

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерно-технологічний
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

До захисту
Допускається
В.о. завідувача кафедри

Олександр ЮРЧЕНКО

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за магістерським рівнем вищої освіти

На тему: «Дослідження особливостей використання реклоузерів РВА/TEL-10
для резервування споживачів м. Суми»

Виконала

(підпис)

Олена УСІКОВА

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Група:

ЗЕТЕ 2401м

Науковий керівник:

(підпис)

Андрій ЧЕПІЖНИЙ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Рецензент:

(підпис)

Олександр КОВБАСА

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерно-технологічний

Кафедра енергетики та електротехнічних систем

Ступінь вищої освіти «Магістр»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

енергетики та електротехнічних систем

Андрій ЧЕПІЖНИЙ

«5» вересня 2024 року

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу

Олена УСИКОВА

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

1. Тема кваліфікаційної роботи: Дослідження особливостей використання реклоузерів РВА/TEL-10 для споживачів м. Суми.
2. Керівник кваліфікаційної роботи: Чепіжний Андрій Володимирович, кандидат технічних наук, доцент.
3. Строк подання здобувачем роботи: «14» листопада 2025 року.
4. Вихідні дані до роботи: паспортні дані реклоузерів, правила улаштування електроустановок, правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, нормативні документи для проведення досліджень, стандарти.
5. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ. Розділ 1. Аналіз особливостей будови та використання реколоузерів. Розділ 2. Аналіз особливостей використання реклоузерів в електричних мережах міста. Розділ 3. Вплив реклоузерів РВА / TEL на показники надійності мережі. Розділ 4. Охорона праці. Розділ 5. Економічне обґрунтування. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: Презентація

Керівник роботи:

(підпис)

Андрій ЧЕПІЖНИЙ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Завдання прийняла до виконання

(підпис)

Олена УСИКОВА
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата отримання завдання «5» вересня 2024 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів | Примітка |
|-------|---|------------------------|----------|
| 1 | Збір інформації про особливості будови та використання реклоузерів | до 02.08.2025 р. | |
| 2 | Аналіз літературних джерел з обраної тематики | до 16.08.2025 р. | |
| 3 | Складання плану роботи | до 21.08.2025 р. | |
| 4 | Написання вступу | до 24.08.2025 р. | |
| 5 | Підготовка розділу «Розділ 1. Аналіз особливостей будови та використання реколоузерів» | до 30.08.2025р. | |
| 6 | Підготовка розділу «Розділ 2. Аналіз особливостей використання реклоузерів в електричних мережах міста» | до 19.09.2025 р. | |
| 7 | Підготовка розділу «Розділ 3. Вплив реклоузерів РВА / TEL на показники надійності мережі» | до 03.10.2025 р. | |
| 8 | Підготовка розділу «Розділ 4. Охорона праці» | до 08.10.2025 р. | |
| 9 | Підготовка розділу «Розділ 5. Економічне обґрунтування» | до 20.10.2025 р. | |
| 10 | Написання висновків та пропозицій | до 25.10.2025 р. | |
| 11 | Подання роботи на перевірку унікальності до експертної ради факультету | до 01.11.2025 р. | |
| 12 | Подання роботи на рецензування | до 07.11.2025 р. | |
| 13 | Подання до попереднього захисту | до 14.11.2025 р. | |

Керівник роботи:

(підпис)

Андрій ЧЕПІЖНИЙ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Завдання прийняла до виконання

(підпис)

Олена УСІКОВА
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

АНОТАЦІЯ

Усікова Олена Олександрівна «Дослідження особливостей використання реклоузерів РВА/TEL-10 для резервування споживачів м. Суми».

Кваліфікаційна робота на здобуття ступеня магістра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки за освітньою програмою «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Сумський національний аграрний університет, Суми, 2025.

В роботі проведено аналіз основних особливостей використання реклоузерів та виконано аналіз показників надійності електричних мереж в яких вони використовуються. Наведено також аналіз конструкцій реклоузерів, які доцільно використовувати в м. Суми.

Проведено аналіз особливостей використання реклоузерів в якості пристроїв секціонування для ліній електропередачі міста та виконано основний аналіз алгоритмів, що дозволяють провести реалізацію їх роботи в загальній електромережі.

Визначено вплив реклоузера на загальні показники надійності електричної мережі. На визначено оцінку електричної енергії, що не відпущена в електричну мережу.

В роботі наведено заходи з охорони праці та проведено економічну оцінку запропонованих рішень.

Ключові слова: електрична мережа, реклоузер, секціонування, надійність, повітряна лінія, індекси, пошкодження, живлення, телемеханіка.

ABSTRACT

Usikova Olena Oleksandrivna «Research of the Features of Using RVA/TEL-10 Reclosers for Consumer Backup in Sumy».

Qualification work for the degree of Master of Electrical Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics under the educational program «Electrical Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics» in specialty 141 «Electrical Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics». Sumy National Agrarian University, Sumy, 2025.

The work analyzes the main features of using reclosers and assesses the reliability indicators of electrical networks where they are employed. An analysis of recloser designs suitable for use in Sumy is also presented.

The study examines the features of using reclosers as sectionalizing devices for city power lines and provides a core analysis of the algorithms that enable their implementation within the general power grid.

The impact of the recloser on the overall reliability indicators of the electrical network is determined. An evaluation of the electrical energy not supplied to the electrical network is also performed.

The work includes occupational safety measures and an economic assessment of the proposed solutions.

Key words: electrical network, recloser, sectionalizing, reliability, overhead line, indices, damage, power supply, telemechanics.

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| ВСТУП..... | 7 |
| РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ БУДОВИ ТА ВИКОРИСТАННЯ РЕКОЛОУЗЕРІВ..... | 9 |
| 1.1 Аналіз показників надійності в мережах з встановленими реклоузерами..... | 9 |
| 1.2 Особливості призначення та використання реклоузерів..... | 11 |
| 1.3 Аналіз основних особливостей конструкції реклоузерів..... | 13 |
| Висновки до розділу..... | 18 |
| РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ВИКОРИСТАННЯ РЕКЛОУЗЕРІВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ МІСТА..... | 19 |
| 2.1 Особливості використання реклоузерів в якості пристроїв секціонування електричної мережі міста..... | 19 |
| 2.2 Аналіз основних алгоритмів реалізації роботи реклоузера у загальній мережі електропостачання..... | 23 |
| Висновки до розділу..... | 28 |
| РОЗДІЛ 3. ВПЛИВ РЕКЛОУЗЕРІВ РВА / ТЕМ НА ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ МЕРЕЖІ..... | 29 |
| 3.1 Аналіз прийнятої схеми включення реклоузера в лінію електропостачання..... | 29 |
| 3.2 Проведення загальної оцінки недовідпуску електричної енергії..... | 30 |
| Висновки до розділу..... | 37 |
| РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ..... | 38 |
| Висновки до розділу..... | 39 |
| РОЗДІЛ 5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ..... | 40 |
| Висновки до розділу..... | 43 |
| ВИСНОВКИ..... | 44 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 45 |
| ДОДАТКИ..... | 48 |

ВСТУП

Актуальність теми. Забезпечення показників надійності електропостачання є доволі важливим заходом. Особливого значення це набуває сьогодні в час повномасштабного вторгнення та значних обстрілів енергетики сумського регіону. На сьогодні доволі ефективним заходом підвищення надійності системи електропостачання споживачів населених пунктів є використання реклоузерів. Вони здатні виконувати відновлення живлення в автоматичному режимі з можливістю локалізації пошкодженої ділянки мережі. Використання реклоузерів відповідно зменшує час на пошук пошкодження, а отже і зменшує тривалість відключення споживачів від електропостачання.

Застосування реклоузерів дозволяє виконати секціонування загальної мережі і відповідно до типу схеми живлення забезпечувати безперебійність живлення споживача. Додатково при цьому можна враховувати алгоритми роботи реклоузера та особливості споживача за показниками живлення.

Оскільки реклоузери набирають все більшого розповсюдження в електричних мережах то їх дослідження є доволі перспективним напрямком. Можливість широкого застосування пристроїв РВА / TEL дозволяє фактично значно розширити межі їх використання не лише в електропостачанні населених пунктів, а і конкретного споживача окремо.

Виходячи з проведеного аналізу тема роботи є актуальною та потребу подальшого дослідження в різних умовах використання реклоузерів для різних споживачів, особливо для регіонів з активними бойовими діями.

Аналіз стану наукової розробки проблеми. Проблема секціонування електричних мереж досліджується багатьма науковцями. Невизначеність умов проведення секціонування електричних меж потребує наукового дослідження для умов міста, в тому числі і м. Суми.

Мета та задачі досліджень. Основною метою роботи є визначення основних показників роботи реклоузерів в електричних мережах м. Суми з аналізом показників надійності.

Відповідно до мети, для її розкриття необхідно вирішити наступні завдання:

1. Визначити особливості будови, використання та подальшої експлуатації реклоузерів в електричних мережах.

2. Визначити особливості роботи та забезпечення алгоритмів роботи реклоузера в електричній мережі для забезпечення необхідних показників електропостачання.

3. Визначити особливості впливу застосування реклоузерів на показники надійності електропостачання.

4. Провести економічне обґрунтування використання реклоузерів та виконати аналіз заходів з охорони праці при проведенні монтажних та експлуатаційних робіт мереж.

Об'єкт дослідження. Основним об'єктом дослідження є лінії електропередачі з встановленими реклоузерами для виконання їх секціонування.

Предмет дослідження. Предметом нашого дослідження є визначення основних показників роботи реклоузера в електричній мережі з визначенням показників надійності.

Завдання дослідження. Проведення аналізу особливостей використання реклоузерів в мережі з визначенням показників надійності для споживачів населеного пункту. При цьому необхідно виконати порівняльний аналіз основних алгоритмів роботи реклоузерів та обрати найбільш кращу схему забезпечення для м. Суми.

Методи дослідження. Для проведення дослідження застосовувався метод порівняльного аналізу та математичного розрахунку показників надійності. Також проводився аналіз мереж відповідно до даних підприємства електропостачання.

Структура та обсяг роботи. Кваліфікаційна робота містить 5 розділів, 1 додаток, 2 таблиці, 18 рисунків, 22 джерела.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ БУДОВИ ТА ВИКОРИСТАННЯ РЕКОЛОУЗЕРІВ

1.1 Аналіз показників надійності в мережах з встановленими реклоузерами

В умовах війни та відповідно військового стану експлуатаційні витрати та витрати на проведення різноманітних робіт є доволі високими. За деякими показниками вони є вищими більше ніж в 2 рази за потребу. З одного боку це пов'язано с постійними обстрілами електричних мереж, а з іншого поганим їх станом. Виходячи з цього показники надійності зазначених електричних мереж знаходяться на низькому рівні.

Так за останні роки для повітряних ліній 6-10 кВ кількість відключень зросла в разу, і становить більше 20 відключень / 100 км. Однією з причин, через які виникають відключення є погодні умови. На них за підрахунками припадає близько 30 %. При цьому доволі значний відсоток відключень припадає на руйнування ліній та підстанцій в результаті різноманітних обстрілів.

За відсутності масованих обстрілів та руйнувань в літній період часу спостерігалась тривалість відключення одного певного споживача в м. Суми складала близько 630 хв. (індекс SAIDI). Що стосується зимового періоду в результаті значних обстрілів енергетики Сумської області та м. Суми спостерігаються значні відключення електроенергії.

Необхідно зазначити, що до початку повномасштабної війни в деяких регіонах Сумської області стан розподільних мереж був в доволі незадовільному стані і відповідно значення відключення одного споживача складало 1000 хв.

Кожна компанія, в тому числі і АТ «Сумиобленерго» показує реальні показники індексу SAIDI для свого регіону. При цьому доволі часто їх занижують

У відповідності до Постанов НКРЕ для населення сільського регіону даний показник відключень повинен становити не більше 70 хв. Відповідно для міст за даною постановою показник повинен бути значно меншим і повинен становити

40 хв. На жаль станом на сьогодні ми спостерігаємо майже неможливість досягнення подібних показників через постійні обстріли енергетичної інфраструктури.

Одним з варіантів вирішення даної проблеми може бути використання реклоузерів. При цьому зауважимо, що дані пристрої працюють фактично самостійно без втручання людини. Також у них фактично відсутня необхідність у координації з центром керування.

Реклоузери типу PBA / TEL в своїй конструкції мають встановлені системи телемеханіки. При цьому дані системи не виконують функцій основного призначення, а лише здійснює допоміжну функцію. Основна функція телемеханіки в реклоузері припадає на оперативне керування та на здійснення контролю за основними його параметрами. Виходячи з цього реклоузери реалізують підхід при якому за умови виникнення короткого замикання на лінії електропередачі проходить автоматична локалізація місця пошкодження. Це дозволяє значно скоротити час на пошук місця пошкодження, а отже і має вплив на швидкість відновлення електромережі.

Окрім допомоги в пошуку місця пошкодження реклоузери дозволяють виконати автоматичне переключення, відповідно це зменшує фактичний час очікування живлення в електромережу до секунд, а отже в результаті нанесення шкоди для споживачів фактично буде мінімальним.

Якщо проводити розгляд мереж 6-20 кВ, то відповідно найбільш краще розглядати групи показників. Відповідно поділ припадає на вихідні показники, базові та відповідно інтегральні показники.

Вихідні показники описуються чисельними показниками, що характеризують кількість відмов за певні часові проміжки. Відповідно до цього доволі широко використовуються різноманітні статистичні данні моніторингу ліній електропередачі. Додатково дані показники характеризуються і даними проведення аналізу стану мереж. Також додатково даний показник може характеризуватись відповідно певними оцінками експертів, що проводиться в окремих випадках.

Всі показники, що є базовими доволі часто відображають певні показники надійності системи електропостачання загалом.

Всі інтегральні показники відносяться до характеристики кожного окремого споживача. Також розглядаються і споживачі великих різних об'єктів. Основною особливістю даних об'єктів є живлення від електромережі, що підходить до них окремо. При цьому відновлювальні джерела енергії мають також певний вплив на інтегральні показники.

Загальні кількісні значення показників в цілому характеризують надійність системи електропостачання в цілому. При цьому інтегральні показники також визначаються на основі певного роду базових показників мережі електропостачання. Відповідно дані інтегральні показники описуються також кількістю споживачів.

Для міжнародної практики інтегральний показник має доволі велике значення. В результаті в міжнародній практиці він приймає вигляд індексу SAIFI. Даний індекс характеризує середнє значення частоти відключень електропостачання за рік.

Додатково також для оцінки системи електропостачання використовуються і інші показники, такі як EENS, ASIDI, ASIFI та інші. Загалом система оцінки надійності електропостачання має доволі велику кількість індексів. При цьому деякі компанії використовують різний їх набір для проведення загальної оцінки електромережі.

1.2 Особливості призначення та використання реклоузерів

Реклоузер типу PBA / TEL фактично є пунктом для виконання автоматичного секціонування мережі. Даний пристрій зазвичай розміщується на опорах електропостачання і дозволяє задіяти принципи автоматизованої децентралізації системи.

Тип реклоузера PBA / TEL на сьогодні є новим обладнанням для здійснення комутації. Реклоузери включають в себе найбільш передові

технології пов'язані з захистом, а також автоматикою системи електропостачання. Загальний вигляд реклоузера нами наведено на рисунку 1.1.



Рисунок 1.1 – Загальний вигляд найбільш розповсюдженого типу реклоузерів

Основним призначенням даного типу реклоузерів (рис. 1.1) є забезпечення комутації в мережі, що мають ізольовану та компенсовану нейтраль. При цьому реклоузер працює в трифазній мережі за умови нормального режиму роботи та відповідно аварійного режиму. Частота мережі повинна бути рівною 50 Гц, а відповідно нормальне значення напруги бути 10 кВ.

Основною перевагою застосування реклоузерів є те, що вони можуть застосовуватись в різних електричних мережах з різним типом живлення (одностороннім чи двостороннім). Окрім функції секціонування реклоузери також виконують функцію резервування мережі (ABP), а також захисту апаратури на мережах, що є відгалуженими.

Також пристрої РВА / TEL можуть бути використані в якості пристроїв заміни КРП таких як серій 102, 108, а також 112.

Для більшого розуміння подальшого аналізу необхідною умовою є визначення всіх основних функцій, що виконуються реклоузерами типу РВА / TEL. Виходячи з цього першочергово вони виконують функцію перемикачів в мережах, а також здійснюють автоматичне відключення з наступним повторним

включенням окремої лінії. Відключення відбувається саме пошкоджені лінії, а відповідно повторне включення відбувається у випадку стабілізації повітряної лінії у випадку короткого замикання.

Іншою не менш важливою функцією є відновлення подальшого живлення на ділянках, що не мають пошкоджень на лініях. Також останньою функцією реклоузера є інтеграція загальної системи в напрямку телемеханіки, з отриманням показників SCADA.

1.3 Аналіз основних особливостей конструкції реклоузерів

Відповідно до загального вигляду реклоузера його модуль комутації, а також шафа його керування мають в своїй конструкції дренажний фільтр з кераміки. Основною функцією даного фільтру є виведення конденсату з установки.

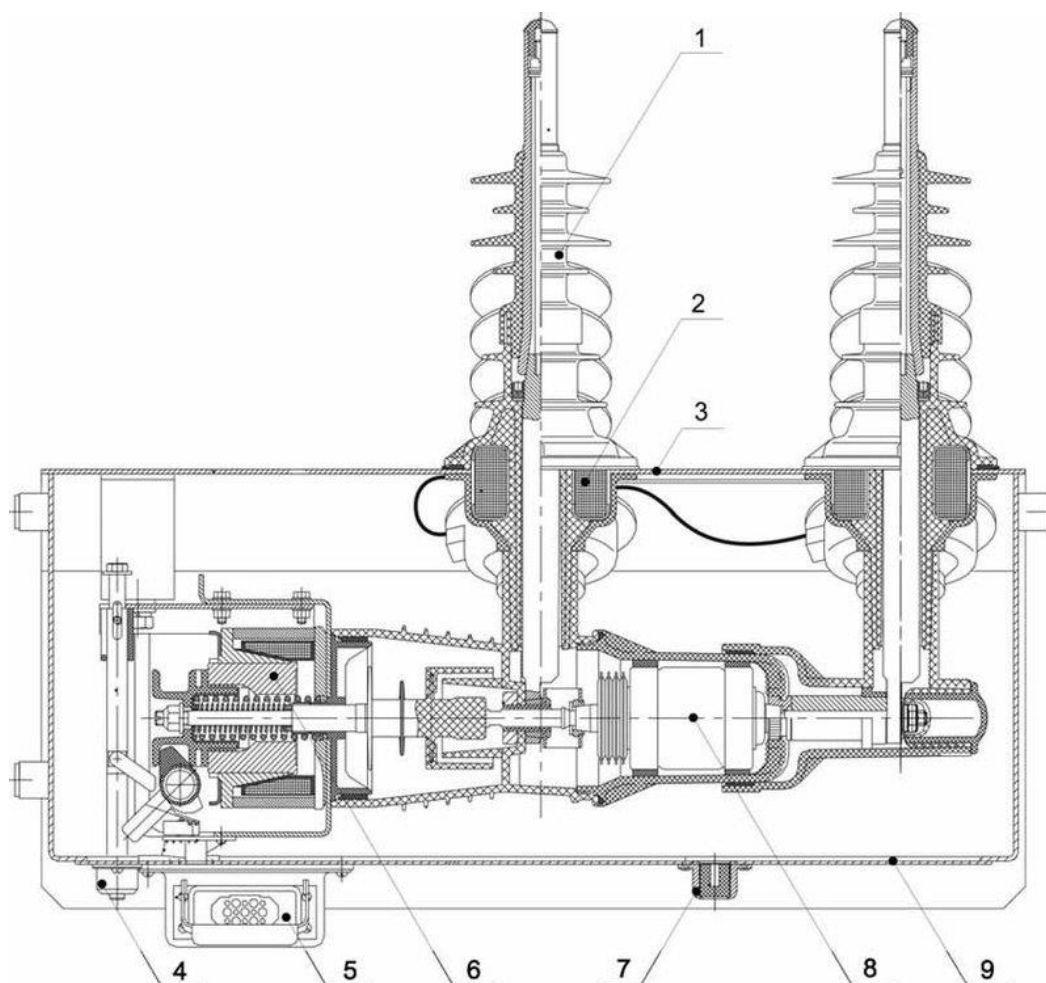
Для кріплення заземлюючих пристроїв корпус оснащено спеціальними отворами. Подібні отвори присутні також і на шафі керування. Для запобігання впливу навколишнього середовища на металеві частини реклоузера виконані з оцинкованої сталі.

Для більшого розуміння пропонується навести особливості будови реклоузерів типу РВА / TEL (рис. 1.2). Відповідно до загальної будови реклоузера модуль комутації оснащено системою виконання вимірювань. Дана система складається фактично з шести різних датчиків вимірювання напруги. Дані датчики розміщуються по різні боки реклоузера. Також реклоузер оснащуються трьома датчиками вимірювання струму, а саме фазного. При цьому лише один датчик для вимірювання струмів нульової послідовності. Загалом робота реклоузера ґрунтується на даних отриманих з усіх датчиків.

Для здійснення ручного відключення в модулі комутації є спеціальний пристрій для здійснення саме ручного відключення. Даний пристрій розташовується в нижній частині реклоузера.

Відповідно до цього відключення реклоузера з роботи можна виконати безпосередньо рукою працівника піднявшись на опору без використання

додаткових засобів, або відповідно використовуючи спеціальні штанги для відключення.



1 – ізолятори прохідні; 2 – комбіновані датчики для струму та напруги; 3 – кожух верхній; 4 – механізм для здійснення відключення вручну; 5 – роз’єм штепсельний; 6 – привід; 7 – отвір для відведення конденсату; 8 – вимикач вакуумний; 9 – корпус нижній.

Рисунок 1.2 – Особливості будови реклоузера

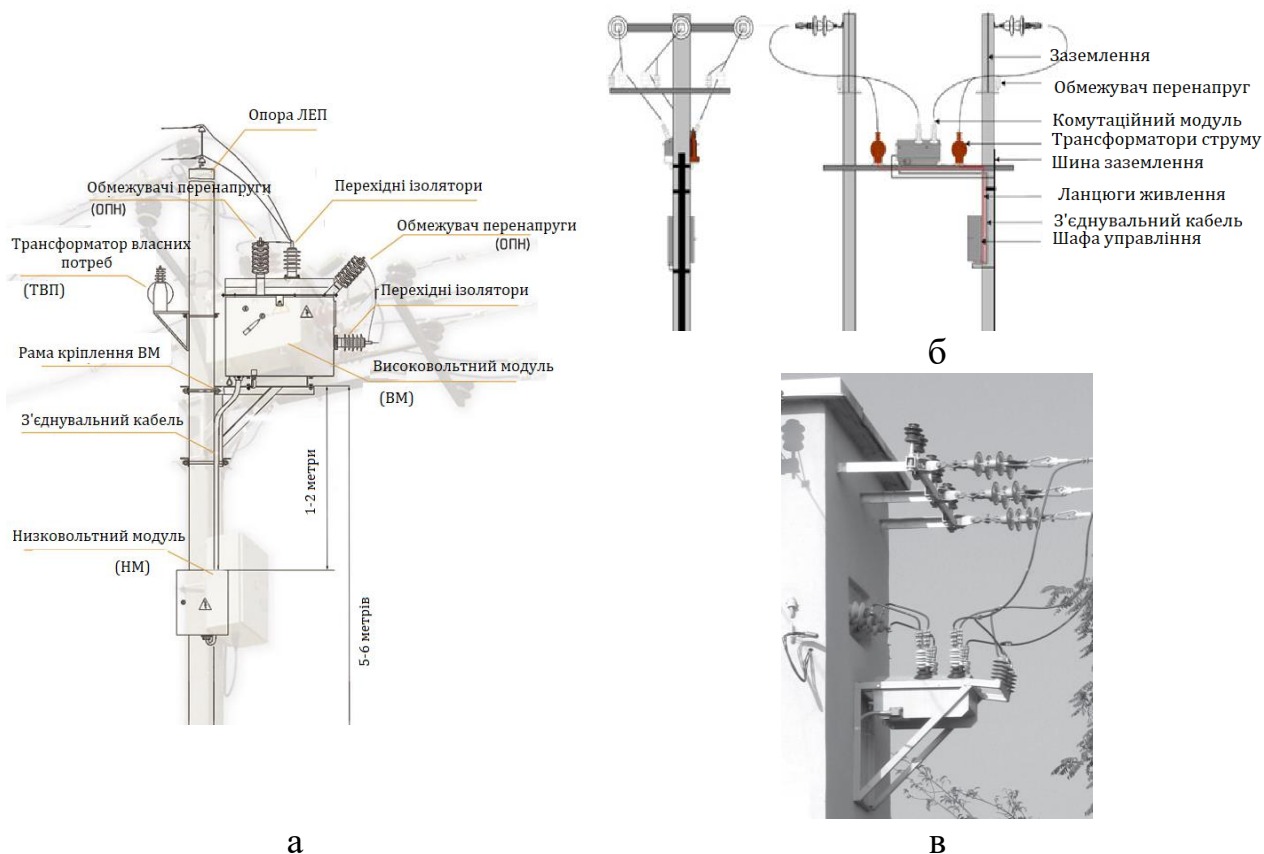
Ручне відключення виконується з зусиллям 200 Н, що запобігає самовільному спрацюванню або випадковому відключенню. Для загального орієнтування відповідного положення (вкл/викл) реклоузери оснащують спеціальним покажчиком з класичними позначеннями на ньому («I»/«O»).

Блок-контакти реклоузера представлені мікроперемикачами, з механічним керуванням кулачками. Дані кулачки встановлюються на валу, що приводить вакуумний вимикач пристрою комунікації.

Для з'єднання елементів реклоузера з шафою керування виконано вилки штепсельного типу. Також на корпусі зроблено відповідні отвори, через які виконується кріплення реклоузера на опорах. При цьому шафа керування реклоузером виконується модульною для можливості проведення будь яких варіантів комплектування.

В шафі керування розміщуються мікропроцесорний модуль, та модуль забезпечення безперебійності в живленні. Основним модулем є відповідно модуль керування, що здійснює основні регулювання робочих режимів та відповідно здійснення перемикачів.

Для подальшого аналізу необхідною умовою є здійснення аналізу особливостей кріплення реклоузерів на електричні опори (рис. 1.3).



- а – кріплення на одній опорі;
- б – кріплення на двох опорах;
- в – кріплення на будівлі

Рисунок 1.3 – Загальний аналіз основних способів кріплення реклоузерів на опорах

Виходячи з особливостей кріплення реклоузерів (рис. 1.2) маємо доволі широкі можливості їх застосування. При цьому особливості їх кріплення фактично враховують всі можливі особливості їх використання.

Для подальших розрахунків необхідною умовою є визначення та опис основних технічних характеристик саме реклоузера РВА / TEL. Необхідно фактично в даному аналізі вказати, що кліматичне виконання всіх реклоузерів – У, з першою категорією розміщення. Реклоузери ефективно працюють максимально на висоті не більше 1,5 км над рівнем моря. Дане обмеження фактично обходить територію м. Суми та Сумської області загалом, а отже не має особливого обмеження.

Загальні показники використання та технічні характеристики реклоузерів наведено в додатку А до диплома. При цьому відповідно до розглянутих в додатках технічних характеристик можна зробити суттєве зауваження, що дані реклоузери можуть бути використані в вибухонебезпечному середовищі, а отже і значного впливу пилу на них немає. Загалом реклоузери та його основні елементи розраховані на атмосферу за типом використання II.

Необхідно зазначити, що основна ізоляція витримує короткотривалу дію напругою 2 кВ з стандартною частотою мережі, що становить 50 Гц. Короткочасність вказується не більше 1 хвилини дії. Загалом опір основних струмопровідних елементів не перевищує 85 мкОм. Для забезпечення гарного контакту всі робочі елементи реклоузера покриваються нікелем.

В залежності від типу реклоузера включення його в роботу можливе з використанням змінного струму величиною до 220 В. При цьому є певна розподіл на 100 В та 127 В відповідно до основних технічних даних. Для живлення в реклоузерах встановлюються перетворювачі величини пруги та різного роду стабілізатори напруги. Загалом працездатність основних елементів реклоузера забезпечується в діапазоні від 80 до 120 та величиною струму.

У випадку коли зникає основна напруга мережі відбувається переключення реклоузера на роботу від резервного джерела живлення. В якості резервного джерела застосовується акумулятор, що не обслуговується. Напруга резервного

живлення 24 В, а її ємність відповідно 26 Агод. Дани акумулятор розрахований фактично на живлення основних модулів. За умови відновлення живлення електромережі струм передається на виконавчі органи і відповідно виконується його включення та подача електроенергії в лінії.

Заряджання резервного акумулятора забезпечується з мережі за допомогою модуля забезпечення безперебійного живлення. Даний модуль також вмонтований в шафі керування реклоузером.

За умови відключення електропостачання до лінії де встановлено реклоузер, то він може виконувати запрограмовані операції протягом 48 год але за умови температури оточуючого середовища не більше 20°C. Відповідно при зростанні чи зменшенні температури час виконання запрограмованих операцій значно зменшується (40°C – 12 год, і т.д.).

Загалом реклоузери є доволі стійкими і до механічних пошкоджень, відповідно відносяться до групи М4 згідно державних стандартів. Також необхідно зауважити, що реклоузери мають доволі гарну стійкість до короткого замикання в мережі. Але в певних випадках можуть збивати його з нормальної роботи, якщо струми короткого замикання виникнуть в безпосередній близькості до реклоузера. Через певний час нормальна робота обладнання відновлюється.

З загального аналізу даних пристроїв можна зробити один висновок, що головною їх перевагою є відсутність необхідності участі людини при роботі. А також перевагою є можливість виконання секціонування в широкому діапазоні, фактично до 35 кВ.

Загалом реклоузери забезпечують працездатність мереж, де вони встановлені в режимі автономії з можливістю реагування на будь-які впливи зовні.

Необхідно додатково вказати і інші переваги, що стосуються реклоузерів. Це такі, як достатньо малі габарити, сучасна апаратура, гарне застосування для виконання комерційного обліку, гарний зв'язок з іншою апаратурою телемеханіки, можливість самостійного діагностування та ін.

Всі ці переваги роблять реклоузери фактично незамінними в використанні їх в мережах, що простягаються в сільській та міській місцевості.

При проведенні аналізу необхідно також зазначити, що реклоузери також мають і недоліки. До основних з них відносяться те, що для здійснення керування реклоузером потрібні додаткові пристрої. А отже в реклоузера відсутня можливість безпосереднього керування по лініях з високою напругою.

Висновки до розділу

Виходячи з проведеного аналізу переваг та недоліків реклоузерів, а також їх будови можна зробити висновок про високу ефективність їх використання. При цьому спостерігається значне підвищення основних показників надійності системи електропостачання споживачів та населених пунктів загалом.

Відповідно до отриманих результатів аналізу реклоузери доволі ефективно зарекомендували себе в якості пристроїв секціонування. Виходячи з цього маємо значні показники поширеного використання реклоузерів в електричних мережах різних напруг.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ВИКОРИСТАННЯ РЕКЛОУЗЕРІВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ МІСТА

Оскільки однією із супутніх функцій реклоузерів є виконання секціонування електричної мережі, то відповідно до цього пропонується провести аналіз саме даного напрямку використання реклоузерів. Результатом подібного секціонування буде зростання показників надійності.

2.1 Особливості використання реклоузерів в якості пристроїв секціонування електричної мережі міста

Одним з методів підвищення надійності електропостачання споживачів за допомогою повітряних ліній є відповідно виконання секціонування окремих ліній. На практиці використовують фактично два методи виконання секціонування. Це централізований метод виконання секціонування та децентралізований.

В свою чергу централізований метод поділяється на два режими їх роботи, відповідно дистанційний та місцевий. Даний метод характеризується залежністю роботи основних секцій лінії від найвищого рівня – диспетчера.

Також можливе застосування і ручного типу місцевого підходу. Він є найбільш поширеним через значне розповсюдження повітряних ліній. Відповідно до даного методу секціонування пошкоджених ділянок виконують за рахунок встановлення роз'єднувачів або навіть пунктів забезпечення секціонування. Пункти секціонування виконуються на базі пристроїв КРПЗ, що в свою чергу є розподільчими пристроями для зовнішнього монтажу. За такої умови резервування електричної мережі виконується в ручному режимі.

Для аналізу класичної схеми пошуку пошкодження та відновлення електропостачання пропонується навести загальну схему та послідовність дій (рис. 2.1).

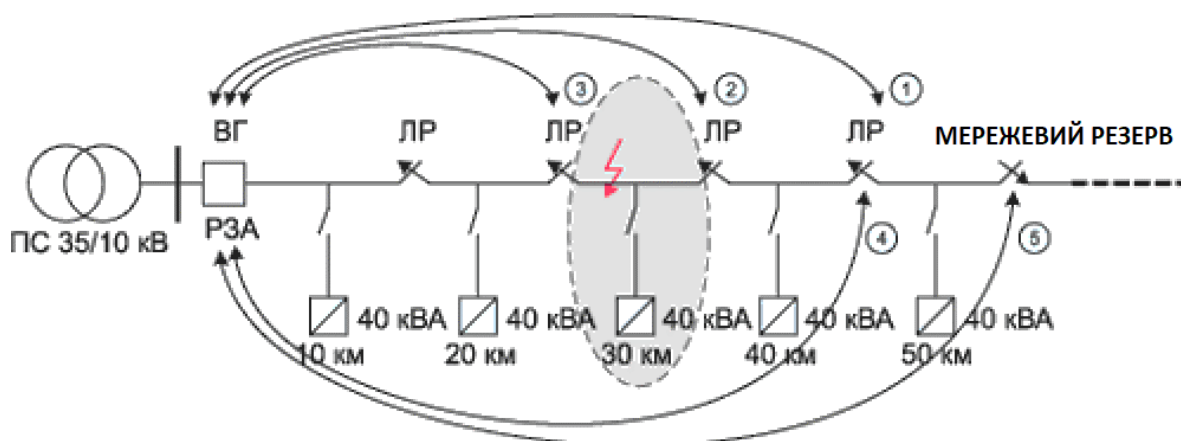


Рисунок 2.1 – Класична схема виконання послідовності робіт для пошуку пошкодження та відновлення електропостачання споживачів

Відповідно до схеми (рис. 2.1) бачимо фактично виконання п'яти етапів для відновлення загального електропостачання лінії. При цьому на етапах 1-5 виконується пошук пошкодження з подальшою його локалізацією. Виконання даних етапів забезпечується використанням спеціальних оперативних бригад при переїздах з однієї ділянки на іншу. Випадку знаходження неушкодженої ділянки, що зображення етапом 4 виконують її включення. А відповідно на етапі 1-3 продовжують виконання пошуку пошкодження.

При цьому за класичної схеми першочергово відбувається відключення апаратів захисту на відповідних фідерах. При цьому відключення відбувається на достатньо тривалий час (поки оперативна бригада не об'їде всі ділянки пошкодженої лінії). Відповідно бригада поступово об'їжджає всі ділянки лінії, а послідовними перемиканнями в ручному режимі знаходиться пошкоджена ділянка. Після визначення пошкодженої ділянки оперативна бригада виконує її ремонт та відповідно відновлює загальне електропостачання населеного пункту.

За умови класичної схеми пошуку пошкодження лінії електропередачі використовується доволі велика чисельність працівників та техніки. А враховуючи можливість великої протяжності лінії часу на пошуки та усунення затрачається багато, іноді навіть пошук та усунення пошкодження може сягати декількох діб.

Виходячи з цього класична схема має низькі показники надійності, а отже і рівень електропостачання споживачів знаходиться на вкрай низькому рівні.

Іншим типом підходу, що використовується для пошуку ушкодження та підвищення показників надійності є дистанційний ручний підхід. Даний підхід застосовується для здійснення керування аварійним режимом роботи.

Даний підхід відрізняється від класичного лише тим, що замість ручного перемикання застосовується перемикання роз'єднувачами з застосуванням телеметрії в дистанційному режимі. Схема даного керування та пошуку пошкодження наведена на рисунку 2.2.

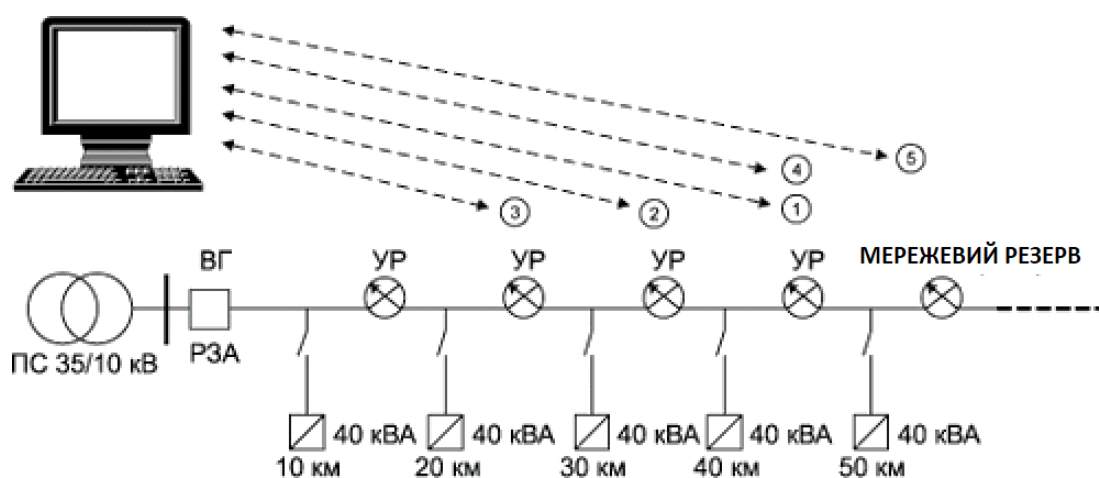


Рисунок 2.2 – Схема пошуку пошкодження з використанням централізованого підходу керування

Як видно з рисунку 2.2 сам процес пошуку пошкодженої ділянки лінії електропередачі фактично аналогічних класичному. Різниця лише в тому, що перемикання виконуються в дистанційному режимі.

Для реалізації такої схеми керування застосовуються роз'єднувачі з дистанційним керуванням (УР). Етапи 1-5 подібні до попереднього методу пошуку, але вже з використанням телекерування з пункту керування. Все інше подібно передній схемі.

Однією з незначних переваг даного методу є те, що скорочується певна частина часу на виконання переїздів оперативної бригади, а отже і скорочується кількість необхідної техніки та персоналу для проведення робіт.

Проблемним залишається питання забезпечення зв'язку між диспетчерським пунктом та оперативною бригадою. Нажаль в деяких випадках забезпечити якісним зв'язком весь персонал доволі складно, а отже даний метод теж займає певний час для його реалізації. За умови виходу з ладу основних каналів зв'язку виникає проблема втрати всього контролю над роз'єднувачами і система стає повністю некерованою.

Відповідно до вищевикладеного найбільш ефективним та надійним способом реалізації секціонування ліній електропостачання є автоматичний підхід. За умови використання автоматичного підходу спостерігається забезпечення повністю незалежна робота системи забезпечення секціонування. В такій системі фактично не приймає значної участі велика кількість техніки та працівників, а отже і не потрібна активна участь диспетчерського пункту в реалізації пошуку пошкодження на лінії. Загальна схема реалізації автоматичного підходу наведена на рисунку 2.3.

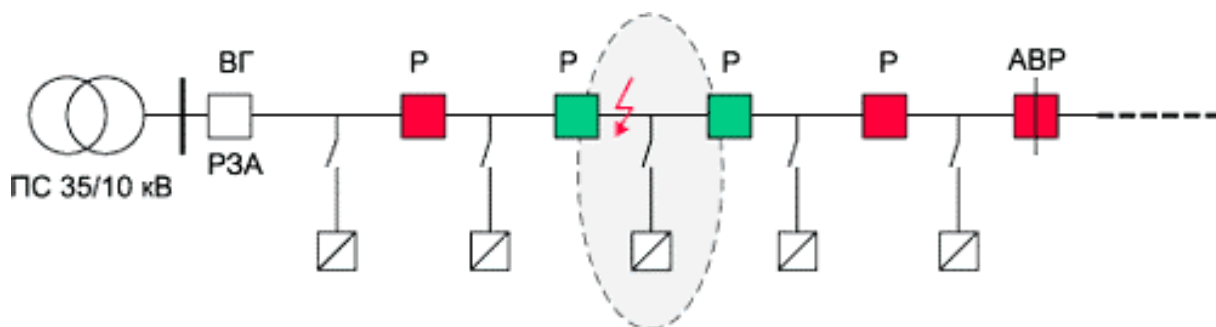


Рисунок 2.3 – Реалізація автоматичного підходу до виконання секціонування мережі

Для реалізації автоматичного підходу в секціонуванні мережі використовується система реклоузерів (Р). Відповідно до цього частина реклоузерів використовується в якості класичного засобу реалізації секціонування мережі (Р), а також використовуються реклоузери (АВР) в якості пристроїв автоматичного вводу для забезпечення резервного живлення мережі.

Для реалізації секціонування мережі фактично не потрібне використання системи телемеханіки. При цьому система телемеханіки виконує певний допоміжний характер, що полягає у здійсненні оперативного керування та

контролі параметрів мережі і т.д. Виходячи з такого підходу до секціонування системи спостерігається значне зниження вимог до основних каналів виконання зв'язку.

При цьому в диспетчерському пункті відображається на мнемосхемі локалізовану ділянку з всієї мережі електропостачання, що є пошкодженою. Всі перемикання виконуються в автоматичному режимі без участі диспетчера. Відповідно до цього диспетчеру залишається направити до пошкодженої ділянки мережі оперативну бригаду для виконання ремонтних робіт. Даний підхід фактично є децентралізованим методом секціонування.

Виходячи з цього основною перевагою децентралізованого підходу в проведенні секціонування є значне зменшення людського фактору в проведенні робіт. За умови виникнення короткого замикання в мережі відбувається автоматична локалізація пошкодженої ділянки з подальшим її відмиканням до моменту проведення робіт. Виходячи з цього час для поновлення електропостачання на непошкоджених ділянках мережі зменшується фактично до секунд. В результаті такого зменшення спостерігається значне зменшення збитків від відсутності електропостачання у споживачів.

Для реалізації такого підходу застосовуються вакуумні реклоузери типу РВА / TEL. Даний пристрій реалізує певну кількість алгоритмів, що дозволяють забезпечити максимально ефективну роботу системи електропостачання.

2.2 Аналіз основних алгоритмів реалізації роботи реклоузера у загальній мережі електропостачання

На сьогодні конструктивні особливості реклоузерів дозволяють фактично здійснити реалізацію доволі значної кількості алгоритмів для керування аварійними режимами мережі населеного пункту. Відповідно до цього виконують встановлення реклоузерів в різних місцях на лінії електропередачі.

За умови проведення секціонування мережі радіального типу, що має одностороннє живлення реклоузери розміщують на ділянці, що є фактично

магістральною. При цьому резервування мережі відсутнє. Реалізація даного підходу наведена на рисунку 2.4.

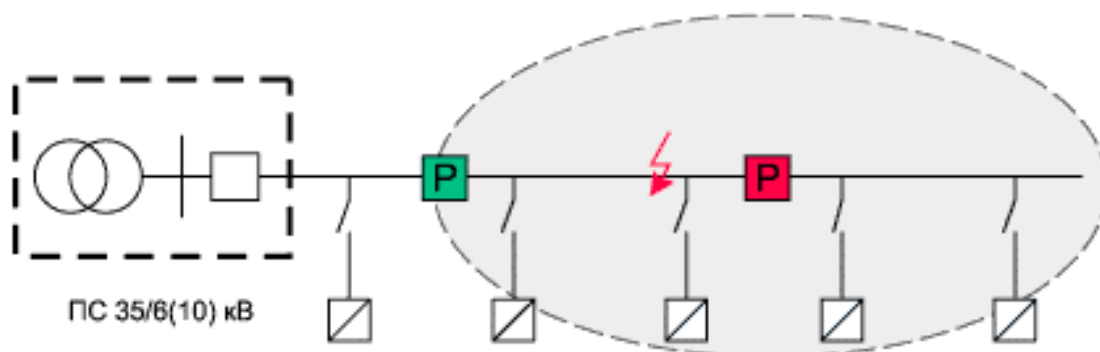


Рисунок 2.4 – Реалізація секціонування мережі радіального типу з одностороннім живленням

В даній схемі пошкоджена ділянка відключається реклоузером з максимальним наближенням до місця пошкодження. При цьому відключається фактично нижча ділянка лінії електропередачі. Дана схема є ефективною за умов великих протяжностей мережі, а також загалом через неможливість забезпечення певного забезпечення резервного живлення споживачів. Реалізація даної схеми на мережі дозволяє виконати підвищення показників надійності для споживачів, що мають найбільше наближення до центру забезпечення живленням.

За умови виконання секціонування радіальних мереж, що мають живлення з двох сторін виконується додаткове встановлення реклоузера в якості АВР. Дана схема проведення секціонування мережі наведена на рисунку 2.5.

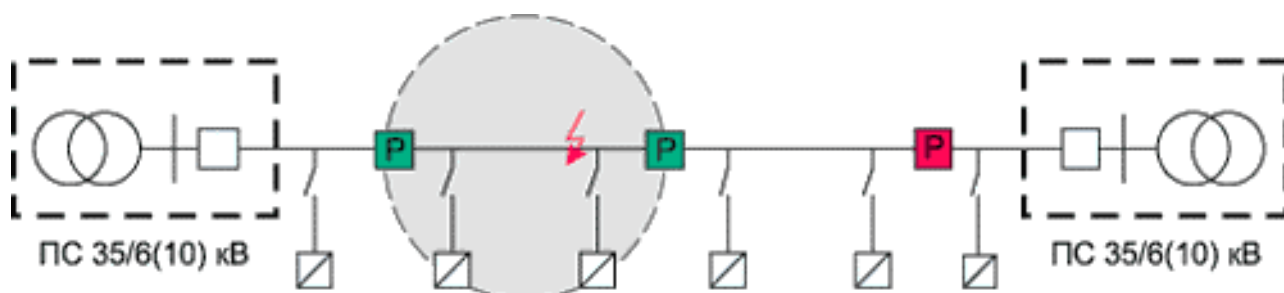


Рисунок 2.5 – Забезпечення секціонування мережі з двостороннім живленням споживачів

Дана схема (рис. 2.5) забезпечує повну локалізацію місця пошкодження в автоматичному режимі. При цьому місце пошкодження знаходиться відповідно між двома джерелами живлення, а споживачі розміщені на непошкоджених ділянках забезпечуються живленням в звичайному режимі.

Загалом дана схема секціонування має доволі високі показники надійності для всього фідера. Реклоузер в такій схемі застосовує спрямований захист з проведенням контролю напруги в місці АВР.

В інших випадках проведення секціонування ліній електропередачі можна виконувати поєднання вищеописаних двох методів секціонування мережі. Відповідно до цього основними алгоритмами, що реалізуються реклоузерами є:

- задання необхідного рівня надійності;
- виконання максимального захисту споживача мережі;
- комбіновані варіанти захисту та надійності.

Відповідно до основних можливостей застосування реклоузерів дані алгоритми можуть поєднуватись в різних комбінаціях та застосуваннях. Проведемо приблизний аналіз деяких з даних алгоритмів.

Алгоритм проведення задання необхідного рівня надійності на фідері застосовується для поділу мережі на декілька ділянок. При цьому обов'язковою умовою є відсутність на лінії споживачів з вимогою високого рівня надійності. Реалізація даного алгоритму наведена на рисунку 2.6.

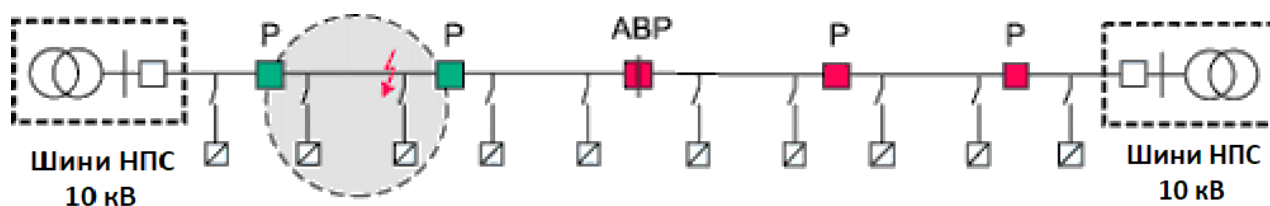


Рисунок 2.6 – Особливості реалізації алгоритму задання необхідного значення рівня надійності

Дана схема (рис. 2.6) дозволяє забезпечити максимальне значення надійності та значно полегшити знаходження місць пошкодження мережі і як результат зменшити час перерви в електропостачанні споживачів.

Наступним алгоритмом є алгоритм забезпечення максимального захисту конкретного споживача мережі. Даний метод застосовується за умови необхідності забезпечення високих показників надійності для конкретного споживача. В такому випадку реклоузер встановлюється відповідно до схеми, що наведена на рисунку 2.7.

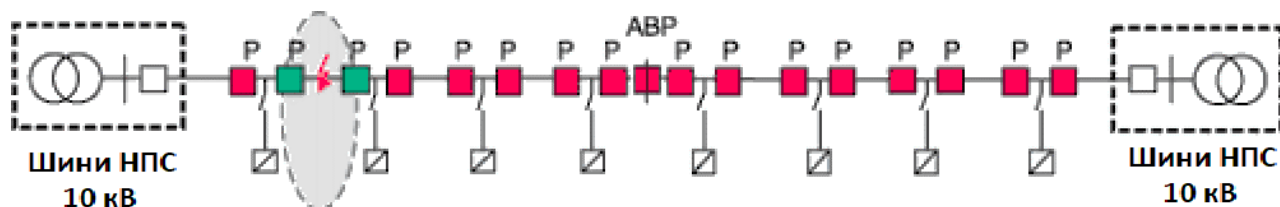


Рисунок 2.7 – Схема реалізації алгоритму забезпечення максимального захисту споживача мережі

Основною особливістю забезпечення живлення є наявність декількох джерел живлення. Виходячи з цього при виникненні короткого замикання на лінії живлення перемикається з одного джерела на інше. Це сприяє забезпеченню надійного електропостачання споживача. За умови встановлення необхідної кількості реклоузерів на кожного зі споживачів можна забезпечити максимальний захист кожного з них.

При цьому довжина відпайки до споживача є незначною та складає максимум 100 м. Виходячи з цього ймовірність пошкодження є доволі мізерною. Виходячи з такого розміщення показники надійності електропостачання таких споживачів є максимальною.

Іншим варіантом алгоритму є різного роду комбіновані системи. При цьому розглянемо основний принцип виконання комбінацій різних алгоритмів. За основу візьмемо комбінацію попередніх двох алгоритмів. Реалізація такого підходу забезпечується виконанням схеми живлення, що наведена на рисунку 2.8.

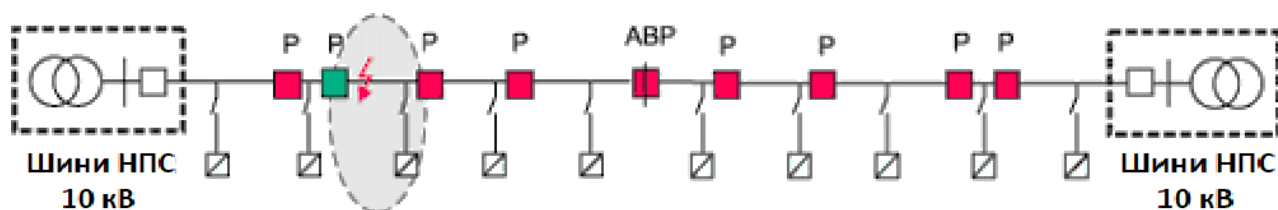


Рисунок 2.8 – Схема реалізації алгоритму комбінації максимального захисту та необхідного рівня надійності живлення споживача

Реалізації комбінованих алгоритмів потребує забезпечення узгодження роботи всіх реклоузерів мережі. В даному алгоритмі основна увага надається секціонуванню конкретних відпайок до споживачів. В результаті виникнення пошкодження на відгалуженні здійснюється відключення магістральної мережі та відповідних відпайок, що є сусідніми. Дана схема доволі часто реалізується для мережевих підприємств.

Реалізація даного алгоритму передбачає застосування реклоузера в якості апарату захисту на конкретному відгалуженні. При чому реклоузер розміщується на місці перед високовольтними запобіжниками для забезпечення їх захисту.

Система працює наступним чином. За умови виникнення короткого замикання на лінії реклоузер здійснює швидке відключення і відповідно в запобіжнику не встигає перегоріти плавка вставка. Це дозволяє забезпечити збереження запобіжника в цілому. На наступному циклі відбувається узгодження з запобіжником, і за умови цілісності плавкої вставки реклоузер відновлює живлення або вказує на відповідне пошкодження плавкої вставки запобіжника. Реалізація даного алгоритму дозволяє забезпечити максимальне значення надійності конкретного фідера мережі. Схема реалізації даного алгоритму наведена на рисунку 2.9.

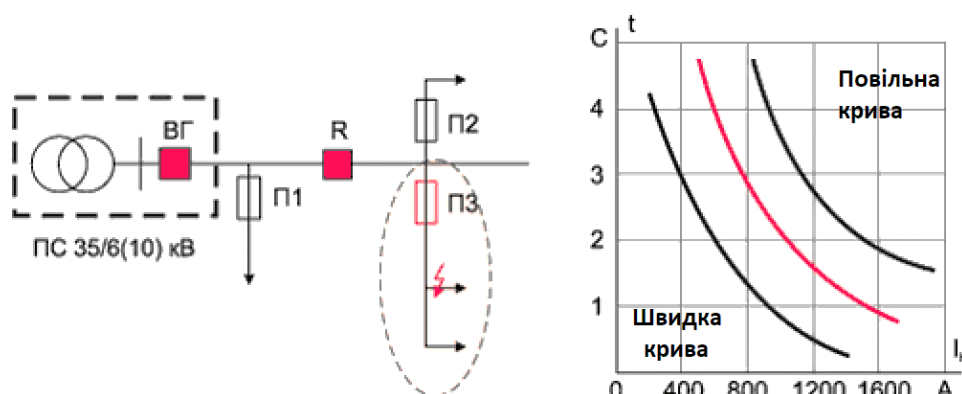


Рисунок 2.9 – Схема реалізації алгоритму збереження запобіжників мережі

За умови великої протяжності мережі доволі часто для виконання її секціонування застосовують метод розбивання електромережі. Даний метод застосовується за умови протяжності мережі більше 50 км. В такому випадку для забезпечення секціонування мережі необхідно встановлення великого числа реклоузерів, що може сягати 15 та більше подібних пристроїв. Реалізація такої схеми наведена на рисунку 2.10.

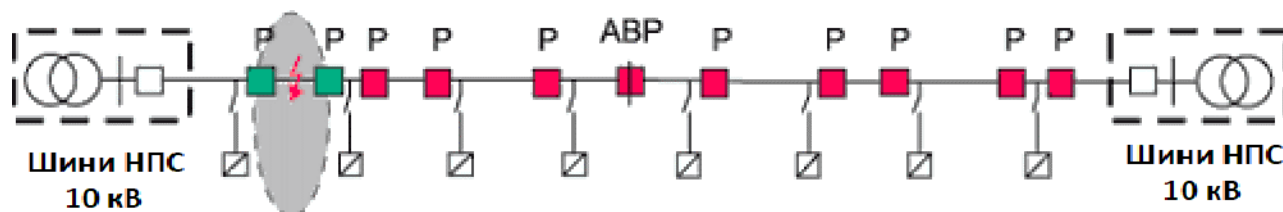


Рисунок 2.10 – Схема реалізації секціонування мережі з протяжністю більше 50 км

В даній схемі також потрібне узгодження роботи реклоузерів. При чому необхідна затримка по часу, що може становити 1 с. Для цього застосовується селективний функціонал реклоузера.

Висновки до розділу

Проведений аналіз дає можливість обрати необхідну схему реалізації секціонування з використанням реклоузера, а отже і забезпечити необхідні показники надійності мережі. Вибір необхідного алгоритму захисту має певні обмеження та в деяких випадках потребує комбінування різних алгоритмів.

РОЗДІЛ 3. ВПЛИВ РЕКЛОУЗЕРІВ РВА / TEL НА ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ МЕРЕЖІ

Основною метою застосування реклоузерів є реалізація певних алгоритмів, що наведена в попередньому розділі роботи. При цьому базовою технологією використання подібного підходу є застосування технології Smart Grid. Дана технологія дозволяє отримати найбільший ефект та економічність. Слід зазначити що комплексно застосовується загальне підвищення показників SAIFI та SAIDI для електричних мереж.

3.1 Аналіз прийнятої схеми включення реклоузера в лінію електропостачання

Загалом організація виконання оперативного типу живлення реклоузера потребує розміщення трансформаторів власних потреб в мережу. При цьому трансформатори забезпечення власних потреб повинні бути потужністю більше 200 ВА. Також можна використовувати існуючі мережі з напругою що придатна для живлення реклоузера. Більшість фірм, що займаються поставкам реклоузерів можуть здійснювати доставку і трансформаторів.

Захист реклоузерів виконується із застосуванням обмежувачів перенапруг, що мають зовнішній тип встановлення. На один реклоузер встановлюється один комплект відповідних обмежувачів перенапруги за умови використання пристрою РВА / TEL в якості фідера на підстанції виконання живлення мережі. Для всіх інших випадків рекомендовано встановлення двох комплектів відповідних обмежувачі перенапруги.

Особливою умовою за якої дозволяється відмовитись від встановлення пристроїв обмеження перенапруги є відповідна наявність цих пристроїв, що встановлено зовні загальної установки. Також за умови наявності інших засобів виконання захисту дозволяється не встановлювати відповідні пристрої.

Необхідно зазначити, що основні умови встановлення додаткових пристроїв фактично регламентуються технічними умовами на встановлення

відповідних реклоузерів, а отже в залежності від ситуації можуть мати певні зміни.

Для проведення розрахунків обрану лінію з напругою 10 кВ, що характерна для умов м. Суми. Відповідно до особливостей даної лінії тривалість максимального навантаження за рік складає 3400 годин. Значення відхилення напруги за умови максимального значення навантаження становить 2 %, а відповідне значення за умови мінімуму навантаження дорівнює 0.

Активна величина потужності на шинах з високої сторони підстанції має наступні значення:

- перша підстанція – 115;
- друга підстанція 245.

Відповідно до цього середні значення коефіцієнтів врахування потужності складають:

- перша підстанція – 0,85;
- друга підстанція – 0,83.

Для розрахунку також необхідно вказувати довжину кожної з ділянок лінії:

- довжина першої ділянки – 3 км;
- довжина другої ділянки – 2,6 км;
- довжина третьої ділянки – 2,8 км.

Всі споживачі (А-Г), що отримують живлення від даної мережі відносяться до 3 категорії. Причому дана лініє є магістральною з одностороннім типом її живлення. В якості інших споживачів від лінії живляться також споживачі 1 і 2 категорій. Відповідно до вихідних даних основні розрахунки наведені в додатках до роботи.

3.2 Проведення загальної оцінки недовідпуску електричної енергії

Для подальшого розрахунку необхідною умовою є побудова загальної схеми мережі з розміщенням основних об'єктів на ній. Дана схема наведена на рисунку 3.1.

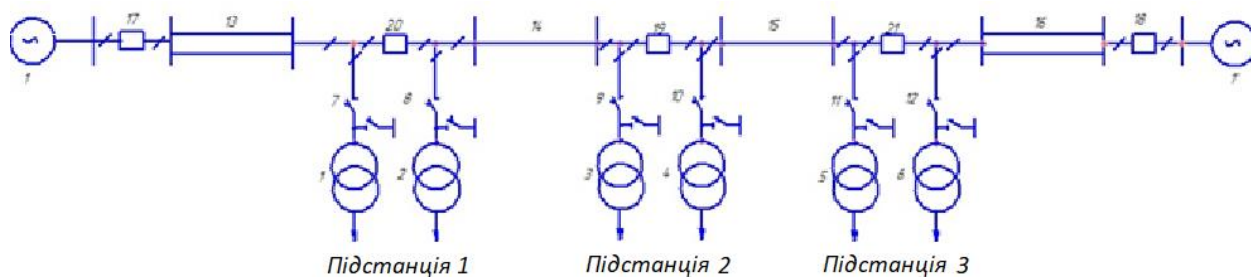


Рисунок 3.1 – Загальна схема мережі для проведення аналізу

Запропонована схема для проведення аналізу є схемою, що здійснює глибокий від до певного промислового підприємства. Загальні значення показників надійності для проведення розрахунків наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Значення показників надійності прийняті для подальших розрахунків

| Найменування елемента мережі | Розрахунковий номер | $\lambda_t, 1/\text{рік}$ | $\tau_v, \text{год}$ | $q_{пл}, \text{год}/\text{рік}$ |
|------------------------------|---------------------|---------------------------|----------------------|---------------------------------|
| Трансформатор живлення | 1 – 6 | 0,02 | 0,02 | 0,007 |
| Короткозамикач | 7 – 12 | 0,04 | 0,0004 | 0,001 |
| Одноланцюгова ділянка мережі | 14; 15 | 0,5 | 0,001 | 0,005 |
| Дволанцюгова ділянка мережі | 13; 16 | 0,9 | 0,0015 | 0,01 |
| Вимикач масляний | 17 – 21 | 0,03 | 0,003 | 0,006 |

Основними показниками, що характеризують надійність системи живлення є частота проведення аварійних відключень ($\lambda_{ав}$), а також коефіцієнт, що характеризує простої в результаті аварій ($q_{ав}$). Для продовження розрахунків необхідно навести основну схему заміщення вимикача під №19, що наведена на рисунку 3.2.

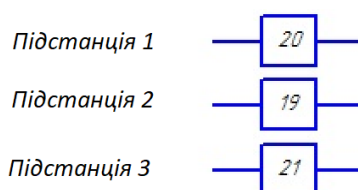
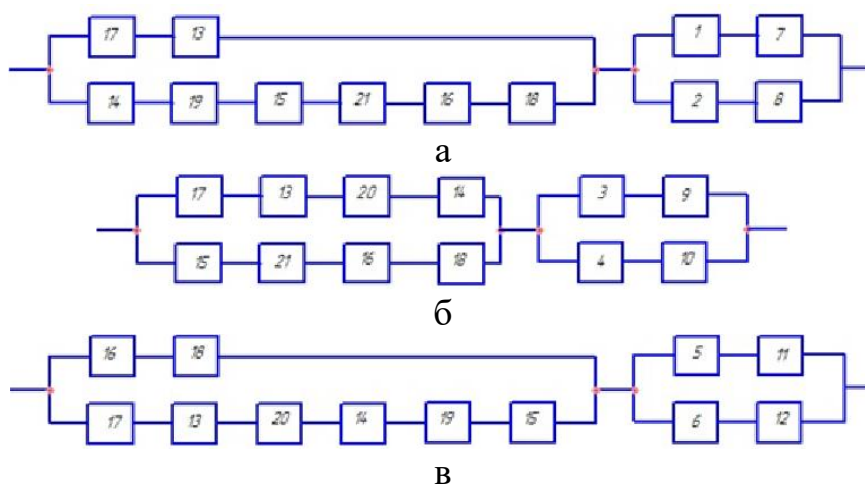


Рисунок 3.2 – Схема виконання заміщення вимикача масляного №19

Також необхідно побудувати подібні схеми виконання заміщення за умови тривалих відключень, а також схему виконання заміщення за умови відключення вимикача масляного №19. Дані схеми наведено на рисунках 3.3-3.5.



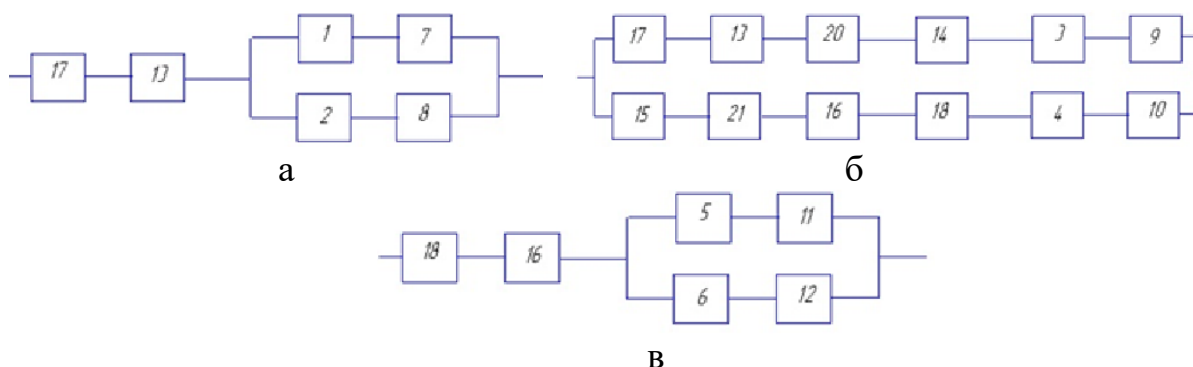
а – схема виконання заміщення для першої підстанції; б – схема виконання заміщення для другої підстанції; в – схема заміщення для третьої підстанції.

Рисунок 3.3 – Схема виконання заміщення за умови тривалих відключень живлення



а – для першої підстанції; б – для третьої підстанції.

Рисунок 3.4 – Схема виконання заміщення за умови відключення вимикача масляного №19 за умови короткочасного відключення



а – для першої підстанції; б – для другої підстанції; в – для третьої підстанції.

Рисунок 3.5 – Схема виконання заміщення за умови відключення вимикача масляного №19 за умови тривалого відключення

Відповідно до наведених схем пропонується виконати розрахунок за умови ввімкненого вимикача масляного №19 при короткочасних відключеннях. Розрахунки проводимо у відповідності до схеми наведеної на рисунку 3.3.

$$\lambda_{ав}^{ПС1} = \lambda_{№20} = 0,03 \text{ Відкл/ГОД}$$

$$\lambda_{ав}^{ПС2} = \lambda_{№19} = 0,03 \text{ Відкл/ГОД}$$

$$\lambda_{ав}^{ПС3} = \lambda_{№21} = 0,03 \text{ Відкл/ГОД}$$

За умови тривалих відключень живлення споживачів та при включеному вимикачу масляному №19 значення будуть інші, а також розрахунок проводимо відповідно за іншим порядком. Першочергово необхідно визначити величину коефіцієнту врахування простою кожного з елементів мережі. Відповідно для проведення розрахунку необхідно скористатись наступним рівнянням:

$$q_i = \lambda_i \cdot \tau_i + q_{плі} \quad (3.1)$$

$$q_{1-6} = 0,02 \cdot 0,02 + 0,007 = 0,0074$$

$$q_{7-12} = 0,04 \cdot 0,0004 + 0,001 = 0,001016$$

$$q_{17-21} = 0,03 \cdot 0,003 + 0,006 = 0,00609$$

$$q_{14-15} = 0,5 \cdot 0,001 + 0,005 = 0,0055$$

$$q_{13,16} = 0,9 \cdot 0,0015 + 0,01 = 0,01135$$

Отримані данні використовуємо для подальшого розрахунку величина $\lambda_{ав}$ у відповідності до розрахункової схеми, що наведена на рисунку 3.3. Відповідно до цього необхідно використати рівняння:

$$\lambda_{ав}^{ПС1} = (\lambda_1 + \lambda_7)(q_2 + q_8) + (\lambda_2 + \lambda_8)(q_1 + q_7) + (\lambda_{13} + \lambda_{17})(q_{142} + q_{19} + q_{15} + q_{21} + q_{16} + q_{18}) + (\lambda_{14} + \lambda_{19} + \lambda_{15} + \lambda_{21} + \lambda_{16} + \lambda_{18})(q_{17} + q_{13}) \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{ав}}^{\text{ПС1}} &= 2(0,02 + 0,04)(0,0074 + 0,001016) \\ &+ (0,9 + 0,03)(2 \cdot 0,0055 + 3 \cdot 0,00609 + 0,01135) \\ &+ (2 \cdot 0,5 + 3 \cdot 0,03 + 0,9)(0,01135 + 0,00609) = 0,0735 \text{ відкл/рік}\end{aligned}$$

$$\lambda_{\text{ав}}^{\text{ПС3}} = \lambda_{\text{ав}}^{\text{ПС1}} = 0,0735 \text{ відкл/рік}$$

Відповідно для другої підстанції необхідно використати рівняння:

$$\lambda_{\text{ав}}^{\text{ПС2}} = (\lambda_3 + \lambda_9)(q_4 + q_{10}) + (\lambda_4 + \lambda_{10})(q_3 + q_9) + (\lambda_{17} + \lambda_{13} + \lambda_{20} + \lambda_{14})(q_{15} + q_{21} + q_{16} + q_{18})(\lambda_{15} + \lambda_{21} + \lambda_{16} + \lambda_{18})(q_{17} + q_{13} + q_{20} + q_{14}) \quad (3.3)$$

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{ав}}^{\text{ПС2}} &= (0,02 + 0,04)(0,0074 + 0,001016) \\ &+ 2(0,03 + 0,9 + 0,03 + 0,5)(0,0055 + 0,00609 + 0,0135 \\ &+ 0,00609) = 0,086 \text{ відкл/рік}\end{aligned}$$

Подібний розрахунок необхідно провести за схожих умов але при вимкненому вимикачі масляному №19. Для розрахунку використовуємо схему 3.4 та наступне рівняння:

$$\lambda_{\text{ав}}^{\text{ПС1}} = \lambda_{17} + \lambda_{13} + \lambda_7 + \lambda_1 + \lambda_{20} \quad (3.4)$$

$$\lambda_{\text{ав}}^{\text{ПС1}} = 0,03 + 0,9 + 0,04 + 0,02 + 0,03 = 1,02 \text{ відкл/рік}$$

$$\lambda_{\text{ав}}^{\text{ПС3}} = \lambda_{\text{ав}}^{\text{ПС1}} = 1,02 \text{ відкл/рік}$$

$$\lambda_{\text{ав}}^{\text{ПС2}} = 0$$

Розрахунок для короткотривалих відключень проведено, а отже наступним кроком є проведення розрахунку для тривалих відключень. Відповідно до цього для розрахунку будемо використовувати схему (рис. 3.5). Для початку пропонується провести розрахунки за умови вимкненого вимикача масляного №19. Відповідно до цього рівняння для проведення розрахунку матиме наступний вигляд:

$$\lambda_{ав}^{ПС1} = \lambda_{17} + \lambda_{13} + (\lambda_1 + \lambda_7)(q_2 + q_8) + (\lambda_2 + \lambda_8)(q_1 + q_7) \quad (3.5)$$

$$\lambda_{ав}^{ПС1} = 0,03 + 0,9 + 2(0,02 + 0,04)(0,0074 + 0,001016) = 0,93101 \text{ Відкл/рік}$$

$$\lambda_{ав}^{ПС3} = \lambda_{ав}^{ПС1} = 0,93101 \text{ Відкл/рік}$$

Відповідно для другої підстанції вираз для проведення розрахунку матиме наступний вигляд:

$$\lambda_{ав}^{ПС2} = (\lambda_{17} + \lambda_{13} + \lambda_{17} + \lambda_{13} + \lambda_{17} + \lambda_{13})(q_2 + q_8 + q_2 + q_8 + q_2 + q_8) + (\lambda_{17} + \lambda_{13} + \lambda_{17} + \lambda_{13} + \lambda_{17} + \lambda_{13})(q_2 + q_8 + q_2 + q_8 + q_2 + q_8) \quad (3.6)$$

$$\lambda_{ав}^{ПС2} = 2(0,03 + 0,9 + 0,03 + 0,5 + 0,04 + 0,02)(0,00609 + 0,01135 + 0,00609 + 0,055 + 0,001016) = 0,114 \text{ Відкл/рік}$$

Необхідно зазначити, що в загальній чисельності відключень припадає саме на аварійні відключення. Відповідно до цього можна обрати час необхідний для відновлення електропостачання споживачів, що становить 8 годин за умови виникнення тривалих відключень. За умови короткочасних відключень час відновлення електропостачання складає 15 хвилин (0,25 год). При цьому за умови здійснення перемикання оперативною бригадою відповідно час збільшується до 30 хвилин (0,5 год).

Якщо припустити, що перемикання виконує оперативна бригада, то час відновлення електропостачання до споживачів становитиме 0,25 год при чому дане значення враховується за умови короткочасних відключень.

Відповідно до цього коефіцієнт простою аварійного для двох випадків (1 та 3) можна визначити з рівняння:

$$q_{авт}^{ПС1} = q_{авт}^{ПС3} = \frac{\lambda_{ав,к} \cdot T_{ав,к} + \lambda_{ав,д} \cdot T_{ав,д}}{8760} \quad (3.7)$$

$$q_{авт}^{ПС1} = q_{авт}^{ПС3} = \frac{0,03 \cdot 0,25 + 0,05244 \cdot 8}{8760} = 0,00004875$$

Значення даного коефіцієнту для другої підстанції складатиме відповідно:

$$q_{\text{авт}}^{\text{ПС2}} = \frac{0,03 \cdot 0,25 + 0,06472 \cdot 8}{8760} = 0,00006$$

Відповідно до отриманих результатів можна підрахувати сумарне значення частоти аварійних відключень для першої та третьої підстанції:

$$\lambda_{\text{ав}}^{\text{сум}} = 0,03 + 0,05244 = 0,08244 \text{ відкл/рік}$$

Відповідно сумарна величина відключень для другої підстанції становить:

$$\lambda_{\text{ав}}^{\text{сум}} = 0,03 + 0,06473 = 0,0947 \text{ відкл/рік}$$

Результати отримані при даному розрахунку зводимо в таблицю 3.2. Всі інші розрахунки та додаткові данні наведено в додатках до роботи.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку аварійних відключень лінії

| Назва підстанції | Частота проведення аварійних відключень, відкл/рік | Час відновлення електропостачання споживачів, год | Коефіцієнт простоїв в результаті аварій |
|------------------|--|---|---|
| Перша підстанція | 0,0825 | 8 | 0,000049 |
| Друга підстанція | 0,0947 | | 0,000060 |
| Третя підстанція | 0,0824 | | 0,000049 |
| Разом | 0,2596 | 8 | 0,000158 |

Виходячи з отриманих даних можна провести визначення кількості недовідпущеної електроенергії до споживачів лінії. Недовідпуск відповідно пов'язаний з проведенням ремонтних робіт на лінії та через різного роду аварійний типу простоїв.

Визначення недовідпуску електроенергії проводимо виходячи з виразів, наведених нижче:

$$W_{\text{нд}}^{\text{ПС1}} = q_{\text{ав}} \cdot W_{\text{год}} \quad (3.8)$$

$$W_{\text{нд}}^{\text{ПС1}} = W_{\text{нд}}^{\text{ПС3}} = 0,000049 \cdot 12 \cdot 104 = 5,85 \text{ МВт/рік}$$

$$W_{\text{нд}}^{\text{ПС2}} = 0,000060 \cdot 12 \cdot 104 = 7,2 \text{ МВт/рік}$$

Відповідно до отриманих даних бачимо доволі великі значення по недовідпуску електроенергії в мережу через різного роду простої. Відповідно до цього використання реклоузерів в даній мережі може бути виправданим.

Втрати електроенергії в результаті недовідпуску електроенергії в мережу з встановленими реклоузерами (наведено в додатках до роботи) набагато нижчі.

Висновки до розділу

В результаті нами отримано основні дані по кількості недовідпущеної електроенергії за умови різних відключень, а також при виконанні різного роду ремонтів в електричній мережі 10 кВ. Відповідно при встановленні реклоузерів кількість недовідпуску електроенергії зменшується фактично більше ніж на 80%.

РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

Відповідно до теми роботи необхідною умовою проведення загального аналізу є визначення заходів з охорони праці. Оскільки встановлення реклоузерів здійснюється фактично в мережах міста Суми, то найбільш доцільно виконати аналіз заходів з охорони праці з врахуванням підприємства, що забезпечує їх обслуговування. Для м. Суми таким підприємством є АТ «Сумиобленерго».

Виходячи з цього першочерговою умовою аналізу заходів з охорони праці є відповідно аналіз основних небезпек при встановленні та експлуатації реклоузерів.

Небезпечними факторами впливу на працівників в електричних мережах є значні величини напруги, що може вразити працівників при виконанні робіт. Також на працівників діють великі значення електромагнітних полів. При роботі з лініями електропередачі працівники доволі часто виконують роботи на висоті та ін. Загалом галузь енергетики наповнена доволі великою кількістю небезпек при виконанні будь яких робіт.

Виходячи з вищевказаного при проведенні монтажних робіт з встановлення реклоузера першочергово необхідно знеструмити лінію електропередачі. При знеструмленні лінії обов'язково узгоджуються графік проведення робіт з диспетчерським пунктом для запобігання подачі напруги в мережу.

Для виконання монтажних робіт використовується в основному виїзна ремонтна бригада, яка виїжджає на лінію та проводить всі необхідні роботи, що зазначаються в наряді. Проводити інші роботи без узгодження на лініях електропередачі заборонено.

Виїзна бригада забезпечується необхідним спецодягом, ЗІЗ та інструментом для проведення робіт. В зв'язку з проведенням робіт на значних висотах додатково бригада може оснащуватись спеціальними транспортними засобами для забезпечення проведення робіт або відповідними драбинами. Всі ЗІЗ, інструменти та обладнання має бути в справному стані та пройти необхідну

підготовку та перевірку. Забороняється використовувати несправний інструмент чи інше обладнання при виконанні робіт.

Вся відповідальність за виконання робіт та контроль покладається на бригадира виїзної бригади. Відповідно перед виїздом забезпечує проходження необхідних інструктажів з техніки безпеки та відповідно охорони праці. Також він здійснює розподіл виконання робіт між працівниками бригади. Все це фіксується в відповідних журналах інструктажів та нарядах-допусках.

Необхідно зазначити, що при проведенні робіт всі працівники мають мати відповідну освіту, пройти навчання з техніки безпеки та охорони праці, також повинні пройти навчання з надання домедичної допомоги та відповідно знати особливості конструкції лінії електропередачі та обладнання з яким вони працюють. Також всі працівники повинні мати відповідні групи допуску з електробезпеки та групу допуску з правил безпечної експлуатації всіх електроустановок.

При проведенні робіт з монтажу реклоузера проводять огородження визначеного місця робіт, накладають переносне заземлення на лінію та виконують роботи відповідно до регламенту. При цьому лінія електропередачі обов'язково повинна бути знеструмлена. Ремонтна бригада проводить роботи на лінії відповідно до виділеного на це часу та об'єму проведення робіт.

За умови виникнення пошкодження на лінії виїжджає на ремонт відповідна оперативна бригада. Дана бригада виконує всі необхідні роботи по усуненню пошкодження виконуються відповідно до регламенту погодженого з керівництвом та диспетчерським пунктом.

Висновки до розділу

Охорона праці є доволі важливим фактором забезпечення безпечних умов праці. Галузь енергетики має доволі велику кількість різноманітних небезпечних факторів, що призводять до травмонебезпечних ситуацій або до летальних випадків. Дотримання заходів з електробезпеки значно зменшують виникнення травматизму та кількість летальних випадків при проведенні робіт.

РОЗДІЛ 5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Використання реклоузерів повинно мати не лише технічну ефективність, а також і економічну. Відповідно до цього економічний розрахунок пропонується провести з використанням відповідних значень показників приведених втрат. Дані втрати складають загальну суму капітальних вкладень за певний термін експлуатації. Відповідно до цього сума загальних капіталовкладень визначається з рівняння:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{\text{роз}}} (K_i + I_i)(1 + E_{\text{н.п}})^{1-t} \quad (5.1)$$

де K_i – значення капіталовкладень за річний термін;

I_i – величина втрат експлуатаційних за рік;

$E_{\text{н.п}}$ – нормативне значення дисконту;

t – поточне значення року для проведення будівельних робіт та проведення експлуатації відповідного об'єкту;

$T_{\text{роз}}$ – тривалість експлуатації відповідного об'єкту, що розраховується на термін 5 років.

Відповідно до цього, величина експлуатаційних втрат визначається з рівняння:

$$I_i = \beta \Delta W + \sum \frac{k_{\text{а.і}} + k_{\text{рем.і}}}{100} K_i \quad (5.2)$$

де β – вартість електроенергії для підприємств, станом на 2025 рік вартість електроенергії складає 11,9 грн/кВт·год;

ΔW – значення експлуатаційних втрат за річний термін, кВт·год;

$k_{\text{а.і}}$ та $k_{\text{рем.і}}$ – коефіцієнти відповідно амортизації та проведення різного роду ремонтів;

K_i – величина капіталовкладень в об'єкт аналізу.

Відповідно величина капіталовкладень в кожен об'єкт складають відповідно:

$$K_{\text{тр}} = 47680 + 66680 + 2 \cdot 77520 = 269,4 \text{ тис. грн}$$

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 69 \cdot (3 + 2,6 + 2,8) = 579,6 \text{ тис. грн}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 34,96 \cdot (3 + 2,6 + 2,8 + 6,18) = 509,716 \text{ тис. грн}$$

Розрахунки пропонується провести відповідно до типів живлення споживачів (одностороннього та двостороннього). Відповідно до цього для одностороннього живлення величина експлуатаційних витрат за рік становить:

$$\begin{aligned} I_i &= 11,9 \cdot 82462,28 \cdot 10^{-3} + \left(\frac{5 + 5,5}{100} \cdot 269,4 + \frac{5 + 0,8}{100} \cdot 579,6 \right) \\ &= 1043,21 \text{ тис. грн} \end{aligned}$$

Загальна величина капіталовкладень складає:

$$\begin{aligned} Z_1 &= (269,4 + 579,6 + 1043,21)(1 + 0,12)^0 + 1043,21(1 + 0,12)^{-1} \\ &\quad + 1043,21(1 + 0,12)^{-2} + 1043,21(1 + 0,12)^{-3} \\ &\quad + 1043,21(1 + 0,12)^{-4} = 5060,8 \text{ тис. грн} \end{aligned}$$

Відповідно для за умови здійснення двостороннього живлення мережі отримуємо величину витрат на експлуатацію за рік, що становить:

$$\begin{aligned} I_i &= 11,9 \cdot 88204,09 \cdot 10^{-3} + \left(\frac{5 + 5,5}{100} \cdot 269,4 + \frac{5 + 0,8}{100} \cdot 509,716 \right) \\ &= 1107,5 \text{ тис. грн} \end{aligned}$$

Загальна величина капіталовкладень для даної схеми живлення складає:

$$\begin{aligned}
Z_1 &= (269,4 + 509,71 + 1107,5)(1 + 0,12)^0 + 1107,5(1 + 0,12)^{-1} \\
&\quad + 1107,5(1 + 0,12)^{-2} + 1107,5(1 + 0,12)^{-3} + 1107,5(1 + 0,12)^{-4} \\
&= 5050,5 \text{ тис. грн}
\end{aligned}$$

Відповідно до отриманих даних можна зробити висновок, що найбільш оптимальною є саме електрична мережа з двостороннім живленням, адже величина капіталовкладень в неї є фактично нижчою порівняно з односторонньою. Також як зазначалось в попередньому розділі двостороння схема живлення має певний ряд переваг для забезпечення надійності споживачів.

Наступним кроком економічної ефективності пропонується провести визначення економічного ефекту від встановлення спеціального реклоузера на лінію електропередачі. Відповідно даний метод фактично дозволяє отримати ряд переваг, що описувались в попередньому розділі.

В якості місця встановлення обирають лінії електропередачі 6/10 кВ з протяжністю більше від 20 км. З особливостей експлуатації необхідно зауважити, що середнє значення терміну експлуатації складає 2-3 роки.

Відповідно до цього за умови використання реклоузерів спостерігається зменшення експлуатаційних витрат, а також зменшується величина недовідпуску в мережу електроенергії. Дані отримані від АТ «Сумиобленерго» за даними показниками наведено на графіках рисунку 5.1.

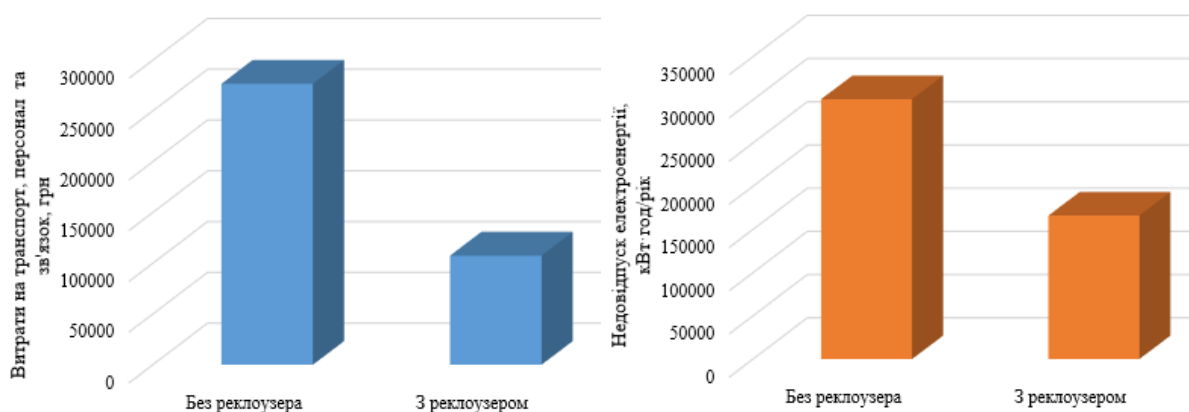


Рисунок 5.1 – Основні показники експлуатаційних витрат та величина недовідпуску в мережу електроенергії

Відповідно до наданих даних величина економічного ефекту складає – 587,1 тис грн. При цьому за рахунок недовідпуску в мережу електроенергії – 41,1 тис. грн, а за рахунок зменшення величини експлуатаційних витрат – 146,1 тис. грн. Відповідно до наданих даних окупність встановлення реклоузера в електричну мережу для м. Суми складає 7 років.

Висновки до розділу

Отримані експлуатаційні витрат підтверджують ефективність використання реклоузерів саме на двосторонньому типі живлення мережі. При цьому з існуючих наданих даних підтверджується ефективність використання реклоузерів в мережах.

ВИСНОВКИ

1. Виходячи з проведеного аналізу переваг та недоліків реклоузерів, а також їх будови можна зробити висновок про високу ефективність їх використання. При цьому спостерігається значне підвищення основних показників надійності системи електропостачання споживачів та населених пунктів загалом.

Відповідно до отриманих результатів аналізу реклоузери доволі ефективно зарекомендували себе в якості пристроїв секціонування. Виходячи з цього маємо значні показники поширеного використання реклоузерів в електричних мережах різних напруг.

2. Проведений аналіз дає можливість обрати необхідну схему реалізації секціонування з використанням реклоузера, а отже і забезпечити необхідні показники надійності мережі. Вибір необхідного алгоритму захисту має певні обмеження та в деяких випадках потребує комбінування різних алгоритмів.

3. В результаті нами отримано основні дані по кількості недовідпущеної електроенергії за умови різних відключень, а також при виконанні різного роду ремонтів в електричній мережі 10 кВ. Відповідно при встановленні реклоузерів кількість недовідпуску електроенергії зменшується фактично більше ніж на 80%.

4. Охорона праці є доволі важливим фактором забезпечення безпечних умов праці. Галузь енергетики має доволі велику кількість різноманітних небезпечних факторів, що призводять до травмонебезпечних ситуацій або до летальних випадків. Дотримання заходів з електробезпеки значно зменшують виникнення травматизму та кількість летальних випадків при проведенні робіт.

5. Отримані експлуатаційні втрат підтверджують ефективність використання реклоузерів саме на двосторонньому типу живлення мережі. При цьому з існуючих наданих даних підтверджується ефективність використання реклоузерів в мережах.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Жежеленко, І. В., Пізняк, О. В. Надійність електропостачання та якість електричної енергії. Харків: ХНУМГ імені О. М. Бекетова, 2021. 312 с.
2. Кулик, А. П., Мазуренко, Л. І. Автоматизація та захист електричних мереж. Київ: НТУУ «КПІ» імені Ігоря Сікорського, 2020. 450 с.
3. Саєнко, В. М., Колісник, М. В. Енергоефективність та надійність розподільчих електричних мереж. Дніпро: Ліра, 2019. 301 с.
4. Dudek, M., Hanzelka, Z. Enhancing power distribution system reliability using reclosers: Analysis of operational indices and optimization // Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2023. Vol. 56. P. 102927. DOI: 10.1016/j.seta.2022.102927.
5. Karimi, N., Ahmadi, M., Sadeghi, H. Optimal placement and coordination of reclosers and sectionalizers in smart distribution networks using meta-heuristic algorithms // Electric Power Systems Research. 2021. Vol. 190. P. 106775. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106775.
6. Makarova, O., Zayachkivsky, V. Reliability enhancement of distribution feeders using vacuum reclosers: Operational analysis and fault classification // IEEE Transactions on Power Delivery. 2022. Vol. 37, Iss. 3. P. 1756–1764. DOI: 10.1109/TPWRD.2021.3115421.
7. Ullah, Z., Maqsood, S., Ahmad, S. Comparative analysis of sectionalizing methods for improving power system reliability in rural distribution networks // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2020. Vol. 8, Iss. 5. P. 1076–1085. DOI: 10.35833/MPR.2020.08.007.
8. Будіщева, О. В., Коваленко, С. В. Оцінка економічної ефективності секціонування повітряних ліній 10 кВ з використанням реклоузерів // Технічна електродинаміка. 2024. № 1. С. 48–55.
9. Власюк, А. В., Мельниченко, І. Г. Підвищення надійності розподільчих мереж шляхом оптимізації розміщення реклоузерів та секціонаторів // Електричні мережі та системи. 2021. № 4. С. 27–34.

10. Гусак, О. І., Денисюк, Р. С. Аналіз впливу реклоузерів на показники якості електроенергії в міських електричних мережах // Проблеми енергозбереження: теорія і практика. 2020. № 3. С. 112–119.

11. Погрібний, О. Л., Усікова, О. О. Алгоритми автоматичного секціонування міських ПЛ-10 кВ з використанням реклоузерів РВА/TEL // Вісник Сумського національного аграрного університету. Серія "Електротехніка та енергетика". 2025. № 1(89). С. 15–23.

12. Рябенко, В. Л., Склярова, І. М. Методика визначення оптимальної кількості реклоузерів для забезпечення резервування споживачів // Наукові праці Донецького національного технічного університету. 2023. Вип. 2(33). С. 88–95.

13. Загірняк, М. В., Белкін, О. В., Кропив'янський, О. С. Інтелектуальні системи керування режимами роботи електричних мереж 6–35 кВ. Кропивницький: Центральноукраїнське видавництво, 2023. 415 с.

14. Сендюрева, В. Г., Рибенко, О. В. Оптимізація розміщення комутаційних апаратів для секціонування повітряних ліній 10 кВ. Київ: НТУУ «КПІ» імені Ігоря Сікорського, 2022. 256 с.

15. Kovalenko, I., Vasylyev, V., Turchak, O. Automated fault location, isolation and supply restoration (FLISR) in smart distribution grids. Cham: Springer, 2024. 380p.

16. Bezruchko, V.M., Buinyi, R.O., Strogii, A.Y., Tkach, V.I. Application of Gsm technology for identification of phase-to-ground faults in electric networks with isolated neutral and pin-type isolation. Technical Electrodynamics, 2018(5), pp. 96–99

17. Album of typical charts of electrical loads. Official Website of the Ministry of Energy and Environmental Protection of Ukraine [Electronic resource]. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245201705

18. Trunova, I., Miroshnyk, O., Savchenko, O., Moroz, O., Pazyi, V., Shchur, T., Kasner, R., Bałdowska-Witos, P. Scheduling of preventive maintenance of an power equipment of the agricultural enterprises. Journal of Physics: Conference Series. Volume 1781, Issue 1, 0120182020 International Conference on Applied Sciences, ICAS 2020 DOI: 10.1088/1742-6596/1781/1/012018

19. ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Гранично допустимі значення напруг дотику і струмів. – ДержСпоживСтандарт України, 2008.
20. Trunova I., Miroshnyk O., Moroz O., Pazyi V., Sereda A., Dudnikov S. The analysis of use of typical load schedules when the design or analysis of power supply systems. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 61-64, 20168739 DOI: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250120
21. Pazyi V., Miroshnyk O., Moroz O., Trunova I., Savchenko O, Halko S. Analysis of technical condition diagnostics problems and monitoring of distribution electrical network modes from smart grid platform position. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 57-60, 20168725 DOI: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.925008020
22. Buinyi, R.O., Krasnozhan, A.V., Zorin, V.V., Kvytsynskyi, A.O. Justification for use of voltage class 20 kV in urban electrical networks. Technical Electrodynamics, 2019 (1), pp. 68–71.

ДОДАТКИ

Додаток А

Технічні характеристики обладнання

Таблиця А1 – Технічні данні реклоузера РВА/TEL-10-12,5/630 У1

| Найменування параметра | Значення |
|---|----------------------|
| Номінальна напруга, кВ | 10 |
| Найбільша робоча напруга, кВ | 12 |
| Номінальний струм, А | 630 |
| Номінальний струм вимкнення, кА | 12,5 |
| Струм термічної стійкості, 3с, кА | 12,5 |
| Наскрізний струм короткого замикання (найбільший пік), кА | 32 |
| Ресурс по комутаційної стійкості (для кожного полюса вакуумного вимикача комутаційного модуля): А) при номінальному струмі відключення, операцій «О» Б) при номінальному струмі відключення, операцій «ВО» В) при номінальному струмі, циклів «ВО» | 100 50 30000 |
| Механічний ресурс, циклів «ВО» | 30000 |
| Електричний опір головне ланцюга полюса, мкОм, не більше | 85 |
| Цикл АПВ (ANSI 37 60) | О-0,1-ВО-1с-ВО-1с-ВО |
| Максимальна температура навколишнього середовища | +55 |
| Мінімальна температура навколишнього середовища | -40 |
| Маса комутаційного модуля, не більше, кг | 62,5 |
| Маса шафи управління (без акумуляторної батареї), не більше, кг | 35 |

Електричний розрахунок схеми одностороннього живлення мережі напругою 10 кВ

Одиночна магістраль, що живиться з одного боку, проста за конструктивним виконанням, але не забезпечує високої надійності електропостачання, оскільки будь-яке пошкодження відбивається на живленні всіх приймачів, приєднаних до неї. Сумарна активна потужність, що передається по i -й ділянці мережі:

$$S\Sigma_i = P\Sigma_i + j \cdot Q\Sigma_i \quad (\text{Б.1})$$

де $P\Sigma_i$ і $Q\Sigma_i$ – сумарні активна і реактивна потужності, що протікають по i -й ділянці, кВт.

$$\begin{aligned} P\Sigma_1 &= 115 + 245 + 579,26 + 2,2 + 6,19 + 10,08 = 957,73 \text{ кВт}; \\ P\Sigma_2 &= 840,53 \text{ кВт}; \quad P\Sigma_3 = 589,34 \text{ кВт} \\ Q\Sigma_1 &= 84,09 + 181,86 + 402,09 + 12,83 + 17,22 + 42,93 = 790,91 \text{ кВАР}; \\ Q\Sigma_2 &= 583,95 \text{ кВАР}; \quad Q\Sigma_3 = 402,09 \text{ кВАР} \\ S\Sigma_1 &= 957,73 + j \cdot 668,04 \text{ кВА}; \quad S\Sigma_2 = 840,53 + j \cdot 583,95 \text{ кВА}; \\ S\Sigma_4 &= 589,34 + j \cdot 402,09 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Знаючи сумарну потужність і номінальну напругу мережі, прийняте рівним 10 кВ, визначаються струми I_1 - I_3 , що протікають по ділянках:

$$I_i = \frac{S\Sigma_i}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \quad (\text{Б.2})$$

$$I_1 = \frac{\sqrt{957,73^2 + 668,04^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 67,41 \text{ А}; \quad I_2 = \frac{\sqrt{840,53^2 + 583,95^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 59,09 \text{ А};$$

$$I_3 = \frac{\sqrt{589,34^2 + 402,09^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 41,19 \text{ А}.$$

Отриманні данні підписуємо до схеми одностороннього живлення мережі 10 кВ із застосуванням реклоузерів зображеної на рисунку Б.1.

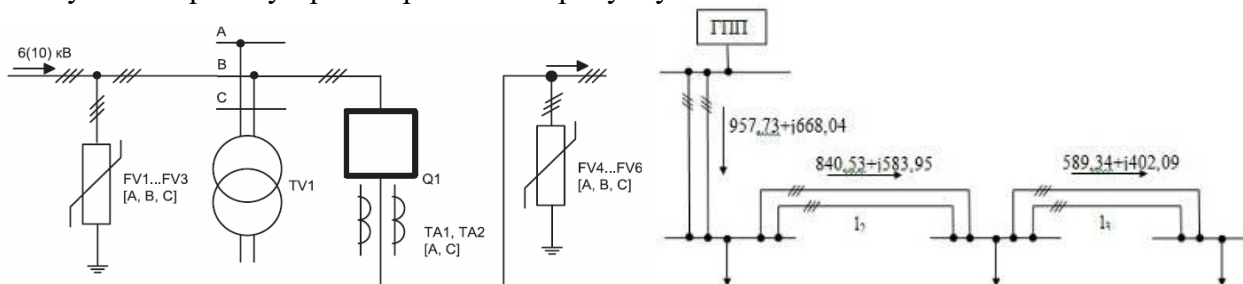


Рисунок Б.1 – Розрахункова схема одностороннього живлення мережі 10 кВ із застосуванням реклоузерів

Введемо поняття «економічний переріз проводу» $F_{\text{ек}}$ – це перетин, при якому наведені витрати на лінію будуть найменшими. Щільність струму, відповідна економічному перетину, називається економічної щільністю струму $j_{\text{ек}}$. Дана щільність струму не залежить від навантаження, а визначається тільки типом проводів (ізольовані, неізольовані), матеріалом, районом прокладання лінії і часом використання максимуму активної потужності T_{max} . Час використання максимуму навантаження – це умовний час, протягом якого лінія, працюючи з максимальним навантаженням I_{max} , передала б така ж кількість енергії, що і при роботі по дійсному графіком $I(t)$ за рік. Орієнтовно можна прийняти для алюмінієвих проводів, при $T_{\text{max}} = 3400$ год, $j_{\text{ек}} = 0,9$ А/мм². Економічна площа перерізу проводу, мм²:

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{екв}}}{j_{\text{ек}}} \quad (\text{Б.3})$$

де $I_{\text{екв}}$ – еквівалентний розрахунковий струм, А.

Еквівалентний розрахунковий струм знаходять за формулою, А:

$$I_{\text{екв}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}} \quad (\text{Б.4})$$

$$I_{\text{екв}} = \sqrt{\frac{67,41^2 \cdot 3 + 59,09^2 \cdot 2,6 + 41,19^2 \cdot 2,8}{3 + 2,6 + 2,8}} = 57,18 \text{ А.}$$

$$F_{\text{ек}} = \frac{57,18}{0,9} = 63,53 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо перетин проводу АС-70: $r_0 = 0,46$ Ом/км; $x_0 = 0,341$ Ом/км.

Далі перевіряємо вибрані проводи по допустимій втраті і відхилення напруги. За нагріву виконувати перевірку не обов'язково, так як нормована економічна щільність струму значно нижче щільності струму, допустимої по нагріванню (для алюмінію $j_{\text{нав}} = 4$ А/мм²).

Перетин проводу проекрованої ПЛ повинно забезпечувати виконання наступної умови: втрати напруги від пункту живлення (в даному випадку ДПП) до найбільш віддалених приймачів (ТПЗ) в різних режимах не повинні бути більше допустимого значення. Для мереж напругою 10 кВ допустимі втрати напруги в нормальному режимі рекомендується приймати 8% від номінального (800 В), а в аварійному – 12% (1200 В). Розрахунок необхідно провести для двох режимів: нормального, коли в роботі знаходяться обидва ланцюга ЛЕП, і аварійного, коли в роботі знаходиться одна ЛЕП. Втрати напруги в нормальному режимі до найвіддаленішої точки мережі визначаються як сума втрат напруги на всіх ділянках, В:

$$\Delta U_{\text{н.р}} = \sum_{i=1}^n \Delta U_{i.\text{н.р}} \quad (\text{Б.5})$$

де $\Delta U_{i.\text{н.р}}$ – втрати напруги на i -ій ділянці в нормальному режимі, В.

$$\Delta U_{i.\text{н.р}} = \frac{P_i \frac{r_0}{2} l_i + Q_i \frac{x_0}{2} l_i}{U_{\text{н}}} \quad (\text{Б.6})$$

$$\Delta U_{1.\text{н.р}} = \frac{957,73 \cdot \frac{0,46}{2} \cdot 3 + 668,04 \cdot \frac{0,341}{2} \cdot 3}{10} = 100,25 \text{ В}; \quad \Delta U_{2.\text{н.р}} = \frac{840,53 \cdot \frac{0,46}{2} \cdot 2,6 + 583,95 \cdot \frac{0,341}{2} \cdot 2,6}{10} = 76,15 \text{ В};$$

$$\Delta U_{3.\text{н.р}} = \frac{589,34 \cdot \frac{0,46}{2} \cdot 2,8 + 402,09 \cdot \frac{0,341}{2} \cdot 2,8}{10} = 57,15 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{\text{н.р}} = 100,25 + 76,15 + 57,17 = 233,55 \text{ В} \leq 800 \text{ В.}$$

Втрати напруги в аварійному режимі до найвіддаленішої точки мережі визначаються як сума втрат напруги на всіх ділянках, В:

$$\Delta U_{\text{а.р}} = \sum_{i=1}^n \Delta U_{i.\text{а.р}} \quad (\text{Б.7})$$

де $\Delta U_{i.\text{а.р}}$ – втрати напруги на i -ій ділянці в аварійному режимі, В:

$$\Delta U_{i.\text{а.р}} = \frac{P_i \frac{r_0}{2} l_i + Q_i \frac{x_0}{2} l_i}{U_{\text{н}}} \quad (\text{Б.8})$$

$$\Delta U_{1.\text{а.р}} = \frac{957,73 \cdot 0,46 \cdot 3 + 668,04 \cdot 0,341 \cdot 3}{10} = 200,51 \text{ В}; \quad \Delta U_{2.\text{а.р}} = \frac{840,53 \cdot 0,46 \cdot 2,6 + 583,95 \cdot 0,341 \cdot 2,6}{10} = 152,3 \text{ В};$$

$$\Delta U_{3.\text{а.р}} = \frac{589,34 \cdot 0,46 \cdot 2,8 + 402,09 \cdot 0,341 \cdot 2,8}{10} = 114,3 \text{ В.}$$

У зв'язку з тим, що режим роботи мереж, а також їх навантажень, постійно змінюється, змінюється і напруга у приймачів електроенергії. Плавні тривалі зміни називають сталим відхиленням напруги. Цю величину визначають з рівняння, %:

$$\delta U_{\text{max}(min)} = \frac{U_{\text{max}(min)} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100\% \quad (\text{Б.9})$$

Відповідно до ДСТУ 13109-97 приймаються наступні допустимі відхилення напруги на шинах найбільш віддаленого споживача: для нормального режиму – $\pm 5\%$, для інших режимів – $\pm 10\%$. Відхилення напруги на шинах найбільш віддаленої підстанції (ТПЗ) розраховують для двох режимів: для максимальної та мінімальної навантаження. Для цього необхідно по заданому відхиленню напруги знайти напруга на шинах головної понижувальної підстанції (ГПП) для обох режимів за формулами, кВ:

$$ГПП_{\text{max}} = U_{\text{ном}} \pm k_{\text{max}} \cdot U_{\text{ном}} \quad (\text{Б.10})$$

$$ГПП_{\text{min}} = U_{\text{ном}} \pm k_{\text{min}} \cdot U_{\text{ном}} \quad (\text{Б.11})$$

де k_{max} і k_{min} – максимальне і мінімальне задані у вихідних даних відхилення напруги на шинах ГПП в відносних одиницях.

$$ГПП_{\text{max}} = 10000 + \frac{2}{100} \cdot 10000 = 10200 \text{ В}; \quad ГПП_{\text{min}} = 10000 + \frac{0}{100} \cdot 10000 = 10000 \text{ В}$$

Максимальні і мінімальні втрати напруги в нормальному і в аварійному режимах визначаються за формулою, В:

$$\Delta U_{max} = 2 \cdot \Delta U_{н(а)р} \quad (\text{Б.12})$$

$$\Delta U_{min} = 0,3 \cdot \Delta U_{н(а)р} \quad (\text{Б.13})$$

$$\Delta U_{max \text{ н.р}} = 2 \cdot 233,55 = 467,1\text{В}; \Delta U_{min \text{ н.р}} = 0,3 \cdot 233,55 = 70,07\text{В};$$

$$\Delta U_{max \text{ а.р}} = 2 \cdot 467,11 = 934,22\text{В}; \Delta U_{min \text{ а.р}} = 0,3 \cdot 467,11 = 140,13\text{В}.$$

Напруга на шинах найбільш віддаленої підстанції в обох режимах визначається за формулою, кВ:

$$U_{max(min)} = U_{ГППmax(min)} - \Delta U_{max(min)} \quad (\text{Б.14})$$

$$\Delta U_{max \text{ н.р}} = 10200 - 467,1 = 9732,9\text{В}; \Delta U_{min \text{ н.р}} = 10000 - 70,07 = 9929,93\text{В};$$

$$\Delta U_{max \text{ а.р}} = 10200 - 934,22 = 9265,78\text{В}; \Delta U_{min \text{ а.р}} = 10000 - 140,13 = 9859,87\text{В}.$$

$$\delta U_{max(min) \text{ н.р}} = \frac{9732,9 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -2,67\%; \delta U_{min \text{ н.р}} = \frac{9929,93 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,7\%;$$

$$\delta U_{max \text{ а.р}} = \frac{9265,78 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -7,34\%; \delta U_{min \text{ а.р}} = \frac{9859,87 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -1,4\%.$$

Відхилення напруги на шинах найбільш віддаленого споживача порівнюють з допустимим:

$$\delta U_{max(min)} \leq \delta U_{\text{доп}} \quad (\text{Б.15})$$

$$-2,67\% \leq 5\%; -0,70\% \leq 5\%; -7,34 \leq 10\%; -1,4\% \leq 10\%.$$

Електричний розрахунок схеми двостороннього живлення мережі напрягою 10кВ

Надійність електропостачання при магістральної схемі живлення можна підвищити, якщо застосовувати кільцеву магістраль з двостороннім живленням. В цьому випадку магістраль починається і закінчується на шинах одного і того ж пункту живлення. Схеми двостороннього живлення мають ряд переваг перед роз'єднаними. По-перше, в разі двостороннього живлення підвищується надійність електропостачання та виключається пауза в подачі живлення. По-друге, зменшуються втрати напруги, активної потужності і електроенергії: в замкнутих контурах мережі автоматично встановлюється поточкорозподіл відповідно до законів Кірхгофа, природним чином прагне до мінімальних втрат. По-третє, така мережа має високу гнучкість управління. Труднощі розрахунку замкнутих мереж обумовлені, перш за все, наявністю замкнутих контурів в схемах. Без спеціального розрахунку неможливо навіть орієнтовно уявити розподіл потоків потужності по окремих галузям мережі, але ж саме поточкорозподіл обумовлює втрати напруги. Додаткову складність вносить нелінійний характер навантажень.

Розрахункова схема двостороннього живлення мережі 35/10кВ з застосуванням реклоузерів приведена на рисунку В.1. Відстань від ДПП до ТПЗ становить, м:

$$l_4 = \sqrt{l_1^2 + (l_2 + l_3)^2} \quad (B.1)$$

$$l_4 = \sqrt{3^2 + 2,6^2 + 2,8^2} = 6,18\text{ м.}$$

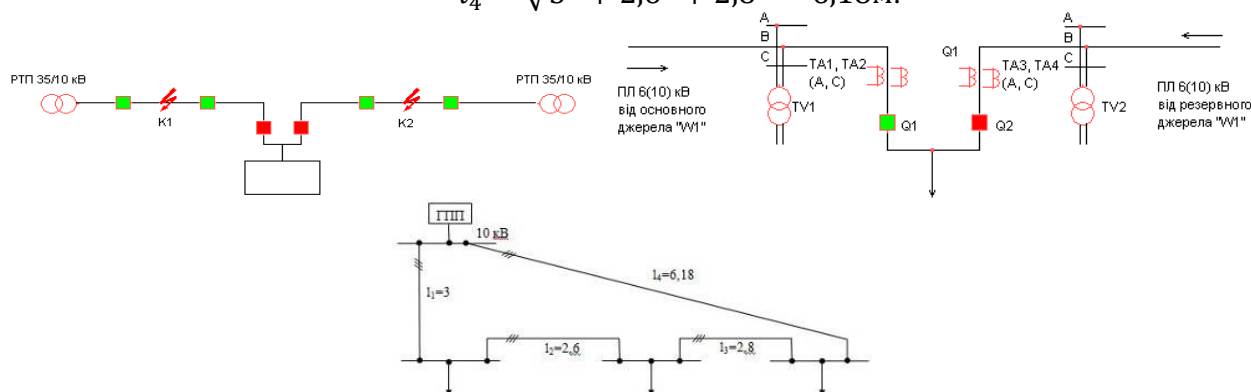


Рисунок В.1 – Розрахункова схема двостороннього живлення мережі 10 кВ з застосуванням реклоузерів

Схема розбивається по джерелу живлення ДПП, в результаті чого виходить схема двостороннього живлення з умовними джерелами 1 і 2 (рис. В.2).

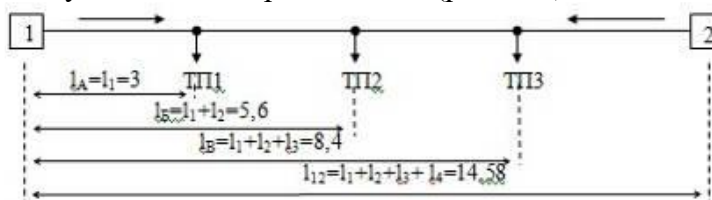


Рисунок В.2 – Схема двостороннього живлення з умовними джерелами 1 і 2

Потужності, які споживаються навантаженням від умовних джерел 1 і 2, кВт:

$$P_1 = \frac{l_{12}-l_A}{l_{12}} \cdot P_{ТП1} + \frac{l_{12}-l_B}{l_{12}} \cdot P_{ТП2} + \frac{l_{12}-l_B}{l_{12}} \cdot P_{ТП3} \quad (B.2)$$

$$Q_1 = \frac{l_{12}-l_A}{l_{12}} \cdot Q_{ТП1} + \frac{l_{12}-l_B}{l_{12}} \cdot Q_{ТП2} + \frac{l_{12}-l_B}{l_{12}} \cdot Q_{ТП3} \quad (B.3)$$

$$P_2 = \frac{l_A}{l_{12}} \cdot P_{ТП1} + \frac{l_B}{l_{12}} \cdot P_{ТП2} + \frac{l_B}{l_{12}} \cdot P_{ТП3} \quad (B.4)$$

$$Q_2 = \frac{l_A}{l_{12}} \cdot Q_{ТП1} + \frac{l_B}{l_{12}} \cdot Q_{ТП2} + \frac{l_B}{l_{12}} \cdot Q_{ТП3} \quad (B.5)$$

де P_1, P_2, Q_1, Q_2 – потужності, споживані тяговими підстанціями ТП1, ТП2 з урахуванням втрат в трансформаторах.

$$P_1 = \frac{14,58-3}{14,58} \cdot 117,2 + \frac{14,58-5,6}{14,58} \cdot 251,19 + \frac{14,58-8,4}{14,58} \cdot 598,36 = 497,59 \text{кВт.}$$

$$Q_1 = \frac{14,58-3}{14,58} \cdot 84,09 + \frac{14,58-5,6}{14,58} \cdot 181,86 + \frac{14,58-8,4}{14,58} \cdot 402,09 \text{кВАР.}$$

$$P_2 = \frac{3}{14,58} \cdot 117,2 + \frac{5,6}{14,58} \cdot 251,19 + \frac{8,4}{14,58} \cdot 598,36 = 460,13 \text{кВт.}$$

$$Q_2 = \frac{3}{14,58} \cdot 84,09 + \frac{5,6}{14,58} \cdot 181,86 + \frac{8,4}{14,58} \cdot 402,09 = 318,8 \text{кВАР.}$$

Після визначення потужностей необхідно здійснити перевірку, в результаті якої повинні виконуватися умови:

$$P_1 + P_2 = P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} \quad (B.6)$$

$$Q_1 + Q_2 = Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} \quad (B.7)$$

$$497,59 + 460,13 = 117,2 + 251,19 + 589,34; \quad 957,7 = 957,7.$$

$$349,22 + 318,8 = 84,09 + 181,86 + 402,09; \quad 668 = 668.$$

Точка потокорозподілу для активної потужності:

$$\text{ТП1: } P_1 - P_{ТП1} = 497,59 - 117,2 = 380,39 \text{кВт} > 0;$$

$$\text{ТП2: } P_1 - P_{ТП1} - P_{ТП2} = 497,59 - 117,2 - 251,19 = 129,2 \text{кВт} > 0;$$

$$\text{ТП3: } P_1 - P_{ТП1} - P_{ТП2} - P_{ТП3} = 497,59 - 117,2 - 251,19 - 589,34 = -460,14 \text{кВт} < 0.$$

Таким чином, точка розділу потоків активної потужності знаходиться у підстанції 3.

Точка потокорозподілу реактивної потужності:

$$\text{ТП1: } Q_1 - Q_{ТП1} = 349,22 - 84,09 = 365,13 \text{кВАР} > 0;$$

$$\text{ТП2: } Q_1 - Q_{ТП1} - Q_{ТП2} = 349,22 - 84,09 - 181,86 = 83,27 \text{кВАР} > 0;$$

$$\text{ТП3: } Q_1 - Q_{ТП1} - Q_{ТП2} - Q_{ТП3} = 349,22 - 84,09 - 181,86 - 402,09 = -318,82 \text{кВАР} < 0.$$

Таким чином, точка розділу потоків реактивної потужності знаходиться у підстанції 3.

Розіб'ємо схему, зображену на рисунку В.2, по підстанції ТП3 і отримаємо дві схеми з одностороннім живленням, на які нанесені активні потужності по ділянках (рис. В.3).

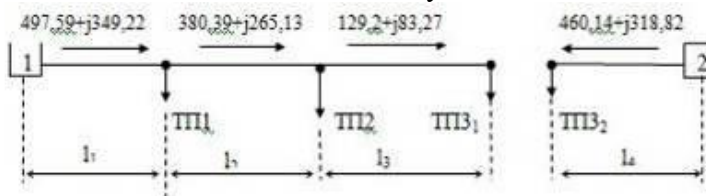


Рисунок В.3 – Розрахункова схема з точкою розділу потоків потужностей на ТП3

Для визначення перетину проводів необхідно розрахувати еквівалентні струми для всіх чотирьох схем і вибрати максимальний з них.

$$I_1 = \frac{\sqrt{497,59^2 + 349,22^2}}{10 \cdot \sqrt{3}} = 35,09 \text{А}; \quad I_2 = \frac{\sqrt{380,39^2 + 265,13^2}}{10 \cdot \sqrt{3}} = 26,77 \text{А}; \quad I_3 = \frac{\sqrt{129,2^2 + 83,27^2}}{10 \cdot \sqrt{3}} = 8,87 \text{А}.$$

$$I_{\text{екв1}} = \sqrt{\frac{35,09^2 \cdot 3 + 26,77^2 \cdot 2,6 + 8,87^2 \cdot 2,8}{3 + 2,6 + 2,8}} = 26,22 \text{А}; \quad I_{\text{екв2}} = \sqrt{\frac{460,14^2 + 318,82^2}{10 \cdot \sqrt{3}}} = 32,32 \text{А}.$$

Приймаємо максимальний еквівалентний струм $I_{\text{екв}} = 32,32 \text{ А}$.

$$F_{\text{ек}} = \frac{32,32}{0,9} = 35,91 \text{мм}^2$$

Вибираємо найближчий більший перетин проводу АС-50: $r_0 = 0,64 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,355 \text{ Ом/км}$.

Втрати напруги в нормальному режимі до найвіддаленішої точки мережі визначаються за вищенаведеною формулою, в якій $\Delta U_{in.p}$ втрати напруги на i -ій ділянці в нормальному режимі, В:

$$\Delta U_{i \text{ н.р.}} = \frac{P_i \cdot r_0 \cdot l_i + Q_i \cdot x_0 \cdot l_i}{U_H} \quad (\text{B.8})$$

$$\Delta U_{1 \text{ н.р.}} = \frac{497,59 \cdot \frac{0,64}{2} \cdot 3 + 349,22 \cdot \frac{0,355}{2} \cdot 3}{10} = 66,36 \text{ В}; \Delta U_{2 \text{ н.р.}} = \frac{380,39 \cdot \frac{0,64}{2} \cdot 2,6 + 265,13 \cdot \frac{0,355}{2} \cdot 2,6}{10} = 43,88 \text{ В};$$

$$\Delta U_{3 \text{ н.р.}} = \frac{129,2 \cdot \frac{0,64}{2} \cdot 2,8 + 83,27 \cdot \frac{0,355}{2} \cdot 2,8}{10} = 19,04 \text{ В}; \Delta U_{4 \text{ н.р.}} = \frac{460,14 \cdot \frac{0,64}{2} \cdot 6,18 + 318,82 \cdot \frac{0,355}{2} \cdot 6,18}{10} = 154,05 \text{ В.}$$

$$\sum_1^3 \Delta U_{\text{н.р.}} = 66,36 + 43,88 + 19,04 = 129,28 \text{ В.}$$

$$\sum_1^3 \Delta U_{\text{н.р.}} \leq 800 \text{ В}; \Delta U_{4 \text{ н.р.}} \leq 800 \text{ В.}$$

Втрати напруги на i -ій ділянці в аварійному режимі визначаються за вищенаведеною формулою, де $\Delta U_{i \text{ а.р.}}$ – втрати напруги на i -ій ділянці в аварійному режимі, В:

$$\Delta U_{i \text{ а.р.}} = \frac{P_i \cdot r_0 \cdot l_i + Q_i \cdot x_0 \cdot l_i}{U_H} \quad (\text{B.9})$$

$$\Delta U_{1 \text{ а.р.}} = \frac{497,59 \cdot 0,64 \cdot 3 + 349,22 \cdot 0,355 \cdot 3}{10} = 132,73 \text{ В}; \Delta U_{2 \text{ а.р.}} = \frac{380,39 \cdot 0,64 \cdot 2,6 + 265,13 \cdot 0,355 \cdot 2,6}{10} = 87,77 \text{ В};$$

$$\Delta U_{3 \text{ а.р.}} = \frac{129,2 \cdot 0,64 \cdot 2,8 + 83,27 \cdot 0,355 \cdot 2,8}{10} = 31,42 \text{ В}; \Delta U_{4 \text{ а.р.}} = \frac{460,14 \cdot 0,64 \cdot 6,18 + 318,82 \cdot 0,355 \cdot 6,18}{10} = 251,94 \text{ В.}$$

$$\sum_1^3 \Delta U_{\text{а.р.}} \approx \Delta U_{4 \text{ н.р.}} \leq 1200 \text{ В.}$$

Максимальні і мінімальні втрати напруги визначаються за формулами додатку Б:

$$\Delta U_{\text{max н.р.}} = 2 \cdot 154,05 = 308,1 \text{ В}; \Delta U_{\text{min н.р.}} = 0,3 \cdot 154,05 = 46,22 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{max а.р.}} = 2 \cdot 251,94 = 503,88 \text{ В}; \Delta U_{\text{min а.р.}} = 0,3 \cdot 251,94 = 75,58 \text{ В.}$$

Відхилення напруги на шинах найбільш віддаленої підстанції (ТПЗ) розраховують для двох режимів: для максимального та мінімального навантаження. Для цього необхідно по заданому відхиленню напруги знайти напругу на шинах ГПП для обох режимів за формулами наведеними в додатку Б:

$$U_{\text{ГПП,max}} = 10000 + \frac{2}{100} \cdot 10000 = 10200 \text{ В}; U_{\text{ГПП,min}} = 10000 + \frac{0}{100} \cdot 10000 = 10000 \text{ В.}$$

Напруга на шинах найбільш віддаленої підстанції в обох режимах визначається за формулою з додатку Б, кВ:

$$\Delta U_{\text{max н.р.}} = 10200 - 308,1 = 9891,9 \text{ В}; \Delta U_{\text{min н.р.}} = 10000 - 46,22 = 9953,78 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{max а.р.}} = 10200 - 503,88 = 9696,12 \text{ В}; \Delta U_{\text{min а.р.}} = 10000 - 75,58 = 9924,42 \text{ В.}$$

$$\delta U_{\text{max н.р.}} = \frac{9891,9 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -1,08\%; \delta U_{\text{min н.р.}} = \frac{9953,78 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,46\%;$$

$$\delta U_{\text{max а.р.}} = \frac{9696,12 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -3,04\%; \delta U_{\text{min а.р.}} = \frac{9924,42 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,76\%.$$

Відхилення напруги на шинах найбільш віддаленого споживача порівнюють з допустимим:

$$-1,0\% \leq 5\%; -0,46\% \leq 5\%; -3,04\% \leq 10\%; -0,76\% \leq 10\%.$$

Втрати електроенергії в мережі напругою 10 кВ системи одно- і двостороннього живлення

Втрати електроенергії в різних елементах мережі пропорційні квадрату струму (або потужності), що протікає через ці елементи, а також опору елементів. У лінії, виконаній з проводів однакового перетину по всій довжині, втрати електроенергії, кВт·рік:

$$\Delta W_{\text{л}} = \frac{r_0}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^n S_{\Sigma i}^2 \cdot l_i \cdot \tau_i \cdot 10^{-3} \quad (\text{В.1})$$

де τ_i – час максимальних втрат електричної енергії для ділянки з номером i або умовний час, протягом якого в лінії, що працює з максимальним навантаженням, виділяються ті ж втрати енергії, як і при роботі по дійсному графіком $I(t)$ за рік.

Час максимальних втрат, год:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 \quad (\text{В.2})$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанцій визначаються втратами холостого ходу і короткого замикання за формулою, кВт·год:

$$\Delta W_{\text{тр}} = n \cdot P_x \cdot t + \frac{P_k}{n} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \tau \quad (\text{В.3})$$

де t – час, протягом якого трансформатор знаходиться в роботі (8760 рік).

Сумарні втрати в мережі 10 кВ для варіантів одно- і двостороннього живлення, кВт·рік:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{л}} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{\text{три}} \quad (\text{В.4})$$

Одностороннє живлення:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3400}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1885,99 \text{ год.}$$

$$\Delta W_{\text{л1}} = \frac{0,46 \cdot 1885,99 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} \cdot (957,73^2 \cdot 3 + 840,53^2 \cdot 2,6 + 589,34^2 \cdot 2,8) = 24122,88 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

$$\Delta W_{\text{тр1}} = 0,41 \cdot 8760 + \frac{2,5}{1} \left(\frac{13529}{160}\right)^2 \cdot 1885,99 = 6962,69 \text{ кВт} \cdot \text{год.};$$

$$\Delta W_{\text{тр2}} = 0,91 \cdot 8760 + \frac{6,2}{1} \left(\frac{295,18}{320}\right)^2 \cdot 1885,99 = 17921,19 \text{ кВт} \cdot \text{год.};$$

$$\Delta W_{\text{тр3}} = 2 \cdot 1,05 \cdot 8760 + \frac{5,5}{2} \left(\frac{618,6}{400}\right)^2 \cdot 1885,99 = 33455,52 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

$$\Delta W_1 = 24122,88 + 89687,12 = 82462,28 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Двостороннє живлення:

$$\Delta W_{\text{л2}} = \frac{0,64 \cdot 1885,99 \cdot 10^{-3}}{10^2} (497,59^2 \cdot 3 + 380,39^2 \cdot 2,6 + 129,2^2 \cdot 2,8 + 460,14^2 \cdot 6,18) =$$

$$= 29864,69 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

$$\Delta W_2 = 29864,69 + 58339,4 = 88204,09 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$