисту:

$$W_{\text{осн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср}}},$$

де $F_{\text{ср}}$ – сила спрацьовування реле намагнічування, для реле РТН-565 і ДЗТ-11 ($F_{\text{ср}} = 100$ Ампер витків).

Число витків не основної сторони визначається зі співвідношення:

$$I_{200\text{н}} \cdot W_{\text{осн}} = I_{2\text{носн}} \cdot W_{\text{носн}}$$

Для схеми, зображеної на рис. 3.7, число витків основної і не основної сторін містять у собі суму витків робочої і відповідної порівняльної обмотки. Для захистів з реле ДЗТ за максимальним значенням струму небалансу $I_{\text{нб}}$ визначається число витків гальмової обмотки:

$$W_T = K_H \cdot \frac{I_{H6} \cdot W_p}{I_{\text{кmax}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha},$$

де $\text{tg} \alpha$ - тангенс кута нахилу гальмової х-ки (для реле ДЗТ $\text{tg} \alpha = 0.75 \dots 0.8$).

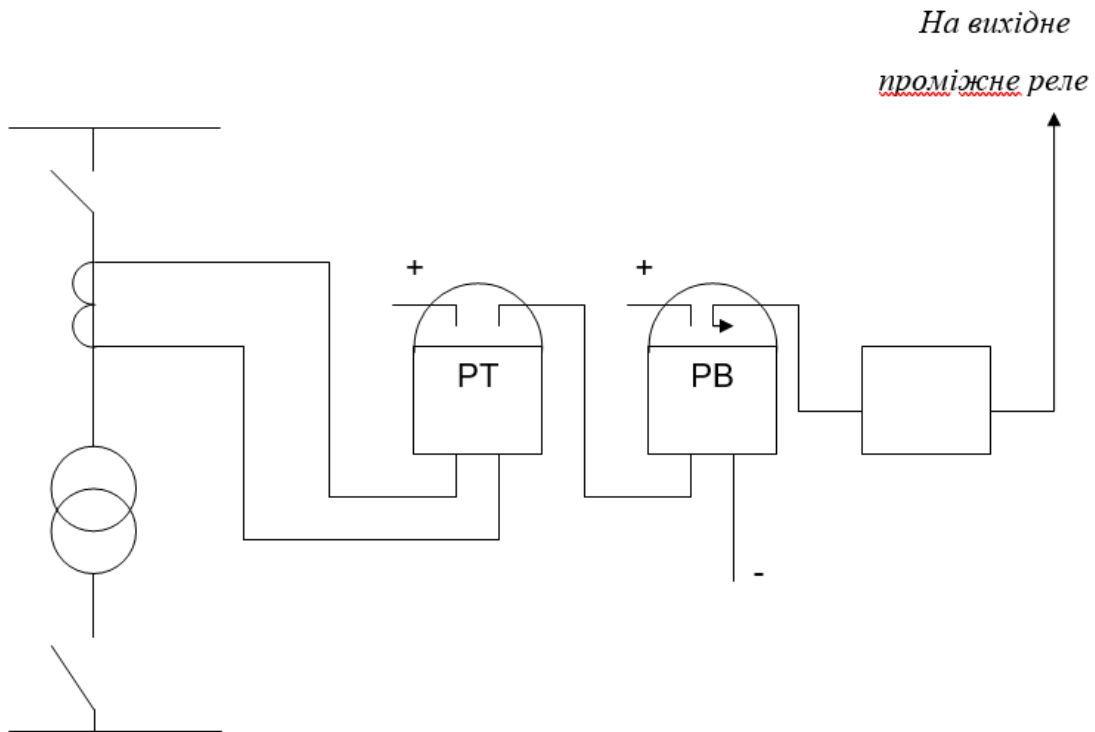


Рисунок 3.7 - Однолінійна схема максимального струмового захисту

Захист від зовнішніх коротких замикань і перевантажень. Для захисту трансформатора від зовнішніх коротких замикань застосовують максимальний струмовий захист. Однолінійна схема максимального струмового захисту приведена на рис. 3.7.

Струм спрацьовування реле визначається за формулою:

$$I_{\text{с.з.вн.}} = K_{\text{н.с.}} \cdot I_{\text{сзн.}},$$

де $K_{\text{н.с.}}$ – коефіцієнт узгодження, залежить від типів реле захисту встановлених на вводах нижчої і вищої напруг;

$I_{\text{сзн.}}$ – струм спрацьовування захисту вводу нижчої напруги, приведений до вищої напруги.

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з.вн.}}}{K_I} \cdot K_{\text{сх}}.$$

Уставка реле по струму повинна бути не менше розрахункового струму спрацьовування. Установку за часом визначають по карті селективності. Захист діє на відключення.

Захист від перевантаження виконують струмовим реле, встановленим в одній фазі, тобто, мають на увазі, що перевантаження, як правило, бувають симетричними. Захисти працюють з витримкою часу більшим витримки часу захистів від короткого замикання на сигнал. Схема струмового захисту від перевантажень приведена на рис. 3.8.

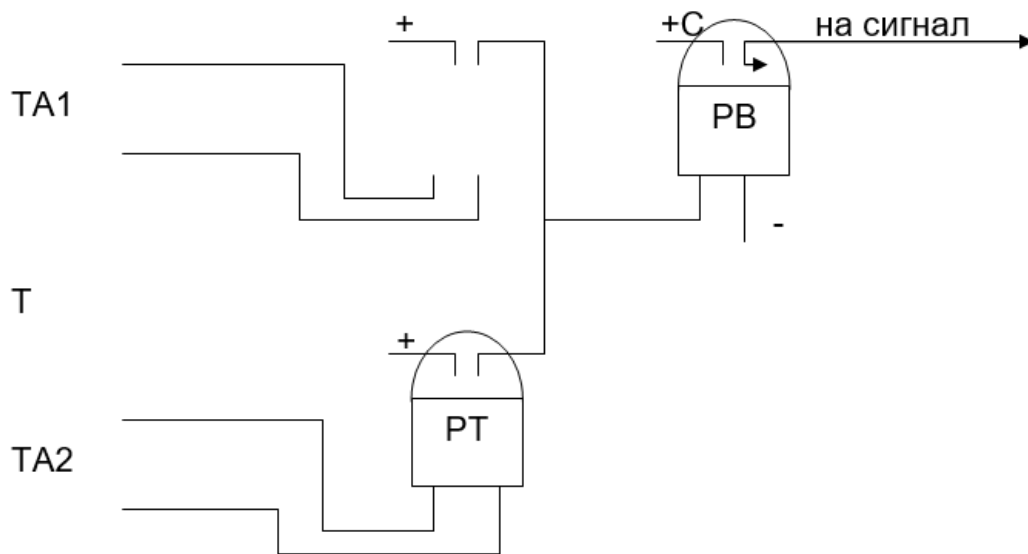


Рисунок 3. 8 - Принципова схема струмового захисту від перевантажень

Струм спрацьовування реле:

$$I_{с.р} = \frac{K_n \cdot I_{ном}}{K_b \cdot K_I} \cdot K_{сх},$$

де K_b – коефіцієнт повернення, залежить від типу реле.

Газовий захист реагує на усі види внутрішніх пошкоджень, в тому числі і на виткові замикання, при яких інші застосовувані стандартні види захистів можуть не спрацьовувати. Виткові замикання, як і інші види Коротких замикань, супроводжуються місцевим нагріванням, а в багатьох випадках і горінням електричної дуги. Це приводить до розкладання трансформаторного масла й ізоляційних матеріалів і утворенню газів, у результаті чого і діє газовий захист. Основним органом газового захисту є газове реле. Його встановлюють

між баком трансформатора і розширником. Крім того, що газове реле захищає трансформатор при внутрішніх коротких замиканнях, воно ще реагує на аварійне зниження рівня масла в баку трансформатора. Газове реле працює як на сигнал, так і на відключення. Установка газового захисту є обов'язковою на трансформатори потужністю 6,3 мВА і більше [25].

Після аналізу вище перерахованих типів захистів для трансформатора потужністю 6,3 мВА з вищою напругою 110 кВ вибираються: для захисту від внутрішніх коротких замикань і аварійного зниження масла - газовий захист. Для захисту від зовнішніх коротких замикань використовують диференціальний повздовжній стумовий захист.

Релейний захист ПЛ-110 кВ районних електричних мереж. У сільській місцевості електропостачання здійснюється, як правило, по ПЛ напругою 10 кВ, що підключаються до підстанцій 110 і 35 кВ. За останні роки завдяки збільшенню числа ліній живлення і підстанцій знизилася середня довжина лінії 10 кВ. З'явилася багато порівняно коротких ліній (до 10 км). Захист лінії 10 кВ сільсько-господарських районів виконується відповідно до ПУЕ від багатофазних к. з. і від однофазних замикань на землю. Захист від багатофазних к. з. передбачається у двофазному виконанні на тих самих фазах лінії №2 підстанції “Нова Вижва” з виконанням реле РТВ-І, включеним на однофазні струми (рис. 3.9).

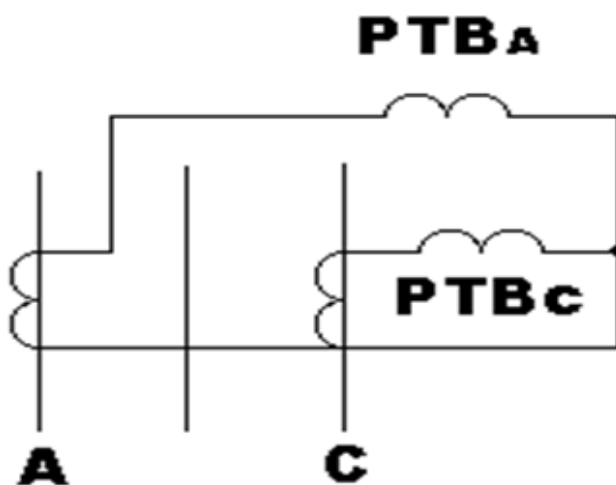


Рисунок 3.9 - Схема мінімального захисту лінії

Погодимо захист лінії з роботою кварцового запобіжника типу ПКТ трансформатора 250 кВА, підключеного до лінії. Визначимо струм спрацьовування захисту за умовою

$$I_{с.з.} \geq \frac{K_n \cdot K_{сзп}}{K_\phi} \cdot I_{раб. max},$$

де K_n – коефіцієнт надійності спрацьовування захисту шляхом врахування похибки реле з необхідним запасом; $K_n = 1,4$ для реле РТВ – І [28];

K_ϕ – коефіцієнт повернення реле, $K_\phi = 0,6$ [28];

$K_{сзп}$ – коефіцієнт запуску, $K_{сзп} = 1,25$ [28];

$I_{раб. max}$ – максимальний робочий струм навантаження.

Знаходимо з табл. 1–7 [28] номінальний струм плавкої вставки запобіжника, що дорівнює 40 А. За стандартними часовими струмовими характеристиками запобіжника ПКТ–10 [28] визначимо значення струму, для якого час плавлення $t_{пл} = 5$ с: 150 А. Струм спрацьовування максимального захисту в цьому випадку повинен бути не менше, ніж $I_{с.з.} \geq 1,4$, $I_n = 1,4 \cdot 150 = 210$ А. З урахуванням наявних установок на реле РТВ–І і приймаючи $n_{тт} = 100/5$, струм спрацьовування округлимо до 500 А.

Отже, для забезпечення необхідного коефіцієнта чутливості захисту лінії $K^{(2)}_{ч.осн.} = 1,5$ [27, 28] струм через захист, виконаний за схемою неповної зірки (рис. 3.7) при двофазному к.з. в кінці зони захисту повинен бути не менше 300 А.

Обрані струми спрацьовування можуть забезпечити і подальше резервування, тобто при двофазному к.з. за трансформатором 250 кВА. На рис 3.10 побудовані часові струмові характеристики запобіжника ПКТ–10 $I_{ном} = 40$ А: типові (криві 1) і граничні, зміщені на 20 % вправо (криві 1). Характеристика 2 часу спрацьовування лінійного захисту з реле типу РТВ–І зі струмом спрацьовування 200 А підібрано таким чином, щоб забезпечити ступінь селективності Δt між характеристиками 1 і 2 не менше 0,5 с у всьому діапазоні очікуваних струмів короткого замикання.

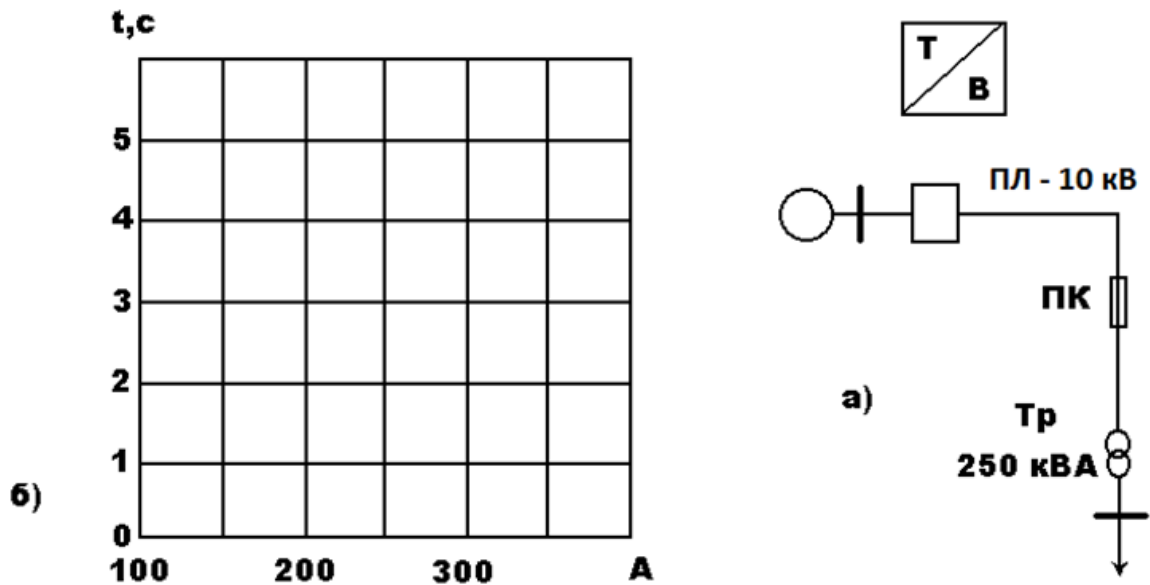


Рисунок 3.10 - Схема мережі (а) і карта селективності (б)

3.6 Пристрої для визначення місць пошкодження повітряних ЛЕП

Повітряні розподільні мережі 6–35 кВ працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю. Значення струмів замикання на землю в цих мережах відносно невеликі й у багатьох випадках на один або навіть на два порядки менші від струмів навантаження.

Для повітряних мереж 6–35 кВ з ізольованою нейтраллю значення струму замикання на землю при замиканні без перехідного опору може бути орієнтовно визначене за емпіричною формулою [30]

$$I_z = 2.7 \cdot I_c \cdot U_{л}^* \cdot 10^{-3} \quad (3.9)$$

де I_z – струм замикання, А;

$U_{л}^*$ - лінійна напруга, кВ;

I_c – сумарна довжина лінії мережі, км.

У компенсованих мережах струм замикання на землю залежить, крім того, від ступеня компенсації ємнісного струму. Для цих мереж характерна складна деревоподібна конфігурація ліній.

Зазначена особливість мереж 6–35 кВ практично виключає можливість застосування для них методів і засобів визначення місць однофазних замикань на землю, використовуваних у мережах більш високої напруги. У зв'язку з цим у повітряних лініях 6–35 кВ одержали поширення переносні прилади, що дозволяють шляхом ряду послідовних вимірів у різних точках визначити місце пошкодження.

Відомі методи і прилади для пошуку місця однофазного замикання на землю [30] у повітряних розподільних мережах засновані на використанні процесів і явищ, що відбуваються в мережах при цьому виді пошкоджень. При замиканні на землю як в пошкоджених, так і в непошкоджених лініях визначається при інших однакових умовах: ємністю проводів кожної лінії стосовно землі. В пошкодженій лінії від шин підстанції до місця замикання протікає сумарний струм нульової послідовності непошкоджених ліній. Напрямок струму в пошкодженій лінії протилежний напрямку струмів у непошкодженій лінії. Замикання на землю викликає перекручування системи фазних напруг. Струми нульової послідовності, крім основної складової 50 Гц, містять складові вищих гармонік. Основними джерелами вищих гармонік є генератори, е.р.с. яких не чисто синусоїдальна, а так само силові трансформатори і струмоприймачі, що мають не лінійну характеристику.

Найбільш розповсюдженим в енергосистемах є серійні прилади “Пошук-1” і “Хвиля”. Прилад “Пошук-1” працює як універсальний і має фіксоване налаштування на 5, 7, 11 і 13-ю гармоніки та можливість роботи в смузі частот. Рекомендується переважне використання 5-ї гармоніки. Основним недоліком є відносно великі розміри і маса.

Удосконалений прилад “Хвиля” має кращу селективність, більш високу чутливість і менші габарити.

Загальними до всіх переносних приладів для визначення місця замикання в мережі є наступні вимоги:

- прилад повинен мати досить високу чутливість, забезпечувати визначення місця замикання на землю в мережах малої відстані (не більше 20

км), дозволяти робити контроль наявності замикання в мережі в процесі пошуку пошкодження;

- прилад повинен забезпечувати надійне визначення пошкоджень лінії на підстанції, пошкодженого відгалуження і місця пошкодження на лінії при значних струмах навантаження (до 80-100 А);

- прилад повинен бути універсальним, що застосовується як у мережах з ізольованою, так і скомпенсованою нейтраллю при будь-якій конструкції лінії та у широкому діапазоні температур - від -40 до $+40$ °С;

- прилад повинен бути легким і малогабаритним, надійним у роботі і простим у використанні, щоб приладом міг користуватися без труднощів будь-який електромонтер.

Найбільш перспективними переносними приладами, що задовільняють перерахованим вимогам, є прилади, засновані на використанні вищих гармонічних складових.

3.7 Автоматизована система для виявлення пошкодження ізоляції

Розподільні мережі 6-35 кВ займають значну частину в інфраструктурі передачі і розподілу електроенергії, надійність їх роботи великою мірою визначають підсумковий показник безперебійності постачання електроенергії споживачеві і витрати на її передачу [29].

Найбільш поширеним видом пошкоджень в цих мережах є однофазні замикання на землю, які закінчуються пробоем ізоляції в її ослаблених місцях. Подібні пошкодження відбуваються із-за старіння ізоляції, тому і досі залишається актуальним завдання забезпечення ефективного безперервного контролю стану ізоляції і на його основі своєчасного виявлення та усунення пошкоджень ізоляції [18].

Для подальшого підвищення надійності функціонування електричних систем необхідно впроваджувати експлуатаційний моніторинг, технічну діагностику і прогнозування залишкового ресурсу енергетичного устаткування. Значна кількість пошкоджень у вузлах електричних систем з двигунами і трансформаторами виникає внаслідок розвитку локальних або розподілених пошкоджень

ізоляції кабелів і обмоток електродвигунів та трансформаторів. Запобігти виникненню таких пошкоджень можна завдяки своєчасному виявленню дефектів і їх усуненню.

Традиційне визначення відстані до місця виниклого замикання виконується локаційним способом, який базується на вимірі часу між моментом посилення в лінію зондуючого електричного імпульсу (струму або напруги) і моментом приходу в початок лінії імпульсу, відбитого від місця замикання [30]. Використання методу в робочому режимі мережі є надзвичайно складним із-за багатократного віддзеркалення зондуючого імпульсу від непошкоджених приєднань, а також із-за складності отримання необхідної інформації, що можливо тільки в той дуже короткий час, коли в місці ушкодження існує електрична дуга (долі мілісекунди).

В кваліфікаційній роботі розглядається автоматизована система для виявлення пошкодження ізоляції без відключення устаткування і зміни параметрів робочого режиму електроустаткування.

Перед нами було поставлено завдання удосконалити спосіб визначення відстані до місця локального пошкодження ізоляції і опору цього пошкодження в розподільних мережах, що дозволило б визначати відстань не лише до замикань на землю, але і до локальних пошкоджень ізоляції, а також визначати опір локального пошкодження ізоляції. Це можна досягти за рахунок визначення амплітуди струму нульової послідовності і кута між вектором цього струму і вектором напруги між двома фазами. При цьому порівнюються дані, отримані експериментальним шляхом, зі значеннями, отриманими на математичній моделі мережі в процесі розрахунку при покроковій зміні місця передбачуваного пошкодження ізоляції вздовж пошкодженого приєднання і зміни на кожному кроці величини опору в місці пошкодження ізоляції від нуля до максимально допустимого.

Розглянемо приєднання навантаження, схема заміщення якого була розроблена в пакеті *WorkBench* і приведена на рис. 3.11. При складанні схеми заміщення приєднання навантаження (двигуна або трансформатора) в мережі з ізолюваною нейтраллю було прийнято наступні допущення:

- 1) елементи схеми заміщення симетричні, тобто відповідні подовжні (Z) і поперечні опори різних фаз рівні між собою;
- 2) ємності фаз по відношенню до землі усієї електрично пов'язаної мережі (X_M), у тому числі і ємності контрольованого приєднання, враховуються сумарною величиною, що зосереджена на початку приєднання;
- 3) активна провідність ізоляції фаз по відношенню до землі не враховується. При необхідності їх врахування не викликає труднощів і виконується шляхом підключення активного опору паралельно ємностям фаз мережі;
- 4) локальне пошкодження моделюється активним опором $R_{ДЕФ.}$ на відстані $f_{ДЕФ.}$ від початку приєднання.

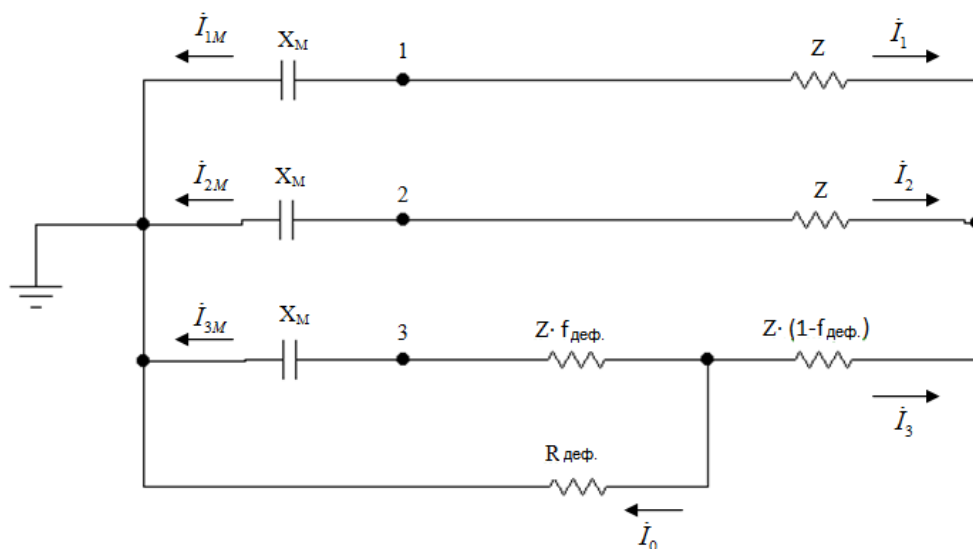


Рисунок 3.11 - Схема заміщення приєднання навантаження при появі локального пошкодження ізоляції

На схемі заміщення прийнято наступні позначення:

I_{1M} , I_{2M} , I_{3M} - струми відповідно через поперечну провідність фаз 1, 2, 3 мережі по відношенню до землі;

I_1 , I_2 , I_3 - струми відповідно через подовжню провідність фаз 1, 2, 3 навантаження приєднання;

I_0 - струм нульової послідовності, який проходить через місце пошкодження ізоляції (замикання на землю).

Запишемо рівняння, які описують робочий режим приєднання у разі виникнення дефекту ізоляції з опором $R_{ДЕФ}$ в одній з фаз.

$$\begin{aligned}
 -\dot{I}_{1M} \cdot X_M + \dot{I}_1 \cdot Z - \dot{I}_3(1-f_{ДЕФ}) \cdot Z + \dot{I}_0 \cdot R_{ДЕФ} &= 0 \\
 -\dot{I}_{2M} \cdot X_M + \dot{I}_2 \cdot Z - \dot{I}_3(1-f_{ДЕФ}) \cdot Z + \dot{I}_0 \cdot R_{ДЕФ} &= 0 \\
 -\dot{I}_{3M} \cdot X_M + \dot{I}_3 \cdot Z - \dot{I}_0 \cdot Z + \dot{I}_0 \cdot R_{ДЕФ} &= 0 \\
 \dot{U}_{12} &= \dot{I}_1 \cdot Z - \dot{I}_2 \cdot Z \\
 \dot{U}_{23} &= \dot{I}_2 \cdot Z - \dot{I}_0 \cdot Z - \dot{I}_3 \cdot Z \\
 \dot{U}_{31} &= \dot{I}_0 \cdot Z + \dot{I}_3 \cdot Z - \dot{I}_1 \cdot Z \\
 \dot{I}_{1M} + \dot{I}_{2M} + \dot{I}_{3M} &= 0 \\
 \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 &= 0
 \end{aligned}$$

Напруги між фазами U_{12} , U_{23} , U_{31} не змінюються при виникненні дефекту ізоляції і тому приймаються такими, що їх значення відомі і дорівнюють напрузі джерела живлення. Після перетворення системи рівнянь отримаємо математичну модель:

$$\dot{I}_0 = \frac{(1-f_{ДЕФ})(\dot{U}_{31} - \dot{U}_{23})}{X_M + f_{ДЕФ}(3-2f_{ДЕФ}) \cdot Z + 3R_{ДЕФ}}$$

Аналіз отриманої моделі показує, що вектор струму нульової послідовності (амплітуда і його фаза) залежить від відстані до місця пошкодження $f_{ДЕФ}$ і опору в місці дефекту $R_{ДЕФ}$. Повздовжній опір фази приєднання Z є незмінною величиною. Значення X_M залежить від режиму (конфігурації) мережі, а тому для забезпечення відповідності між дійсним і розрахунковим значенням струму нульової послідовності в розрахунках необхідно враховувати реальне значення X_M .

3.8 Алгоритм визначення відстані до локального пошкодження ізоляції

Алгоритм методу визначення відстані до локального пошкодження ізоляції і визначення опору в місці пошкодження ізоляції приведений на рис. 3.12.

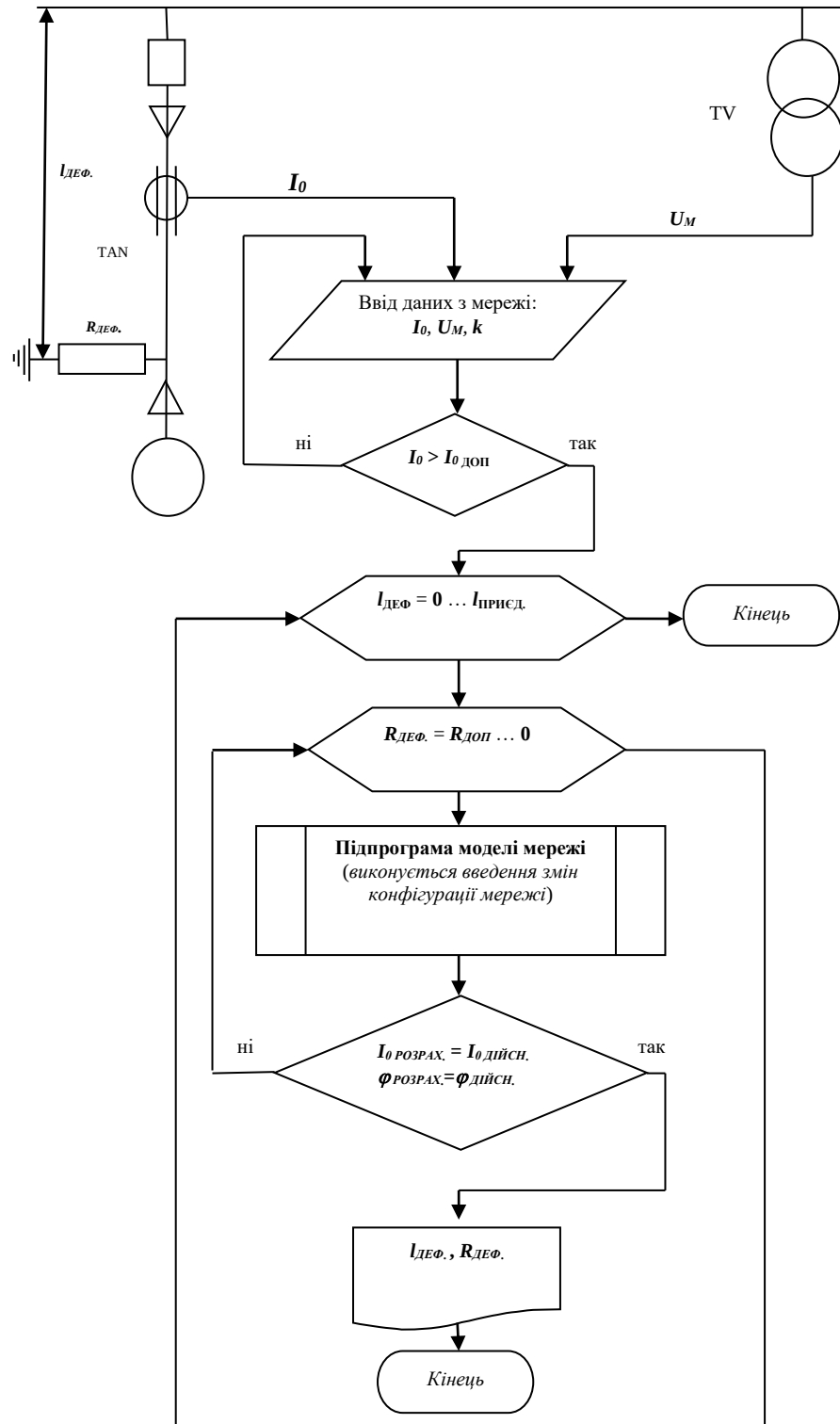


Рисунок 3.12 - Алгоритм визначення відстані до місця локального пошкодження ізоляції і опору цього пошкодження

Автоматизована система, яка працює на базі приведенного алгоритму, складається з:

1) блоку визначення амплітуди вектора струму нульової послідовності і кута φ між вектором струму нульової послідовності, і вектором напруги між двома фазами, один з входів якого з'єднаний з виходом трансформатора струму нульової послідовності, встановленим на приєднанні з пошкодженням ізоляції. Другий вхід блоку з'єднаний з виходом трансформатора напруги, що підключений до початку пошкодженого приєднання;

2) блоку порівняння амплітуди вектора струму нульової послідовності з допустимим значенням;

3) блоку покрокової зміни Δl відстані від початку приєднання до передбачуваного місця локального дефекту;

4) блоку виконання циклу покрокової зміни ΔR величини опору в місці локального дефекту ізоляції від нуля до максимально допустимого значення;

5) блоку розрахунків на математичній моделі мережі вектора струму нульової послідовності і кута φ між цим вектором струму і вектором напруги між двома фазами;

6) блоку введення змін конфігурації мережі;

7) блоку порівняння амплітуди розрахованого вектора струму нульової послідовності $I_{0 \text{ РОЗРАХ}}$ з амплітудою виміряного вектора дійсного струму нульової послідовності $I_{0 \text{ ДІЙСН}}$ і порівняння між собою кутів розрахованого $\varphi_{\text{РОЗРАХ}}$ та виміряного $\varphi_{\text{ДІЙСН}}$ векторів струму нульової послідовності по відношенню відповідно до розрахованого і виміряного векторів напруги між двома фазами;

8) блоку індикації певних значень відстані до місця локального дефекту ізоляції і значення опору в місці дефекту ізоляції.

Автоматизована система безперервно контролює амплітуду струмів нульової послідовності усіх приєднань. Перевищення по одному з приєднань заданого значення розцінюється як поява дефекту ізоляції, у тому числі це може бути і замикання на землю. За фактом перевищення блок зміни місця і величини опору пошкодження починає циклічний процес завдання параметрів

математичної моделі, які відповідають переміщенню точки передбачуваного місця дефекту ізоляції. При цьому на кожному кроці розрахунку виконується цикл зміни величини передбачуваного дефекту від нуля до максимально допустимого значення. Результати розрахунку вектора струму нульової послідовності на кожному кроці розрахунку порівнюються з дійсним вектором струму нульової послідовності пошкодженого приєднання. При співпаданні дійсного і розрахункового векторів початкового нульового струму на індикацію подаються розрахункові значення на відстані $f_{ДЕФ.}$ і $R_{ДЕФ.}$, які використовувалися на цьому кроці розрахунку.

Зміна конфігурації мережі автоматично враховується в математичній моделі мережі шляхом врахування і виключення параметрів відповідного елементу мережі. З метою спрощення зовнішніх зв'язків системи передбачена ручна корекція моделі мережі при зміні її конфігурації.

Фаза струму нульової послідовності визначається по відношенню до вектора міжфазної напруги. Цей вектор напруги не змінює амплітуди при виникненні дефектів ізоляції з різною величиною перехідного опору аж до замикання на землю. Крім того, зсув фаз між векторами напруги і струму нульової послідовності практично не залежить від місця і ступені дефекту ізоляції.

Автоматизована система була випробувана на віртуальній лабораторній установці в пакеті *WorkBench*. На лабораторній установці задавалися різні місця виникнення дефекту ізоляції в кабелі приєднання і в навантаженні приєднання. У кожній точці задавалися різні дефекти ізоляції. Результати віртуальних лабораторних досліджень співпадають з розрахунковими даними на математичній моделі, тобто модель є адекватною.

Згідно отриманої залежності вектора (амплітуди і фази) струму нульової послідовності приєднання з пошкодженням від відстані до місця дефекту ізоляції і опору цього пошкодження можна отримати її графічне зображення, яке показано на рис. 3.13. В пакеті MathCAD на базі отриманої математичної моделі було побудовано графік дійсної частини функції над комплексною площиною.

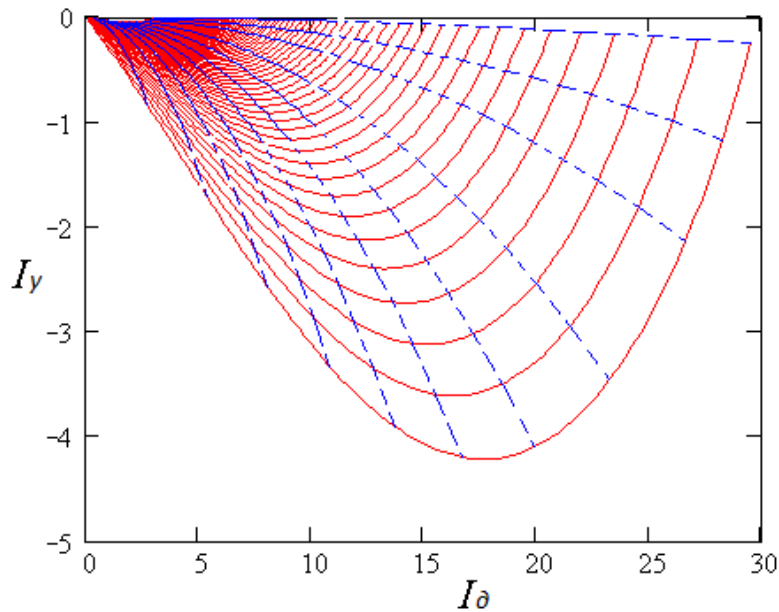


Рисунок 3.13 - Залежність вектора струму нульової послідовності від місця локального пошкодження ізоляції і опору цього пошкодження
Для побудови графічної залежності у якості початкових даних були прийняті наступні:

- 1) повздовжній опір фази навантаження - кабелю і двигуна
(трансформатора) – $Z = 2 + j \cdot 100$;
- 2) номінальна напруга мережі $U_{НОМ} = 6$ кВ;
- 3) з трикутника лінійної напруги отримаємо $U_{31} - U_{23} = 10.38$ кВ;
- 4) ємності фаз по відношенню до землі усієї електрично пов'язаної мережі
 $C = 10$ мкФ.

Значення вектора струму нульової послідовності приєднання з пошкодженням представлені на комплексній площині (по горизонтальній осі показана активна, а по вертикальній осі - реактивна складова). При необхідності за цими даними без особливої складності можна отримати амплітуду і кут між вектором струму нульової послідовності і вектором міжфазної напруги.

На рисунку залежність вектора струму нульової послідовності від відстані до місця дефекту ізоляції представлена суцільними кривими. Вздовж цих кривих опір пошкодження постійний. На графіці показано значення опорів від 10 до 10000 Ом з кроком 10 Ом. Найбільше значення струму по амплітуді

виходить при мінімальному опорі (в даному випадку 10 Ом), а найменше - при макси-мальному опорі.

Залежність вектора струму нульової послідовності від ступені (опору) пошкодження ізоляції представлена штрих-пунктирними кривими. Вдovж цих кривих відстань до місця дефекту ізоляції постійна. На графіку прийняті значення відстаней у відносних одиницях відповідно зліва направо: 0,9; 0,8; 0,7; 0,6; 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1; 0,05; 0,01. З графіків видно, що при малих відстанях зменшення опорy пошкодження ізоляції призводить до збільшення активної складової струму, а при великих - до збільшення реактивної складової.

Аналіз графічної залежності показав, що зменшення опорy дефекту ізоляції викликає практично пропорційне збільшення амплітуди вектора струму нульової послідовності, а зміна відстані до місця дефекту ізоляції приводить, головним чином, до зміни кута між цим вектором і вектором міжфазної напруги.

Динаміка зміни наочно показує зміну амплітуди і фази вектора струму нульової послідовності при зменшенні відстані до місця дефекту ізоляції, починаючи від кінця приєднання до його початку для різних значень опорy (ступені) цього дефекту.

Розроблений спосіб визначення відстані до місця локального дефекту ізоляції і опорy цього пошкодження в розподільних мережах дозволяє визначати відстань не лише до замикань на землю, але і до локальних дефектів ізоляції, а також визначати опір локального дефекту ізоляції. Зроблено первинний аналіз результатів, що отримані при використанні розглянутого методу, і віртуальні лабораторні дослідження. Надалі планується зробити глибший аналіз методу, розробити реальну діючу лабораторну установку, дати найбільш достовірну і остаточну оцінку роботи цього методу, у тому числі і похибку отримуваних результатів, а також створити програмний продукт, як для експериментального, так і повсюдного впровадження в системи релейного захисту і автоматики.

3.9 Висновки до розділу 3

В цьому розділі кваліфікаційної роботи було виконано вибір схем розподільних пристроїв підстанцій, які на всіх напругах вибираються з урахуванням числа приєднань і призначення підстанції.

Виконано розрахунок струмів короткого замикання з метою вибору і перевірки електричних апаратів і струмоведучих пристроїв, виявлення необхідності обмеження величини струму короткого замикання і проектування пристроїв релейного захисту й автоматики.

Проведено вибір електричних апаратів відповідно до обчислених максимальних величин струмів, напруг, потужностей відключень для двох режимів: нормального і режиму короткого замикання. Також виконано вибір устаткування і конструкція розподільних пристроїв підстанції напругою 110/10 кВ.

Розглянуто роботу релейного захисту в повітряних лініях, виконано відповідні розрахунки, обґрунтовано вибраний захист обладнання.

Розглянуто роботу пристроїв для визначення місць пошкодження повітряних ЛЕП та розроблено теоретичний варіант автоматизованої системи для виявлення пошкодження ізоляції та запропоновано алгоритм визначення відстані до локального пошкодження ізоляції.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Розрахунок заземлення підстанції 110/10 кВ

В залежності від призначення, розрізняють робоче, захисне і громозахисне заземлення. Робоче заземлення необхідне для створення визначеного режиму роботи електроустановки в нормальних і аварійних умовах, наприклад, заземлення нейтралі силових і вимірювальних трансформаторів. Захисне заземлення використовують для захисту людей і сільськогосподарських тварин від поразки електричним струмом при замиканні електричного проводу на неструмоведучі металеві частини електроустановки при пробі ізоляції. Громозахисне заземлення для ефективного захисту від перенапруг передбачає заземлення стрижневих і тросових блискавковідводів, порталів розподільних пристроїв, розрядників [31].

Як правило, на підстанціях для виконання всіх трьох типів заземлення використовують один заземлюючий пристрій. Відповідно до діючих ПУЕ опір заземлюючих пристроїв у трансформаторних підстанціях напругою 110/10 кВ $R_3 \leq 0.5 \text{ Ом}$ [32].

Заземлюючий контур виконується у вигляді прямокутника $50 \times 30 \text{ м}$.

Питомий опір ґрунту ρ складає $83 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (глина).

Заземлення виконується сталевими кутниками $50 \times 50 \times 4 \text{ мм}$ довжиною 3 м , які заглиблені на 0.7 м від поверхні землі і зв'язаними між собою смугою січенням $40 \times 4 \text{ мм}$.

Розрахунковий опір ґрунту визначається за формулою:

$$\rho_{\text{розрах.}} = K_c \cdot K_1 \cdot \rho, \quad (4.1)$$

де K_c – коефіцієнт сезонності, $K_c = 1.1$;

K_1 – коефіцієнт, що враховує стан ґрунту, $K_1 = 1.15$;

ρ – питомий опір ґрунту, $\rho = 83 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

$$\rho_{\text{розрах.}} = 1.1 \cdot 1.15 \cdot 100 = 104.7 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір одиночного вертикального електрода визначається за формулою:

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{\rho_{\text{розрах}}}{2\pi \cdot \ell_{\text{в}}} \cdot \left(\text{Ln} \frac{2 \cdot \ell_{\text{в}}}{d} + 0.5 \text{Ln} \frac{4\ell_{\text{в}} + 7t_1}{\ell_{\text{в}} + 7t_1} \right), \quad (4.2)$$

де $\ell_{\text{в}}$ – довжина вертикального електрода, м;

t_1 – відстань від поверхні землі до верхнього кінця вертикального електрода, м;

$d = 0.95 \cdot \epsilon$, де ϵ – ширина полиці кутника, м.

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{104,7}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\text{Ln} \frac{2 \cdot 3}{0.95 \cdot 0.05} + 0.5 \text{Ln} \frac{4 \cdot 3 + 7 \cdot 0.7}{3 + 7 \cdot 0.7} \right) = 29 \text{ Ом}$$

Задаючи визначеним розміщенням вертикальних заземлювачів по контуру, визначається орієнтовно їхнє число:

$$n = \frac{R_{\text{во}}}{R_3 \cdot K_{\text{вв}}}, \quad (4.3)$$

де $K_{\text{в.в.}}$ – коефіцієнт використання вертикальних електродів, $K_{\text{в.в.}} = 0.8$.

$$n = \frac{29}{0,5 \cdot 0,8} = 73$$

Приймаємо найближче більше ціле число $n = 73$ мм.

Відповідно до числа електродів і їхнього розміщення визначається опір горизонтальних з'єднувальних електродів. Попередньо розраховується опір ґрунту, з урахуванням коефіцієнта сезонності і коефіцієнта, який враховує стан ґрунту, для горизонтальних заземлювачів.

$$\rho_{\text{розрах.}} = 1.4 \cdot 1.6 \cdot 83 = 185.9 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір горизонтального електрода визначається за формулою:

$$R_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi \cdot \ell_2 \cdot K_{\text{вг}}} \cdot \text{Ln} \frac{\ell_2^2}{t_2 \cdot d}, \quad (4.4)$$

де ℓ_2 – довжина горизонтального електрода, м;

$K_{\text{вг}}$ – коефіцієнт використання горизонтального електрода, $K_{\text{вг}} = 0.8$;

t_2 – відстань від поверхні землі до горизонтального заземлювача, м;

d – діаметр електрода, для смуги приймають рівним половині ширини смуги, м.

$$R_r = \frac{185,9}{2 \cdot 3,14 \cdot 160 \cdot 0,8} \cdot \ln \frac{160^2}{0,7 \cdot 0,5 \cdot 0,04} = 3,33 \text{ Ом.}$$

За відомим опором горизонтального заземлювача уточнюємо необхідний опір вертикальних електродів.

$$R_B = \frac{R_r \cdot R_3}{R_r - R_3}, \quad (4.5)$$

$$R_B = \frac{3,33 \cdot 0,5}{3,33 - 0,5} = 0,59 \text{ Ом.}$$

Число вертикальних електродів уточнюємо за формулою:

$$n_y = \frac{R_{B.O}}{K_{IB} \cdot R_B} \quad (4.6)$$

$$n_y = \frac{29}{0,8 \cdot 0,59} = 61,4 \text{ шт.}$$

Остаточне число вертикальних електродів приймають з умов розміщення, але не менше ніж n_y . Приймаємо $n_0 = 77$ шт. Тоді результуючий опір пристрою заземлення визначаємо за формулами:

$$R_K = \frac{\frac{1}{n_0} \cdot \frac{R_{BO}}{K_{BB}} \cdot R_r}{\frac{R_{BO}}{n_0 \cdot K_{BB}} + R_r} \quad (4.7)$$

$$R_K = \frac{\frac{1}{62} \cdot \frac{29}{0,8} \cdot 3,33}{\frac{29}{62 \cdot 0,8} + 3,33} = 0,49 \text{ Ом.}$$

$$R_K < R_3 \quad \Rightarrow \quad 0,49 < 0,5 \text{ Ом.} \quad (4.8)$$

З умови (6.8) видно, що розрахунок заземлюючого пристрою підстанції 110/10 кВ виконаний вірно і він відповідає вимогам ПУЕ [26].

4.2 Розрахунок громозахисту підстанції

Тип громозахисту системи електропостачання вибирається в залежності від робочої напруги, потужності підстанції, її схеми. Істотну роль у громозахисті грає питомий опір ґрунту в районі спорудження системи електропостачання, матеріал опор лінії електропередач і конструктивних елементів підстанції.

При виборі громозахисних апаратів (вентильних і трубчастих розрядників, іскрових проміжків) важливими параметрами є максимальні і мінімальні значення супровідних струмів короткого замикання, що виникають при перекритті ізоляції хвилями грозових перенапруг. Принципова схема громозахисту вибирається по довідниках у залежності від робочої напруги підстанції, її потужності і схеми живлення [33].

На підстанціях 110/10 кВ із боку напруги 110 кВ поблизу трансформаторів встановлюють два комплекти вентильних розрядників РВС–110. Вони встановлюються на бетонному фундаменті з надійним огородженням. Усі вентильні розрядники заземлюються і підключаються до фазних проводів. З боку напруги 10 кВ підстанцію захищають, встановлюючи комплекти трубчастих розрядників РТФ–10. Їх з'єднують із проводами лінії через зовнішні іскрові проміжки. У підстанції комплект трубчастих розрядників з'єднується з її заземленням, а на лінії - з заземленням не більше 10 – 15 Ом.

Відкриті підстанції від прямих ударів блискавки захищають стрижневими блискавковідводами, що встановлюються на конструкціях відкритих розподільчих пристроїв (ВРП) 110 кВ. Підходи до підстанції захищаються громозахисними тросами з заземленням їх на кожній опорі [34].

Захисні властивості стрижневого блискавковідводу характеризують зоною захисту, під якою мають на увазі простір навколо блискавковідводу, де поразка об'єкта захисту атмосферним розрядом є малоімовірною. Для захисту трансформаторної підстанції 110/10 кВ застосовується подвійний стрижневий блискавковідвід, схема захисної зони якого зображена схематично на рис. 4.1.

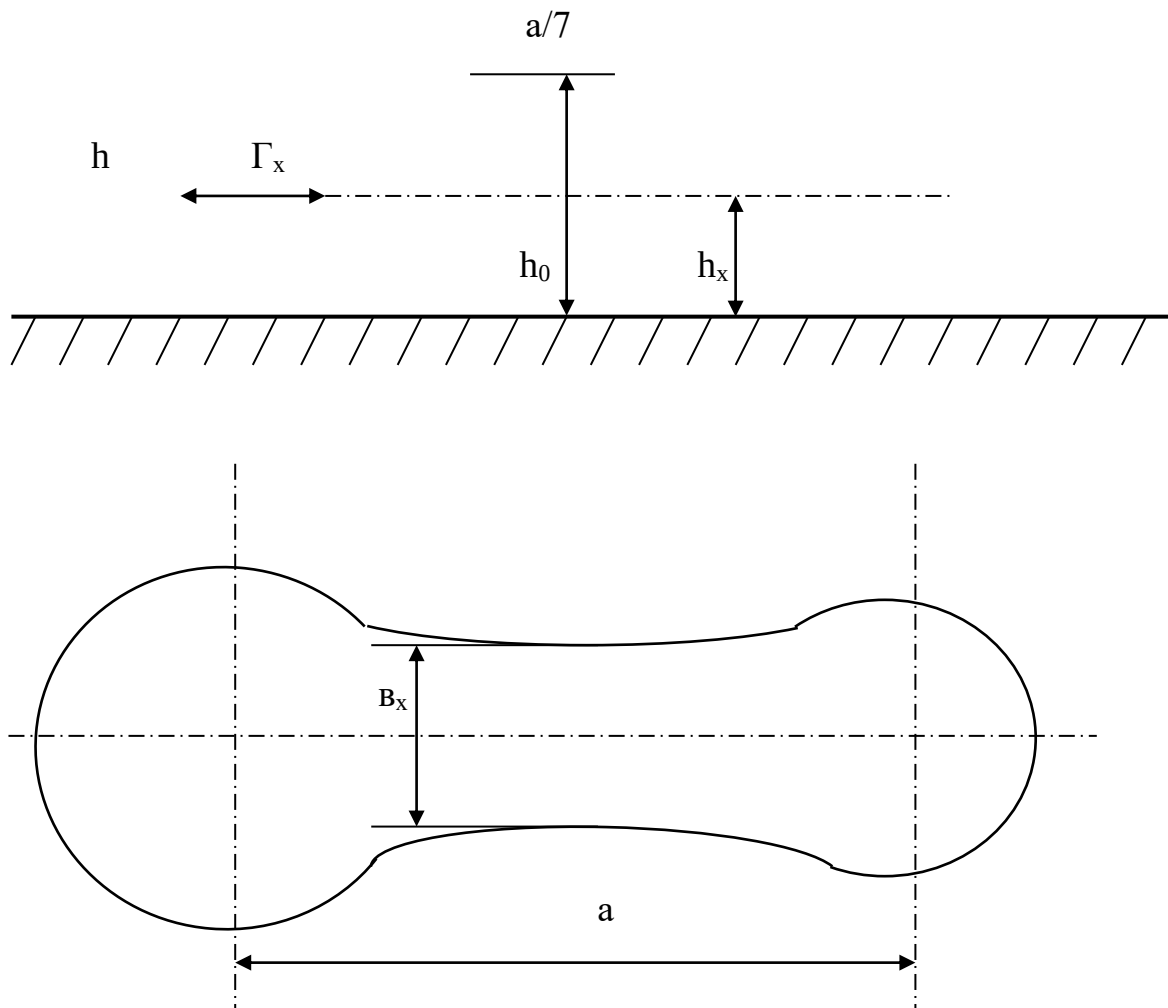


Рисунок 4.1 - Схема захисної зони подвійного стрижневого блискавковідводу

Захисна дія блискавковідводу характеризується коефіцієнтом захисту K_x .

Приймаємо для розрахунку два стрижневих блискавковідводи висотою $M_1 - 27$ м і $M_2 - 32$ м, які розміщені один від одного на відстані 54 м.

Для блискавковідводу висотою менше 30 м радіус захисту визначається за формулою:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot (h - h_x) / (h + h_x), \quad (4.9)$$

де h – повна висота блискавковідводу, м;

h_x – висота об'єкта захисту, м.

$$r_x = 1,6 \cdot 27 (27 - 6) / (27 + 6) = 27,69 \text{ м} \approx 28 \text{ м}.$$

Визначаємо коефіцієнт захисту:

$$K_x = \operatorname{tg} \alpha = \frac{r_x}{h_a}, \quad (4.10)$$

де h_a - активна висота блискавковідводу, $h_a = h - h_x$, м.

$$K_x = \frac{28}{27 - 6} = 1,33$$

Для блискавковідводів висотою менше 30 м $K_{\text{оперед}} = 1,6$ $K_x < K_{\text{оперед}}$

$$1,33 < 1,6$$

Для блискавковідводу висотою більше 30 м радіус захисту визначаємо за формулою:

$$r_x = 8,8 \sqrt{h} (h - h_x) / (h + h_x), \quad (4.11)$$

$$r_x = 8,8 \cdot \sqrt{32} \cdot (32 - 6) / (32 + 6) = 34,1 \text{ м.}$$

Коефіцієнт захисту визначається:

$$K_x = 8,8 / \left[\left(1 + \frac{h_x}{h} \right) \cdot \sqrt{h} \right], \quad (4.12)$$

$$K_x = 8,8 / \left[\left(1 + \frac{6}{32} \right) \cdot \sqrt{32} \right] = 1,31$$

Розрахункова ширина внутрішньої зони захисту B_x на висоті h_x згідно довідникових даних. Для $\frac{a}{h_a} = \frac{54}{21} = 2,6$ і $h_x = 0,2h$ $\frac{B_x}{2h_a} = 1,33$.

$$\text{Отже, } B_x = 2 \cdot 21 \cdot 1,33 = 55 \text{ м.}$$

Найменша висота зони захисту складає:

$$h_0 = h - a/7. \quad (4.13)$$

$$h_0 = 32 - \frac{54}{7} = 24,3 \text{ м.}$$

Зроблені розрахунки підтверджують правильність використання подвійного стрижневого блискавковідводу. Який забезпечує необхідний ступінь захисту трансформаторної підстанції 110 /10 кВ.

4.3 Знезаражування території тваринницьких ферм і приміщень

Роботи, зв'язані зі знезаражуванням місцевості, вимагають великої витрати сил і засобів. Наприклад, для дегазації території площею 1 га потрібно не менш 10 т розчину дегазації. Тому знезаражують не всю територію господарства і не всі будівлі і спорудження, а тільки ту частину, на якій будуть жити і працювати люди, де будуть знаходитися тварини, запаси продовольства. Інші ділянки місцевості позначають спеціальними знаками огороження і залишають для самознезаражування [35].

У залежності від вражаючого фактора знезаражування території, фуражу, продовольства, води і різних предметів називають дезактивацією, дегазацією, дезінфекцією [33].

Дезактивація – видалення радіоактивних речовин з поверхонь різних об'єктів, а також із продуктів харчування, фуражу і води. В усіх випадках дезактивація має на меті довести радіоактивне забруднення до допустимих величин. При механічному способі дезактивації радіоактивний пил з поверхонь об'єктів видаляють змиванням, витрушуванням, змиванням водою; крім того, прибігають до видалення забрудненого шару землі, снігу, до фільтрування води і т.п. Хімічний спосіб дезактивації полягає в розчиненні радіоактивного пилу або переведенні радіоізотопів у комплексні з'єднання з наступним видаленням їх тим або іншим розчином. Застосовується і фізико-хімічний спосіб дезактивації, при якому використовують різні дезактивуючі розчини.

Дегазація – знезаражування або видалення отруйних речовин. Способи дегазації: механічний, коли видаляють заражений шар землі, снігу, фуражу, продукту або заражену ділянку ізолюють; хімічний, при якому отруйні речовини нейтралізують або руйнують хімічними речовинами; фізичний, коли отруйні речовини руйнують за допомогою високої температури, видаляють розчинниками або випаровують провітрюванням; змішаний, коли поєднують зазначені вище способи.

Дезінфекція – знищення збудників інфекційних захворювань у зовнішнім середовищі. Можливі такі способи: хімічний, коли мікроорганізми убивають за

допомогою хімічних препаратів, фізичний, якщо їх знищують високою температурою, гама-променями, ультразвуком, а також фізико-хімічний, коли, наприклад, поєднується дія високої температури і пар формаліну в пароформаліновій камері.

Тваринницькі приміщення і прилягаючу до них територію дезінфікують у наступному порядку: територію, а потім приміщення (корівники, свинарники, стайні й ін.) спочатку рясно зрошують дезінфікуючим розчином, після чого проводять механічне очищення. Гній і сміття спалюють на скотомогильнику або на місці; при вивозі їх на дно машини і зверху насипають сухе хлорне вапно шаром 1 см. Внутрішні поверхні бортів машини перед навантаженням обмазують хлорно-вапняною кашкою. Потім розчинами дезінфікуючих засобів повністю зрошують кожен оброблюваний об'єкт без пропусків. Дерев'яні і металеві предмети догляду за тваринами, а також вироби з волокна, вовни, брезенту, бавовни дезінфікують кип'ятінням протягом 30 хв при вегетативних формах мікробів і 2 год. при спорових формах. Їх можна знезаразити й у пароформаліновій камері, а також вимочуванням у дезінфікуючому розчині.

Приміщення й устаткування, заражені спорами сибірської виразки, обробляють трикратно з годинною перервою. За одну обробку на 1 м² площі витрачають 1 л розчину, а при спорових формах мікробів – 2 л. Застосовують один з наступних засобів: масу хлорного вапна, що містить не менше 5% активного хлору; 10% розчин формальдегіду (з розрахунку 10 л формаліну на 90 л води); 5% розчин однохлористого йоду; 20% прояснений розчин ДТС-ГК. Ґрунт рясно заливають розчином (10 л/м²) або попередньо зрошують розчином хлорного вапна, що містить 5% активного хлору з розрахунку 10 л на 1 м², після чого перекопують на глибину не менше 25 см і перемішують із сухим хлорним вапном, що містить не менше 25% активного хлору (з розрахунку на 3 частини ґрунту одну частину хлорного вапна). Після перемішування з вапном ґрунт зволожують водою.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі вирішена актуальна наукова задача – розроблено проєкт системи електропостачання сільськогосподарських споживачів Старовижівського РЕМ, які знаходяться у Волинській області.

В результаті виконання кваліфікаційної роботи та проведених досліджень були отримані наступні результати.

1. Розглянуто питання, що стосуються електропостачання частини сільськогосподарського району.
2. Виконано розрахунки електричних навантажень.
3. Визначено потужність і місця установки трансформаторних підстанцій.
4. Виконано електричний розрахунок мереж живлення і розподільних мереж.
5. Для вибору оптимального варіанту мережі виконано техніко-економічний розрахунок 2-х варіантів схем і за найменшими річними витратами обрано радіальну схему електропостачання споживачів.
6. Для основного вибору розглянуте питання розробки пристрою для визначення місць ушкодження повітряних ЛЕП.
7. Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, які безпосередньо пов'язані з темою роботи.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Скопенко Н. Агропромисловий сектор: сучасний стан, тенденції та перспективи розвитку: Економічний аналіз. – 2011. – Вип. 8. – Ч. 1. – С. 179- 183
2. Механізація, електрифікація та автоматизація сільськогосподарського виробництва: підр. / за. ред. Рудь А. В. Київ : Агросвіта, 2012. 432 с.
3. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М.– К.: Аграрна освіта, 2011.– 448 с.
4. Бебко В.Г. Зниження втрат електроенергії у сільському господарстві / В. Г. Бебко, С. Я. Меженний, В. Г. Стафійчук, В. Ю. Юрчук // – К.: Урожай, – 2008. – 128 с.
5. Оробчук Б., Гоцуляк Ю. Підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів. Актуальні питання розвитку агропромислового комплексу. ВП НУБІП України «Бережанський агротехнічний інститут». - Бережани, 2016 р
6. Автоматизація технологічних процесів і системи автоматичного керування: Навчальний посібник / Барало О.В., Самойленко П.Г., Гранат С.Є., Ковальов В.О. – К. : Аграрна освіта, 2010. – 557 с.
7. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / А.А. Халатов // Вісник Національної академії наук України. — 2016. — № 6. — С. 53-61. — Бібліогр.: 3 назв. — укр. — Режим доступу: <https://nasplib.isoftware.kiev.ua/handle/123456789/104833>
8. Оробчук Б., Іванків А. Адаптивна система керування режимами електропостачання. Актуальні питання розвитку агропромислового комплексу. ВП НУБІП України «Бережанський агротехнічний інститут». - Бережани, 2016 р.
9. Романюк Р.В. Зарубіжний досвід процесів реформування регіональних ринків електроенергетики. Проблеми економіки. 2020, №4 (46). С. 113-118. URL: https://www.problecon.com/export_pdf/problems-of-economy-2020-4_0-pages-113-118.pdf

10. Методичні рекомендації визначення технологічних втрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередачі [Електронний ресурс]. – К.: Міненерговугілля України, 2013. – Режим доступу: http://www.leonorm.com/p/NL_DOC/UA/201301/Nak399.htm
11. Красовський Ю.Л., Кулик В.В., Лежнюк П.Д. Керування втратами електроенергії в розподільних мережах з використанням засобів АСКОВЕ // Вісник Харківського держ. техн. ун-ту сільського господ.- 2003.- вип. 19. т.1.- С. 99-107.
12. Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Т., 2001.
13. Бондаренко С. П. Електрифікація сільськогосподарського виробництва. – Київ: Техніка, 2012.
14. Рубаненко О.Є., Рубаненко О.О. Електрифікація і автоматизація сільськогосподарського виробництва. Методичні вказівки для самостійної роботи для студентів агрономічного факультету спеціальностей, 6.130102 «Агрономія», форма навчання денна – Вінниця: РВВ ВНАУ, 2012. – 40 с
15. ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності»
16. Оробчук Б., Микуляк В., Волос Р. Зниження втрат електроенергії в розподільних мережах при застосуванні накопичувачів енергії. / VII Міжнародна науково-технічна конференція «Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи»: Тернопіль, 2024 р. – С. 61-62
17. Журахівський, А. В. Оптимізація режимів електроенергетичних систем: навч. посібник для вузів / А. В. Журахівський, І. В. Жежеленко ; Держ. ун-т "Львівська політехніка"; ПДТУ. КАф. електропостачання пром. підприємств .. - Львів ; Маріуполь : [б. и.], 2000. - 109 с.
18. Електричні мережі та системи: підручник [для студентів електроенергет. спец. ВНЗ, аспірантів, викл. і спеціалістів відповід. профілю] / М. С. Сегеда ; М-во освіти і науки України, Нац. ун-т «Львів. політехніка». — 3-тє вид, переробл. та доповн. — Львів : Вид-во Львів. політехніки, 2015. — 540 с.

19. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: Навч. посібник. / В.А. Лушкін, І.Г. Абраменко, І.В. Барбашов та ін. – Харків: ХНАМГ. – 2012
20. Романюк, Ю. Ф. Оптимізація режимів електропостачальних систем: конспект лекцій / Ю. Ф. Романюк. - Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. - 135 с.
21. Журахівський, А. В. Оптимізація режимів електроенергетичних систем : навч. посібник для вузів / А. В. Журахівський, І. В. Жежеленко ; Держ. ун-т "Львівська політехніка"; ПДТУ. КАф. електропостачання пром. підприємств .. - Львів ; Маріуполь : [б. и.], 2000. - 109 с.
22. Методика визначення нормативних технічних втрат електричної енергії в електричних мережах енергокомпаній України. – Горлівка: ДП «ДонОРГРЕС», 2004. – На заміну ГНД 34.09.104-2003.
23. Методичні рекомендації визначення технологічних втрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередачі [Електронний ресурс]. – К.: Міненерговугілля України, 2013. – Режим доступу: http://www.leonorm.com/p/NL_DOC/UA/201301/Nak399.htm
24. Оробчук Б., Братковський Н., Семенюк В. Дослідження перехідних процесів при замиканнях на землю // VI Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “ -Тернопіль, ТНТУ ім. Івана Пулюя 2017 р.
25. Електричні машини: навчальний посібник. // О.А. Буняк, І.М. Сисак, С.М. Бабюк, Б.Я. Оробчук, Я.М. Осадца, В.П Коваль. – Тернопіль: ФОП Паляниця В.А., – 2023. О – 324 с
26. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне / Міненерговугілля України. – 2017 р.
27. Гришук Ю.С. Аналіз надійності мікропроцесорних пристроїв релейного захисту / Ю.С. Гришук, Р.Ф. Тимошенко // Вісник Нац. техн. ун-ту "ХП" : зб. наук. пр. Темат. вип. : Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Харків : НТУ "ХП". – 2010. – № 16. – С. 21-28.

28. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с., рис. 41, табл. 20. ISBN
29. СОУ-Н ЕЕ 20.502:2007 Повітряні лінії електропередавання напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації. – Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=67691
30. Оробчук Б., Бабюк С.М., Сисак І.М. Спосіб визначення відстані до місця локального пошкодження ізоляції та опору цього пошкодження у розподільних мережах. Науково-виробничий журнал «Метрологія та прилади». – Харків, № 2(34), 2012 - С. 25-29
31. Бондаренко О.В., Іоргачов Д.В.. Дослідження опорів заземлювальних пристроїв у неоднорідній землі // Методичне керівництво до лабораторної та навчально-дослідницької роботи студентів. – Одеса, 2003
32. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.
33. Методичний посібник для здобувачів освітнього ступеня «магістр» всіх спеціальностей денної та заочної (дистанційної) форм навчання «Безпека в надзвичайних ситуаціях» / В.С. Стручок –Тернопіль: ФОП Паляниця В.А., –156 с. Отримано з <https://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39196>
34. Кухаровський П. П. Електробезпека на виробництві та в побуті. Хмельницький: [б.в.], 2007. 240 с.
35. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О. Охорона праці і промислова безпека: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2010. - 425 с.
36. Оробчук Б.Я., Буняк О.А., Бабюк С.М., Сисак І.М., Вакуленко О.О. Методичні вказівки щодо виконання та оформлення дипломної роботи за ступенем «магістр». Тернопіль, ТНТУ імені Івана Пулюя, 2017 р.