

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Формування оптимальних напрямків реконструкції електричних мереж 10 кВ Чечельницького району»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20м

спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Філатов Т. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц каф. ЕСС

Малогулко Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ

Шулє Ю.А.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
 Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

_____ 2021 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

_____ Філатову Тарасу Володимировичу _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи _____ Формування оптимальних напрямків реконструкції електричних мереж 10 кВ Чечельницького району _____ керівник роботи _____ к.т.н., доц. каф. ЕСС Малогулко Ю.В. _____

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.

Посилання на періодичні видання.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Надана схема нормального режиму мережі ПАТ «Вінницяобленерго». Джерелами живлення є підстанції 110/35/10 кВ «Чечельник», 110/10 кВ «Луги», 35/10 кВ «Ольгопіль» та «Стратієвка», що належать до електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго».

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Експериментальні дослідження стану Чечельницьких електричних мереж 10 кВ та прогноз навантажень. 2. Методи розрахунку втрат електроенергії в розподільчих мережах 10/0,4 кВ. Визначення основних технічних параметрів електричних мережах 10 кВ. 3. Формування варіантів оптимізації схеми ЕМ 10 кВ та визначення її технічних параметрів. Розрахунок і аналіз втрат потужності та електроенергії в реконструйованих електричних мережах 10 кВ Чечельницького району. 4. Формування варіантів оптимізації схеми ЕМ 10 кВ та визначення її технічних параметрів. Розрахунок і

аналіз втрат потужності та електроенергії в реконструйованих електричних мережах 10 кВ Чечельницького району. 5. Релейний захист та автоматика ліній електропередач 10 кВ. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Основні результати розрахунку втрат потужності у електричних мережах 10-0,4 кВ Чечельницького району. 2. Класифікація методів розрахунку навантажувальних втрат.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогоулко Ю.В., к.т.н., доц., доц. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		по чаток	кін ець	
1	Розроблення технічного завдання	02. 09.21	06. 09.21	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування	07. 09.21	12. 09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Експериментальні дослідження стану Чечельницьких електричних мереж 10 кВ та прогноз навантажень	13. 09.21	05. 10.21	розділ 1
4	Методи розрахунку втрат	06.	20.	розділи 2

	електроенергії в розподільчих мережах 10/0,4 кВ. Визначення основних технічних параметрів електричних мережах 10 кВ	10.21	10.21	та 3
5	Формування варіантів оптимізації схеми ЕМ 10 кВ та визначення її технічних параметрів. Розрахунок і аналіз втрат потужності та електроенергії в реконструйованих електричних мережах 10 кВ Чечельницького району	10.21	21. 30. 10.21	розділи 4 та 6
6	Релейний захист та автоматика ліній електропередач 10 кВ	11.21	01. 10. 11.21	розділ 7
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Техніко-економічна частина	11.21	11. 16. 11.20	розділи 5 та 8
8	Оформлення пояснювальної записки	11.21	17. 25. 11.20	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.21	26. 30. 11.21	плакати, презентація

Студент

(підпис)

Філатов Т.В.

Керівник роботи

(підпис)

Малогулко Ю.В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316

Філатов Тарас Володимирович «Формування оптимальних напрямків реконструкції електричних мереж 10 кВ Чечельницького району». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2021. 100 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 21 назв; рис.: 15; табл. 22.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено експериментальні дослідження стану Чечельницьких електричних мереж 10 кВ та прогноз навантажень; проаналізовано методи розрахунку втрат електроенергії у розподільчих мережах 10/0.4 кВ; визначено основні технічні параметри електричних мереж 10 кВ; сформувано варіантів оптимізації схеми ЕМ 10 кВ та визначення її технічних параметрів; проведено розрахунок рентабельності та аналіз економічної ефективності варіантів оптимізації схеми ЕМ, а також розрахунок і аналіз втрат потужності та електроенергії в реконструйованих електричних мережах 10 кВ Чечельницького району. Окремим розділом розглянуто питання релейного захисту та автоматика ліній електропередач 10 кВ.

Ключові слова: електрична мережа, оптимізація, метод динамічного програмування.

ABSTRACT

УДК 621.316

Filatov Taras «Formation of optimal directions of reconstruction of 10 kV power networks of Chechelnytskyi district». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2021. 100 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 21 titles; fig.: 15; tabl. 22.

In the master's qualification work experimental researches of a condition of Chechelnytsky power networks of 10 kV and the forecast of loadings are carried out; methods of calculating electricity losses in 10 / 0.4 kV distribution networks are analyzed; the main technical parameters of 10 kV electric networks are determined; variants of optimization of the 10 kV EM scheme and determination of its technical parameters are formed; the calculation of profitability and the analysis of economic efficiency of variants of optimization of the EM scheme, and also the calculation and the analysis of losses of power and the power power in the reconstructed power networks of 10 kV of the Chechelnytsky area are carried out. A separate section considers the issues of relay protection and automation of 10 kV power lines.

Keywords: power network, optimization, dynamic programming method.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	5
ANNOTATION	6
ВСТУП	10
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ	12
1 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СТАНУ ЧЕЧЕЛЬНИЦЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 10 КВ ТА ПРОГНОЗ НАВАНТАЖЕНЬ	15
1.1 Дослідження впливу негативних факторів на проводи ЛЕП	15
1.2 Вплив старіння трансформаторів 10/0,4 кВ на втрати холостого ходу в ЕМ	17
1.3 Аналіз технічних втрат електроенергії в електричних мережах 10-0,4 кВ Чечельницького району	18
1.4 Прогноз електроспоживання Чечельницького району	21
2 МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ 10/0,4 КВ	25
2.1 Види розрахунків втрат електроенергії	25
2.2 Класифікація методів розрахунку навантажувальних втрат	26
3 ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ТЕХНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 10 КВ	36
4 ФОРМУВАННЯ ВАРІАНТІВ ОПТИМІЗАЦІЇ СХЕМИ ЕМ 10 КВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЇЇ ТЕХНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ	31
4.1 Визначення напрямків оптимізації схеми електричних мереж	31
4.2 Оптимізація схеми електричних мереж 10 кВ	38
4.3 Розрахунки з реконструкції ліній електропередач ЕМ	48
4.3.1 Методи вибору перерізу проводів ліній електропередач	48
4.3.2 Визначення оптимального перерізу проводів ЛЕП за критерієм максимальної рентабельності	50
4.3.3 Компенсація реактивної потужності в електричній мережі	61

5	РОЗРАХУНОК РЕНТАБЕЛЬНОСТІ ТА АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВАРІАНТІВ ОПТИМІЗАЦІЇ СХЕМИ ЕМ	74
5.1	Вибір остаточного варіанту впровадження електроощадних заходів	74
5.2	Зміни схеми ЕМ згідно оптимального варіанту реконструкції	79
6	РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РЕКОНСТРУЙОВАНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 10 КВ ЧЕЧЕЛЬНИЦЬКОГО РАЙОНУ	81
7	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 10 КВ	83
7.1	Класифікація захистів ЛЕП 10 кВ	83
7.1.1	Максимальний струмовий захист (МСЗ) ліній електропередачі	83
7.1.2	Струмова відсічка	83
7.1.3	Максимальний направлений струмовий захист	84
7.1.4	Захист лінії від замикань на землю	84
7.1.5	Автоматичне повторне ввімкнення ліній (АПВ)	84
7.1.6	Автоматичне частотне розвантаження	85
7.2	Оцінка захистів ліній електропередач 10 кВ	85
7.2.1	Струмовий захист лінії	85
7.2.2	Струмовий направлений захист	86
7.2.3	Струмовий захист нульової послідовності	86
7.3	Захист лінії електропередач 10 кВ фідера №3 підстанції „Чечельник”	86
8	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	92
8.1	Задачі розділу	92
8.2	Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження	94
8.3	Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	95
8.3.1	Мікроклімат	95
8.3.2	Склад повітря робочої зони	96

8.3.3 Виробниче освітлення	97
8.3.4 Виробничий шум	97
8.3.5 Технічні рішення по електробезпеці за робочим місцем дослідника та в приміщенні	
8.4 Пожежна безпека	101
8.4.1 Технічні рішення системи запобігання пожежі	101
8.4.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту	102
ВИСНОВКИ	103
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	106
ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	108
ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР	109
ДОДАТОК В Результати розрахунку втрат електроенергії у електричних мережах 10-0,4 кВ Чечельницького району	114
ДОДАТОК Г Електричні схеми фідерів 10 кВ Чечельницького району, що підлягають реконструкції	124

ВСТУП

В нових економічних умовах через обмеженість енергоресурсів в Україні, а також завдяки приватизації окремих енергетичних об'єктів втрати електроенергії перетворилися зі звичайного звітнього показника, значення якого обґрунтовувалося і нормувалося з певною точністю, в один з визначальних факторів економіки, який характеризує не тільки технічну сторону транспортування електроенергії, а й якість організації процесу електропостачання споживачів і контролю за ним. Природно, що зросла увага до цієї проблеми і розпочалися розробки і вдосконалення методів визначення втрат електроенергії і створення умов для їх зменшення [1, 2].

В невідгідному стані опинилися розподільні електричні мережі (ЕМ), особливо ЕМ 0.4 кВ. У вказаних мережах практично відсутні засоби телеконтролю, недостатня кількість вимірювальних приладів, а часто, невідомі навіть поточні схеми та параметри пасивних елементів. Разом з тим саме в цих мережах втрати електроенергії на думку експлуатаційників, а також за наявними статистичними даними зросли до фізично не обґрунтованих значень, – і це не зважаючи на загальну тенденцію до зниження електроспоживання [2]. Таким чином постала нагальна необхідність в запровадженні енергозберігаючих заходів саме в розподільних мережах. Проведення і оцінка ефективності вказаних заходів є однією з задач автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), які зараз активно впроваджуються в електричних мережах енергосистем [2].

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і визначення найбільш ефективних напрямків виходу з ситуації, що склалася [2]. Враховуючи сутність комерційних втрат пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим, або пов'язане зі значними капіталовкладеннями. З іншого боку, технологічні втрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені достатньо точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову.

Істотну частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме технічним станом розподільних мереж. Втрати необхідно та

можливо знизити шляхом проведення технічної реконструкції існуючих розподільчих мереж. Але, для проведення реконструкції та визначення оптимального варіанту необхідно попередньо розрахувати та проаналізувати характерні режими електричних мереж, враховуючи поточний стан виробити на підставі оптимальний напрямок – такий, що забезпечить максимальне підвищення ефективності експлуатації за рахунок мінімальних капітальних витрат.

Необхідність реконструкції мереж обумовлена ще й тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс. Сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж.

Таким чином, головною метою даної роботи є формування рекомендацій щодо оптимальних напрямків реконструкції Чечельницьких електричних мереж (ЕМ) 10 кВ, які б дозволили з мінімальними капіталовкладеннями досягти позитивного результату у підвищенні техніко-економічних показників експлуатації ЕМ протягом тривалого періоду. Для цього необхідно виконати всебічний аналіз поточного стану зазначених ЕМ, включно з аналізом впливу зношеності обладнання, і на цій підставі запропонувати найбільш ефективні для них електроощадні заходи.

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Задачею проектування реконструкції електричних мереж є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які обумовлюють реконструкцію електричних мереж, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти реконструкції електричних мереж повинні служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва або реконструкції ліній електропередач і підстанцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність реконструкції мереж обумовлена тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс, як за технічними показниками, так і за моральними. Існуючий на сьогоднішній час сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж, загальні втрати електроенергії в яких досягають 30-35%.

Ці втрати зумовлені не тільки технічним станом обладнання електричних мереж, а, також, тим, що електричні мережі, побудовані 15-30 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії, що теж веде до збільшення втрат. Більшу частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме технічним станом розподільних мереж. Ці втрати необхідно та можливо знизити шляхом проведення технічної реконструкції існуючих розподільчих мереж.

Для проведення реконструкції та визначення її оптимального напрямку необхідно проаналізувати поточний стан ЕМ, визначити потенційно «слабкі» місця і, використовуючи типовий набір електроощадних заходів, запропонувати економічно-обґрунтований порядок їх впровадження, що забезпечить максимальний ефект від реалізації. Таким чином, задачею даної дипломної роботи буде вибір методик розрахунків техніко-економічних показників і виконання розрахунків для визначення оптимальної послідовності реконструкції електричних мереж 10 кВ

Чечельницького району.

В процесі проектування реконструкції електричної мережі важливо враховувати специфіку та кліматичні умови району її розташування. Чечельницький район розташований на території Вінницької області, яка знаходиться в центральній частині України і відноситься до четвертого кліматичного району по ожеледі, до третього по швидкості вітру і до другого по забрудненню.

Район розташований в лісостеповій зоні (ліси займають 356,5 тис. га) помірно континентального клімату з відносно холодною зимою та теплим літом. Клімат – помірно вологий. Середньорічна температура повітря $+8 - +9$ °С. Найбільш високі середньомісячні температури повітря спостерігаються в червні і досягають $+21$ °С. Найбільш високі добові температури сягають $+34 - +37$ °С, а найбільш низькі – $-32 - -34$ °С. Самим холодним місяцем є січень. Перші морози з'являються в середині листопада, а останні – в середині квітня. Середньорічне число морозних днів складає 105 днів. В холодний сезон температурний режим постійний. Поряд зі значно низькими температурами повітря спостерігаються відлиги, що іноді призводять до повного розтанання снігового покриву серед зими, а іноді і до серйозних аварійних ситуацій, визнаних налипанням значної кількості ожеледі на проводах ліній електропередач. В літній період температурний режим району характеризується відносно більшою стійкістю. В районі за рік випадає 480 – 570 мм опадів. Опади випадають нерівномірно. Найбільш висока їх кількість припадає на квітень-травень (більше 40% річних), а найменша – на січень-лютий (біля 10%).

Снігове покриття починає формуватися з початку грудня з відхиленням в обидві сторони до одного місяця. Середня товщина снігового покриву коливається в межах від 2 до 7 см. Сейсмічна активність району складає 5 балів.

Мережа 10 кВ Чечельницького району отримує живлення від 4 підстанцій 110/10 кВ або 110/35/10 кВ, до яких приєднано 21 фідер 10 кВ. Навантаження фідерів 10 кВ еквівалентується до рівня трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ, від яких через розподільні мережі 0.4 кВ забезпечується живлення кінцевих споживачів.

Розподільні мережі 10 кВ району складаються з:

- 4 живильних трансформаторних підстанцій (ТП) та 29 фідерів 10 кВ;
- 624 вузлів, з них 288 ТП 10/0,4 кВ та 336 проміжних вузлів;

– 603 віток, з них: 548 ЛЕП та 55 комутаційних апаратів.

Встановлена потужність ТП 10/0,4 кВ – 41461,0 кВА

Сумарна довжина ЛЕП 10 кВ – 336,63 км

Розподільчі мережі 10 кВ Чечельницького району істотно постраждали від ожеледі 27.11.2000 року і до цих пір експлуатуються за тимчасовими схемами. Для термінового відновлення електропостачання знеструмлених споживачів, було прийняте рішення про відновлення електромереж з використанням наявних матеріалів, а також про будівництво тимчасових ліній електропередач та про переключення споживачів з пошкоджених на непошкоджені фідери. Таким чином, склалась ситуація, коли деякі фідери досягли довжини 30-35 км. Разом з тим, кількість скруток проводів ЛЕП у десятки разів перевищує обмеження. Вказані фактори призвели до невиконання вимог ПУЕ стосовно надійності електропостачання, а також до різкого зростання технічних втрат електроенергії в указаних ЕМ.

З метою забезпечення надійності електропостачання та зменшення втрат електроенергії у ЕМ пропонується використовувати наступні заходи:

– оптимізацію схеми ЕМ з перемиканням частини споживачів з одного фідера на інший;

– заміну перерізу проводів на відрізках, що містять найбільшу кількість скруток проводів, а також характеризуються підвищеними втратами електроенергії;

– встановлення компенсаційних пристроїв на найбільш віддалених трансформаторних підстанціях, з метою розвантаження ЕМ по реактивній потужності.

Для формування адекватних рекомендацій щодо реконструкції ЕМ, потрібно провести дослідження впливу високого рівня зношування основного обладнання ЕМ на їх розрахункову схему, а також прогнозування навантажень району, оскільки результати прогнозування є додатковим фактором, що впливають на вибір переліку фідерів, які підлягають реконструкції.

1 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СТАНУ ЧЕЧЕЛЬНИЦЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 10 КВ ТА ПРОГНОЗ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1 Дослідження впливу негативних факторів на проводи ЛЕП

Метою експериментальних досліджень було: перевірити гіпотезу про вплив на збільшення втрат електроенергії в ЕМ 10-0,4 кВ зростаючого опору контактів в скрутках, що з'явилися під час ліквідації аварій на ЛЕП і застосовуються досі.

Перевірялося 12 зразків скруток, наданих Чечельницькими ЕМ. Результати вимірів представлені в табл. 1.1. Виміри виконувались приладами Щ-24 (електронний омметр), Р-333 (міст) та приладом Ф-4301. Вимірний опір скрутки становив в середньому 0.0015 Ом для проводів А-35. При середній кількості скруток – 3 на 100 м ЛЕП та довжині ЛЕП 10 км їх опір становитиме 0.45 Ом. Табличне значення активного опору [1] проводу А-35 становить 0.91 Ом/км. Таким чином опір 10 км ЛЕП становитиме 9.1 Ом. Тому зростання активного опору ЛЕП на 0.45 Ом становитиме 4.94%. Враховуючи, що втрати електроенергії за інших рівних умов пропорційні активному опору ЛЕП, вплив скруток є достатньо істотним.

Спираючись на надані Чечельницькими ЕМ результати обстеження ЛЕП 10-0,4 кВ стосовно кількості скруток було обраховано коефіцієнти збільшення опору ЛЕП (табл. 1.2) для окремих фідерів 10 кВ. Вказані результати були враховані під час розрахунків навантажувальних втрат електроенергії в ЕМ.

Таблиця 1.1 – Результати вимірів з визначення активного опору скруток проводів ЛЕП

№ зразка	Опис зразка	Результати вимірювання активного опору, Ом			
		Щ-24	Р-333	Ф-4301	Середнє
1	Проводи А-35, А-35 стан – добрий	0,0016	0,0015	0,0016	0,0016
2	Проводи А-35, А-25 стан – добрий	0,0017	0,0015	0,0016	0,0016
3	Проводи А-35, стан – незадовільний	0,027	0,032	0,029	0,0293
4	Проводи А-25, А-16 стан – задовільний	0,0018	0,0016	0,0017	0,0017
5	Проводи А-35, А-25 стан – добрий	0,0014	0,0014	0,0015	0,0014

Продовження табл. 1.1

№ зразка	Опис зразка	Результати вимірювання активного опору, Ом			
		Щ-24	Р-333	Ф-4301	Середнє
6	Проводи А-35, стан – добрий	0,0015	0,0014	0,0014	0,0014
7	Проводи А-35, стан – добрий	0,0015	0,0014	0,0016	0,0015
8	Проводи А-35, стан – задовільний	0,0016	0,0016	0,0018	0,0017
9	Проводи А-35, стан – добрий	0,0013	0,0013	0,0015	0,0014
10	Проводи А-35, стан – добрий	0,0012	0,0016	0,0014	0,0014
11	Проводи А-25, А-16 стан – задовільний	0,0021	0,0018	0,0019	0,0019
12	Проводи А-35, стан – добрий	0,0015	0,0013	0,0014	0,0014
Усереднені (за виключенням п. 3)		0,0016	0,0015	0,0016	0,0015

Примітка. Результати розрахунків показують, що опір скрутки фактично не залежить від марки з'єднаних проводів, але істотно залежить від якості виконання.

Таблиця 1.2 – Результати розрахунку збільшення активного опору ЛЕП 10 кВ за рахунок скруток проводів

Підстанція	Фідер	Загальна довжина, км	Кількість скруток, шт	Додатковий опір, Ом	Збільшення опору, %
110/35/10 «Чечельник»	1	10,5	146	0,219	2,29
	2	40,58	182	0,273	0,74
	3	7,7	45	0,068	0,96
	4	11,2	342	0,513	5,03
	5	2,8	47	0,071	2,77
	6	1,7	23	0,035	2,23
	7	6,5	106	0,159	2,69
	8	12,91	114	0,171	1,46
	9	47	266	0,399	0,93
	10	22,2	149	0,224	1,11
35/10 «Стратієвка»	16	8,26	4	0,006	0,08
	17	11,0	12	0,018	0,18
	18	26	45	0,068	0,29
35/10 «Ольгопіль»	12	27,1	99	0,149	0,60
	13	11,0	35	0,053	0,52
	14	15,74	64	0,096	0,67
	15	6,0	8	0,012	0,22
110/10 «Луги»	21	19,7	286	0,429	2,39
	22	35,2	225	0,338	1,05
	23	17,8	189	0,284	1,75
	24	10,2	106	0,159	1,71

Примітка. З результатів обстеження видно, що для переважної маси фідерів 10 кВ вплив наявності скруток проводів є неістотним, але разом з тим, для окремих ліній цей факт необхідно враховувати під час визначення навантажувальних втрат електроенергії.

1.2 Вплив старіння трансформаторів 10/0,4 кВ на втрати холостого ходу в ЕМ

Як відомо, протягом експлуатації трансформаторне обладнання, зокрема трансформатори 10/0,4 кВ, знаходиться під впливом ряду негативних факторів, що призводить до старіння ізоляції, розшихтовування магнітопроводів тощо. Останнє проявляється у істотному збільшенні втрат холостого ходу для пристроїв, що експлуатуються більше 25 років.

У офіційній «Методиці по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач» Міненерго України від 18 лютого 1998 року наведено дані стосовно параметрів трансформаторного обладнання до 1970 року випуску (табл. 1.3) та більш сучасних (табл. 1.4). Порівняння наведених даних дозволяє стверджувати, що втрати холостого ходу для трансформаторів 10/0,4 кВ, вироблених до 1970 року істотно (до 3 разів) перевищують типові для аналогічних потужностей.

Даний аспект необхідно враховувати під час розрахунку втрат електроенергії в ЕМ 10-0,4 кВ, оскільки втрати холостого ходу через низьке завантаження трансформаторів можуть становити до третини від технічної складової. При цьому у Чечельницьких ЕМ експлуатується значна кількість трансформаторів 10/0,4 кВ, встановлених до 1970 року. Лише у ЕМ 10 кВ, що отримують живлення від підстанції 110/35/10 «Чечельник» таких трансформаторів більше 20.

Таблиця 1.3 – Технічні дані двообмоточних трифазних трансформаторів, випуску до 1970 р.

Тип	Номінальна потужн. S_n , кВА	Номінальна напруга U_n , кВ		Втрати, кВт		Струм х.х. $I_{x.x.}$, %	Напруга к.з. $U_{к.з.}$, %
		ВН	НН	$\Delta P_{x.x.}$	$\Delta P_{к.з.}$		
ТМ-20/10	20	10	0.23, 0.4	0.22	0.6	10	5.5
ТМ-30/10	30	10	0.4	0.3	0.85	9	5.5
ТМ-50/10	50	10	0.23, 0.4	0.44	1.32	8	5.5
ТМ-100/10	100	10	0.23, 0.4, 0.525	0.73	2.4	7.5	5.5
ТМ-180/10	180	10	0.23, 0.4, 0.525	1.2	4.1	7	5.5
ТМ-320/10	320	10	0.23, 0.4, 0.525	1.9	6.2	7	5.5
ТМ-560/10	560	10	0.23, 0.4, 0.525	2.5	9.4	6	5.5

Таблиця 1.4 – Технічні дані двообмоточних трифазних трансформаторів, випуску після 1970 р.

Тип, з-д виробник	Номинальна потужн. S_n , кВА	Номинальна напруга U_n , кВ		Втрати, кВт		Струм х.х. $I_{х.х.}$, %	Напруга к.з. $U_{к.з.}$, %
		ВН	НН	$\Delta P_{х.х.}$	$\Delta P_{к.з.}$		
ТМ-25/10	25	6, 10	0.23, 0.4	0.13	0.6	3.2	4.5
ТМ-40/10	40	6, 10	0.23, 0.4	0.19	0.88	3	4.5
ТМ-63/10	63	6, 10	0.23, 0.4	0.265	1.28	2.8	4.5
ТМ-100/10	100	6, 10	0.23, 0.4	0.365	1.97	2.6	4.5
ТМ-160/10	160	6, 10	0.23, 0.4	0.565	2.65	2.4	4.5
ТМ-160/10	160	6.3	0.69	0.565	3.1	2.4	4.5
ТМ-250/10	260	6, 10	0.23, 0.4	0.82	3.7	2.3	4.5
ТМ-400/10	400	6, 10	0.23, 0.4	1.05	5.5	2.1	4.5
ТМ-630/10	630	6, 10	0.23, 0.4, 0.69	1.56	7.6	2.4	5.5
ТМ-1000/10	1000	6, 10	0.4, 0.63	2.41	12.2	1.4	5.5
ТМ-1600/10	1600	6, 10	0.4, 0.69	3.3	18	1.3	5.5
ТМ-2500/10	2500	10	0.69, 3.15	4.6	25	1	5.5
ТМ-4000/10	4000	6, 10	3.15	6.4	33.5	0.9	6.5
ТМ-6300/10	6300	10	3.05	9	46.5	0.8	6.5

Таким чином, основне обладнання електричних мереж 10-0,4 кВ Чечельницького району є істотно зношеними, що обов'язково має враховуватися під час проведення розрахунків з визначення технічної складової втрат електроенергії в ЕМ. Оскільки ЕМ 10-0,4 кВ часто до сьогодні працюють за тимчасовими схемами ліквідації наслідків ожеледі листопада-грудня 2000 року, вони характеризуються вищими за каталожні активними опорами ЛЕП, що необхідно враховувати при визначенні втрат. У Чечельницьких електричних мережах експлуатується значна кількість трансформаторів 10/0,4 кВ випуску до 1970 року, що характеризуються збільшеними втратами холостого ходу. Враховуючи загальний низький рівень завантаженості трансформаторного обладнання району, навіть у зимові місяці, вказана складова втрат є достатньо впливовою.

1.3 Аналіз технічних втрат електроенергії в електричних мережах 10-0,4 кВ Чечельницького району

Метою досліджень є перевірка гіпотези щодо підвищених втрат електроенергії в ЕМ 10 кВ Чечельницького району за рахунок конструктивного погіршення схеми та параметрів мереж за рахунок зношеності основного обладнання а також ліквідації наслідків ожеледі у листопаді-грудні 2000 року.

Аналіз виконувався з використанням пофідерних схем електричних мереж 10 кВ, та укрупнених показників електричних мереж 0,4 кВ. Для виконання розрахунків використовувалася програма «ВТРАТИ», що розроблена на кафедрі електричних станцій та систем ВНТУ та пройшла тестування у кількох обласних енергокомпаніях.

Використовуючи надані Чечельницькими ЕМ дані стосовно схем електричних мереж та їх параметрів, а також результатів проведених досліджень було виконано розрахунки втрат електроенергії станом на грудень 2007 року для двох станів:

- для поточного стану ЕМ 10-0,4 кВ з урахуванням підвищення активного опору ЛЕП 10 кВ, а також втрат холостого ходу трансформаторів 10/0,4 кВ за рахунок вищенаведених причин;

- для відновлених електричних мереж 10-0,4 кВ. Під відновленням малося на увазі відновлення ЛЕП 10 кВ по старих трасах з використанням нових проводів поточних марок, а також встановлення нових трансформаторів 10/0,4 кВ замість тих, що експлуатуються більше 35 років.

Визначення втрат електроенергії здійснювалося з використанням методу середніх навантажень. Для електричної мережі 10 кВ, заданої пофідерними схемами, використовуючи класичні алгоритми для ЕМ розімкненої конфігурації, розраховувався режим середніх навантажень з визначенням втрат потужності. Далі, використовуючи контрольні заміри струмів на головних ділянках фідерів 10 кВ було визначено коефіцієнти форми графіків навантаження та втрати електроенергії за місяць за. Основні результати розрахунків для порівняльного аналізу подані у табл. 1.5. Більш повні результати подані у додатку Б.

Під час розрахунку режиму середніх навантажень ЕМ враховувалися наступні параметри:

- марки проводів та довжини ЛЕП 10 кВ;
- марки трансформаторів ТП 10/0,4 кВ з урахуванням року їх випуску;
- матеріал проводів, кількість магістралей, їх переріз та укрупнені характеристики для ЕМ 0,4 кВ;
- відпуск електроенергії по фідерах 10 кВ протягом грудня 2007 року;
- відпуск електроенергії по ТП 10/0,4 кВ протягом грудня 2007 року для

визначення коефіцієнтів завантаження трансформаторів 10/0,4 кВ.

Таблиця 1.5 – Основні результати розрахунку втрат потужності у електричних мережах 10-0,4 кВ Чечельницького району

Назва живильної підстанції електричної мережі 10 кВ	Значення втрат електроенергії за грудень 2006 року, кВт·год (%)					
	В ЛЕП 10 кВ	В ЛЕП 0,4 кВ	В трансформ. 10/0,4 кВ			Разом
			Хол. ходу	Навант.	Разом	
Поточний стан електричних мереж						
110/35/10 “Чечельник”	91131,3 (5,5)	196868,0 (11,8)	53943,7 (3,2)	13660,5 (0,8)	67604,3 (4,1)	355603,6 (21,3)
110/10 “Луги”	7315,4 (3,0)	27400,9 (11,3)	14785,5 (6,1)	1879,9 (0,8)	16665,4 (6,9)	51381,7 (21,1)
35/10 “Ольгопіль”	30559,5 (5,4)	47143,1 (8,3)	20985,3 (3,7)	6160,2 (1,1)	27145,4 (4,8)	104848,1 (18,5)
35/10 “Стратієвка”	3631,7 (2,3)	11519,9 (7,4)	11968,0 (7,7)	1166,0 (0,8)	13134,0 (8,5)	28285,6 (18,3)
Електричні мережі району	132637,9 (5,0)	282931,9 (10,8)	101682,5 (3,9)	22866,6 (0,9)	124549,1 (4,7)	540119,0 (20,5)
Електричні мережі після відновлення						
110/35/10 “Чечельник”	49956,3 (3,0)	140424,1 (8,4)	51499,7 (3,1)	10924,5 (0,7)	62424,2 (3,7)	252804,5 (15,2)
110/10 “Луги”	4933,7 (2,0)	23623,0 (9,7)	13168,8 (5,4)	1630,3 (0,7)	14799,1 (6,1)	43364,8 (17,8)
35/10 “Ольгопіль”	21354,4 (3,8)	37244,9 (6,6)	19812,7 (3,5)	5205,7 (0,9)	25018,4 (4,4)	83617,8 (14,8)
35/10 “Стратієвка”	2260,4 (1,5)	10175,3 (6,6)	10795,4 (7,0)	1002,9 (0,6)	11798,3 (7,6)	24234,0 (15,6)
Електричні мережі району	78504,8 (3,0)	211467,3 (8,0)	95276,6 (3,6)	18763,4 (0,7)	114040,0 (4,3)	404021,1 (15,4)
Зменшення втрат електроенергії за рахунок відновлення ЕМ						
110/35/10 “Чечельник”	41175 (2,5)	56443,9 (3,4)	2444 (0,1)	2736 (0,2)	5180,1 (0,3)	102799,1 (6,2)
110/10 “Луги”	2381,7 (1,0)	3777,9 (1,5)	1616,7 (0,7)	249,6 (0,1)	1866,3 (0,8)	8016,9 (3,3)
35/10 “Ольгопіль”	9205,1 (1,6)	9898,2 (1,7)	1172,6 (0,2)	954,5 (0,2)	2127 (0,4)	21230,3 (3,8)
35/10 “Стратієвка”	1371,3 (0,9)	1344,6 (0,9)	1172,6 (0,7)	163,1 (0,1)	1335,7 (0,8)	4051,6 (2,6)
Електричні мережі району	54133,1 (2,7)	71464,6 (2,7)	6405,9 (0,2)	4103,2 (0,2)	10509,1 (0,4)	136097,9 (5,2)

З результатів розрахунків видно, що в наслідок негативного впливу скруток проводів ЛЕП 10 кВ, тривалої експлуатації трансформаторів 10/0,4 кВ відповідні складові втрат електроенергії підвищуються, порівняно з розрахованими за каталожними параметрами ЛЕП та трансформаторів (табл. 1.5, відновлена схема). Так, встановлено, що по Чечельницькому району:

– втрати в ЛЕП 10 кВ за рахунок збільшення активних опорів (табл. 1.2) зросли на 2,7%;

– за рахунок використання трансформаторів більше 35 років втрати в трансформаторах 10/0,4 кВ зросли на 0,4%.

Таким чином, за рахунок зазначених факторів зафіксовано збільшення втрат електроенергії у електричних мережах Чечельницького району станом на грудень 2007 року до рівня 20,5%, що на 5,2% вище за розраховані за каталожними параметрами основного обладнання.

У відповідності з цим, можливість зниження втрат електроенергії на її транспортування для електричних мереж даного району бачиться у впровадженні економічно та технічно обґрунтованих заходів з реновації та оптимізації схеми ЕМ 10 кВ. Разом з тим, повна реновація ЕМ 10 кВ вимагає суттєвих капітальних витрат, що є важливою проблемою. Виходячи з цього, необхідно визначити перелік елементів обладнання, заміна якого матиме максимальний ефект з огляду на підвищення надійності електропостачання та зменшення втрат електроенергії.

1.4 Прогноз електроспоживання Чечельницького району

Проектування розвитку та реконструкції електричних систем (ЕС) завжди починається з прогнозування навантаження. Для ефективного проектування важливо знати не тільки майбутнє навантаження, але й виробництво електроенергії. Прогноз навантаження використовується для визначення потужності генераторів, які вводяться в експлуатацію, планування ремонту живильних та розподільних мереж, визначення загальної потреби енергосистем в енергоресурсах, вибір типів електричних станцій. Прогноз навантаження використовується також для вибору стратегії розміщення капіталовкладень. В цілому якісний прогноз, який відтворює дійсні та майбутні тенденції змін навантаження і який підтверджений інженерною інтуїцією – передумова успіху планування реконструкції.

Прогноз буває короткостроковим, середнім (4-10 років) та довгостроковим. Для прогнозування навантаження в мережі 10 кВ Чечельницького району вибрано метод екстраполяції, в якості регресійної залежності обрано лінійну залежність, оскільки визначення її коефіцієнтів є достатньо простим. Разом з тим вона

забезпечує достатній рівень адекватності прогнозування навантаження. Термін вірогідного прогнозу, виходячи з наданої ретроспективи становить 2 роки. Тобто навантаження прогнозуються станом на 2009 рік. Для виконання прогнозу навантажень було застосовано електронний процесор EXCEL.

Ретроспективні дані по фідерах живильних підстанцій, що надані представником Чечельницьких ЕМ зведено в таблицю 1.6

Таблиця 1.6 – Ретроспективні дані контрольних замірів струмів в фідерах 10 кВ підстанцій Чечельницького району

ТП "Стратієвка"					
зима	2003	2004	2005	2006	2007
ф-16	11,11	10	10,61	10	10,32
ф-17	19	20,74	20	21,1	20
ф-18	11	13	12	11	15
ТП "Ольгопіль"					
зима	2003	2004	2005	2006	2007
ф-12	13	13	15	15	20
ф-13	23	22	19	18	16
ф-14	26	29	24	22	26
ф-15	17	16	14	9	8
ТП "Луки"					
зима	2003	2004	2005	2006	2007
ф-21	30	30	28	25	23,6
ф-22	20	26	34	40	43
ф-23	29	28	27	28	30
ф-24	10	12	12	15	18
ТП "Чечельник"					
зима	2003	2004	2005	2006	2007
ф-1	12	12	13	16	15
ф-2	28	22	20	15	14
ф-3	34	35	38	41	43
ф-5	30	32	30	34	38
ф-6	20	25	23	19	20
ф-7	16	18	13	15	13
ф-8	12	10	11	13	14
ф-9	13	16	18	16	14
ф-10	13	11	8	10	11

Для прикладу наводимо таблицю вихідних даних та результатів роботи програми EXCEL (таблиця 1.7), та пояснювальний графік з лінією тренду (рисунок 1.1).

Таблиця 1.7 – Вихідні дані та результати прогнозування навантаження для фідера №1 підстанції „Чечельник”:

ТП "Чечельник"								
зима	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	R ²
Ф-1	12	13	16	15	16	17,2	18,11429	0,9127



Рисунок 1.1 – Графік зміни навантаження по фідеру №1 підстанції „Чечельник”

Результати розрахунків прогнозування навантажень по інших фідерах зводимо в таблицю 1.8

Таблиця 1.8 – Прогноз навантажень фідерів підстанцій Чечельницького району до 2009 року

ТП "Стратієвка"								
зима	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	R ²
ф-16	11,11	10,61	10	10,32	11,006	9,2	8,685714	0,9166
ф-17	19	20	21,1	20	19,05	19,66667	19,52381	0,9027
ф-18	11	12	11	15	16	16	16,85714	0,9665
ТП "Ольгопіль"								
зима	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	R ²
ф-12	13	15	15	20	22	22,93333	24,81905	0,9399
ф-13	23	19	18	16	14	12,26667	10,4381	0,947
ф-14	26	24	22	26	26	14,93333	12,67619	0,8945
ф-15	17	14	9	8	7	3,933333	1,77619	0,9842

Продовження таблиці 1.8

ТП "Луги"								
зима	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	R ²
ф-21	30	28	25	23,6	26,6	16,13333	13,50476	0,9117
ф-22	20	34	40	43	45	52,86667	58,06667	0,9681
ф-23	29	27	28	30	31	30,53333	31,01905	0,856
ф-24	10	12	15	18	20	21,6	23,62857	0,9665
ТП "Чечельник"								
зима	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	R ²
ф-1	12	13	16	15	16	17,2	18,11429	0,9127
ф-2	28	20	15	14	13	12,8	13,8	0,9783
ф-3	34	38	41	43	45	47,53333	49,87619	0,9972
ф-5	30	30	34	38	42	42,53333	44,87619	0,9227
ф-6	20	23	19	20	17	17,26667	16,29524	0,8263
ф-7	16	13	15	13	12	11,2	10,25714	0,9665
ф-8	12	11	13	14	16	16,06667	17,0381	0,84
ф-9	13	18	16	14	16	16,2	16,4	0,9474
ф-10	13	8	10	11	13	11,2	11,25714	0,8442

2 МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ 10/0.4 КВ

2.1 Види розрахунків втрат електроенергії

Розрахунки втрат електроенергії поділяють на три типи: ретроспективні, оперативні і перспективні.

Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групам елементів електричної мережі;
- оцінки комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробки заходів по їх зниженню;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів по зниженню втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям і розробки заходів по зниженню небалансів до допустимих значень;
- визначення техніко-економічних показників енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків з споживачами і іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, невраховані лічильниками електроенергії.

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для:

- аудиту за поточними значеннями втрат електроенергії і їх модифікацією в часі;
- оперативного корегування режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям з метою контролю за дотриманням умов лімітів по потужності;

- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;
- формування бази даних, що використовуються при прогнозуванні втрат електроенергії.

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрат електроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші роки;
- оцінка очікуваної ефективності планованих заходів по зниженню втрат електроенергії;
- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

По особливостям схем і режимів електричних мереж і інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в яких виробляють різноманітними методами:

- транзитні електричні мережі 220 кВ і вище (міжсистемні зв'язки), через що здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, що не беруть участь в обміні потужністю між енергосистемами;
- розімкнуті (радіальні) електричні мережі 35-150 кВ;
- електричні мережі 6-20 кВ;
- електричні мережі 0,4 кВ.

2.2 Класифікація методів розрахунку навантажувальних втрат

Кінцевою метою розрахунків і аналізу втрат є їх зниження з допомогою економічно виправданих заходів. Економічним важелем, призначеним стимулювати практичний ввід заходів, є встановлення планових значень втрат, розрахованих з обліком реальних можливостей персоналу по їх зниженню. Тому на практиці розрахунки втрат виробляють для рішення двох основних задач: вибору заходів по зниженню втрат (ЗЗВ) і обґрунтування планового завдання по втратам [6].

В залежності від повноти інформації про навантаження елементів мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватися наступні засоби:

1. Методи поелементних розрахунків, що використовують формулу

$$\Delta W_{\text{H}} = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2, \quad (2.1)$$

де k – кількість елементів мережі;

I_{ij} – струмове навантаження i -го елемента з опором R_i в момент часу j ;

Δt – періодичність опитування вимірювальних приладів, які фіксують струмові навантаження елементів.

2. Методи характерних режимів, що використовують формулу

$$\Delta W_{\text{H}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i, \quad (2.2)$$

де ΔP_i – навантажувальні втрати потужності в мережі в i -му режимі тривалістю t_i годин; n – число режимів.

3. Методи характерної доби, що використовують формулу

$$\Delta W_{\text{H}} = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^c D_{\text{екі}}, \quad (2.3)$$

де m – число характерної доби, втрати електроенергії за кожні з яких, розраховані по відомим графікам навантаження в вузлах мережі, складають ΔW_{ni}^c ;

$D_{\text{екі}}$ – еквівалентна тривалість в році i -го характерного графіку (число доби).

4. Методи числа годин найбільших втрат τ , що використовують формулу

$$\Delta W_{\text{H}} = \Delta P_{\text{max}} \tau, \quad (2.4)$$

де ΔP_{max} – втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі.

5. Методи середніх навантажень, що використовують формулу

$$\Delta W_{\text{H}} = \Delta P_{\text{cp}} k_{\phi}^2 T, \quad (2.5)$$

де ΔP_{cp} – втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів (або мережі в цілому) за час T ;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіку потужності або струму.

6. Статистичні методи, що використовують регресійні залежності втрат

електроенергії від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж.

Методи 1-5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень. В подальшому ці засоби будемо називати схемотехнічними.

Статистичні методи не передбачають електричного розрахунку мережі. При їхньому використанні втрати електроенергії розраховують на основі сталих статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, числа підстанцій і т. п. Самі ж залежності одержують на основі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відоме розраховане значення втрат і значення факторів, зв'язок втрат з якими встановлюється.

Статистичні методи використовують для оцінки сумарних втрат в мережі. Вони не дозволяють намітити конкретні заходи по зниженню втрат, однак застосовані до безлічі об'єктів, наприклад ліній 6-10 кВ, дозволяють з великою імовірністю виявити тих з них, в яких знаходяться місце з підвищеними втратами. Це дасть можливість сильно скоротити обсяг схемотехнічних розрахунків, а отже, і зменшити трудовитрати на їхнє проведення. Цей чинник особливо важливий при розрахунку і аналізі втрат в мережах 6-20 і 0.38 кВ в тих енергосистемах, де ще не впроваджена автоматизована система управління цими мережами, відсутній банк даних про їхні схеми і не організоване періодичне поповнення даних про їхні навантаження. В протилежному випадку і для цих мереж слід застосовувати схемотехнічні методи.

При проведенні схемотехнічних розрахунків ряд вихідних даних і результати розрахунків можуть подаватися в ймовірнісній формі, наприклад в виді математичних очікувань і дисперсій. В цих випадках, як і при використанні статистичних засобів, застосовується апарат теорії імовірностей, однак з іншою метою.

Для розподілу понять самостійного засобу і різноманітних засобів запису одного і того ж засобу засобом розрахунку будемо називати послідовність обчислювальних операцій, створюваних з певним набором вихідних величини і що наводять до конкретного числового результату. Заміна величини, що використовуються в конкретному засобі, на величини, зв'язані із ними функціонально,

не створює нового засіб розрахунку і є лише іншою формою запису відомого методу, бо приводить до тотожного результату.

Не є самостійними засобами і методи, відмінність результатів яких зумовлена відмінністю прийомів, що використовуються при числовій обробці даних, наприклад заміна безперервної інтегральної обробки дискретною. Інтегрування графіку $I^2(t)$ або використання величини

$$I_{\text{СКВ}} = \sqrt{\frac{1}{T}} \int_0^T I^2(t) dt,$$

яка є функціональним перетворенням інтегрованого графіку, не створює нового методу, тому метод графічного інтегрування і метод середньквадратичного струму, що часто використовуються в літературі, є не самостійними методами, а лише різноманітними формами запису відомої формули.

Відомий ряд формул для визначення величини τ і k_ϕ що характеризують форму графіку навантаження. Їх аналіз показав, що найбільш прийнятними для практичних розрахунків є наступні:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,876k_3)^2; \quad (2.6)$$

$$k_\phi^2 = \left(\frac{1090}{T_{\text{max}}} + 0,876\right)^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876\right)^2, \quad (2.7)$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіку, рівний відносному числу годин використання максимальної навантаження.

Еквівалентне число днів найбільших втрат визначають по різноманітним формулам в залежності від обсягу вихідної інформації, що використовується.

При використанні графіків сумарного навантаження енергосистеми, що фіксуються в диспетчерській відомості, $D_{\text{экі}}$ визначають по формулі

$$D_{\text{экі}} = \sum_{j=1}^l D_j A_j / A_1, \quad (2.8)$$

де A_j – сума квадратів ординат j -го добового графіку сумарного навантаження мережі;

A_1 – сума квадратів ординат графіку, відповідної доби, за які розраховувались втрати ΔW_n^c ;

D_j – число доби, в період яких j -й графік розглядається як постійний; l – число характерних добових графіків всередині i -го розрахункового періоду. В граничному випадку $D_j=1$, тоді l рівно числу доби в розглядуваному періоді i .

При допущенні, що навантажувальні втрати електроенергії за добу пропорційні квадрату енергії, відпущеної за цю добу в мережі, втрати за D діб можна визначити по формулі

$$\Delta W_n = \Delta W_n^c \sum_{i=1}^D (W_{ci}/W_c)^2 = \Delta W_n^c D_{ек}, \quad (2.9)$$

де ΔW_n^c – втрати електроенергії за розрахункові доби споживання енергії що склало W_c ;

W_{ci} – споживання енергії в i -ту добу;

D – число доби в розрахунковому періоді. Так як

$$\sum_{i=1}^D W_{ci}^2 = \frac{W_\Sigma^2}{D} k_{\phi c}^2, \quad (2.10)$$

де W_Σ – сумарне споживання енергії за D діб,

$k_{\phi c}^2$ – квадрат коефіцієнту форми графіку, складеного з D значень W_{ci} , то

$$D_{ек} = W_\Sigma^2 \sum k_{\phi c}^2 / (W_c^2 D). \quad (2.11)$$

Значення $k_{\phi c}^2$ для річного значення $D_{ек}$ може бути визначене по формулі з використанням T_{\max} , а для будь-якого розрахункового періоду - по формулі з використанням k_3 , однак слідє мати на увазі, що в цьому випадку T_{\max} і k_3 відносяться не до графіку погодинних навантажень, а до графіку, ординатами якого є значення добового споживання енергії. Останній має більш високі значення T_{\max} і k_3 . Якщо споживання енергії за зиму неробочу, річну робітничу і річну неробочу

добу складе відповідно $d_{зн}$, $d_{лр}$ і $d_{лн}$ в частках споживання енергії за зимову робітничу добу, а кількість відповідних діб в розрахунковому періоді- $D_{зр}$, $D_{зн}$, $D_{лр}$, $D_{лн}$ то

$$k_3 = \frac{D_{зр} + d_{зн} D_{зн} + d_{лр} D_{лр} + d_{лн} D_{лн}}{D} \quad (2.12)$$

де D – сумарне число доби в розрахунковому періоді.

Якщо прийняти характерні значення $d_{зн}=d_{лр}=0.7$, $d_{лн}=0.5$ однакові тривалості в році зимового і річного періодів і в середньому 2.5 неробочих дня в тиждень, то k_3 , $k_3 = 0.8$, а $k_{\phi c}^2 = 2.06$.

В випадку, якщо $D_{эк}$ розраховується окремо для зимового і річного періодів, k_3 для кожного періоду складає біля 0.94, а $k_{\phi c}^2 = 2.02$. При використанні даних про місячному споживанні енергії для визначення $D_{эк}$ і можна рекомендувати формулу

$$D_{эк} i = \sum_{j=1}^{k_i} W_j^2 k_{\phi m}^2 / W_p^2 \quad (2.13)$$

де W_j , – електроенергія, відпущена в мережу в j -м місяці, число днів в якому складає D_j ;

k_i – число місяців, які входять в i -й характерний період;

$k_{\phi m}$ – коефіцієнт форми графіку, складеного з k_i значень споживання енергії за місяць ($k_{\phi m} < k_{\phi c}$);

W_p – електроенергія, відпущена в мережу в місяці, який включає доби, за які розраховувались втрати ΔW_n^c .

Величина $D_{эк}$ забезпечує еквівалентність тільки в випадку, якщо добові графіки навантаження вузлів, змінюючи від сезону до сезону числові значення ординат, зберігають тим не менше свою конфігурацію, а схема мережі залишається постійної. Відносна сталість технологічних процесів забезпечує практичну придатність такого допущення для більшості навантажувальних вузлів, а отже, і для мережі в цілому. Другим допущенням є пропорційність міжсезонних модифікацій навантаження кожного вузла і сумарної навантаження мережі.

При сильній зміні схеми мережі (вивід ряду елементів в ремонт, введення

нових елементів) або істотної непропорціональності зміни навантажень окремих вузлів і сумарного навантаження мережі, що буває характерним для міжсистемних зв'язків і вузлів, що генерують (різке збільшення частки ГЕС в покритті графіку навантаження в період паводка, різке зниження в річний період навантажень теплових станцій, працюючих на дефіцитному паливі, і т. п.), $D_{\text{ЭК}}$ доцільно визначати для кожного i -го періоду відносної сталості схеми мережі і режимів роботи станцій.

Для кожного i -го періоду необхідно розраховувати і втрати електроенергії за добу ΔW_{ni}^c по заданим графікам навантаження вузлів. Як правило, такі графіки є лише для 2 діб в році — річної і зимової контрольних діб. При необхідності враховувати ще один період (наприклад, паводка) графіки навантажень навантажувальних вузлів можуть бути отримані шляхом корегування зимових або річних графіків пропорційно змінившихся до сумарного навантаження мережі.

Виходячи з викладеного слідує, що застосування даного засобу найбільш доцільно в енергосистемах з малою часткою ГЕС і слабкими міжсистемними зв'язками. Основним плюсом методу характерної доби є те, що він практично повністю усуває похибку, обумовлену внутрیدобовою неоднорідністю навантажень різноманітних вузлів.

При використанні формул припускається, що на протязі кожної D доби графіки навантажень вузлів залишаються постійними, а втрати рівні розрахунковій величині ΔW_{nj}^c . Так як в дійсності в кожний період входять робочі дні з різноманітними графіками навантаження, доцільний розрахунок втрат ΔW_{nj}^c вести по середнім графікам робочого дня, ординати яких $P_{\text{ср } i}$ в кожному вузлі визначають по ординатам графіку дня контрольного заміру $P_i(t)$ по формулі

$$P_{\text{ср } i} = a_{kj} P_i, \quad (2.14)$$

де a_{kj} — коефіцієнт корегування графіку в j -му періоді, для визначення якого для кожного вузла необхідні дані про споживанні енергії в вузлі за j -й період W_j і долі енергії, що споживається в робочі днів d_{pj} . Тоді

$$a_{kj} = \frac{W_j d_{pj}}{\left(D_{pj} \sum_{i=1}^n P_i t_i \right)}, \quad (2.15)$$

де D_{pj} – число робочих днів в j -му періоді.

Корегування графіку реактивної потужності здійснюють аналогічно. При використанні формули (2.15), що не розділяє розрахунковий період на робочі і неробочі дні, розрахунок W_j доцільно вести по середньомісячним добовим графікам, включаючим як робочі, так і неробочі дні. В цьому випадку a_{kj} , для кожного вузла визначають по формулі

$$a_{kj} = \frac{W_j}{\left(D_j \sum_{i=1}^n P_i t_i \right)}. \quad (2.16)$$

При використанні (2.14) визначати середньомісячні графіки або середні графіки робочого дня не вимагається, бо розрахункове значення навантажувальних втрат електроенергії за i -ту добу співпадає з споживанням енергії тільки за цю добу W_{ci} .

Слідє відзначити, що перед розрахунком втрат за добу з наступним застосуванням будь-якого з трьох описаних методів визначення $D_{ек}$ необхідне балансування суми навантажень підстанцій і сумарного навантаження мережі. Таке балансування виробляється для підвищення вірогідності фактичних графіків навантаження вузлів. Середньомісячні графіки або середні графіки робітничого дня визначають по вже збалансованим фактичним графікам.

Приведені нижче рекомендації по засобам розрахунку навантажувальних втрат в мережах кожної з п'ятих груп, засновані – на наступній характеристиці інформаційної забезпеченості розрахунків.

Для транзитних електричних мереж характерно наявність навантажень, змінних по значенню, а часто і по знаку (реверсний потік навантаження). Параметри режимів цих мереж звичайно вимірюються щогодини.

Для живлячих електричних мереж 110 кВ і вище і розімкнених розподільчих мереж 35-150 кВ параметри режиму вимірюються в дні контрольних замірів (характерні зимові і річні дні). Розімкнуті мережі 35-150 кВ виділяються в окрему

групу в зв'язки з можливістю проведення розрахунків втрат в них окремо від розрахунків втрат в замкнутій мережі.

Для розімкнутих мереж 6-20 кВ відомі навантаження на головній ділянці кожної лінії (у вигляді електроенергії або струму).

Для електричних мереж 0.38 кВ є лише дані епізодичних замірів сумарного навантаження у вигляді струмів фаз і втрат напруги в мережі.

У відповідності з викладеним для мереж різноманітного призначення рекомендуються наступні засоби розрахунку.

Методи поелементних розрахунків рекомендуються як більш прийнятні для окремих ліній і трансформаторів, втрати в яких істотно залежать від транзитних перетоків.

Методи характерних режимів рекомендуються для розрахунку втрат в системоутворюючій і транзитній мережі при наявності телеінформації про навантаження вузлів, періодичні що передається в ВЦ енергосистеми. Обидва засоби – поелементних розрахунків і характерних режимів – засновані на оперативних розрахунках втрат потужності в мережі або її елементах.

Методи характерної доби і числа годин найбільших втрат можуть використовуватися для розрахунку втрат в замкнутих мережах 35 кВ і вище самобалансуючих енергосистем і в розімкнутих мережах 6-150 кВ.

Методи середніх навантажень застосовані при відносно однорідних графіках навантаження вузлів. Вони рекомендуються як більш прийнятні для розімкнутих мереж 6-150 кВ при наявності даних про електроенергію, пропущеної за розглядуваний період по головній ділянці мережі. Відсутність даних про навантаження вузлів мережі змушує припускати їхню однорідність.

Статистичні методи рекомендуються як більш прийнятні для визначення втрат в мережах 0.38 кВ.

Всі методи, застосовані до розрахунків втрат в мережах більш високих напруг, при наявності відповідної інформації можуть використовуватися для розрахунку втрат і в мережах більш низьких напруг.

Для виконання розрахунків втрат у реконструйованих ЕМ обрано метод середніх навантажень оскільки джерелами інформації про електроспоживання в

основному є лічильники електроенергії, показники яких легко можуть бути перераховані у середні струми.

3 ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ТЕХНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 10 КВ

Вихідними даними для розрахунку електричних мереж є задані потужності або струми споживачів електроенергії, значення номінальних напруг E_M , напруга на шині джерела електроенергії, а також параметри та схема електричних з'єднань елементів електричних мереж, на основі яких складається розрахункова заступна схема. При цьому враховуються характерні особливості мережі – конструктивне виконання ЛЕП, їх довжина, номінальна напруга і призначення розрахунків, які можуть бути проектними або експлуатаційними [3].

Для розрахунку основних режимів роботи Чечельницьких електричних мереж 10 кВ було використано програму «ВТРАТИ-10», робота з якою виконується у такій послідовності. Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку “Аналіз схеми” головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Натискання кнопки “Закінчити аналіз схеми” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

У програмі реалізовано можливість виконання розрахунків втрат електроенергії за двома методиками: за заданою тривалістю звітного періоду (середнім навантаженням) та за графіком навантажень. Тому при натисненні на кнопку розрахунок відкривається вікно вибору варіанту розрахунку. Натискання відповідної кнопки даного вікна викликає виконання необхідного розрахунку.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку зачинення вікна “Розрахунок режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” призводить до відкриття вікна результатів розрахунків (рисунок 3.1)

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій мережі або її частині. Значення втрат

структуруються за джерелами їх появи, тобто поділяються на втрати у ЛЕП, трансформаторах 10/0.4 кВ та мережах 0.4 кВ. У свою чергу з втрат у трансформаторах виділяються втрати холостого ходу та навантажувальні втрати. Відповідно до вибраного режиму розрахунків, результати виводяться по вибраному фідеру, по вибраній підстанції, по всій мережі. Вибір необхідного фрагменту схеми (підстанції, фідеру) виконується у головному вікні програми.

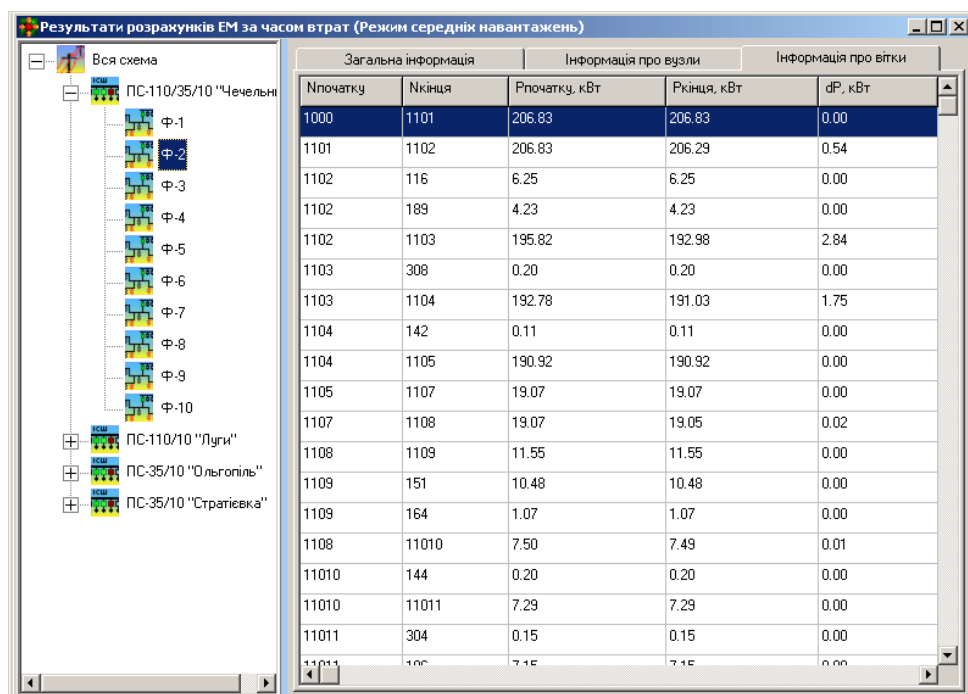
Результатами розрахунків у режимі "за часом втрат" є значення втрат потужності (як в окремих лініях чи трансформаторах, так і по всій мережі в цілому) та електроенергії по фідеру, підстанції чи всій мережі в залежності від вибраного режиму розрахунку. У режимі "за часом втрат" визначаються також значення напруг у вузлах схеми та струмів у її вітках.

На рисунку 3.1 наведено результати розрахунку по всій мережі за часом втрат (Секція "Загальна інформація").

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	49.3	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	136.3	
- навантажувальні:	11.4	
- неробочого ходу:	124.9	
У мережах 0,4 кВ:	141.3	
Сумарні втрати, кВт:	326.9	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	75467.6	2.87 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	110369.2	4.19 %
- навантажувальні:	17473.4	0.66 %
- неробочого ходу:	92895.8	3.53 %
У мережах 0,4 кВ:	212553.5	8.08 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	398390.4	15.14 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	23932.7	0.91 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	23932.7	0.91 %
Час максимальних втрат, год:	177.4	

Рисунок 3.1 – Загальні результати розрахунків за часом втрат

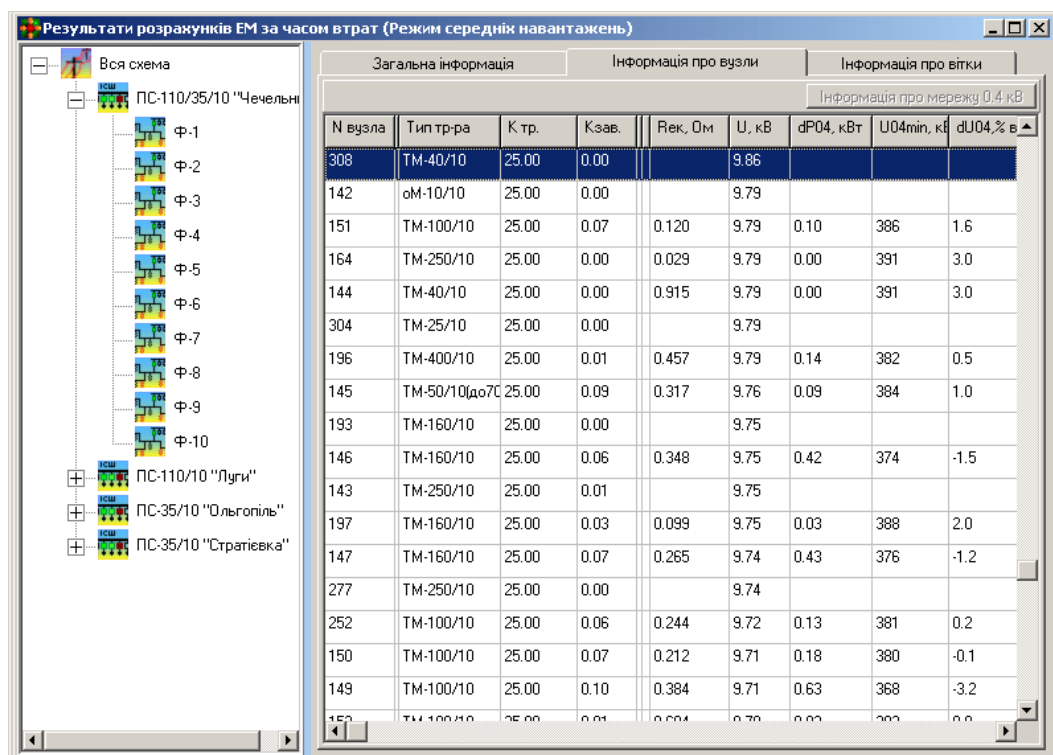
На рисунку 3.2 наведено результати розрахунку втрат потужності по вітках вибраного фідера.



Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки
Нпочатку	Нкінця	Рпочатку, кВт	Ркінця, кВт	dP, кВт
1000	1101	206.83	206.83	0.00
1101	1102	206.83	206.29	0.54
1102	116	6.25	6.25	0.00
1102	189	4.23	4.23	0.00
1102	1103	195.82	192.98	2.84
1103	308	0.20	0.20	0.00
1103	1104	192.78	191.03	1.75
1104	142	0.11	0.11	0.00
1104	1105	190.92	190.92	0.00
1105	1107	19.07	19.07	0.00
1107	1108	19.07	19.05	0.02
1108	1109	11.55	11.55	0.00
1109	151	10.48	10.48	0.00
1109	164	1.07	1.07	0.00
1108	11010	7.50	7.49	0.01
11010	144	0.20	0.20	0.00
11010	11011	7.29	7.29	0.00
11011	304	0.15	0.15	0.00
11011	196	7.15	7.15	0.00

Рисунок 3.2 – Результати розрахунків по вітках вибраного фідера

На рисунку 3.3 наведено результати розрахунку по вузлах вибраного фідера.



Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про мережу 0.4 кВ				
№ вузла	Тип тр-ра	К тр.	Кзав.	Рек, Ом	U, кВ	dP04, кВт	U04min, кВ	dU04, % в
308	ТМ-40/10	25.00	0.00		9.86			
142	оМ-10/10	25.00	0.00		9.79			
151	ТМ-100/10	25.00	0.07	0.120	9.79	0.10	386	1.6
164	ТМ-250/10	25.00	0.00	0.029	9.79	0.00	391	3.0
144	ТМ-40/10	25.00	0.00	0.915	9.79	0.00	391	3.0
304	ТМ-25/10	25.00	0.00		9.79			
196	ТМ-400/10	25.00	0.01	0.457	9.79	0.14	382	0.5
145	ТМ-50/10(до7С	25.00	0.09	0.317	9.76	0.09	384	1.0
193	ТМ-160/10	25.00	0.00		9.75			
146	ТМ-160/10	25.00	0.06	0.348	9.75	0.42	374	-1.5
143	ТМ-250/10	25.00	0.01		9.75			
197	ТМ-160/10	25.00	0.03	0.099	9.75	0.03	388	2.0
147	ТМ-160/10	25.00	0.07	0.265	9.74	0.43	376	-1.2
277	ТМ-250/10	25.00	0.00		9.74			
252	ТМ-100/10	25.00	0.06	0.244	9.72	0.13	381	0.2
150	ТМ-100/10	25.00	0.07	0.212	9.71	0.18	380	-0.1
149	ТМ-100/10	25.00	0.10	0.384	9.71	0.63	368	-3.2
150	ТМ-100/10	25.00	0.01	0.004	9.70	0.00	300	0.0

Рисунок 3.3 – Результати розрахунків по вузлах вибраного фідера

Для проведення розрахунків крім прогнозованих струмів у головних ділянках фідерів і схеми електричних з'єднань, також необхідно задати тривалість звітного

періоду.

$$T_{\text{зп}} = T_{\text{д}} * N_{\text{д}} = 744 \text{ год},$$

де $T_{\text{д}} = 24$ – кількість годин на добу,

$N_{\text{д}} = 31$ – кількість днів в місяці.

Після проведення розрахунків за допомогою програми ВТРАТИ-10/0.4 визначено втрати потужності та електроенергії по всій мережі. Результати розрахунків приведені в додатку Б.

Електричні мережі 10 кВ Чечельницького району характеризуються наступними показниками:

- сумарні втрати потужності $\Delta P = 326,9$ кВт;
- втрати потужності лініях 10 кВ $\Delta P_{\text{лєп}} = 49,3$ кВт;
- втрати потужності трансформаторах 10/0.4 кВ $\Delta P_{\text{тр}} = 136,3$ кВт;
- втрати холостого ходу $\Delta P_{\text{хх}} = 124,9$ кВт;
- навантажувальні втрати в трансформаторах 10/0.4 $\Delta P_{\text{нав}} = 11,4$ кВт.
- у електричних мережах 0,4 кВ $\Delta P_{0,4} = 141,3$ кВт;
- втрати електроенергії $\Delta W = 398390,4$ кВт*год.

Очевидно, що реконструкція електричних мереж району в цілому є економічно недоцільною, тому з усіх фідерів 10 кВ було вибрано десять фідерів з найбільшим сумарним значеннями втрат електроенергії..

Втрати електроенергії в відібраних для реконструкції фідерах складають 247100,4 кВт*год, або 62,23 % від сумарних втрат електроенергії в ЕМ.

Результати аналізу втрат електроенергії у електричних мережах 10 кВ зведено в таблицю 3.1

З наведеного вище видно, що у відібраних для реконструкції десяти фідерах зосереджено 62,2 % втрат електроенергії від загальних втрат по всій мережі, яка складається з 21 фідерів. Таким чином, розробляючи проект реконструкції саме для цих фідерів можна отримати максимальний економічний ефект з мінімальними матеріальними витратами, оскільки усувається необхідність реконструювати значну кількість фідерів, які в результаті дають незначне зниження втрат в абсолютному значенні відносно всієї мережі.

Таблиця 3.1 – Фідери 10 кВ з найбільшими значеннями втрат електроенергії

Підстанція	№ фідера	Втрати електроенергії	
		кВт*год	%
1	2	3	4
ТП "Чечельник"	4	50866	12,81
	2	37285	9,39
	5	34013	8,56
ТП "Луги"	21	25271	6,36
	22	10606	2,67
	24	5666,2	1,43
ТП "Ольгопіль"	12	32449	8,17
	13	30698	7,73
ТП "Стратієвка"	18	11432	2,88
	17	8813,2	2,23
Сума		247100,4	62,23
Вся мережа		398390,4	100

4 ФОРМУВАННЯ ВАРІАНТІВ ОПТИМІЗАЦІЇ СХЕМИ ЕМ 10 КВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЇЇ ТЕХНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ

4.1 Визначення напрямків оптимізації схеми електричних мереж

Головною метою виконання роботи є розроблення заходів по зниженню технічних втрат електроенергії в мережах 10 кВ Чечельницького району, тому для формування варіантів реконструкції пропонуються три основні напрямки:

- оптимізація схеми існуючої мережі 10 кВ району, яка полягає у введенні в схему нових ліній електропередач, секційних пунктів та перемиканні споживачів з одних фідерів на інші за допомогою комутаційної апаратури;
- зміна перерізу проводів ЛЕП існуючої мережі 10 кВ району в яких зосереджено максимальні навантажувальні втрати потужності та електроенергії;
- компенсація реактивної потужності, що включає в себе встановлення батарей статичних конденсаторів, як достатньо простий та відносно малозатратний захід з достатньою ефективністю.

4.2 Оптимізація схеми електричних мереж 10 кВ

Розподільні мережі 10 кВ зазвичай працюють по радіальній схемі, тобто замкнені контури у них відсутні. При цьому розподіл навантаження між фідерами не завжди найкращий. Це викликає надлишкове завантаження окремих фідерів, а отже і додаткові втрати потужності та електроенергії. Таким чином за рахунок перерозподілу споживачів між фідерами можливо вирівняти їх завантаження, чим забезпечити додаткове зменшення втрат у ЕМ.

Якщо розглядати два окремих фідера 10 кВ, то найкращий розподіл навантаження між ними можливий у разі їх замикання в контур. Саме така схема характеризується мінімальними втратами потужності та електроенергії, за умови, що електричні мережі є достатньо однорідними.

Але, якщо визначити точку потокорозподілу в утвореному контурі та виконати розмикання саме у цій точці, то отримана радіально-магістральна схема ЕМ буде максимально наближена до замкненої за розподілом потоків потужності та втратами електроенергії.

В якості 1-го варіанту по оптимізації схеми електричної мережі було обрано переключення секційним роз'єднувачем (в положення ввімкнено) – Р-64. В результаті чого відбулося з'єднання в один контур фідера 21 підстанції „Луги” (рисунок 4.1), де втрати активної потужності ΔP склали 45,8 кВт, а втрати електричної енергії ΔW – 37755,8 кВт·год, з фідером 24 підстанції „Луги” (рисунок 4.2), де втрати активної потужності ΔP склали 12,2 кВт, а втрати електричної енергії ΔW – 9312,2 кВт·год. Аналізуючи утворений контур було визначено точку 550017, яка знаходилась в фідері 24 підстанції „Луги”, де сходились зустрічні потоки активної потужності. Дана точка є точкою поточкорозподілу потужності. Далі в цій точці було проведено перемикання лінійного роз'єднувача Р-772 в положення вимкнено. За рахунок чого було розімкнено утворений контур. В результаті 29 віток фідера 21 підстанції „Луги” було приєднано до філера 24 підстанції „Луги”.

Після проведення оптимізації потоків активної потужності втрати в фідері 21 підстанції „Луги” склали $\Delta P=31,5$ кВт, $\Delta W=26060$ кВт·год, а в фідері 24 підстанції „Луги” – $\Delta P = 15,2$ кВт, $\Delta W=11504,1$ кВт·год. В цілому по електричним мережам даний захід дав змогу зменшити величину втрат електричної енергії на 1092,9 кВт·год на місяць.

Варіанти оптимізації схеми електричної мережі 10 кВ з усіма залученими і вилученими елементами основного електрообладнання та результати програмного розрахунку втрат після оптимізації схеми зведено в таблицю 4.1.

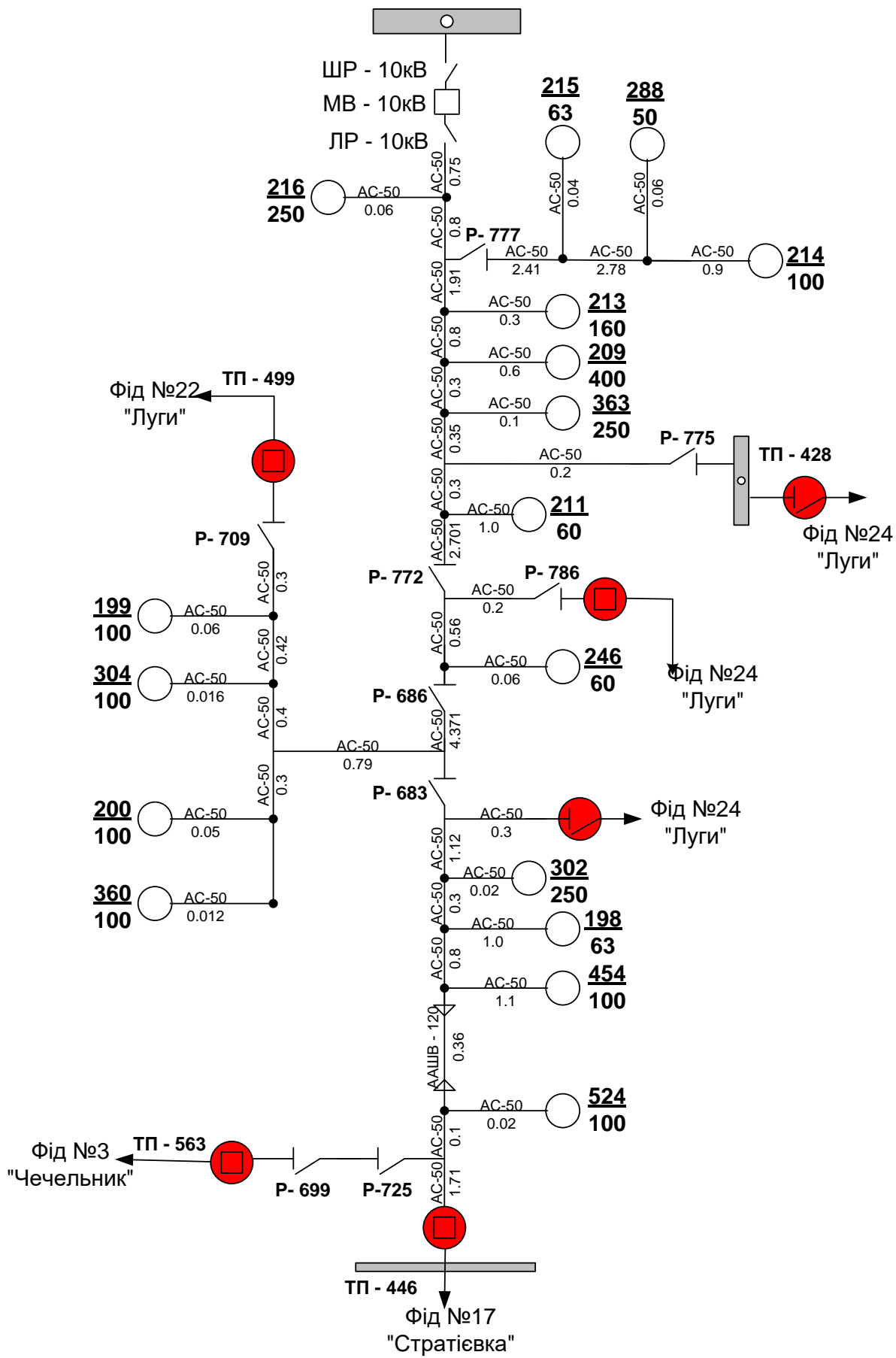


Рисунок 4.1 – фідер №21 підстанції „Луги”

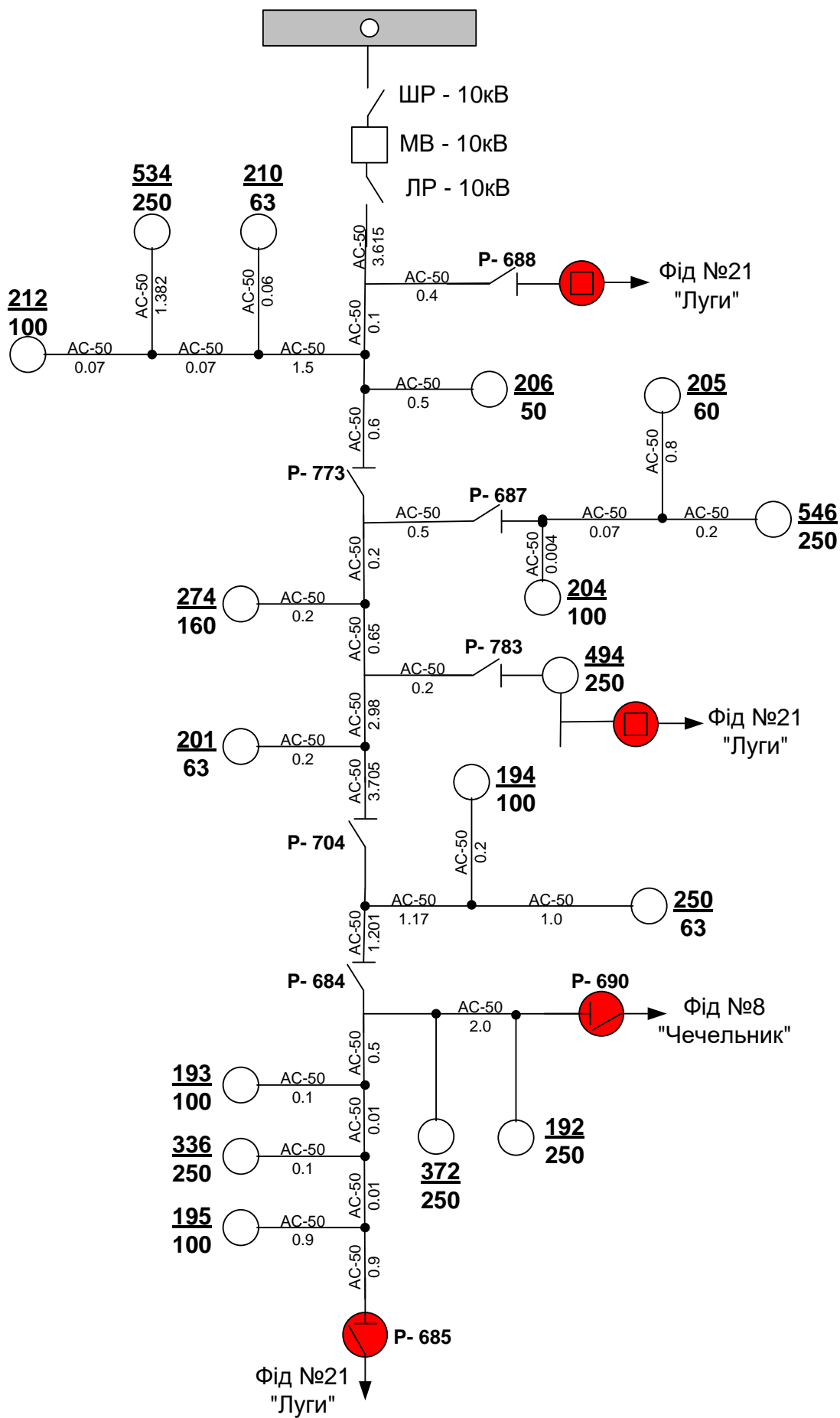


Рисунок 4.2 – фідер №24 підстанції „Луги”

Таблиця 4.1 – Варіанти оптимізації нормальної схеми ЕМ

Варіант 1. З'єднання фідера №21 підстанції „Луги” з фідером №24 підстанції „Луги”

	Вихідна схема ЕМ			Замкнена схема ЕМ			Розімкнена схема ЕМ			Використані КА	
	Ф-21	Ф-24	Σ	Ф-21	Ф-24	Σ	Ф-21	Ф-24	Σ	Для з'єднання фідерів	Для розімкнення фідерів
ΔP , кВт	45,8	12,2	58	29,7	19,4	49,1	31,5	15,2	46,7	P-64	P-772
ΔW , кВт*год	37755,8	9312,2	47068	24189,8	15404,7	39594,5	26060	11504,1	37564,1		
ΔU_{\max} , %	5,6	1,4		3,7	2,6		2,4	1,1			
Точка потоко-розподілу					550017						

Продовження таблиці 4.1

Варіант 2. З'єднання фідера №2 підстанції „Чечельник” з фідером №22 підстанції „Луги”

	Вихідна схема ЕМ			Замкнена схема ЕМ			Розімкнена схема ЕМ			Використані КА	
	Ф-2	Ф-22	Σ	Ф-2	Ф-22	Σ	Ф-2	Ф-22	Σ	Для з'єднання фідерів	Для розімкнення фідерів
ΔP, кВт	42,7	30,6	73,3	40,2	33,2	73,4	39,7	28,7	68,4	P-788	P-740
ΔW, кВт*год	35055,5	24674,7	59730,2	32914,9	26828,6	59743,5	32568,7	23036,9	55605,6		
ΔU, %	5,6	4,8		5,4	5,1		5,4	4,5			
Точка потоко-розподілу				605024							

Продовження таблиці 4.1

Варіант 3. З'єднання фідера №7 підстанція „Чечельник” з фідером №12 підстанції „Ольгопіль”

	Вихідна схема ЕМ			Замкнена схема ЕМ			Розімкнена схема ЕМ			Використані КА	
	Ф-7	Ф-12	Σ	Ф-7	Ф-12	Σ	Ф-7	Ф-12	Σ	Для з'єднання фідерів	Для розімкнення фідерів
ΔP , кВт	7,8	13,2	21,0	7,9	13,2	21,1	7,6	12,4	20,0	P-61	P-742
ΔW , кВт*год	5958,7	10161,1	16119,8	6002,4	10115,8	16118,2	5739,3	9512,7	15252,0		
ΔU_{\max} , %	1,3	2,1		2,7	2,1		1,2	1,8			
Точка потоко-розподілу				607023							

Об'єднавши всі попередні перемикання (В1, В2, В3) з вихідною схемою було отримано 4-й варіант оптимізації схеми. Оскільки перемикання схем фідерів в цих варіантах не впливають одне на одне, то і зниження втрат електричної енергії в даних фідерах залишаються сталими.

Аналізуючи дані, отримані в результаті розрахунків втрат в оптимізованій за схемним рішенням електричній мережі 10 кВ Чечельницького району, можна зробити висновок, що, якщо використовувати в якості оцінки ефективності тільки зниження втрат потужності та електроенергії, то найбільш оптимальним виявляється варіант №4, втрати потужності ΔP в якому складають 361,9 кВт, а втрати електроенергії $\Delta W = 286902,6$ кВт·год. Дані розрахунків приведені в таблиці 4.2.

Разом з тим вказаний варіант вимагає найбільших капітальних витрат, тобто вибір остаточного варіанту реконструкції на даному етапі не є можливим.

Таблиця 4.2 – Результати визначення втрат електричної енергії для варіантів зміни нормальної схеми

Варіант	ΔP , кВт	ΔW , кВт·год	ΔW , %
В-1	362,0	286940,1	15,48
В-2	374,2	297218,6	15,66
В-3	371,8	295229,0	15,63
В-4	361,9	286902,6	15,46

4.3 Розрахунки з реконструкції ліній електропередач ЕМ

4.3.1 Методи вибору перерізу проводів ліній електропередач

Одною з головних задач реконструкції електричних мереж мереж 10 кВ Чечельницького району є вибір перерізів проводів відновлених та існуючих ЛЕП, що забезпечили б покращення техніко-економічних показників експлуатації ЕМ. Для ліній електропередач 110 кВ та вище існують ефективні методи вибору перерізів, що дозволяють врахувати як технічні так і економічні фактори у межах одної методики. Але для ЛЕП 10 кВ такого універсального методу не існує. Особливо гостро вказана проблема постає якщо врахувати сучасні економічні умови будівництва та експлуатації ЕМ. Тому з метою вибору методу визначення доцільних

перерізів проводів ЛЕП необхідно виконати аналіз наявних підходів до розв'язання даної задачі.

Вибір перерізу проводів повітряних ліній за економічними струмовими інтервалами полягає у тому що, переріз проводів повітряних ліній вибирають за розрахунковими струмами та нормативними узагальненими показниками – економічними струмовими інтервалами. Переріз вибирається більшим, за рахунок чого зменшуються втрати електроенергії та напруги під час експлуатації електричних мереж.

Розглянутий метод є достатньо ефективним, враховує як технічні та і економічні фактори експлуатації електричних мереж, однак, не існує економічних струмових інтервалів для вибору марок проводів ліній з номінальною напругою 10 кВ.

Переріз проводів лінії за допустимими втратами напруги вибирають для класу напруги 0,38-20 кВ. Допустимі втрати напруги в таких мережах складають до 5% від номінальної напруги згідно діючим стандартам. Переріз проводів обирається таким, щоб виконувалася умова

$$\sum_{i=1}^n \Delta U_i \leq \Delta U_{\text{доп}},$$

де ΔU_i – втрати напруги на i -й лінії, %;

n – кількість лінії, шт.

Отриманий переріз закругляється до найближчого стандартного, далі визначаються втрати напруги і перевіряються умова, наведена вище.

Розглянутий метод вибору перерізів проводів ЛЕП дозволяє врахувати технічні обмеження, але економічна сторона проблеми (особливо експлуатаційні витрати для ліній електропередач 10 кВ) враховується не достатньо. Таким чином, вибір перерізів проводів за даним методом дозволяє заощадити капітальні витрати на будівництво ліній, але заниження перерізів призводить до надлишкових експлуатаційних витрат і, знижує ефективність експлуатації ЕМ.

Метод мінімуму витрат кольорового металу застосовується для вибору перерізів проводів на напругу 0,38-10 кВ. Даний метод має переваги за необхідності економії капітальних вкладень на будівництво та реконструкцію ЕМ,

але не дозволяє досягти компромісу між капітальними затратами та експлуатаційними витратами з метою забезпечення оптимальних економічних показників проектованої ЕМ.

Враховуючи результати аналізу наявних методів вибору перерізів проводів ЛЕП можна зробити висновок про те, що універсального методу для електричних мереж 10 кВ не існує.

4.3.2 Визначення оптимального перерізу проводів ЛЕП за критерієм максимальної рентабельності

В економічних умовах, що склалися в Україні протягом останнього десятиріччя основним критерієм ефективності проектування є абсолютна ефективність або рентабельність капіталовкладень. Даний економічний показник дозволяє враховувати в одній моделі різномірні фактори з конкуруючим ефектом. Рентабельність технічного заходу, або проекту в цілому, залежить як від витратної складової його впровадження, так і прибуткової складової. Застосування вказаного критерію дозволяє врахувати коригування цін на комплектуючі протягом реконструкції енергооб'єктів, зміни ринкових тарифів на електроенергію, збитки від ненадійності електропостачання в залежності від відповідальності споживачів.

Враховуючи вказані переваги використання рентабельності в якості показника ефективності проектних рішень та відсутність ефективного методу вибору перерізів проводів для ЕМ 10 кВ було запропоновано методику визначення перерізів на основі максимальної рентабельності.

Порівнюючи варіанти конкретних технічних рішень на рівні підприємств або районних енергосистем, як критерій порівняльної ефективності рекомендується використовувати максимум рентабельності:

$$E_a = \Delta\P / K = (\Pi - B) / K, \quad (4.1)$$

де Π – вартість річного випуску продукції в оптових цінах (без податку з обороту);

B – собівартість річного випуску продукції (витрати виробництва).

Разом з рентабельністю використовується також показник терміну окупності капіталовкладень за рахунок отриманого прибутку:

$$T_{ок} = 1 / E_a \quad (4.2)$$

Попередню формулу рентабельності (4.1) капіталовкладень в електричні мережі можна подати у вигляді:

$$E_a = (10 \cdot \text{Ц}_T \cdot (\gamma W - \Delta W) - B + \Delta \Pi) / K, \quad (4.3)$$

де Ц_T – середньо зрівноважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), коп./кВт·год.;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу;

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн.·кВт·год.;

ΔW – зменшення втрат енергії в ЕМ за рахунок реконструкції;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передачі електроенергії), тис. грн.;

$\Delta \Pi$ – збільшення прибутку внаслідок підвищення надійності електропостачання та інших факторів, які впливають на економічний ефект, тис. грн.;

K – капіталовкладення в електричну мережу, тис. грн.

Для розрахунку рентабельності з метою порівняння ефективності елементарних проектних рішень не пов'язаних із зміною електроспоживання, наприклад зміни перерізів проводів ЛЕП, з урахуванням наявної вихідної інформації формула рентабельності (4.2) приводиться до вигляду:

$$E_a = ((\text{Ц}_T \cdot \Delta W \cdot K_n \cdot K_m - B) / K), \quad (4.4)$$

де Ц_T – вартість електричної енергії (12 коп/кВт*год);

K_n – коефіцієнт зменшення втрат електричної енергії в ЕМ за рахунок зміни навантажень протягом року;

$K_m=12$ – кількість місяців в році;

$$\Delta W = W' - W'', \quad (4.5)$$

де W' – втрати електричної енергії в ЕМ до проведення заміни проводів,

W'' – втрати електричної енергії в ЕМ після проведення заміни проводів,

$$B = (A_{po}/100) \cdot (K_{0H} - K_{0c}) \cdot L_i, \quad (4.6)$$

де $A_{po}=6,3$ – відносні видатки на ремонт, обслуговування та реновацію (%),

K_{0H} – капітальні витрати на заміну проводів 1 км лінії новим перерізом (тис. грн.),

K_{0c} – капітальні витрати на заміну проводів 1 км лінії для наявного перерізу,

$$K_0 = 0,5 \cdot K_1 \cdot 5,3, \quad (4.7)$$

де K_1 – капітальні витрати на спорудження 1 км. лінії, (тис. крб.),

5,3 – поправочний коефіцієнт,

0,5 – коефіцієнт що враховує вартість заміни проводів,

$$K = K_{0i} \cdot L_i - K'', \quad (4.8)$$

де L_i – довжина введених ліній, (км.)

K'' - повернення коштів за рахунок утилізації заміненого обладнання, тис. грн.,

$$K'' = L_{\text{вив}} \cdot m_{\text{вив}} \cdot V_{\text{МБ}}, \quad (4.9)$$

де $L_{\text{вив}}$ – довжина виведеної з експлуатації ділянки лінії, (км.)

$m_{\text{вив}}$ – маса 1 км. виведеної лінії, т,

$V_{\text{МБ}} = 0,5$ – ліквідна вартість однієї тони проводу ЛЕП, тис. грн.

Для варіантів реконструкції електричних мереж 10 кВ Чечельницького району за описаною методикою було вибрано найбільш доцільні з техніко-економічних умов перерізи проводів для реконструйованих ЛЕП.

У відповідності з запропонованою методикою вибору перерізів проводів ЛЕП для визначення рентабельності реконструйованих ЛЕП із застосуванням проводів окремих перерізів необхідно визначити вартісні показники спорудження ліній та зменшення втрат потужності за рахунок її здійснення. Капітальні витрати на реконструкцію ліній визначено з [5]. Зменшення втрат при проведенні реконструкції з використанням проводів обраного перерізу обчислюється за допомогою програми

ВТРАТИ 10/0.4.

В даній дипломній роботі буде виконуватись заміна перерізу проводу лише по тих лініях, в яких втрати потужності в режимі середніх навантажень складають найбільші значення. Через те, що по відгалуженням від магістралей не проходять великі навантажувальні струми, то і значних втрат електричної енергії в них спостерігатися не буде. Тому заміна перерізів в цих лініях виконуватися не буде. Перелік віток, для яких буде проводитись заміна проводу подано у таблиці 4.3.

Для прикладу покажемо розрахунок рентабельності для першого варіанту – фідер №21 п/с „Луги” (рисунок 4.3).

Вітки, які підлягають реконструкції:

551001-551002 – довжиною 0,75 (км); 551002-551003 – довжиною 0,8 (км)

551003-551007 – довжиною 1,91 (км)

Розрахунок проводиться для марки проводу АС –95.

Визначається різниця втрат електричної енергії в ЛЕП фідера для наявних перерізів проводів АС – 50 та нових АС – 95:

$$\Delta W = 29431,439 - 37757,98 = 8326,5414 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

$$K_0 = 0,5 \cdot 7,685 \cdot 5,3 = 20,365 \text{ тис.грн},$$

Таблиця 4.3 – Втрати потужності по ЛЕП

Назва підстанції	Назва фідера	Вузол початку	Вузол кінця	$\Delta P_{\text{ЛЕП}}$, кВт
Чечельник	Ф-4	603001	603002	7,24
		603002	603003	16,26
		603003	427	4,17
		427	111	6,94
Чечельник	Ф-2	605001	605002	21,32
Чечельник	Ф-5	601001	601002	2,04
Луги	Ф-21	551001	551002	4,78
		551002	551003	4,07
		551003	551007	7,86
Луги	Ф-22	552001	552002	1,82
		552002	552003	7,22
Луги	Ф-24	550001	550002	1,25
Ольгопіль	Ф-12	444001	444002	2,5
Ольгопіль	Ф-13	441001	441002	3,55
Стратієвка	Ф-18	201001	201002	0,02
Стратієвка	Ф-17	202001	202002	0,79

Визначається величина повернення коштів за рахунок утилізації заміненого

обладнання:

$$K'' = 3,46 \cdot 0,195 \cdot 2 = 1,3494 \text{ тис.грн}$$

Визначаються капітальні витрати на проведення реконструкції ЛЕП:

$$K = 8,48 \cdot 3,46 - 1,3494 = 27,9914 \text{ тис.грн.}$$

Визначаються щорічні видатки на ремонт та обслуговування ЛЕП:

$$B = (6,3/100) \cdot (8,48 - 6,625) \cdot 3,46 = 0,40435 \text{ тис.грн}$$

Визначається рентабельність проведення реконструкції даної ЛЕП:

$$E_a = (0,00012 \cdot 8326,5414 \cdot 0,8 \cdot 12 - 3,46) / 27,9914 = 0,33 \text{ рік}^{-1};$$

Термін окупності визначається за формулою:

$$T_{ок} = 1/E_a \quad (4.10)$$

Тобто, для варіанту, що розглядається:

$$T_{ок} = 1/0,33 = 3,05 \text{ років.}$$

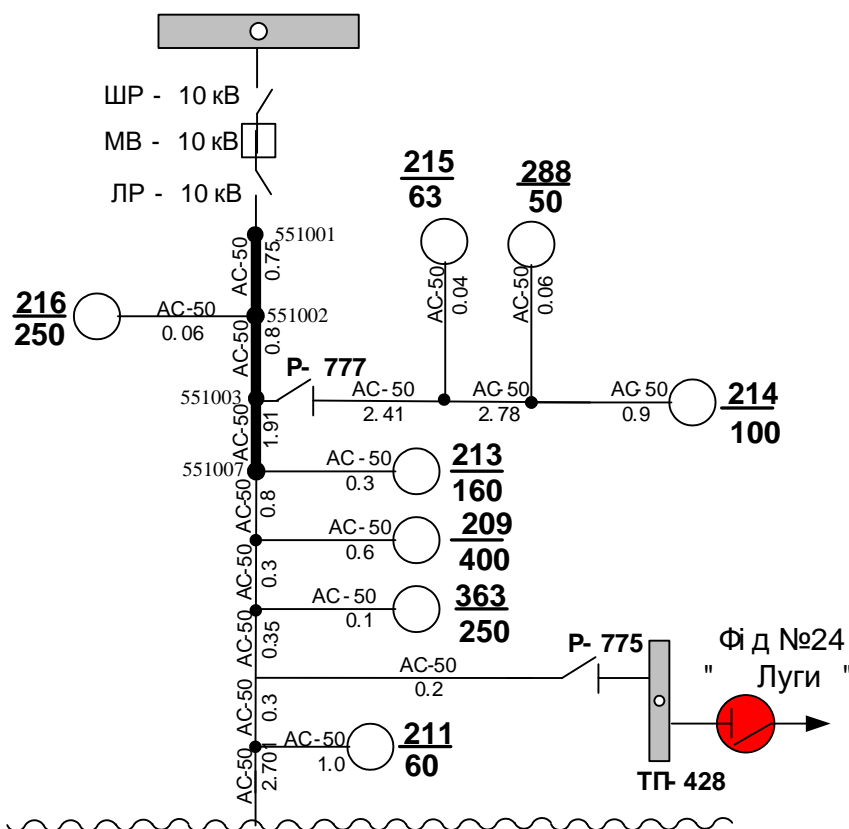


Рисунок 4.3 – Заміна перерізу проводу у фідері №21 п/с „Луги”

Виходячи з цього заміна проводів даної ЛЕП є економно доцільною. Результати розрахунку рентабельності варіантів заміни марок проводу зводимо до таблиць 4.4, 4.5.

Таблиця 4.4 – Результати розрахунків техніко-економічних показників для вибору перерізів ЛЕП, що потребують реконструкції

ф-4 Чечельник														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	твив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
61	50,2	70	2,7	7,16	8	0,195	3,11961	54,1132	0,26709	50220,59	41329,076	8891,5143	0,184353	5,424376
61	43,2	95	2,9	7,69	8	0,195	3,11961	58,3527	0,53417	50220,59	35566,057	14654,533	0,2801558	3,569442
61	39,8	120	3,2	8,48	8	0,195	3,11961	64,7119	0,9348	50220,59	32766,877	17453,713	0,296265	3,375356
ф-2 Чечельник														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	твив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
42,7	36,6	95	2,9	7,69	7,84	0,195	3,05838	57,2074	0,52369	35055,52	29932,1	5123,42	0,0940174	10,63633
42,7	33,7	120	3,2	8,48	7,84	0,195	3,05838	63,4418	0,91646	35055,52	27416,9	7638,62	0,1242594	8,047684
ф-5 Чечельник														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	твив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
9,7	9,1	70	2,7	7,16	3,295	0,195	1,28505	22,2907	0,11002	7777,77	7296,6708	481,09918	0,0199279	50,18092
9,7	8,7	95	2,9	7,69	3,295	0,195	1,28505	24,037	0,22004	7777,77	6975,938	801,83196	0,0292744	34,1595
9,7	8,5	120	3,2	8,48	3,295	0,195	1,28505	26,6566	0,38507	7777,77	6815,5716	962,19835	0,0271371	36,84988
ф-21 Луги														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	твив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
45,8	40,7	70	2,7	7,16	3,46	0,195	1,3494	23,4069	0,11553	37757,98	33553,489	4204,4912	0,2019936	4,950651
45,8	37,4	95	2,9	7,69	3,46	0,195	1,3494	25,2407	0,23106	37757,98	30832,936	6925,0444	0,3069088	3,258297
45,8	35,7	120	3,2	8,48	3,46	0,195	1,3494	27,9914	0,40435	37757,98	29431,439	8326,5414	0,3282373	3,046576
ф-22 Луги														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	твив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
30,6	27,9	70	2,7	7,16	5,388	0,195	2,10132	36,4498	0,17991	24674,78	22497,594	2177,1865	0,0638745	15,6557
30,6	26,1	95	2,9	7,69	5,388	0,195	2,10132	39,3055	0,35981	24674,78	21046,136	3628,6441	0,0971974	10,28834
30,6	25,2	120	3,2	8,48	5,388	0,195	2,10132	43,5889	0,62967	24674,78	20320,407	4354,3729	0,100635	9,936905

Продовження таблиці 4.4

ф-24 Луги														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	твив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
12,2	11,8	70	2,7	7,16	3,615	0,195	1,40985	24,4555	0,1207	9312,39	9007,0657	305,32426	0,0094469	105,8547
12,2	11,6	95	2,9	7,69	3,615	0,195	1,40985	26,3714	0,24141	9312,39	8854,4036	457,98639	0,0108523	92,14636
12,2	11,5	120	3,2	8,48	3,615	0,195	1,40985	29,2454	0,42247	9312,39	8778,0725	534,31746	0,0066016	151,4779
ф-12 Ольгопіль														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	твив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
13,2	12,4	70	2,7	7,16	8,25	0,195	3,2175	55,8113	0,27547	10161,06	9545,2382	615,82182	0,0077755	128,6094
13,2	12	95	2,9	7,69	8,25	0,195	3,2175	60,1838	0,55094	10161,06	9237,3273	923,73273	0,0085273	117,2704
13,2	11,7	120	3,2	8,48	8,25	0,195	3,2175	66,7425	0,96414	10161,06	9006,3941	1154,6659	0,0054843	182,3372
ф-13 Ольгопіль														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	твив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
13,1	12	70	2,7	7,16	3,05	0,195	1,1895	20,6333	0,10184	10434,01	9557,8718	876,13824	0,043981	22,73707
13,1	11,3	95	2,9	7,69	3,05	0,195	1,1895	22,2498	0,20368	10434,01	9000,3292	1433,6808	0,0650758	15,36669
13,1	11	120	3,2	8,48	3,05	0,195	1,1895	24,6745	0,35644	10434,01	8761,3824	1672,6276	0,0636458	15,71195
ф18 Стратієвка														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	твив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
6,9	6,8	70	2,7	7,16	18,53	0,195	7,2267	125,355	0,61872	9006,14	8875,6162	130,52377	-0,003736	–
6,9	6,8	95	2,9	7,69	18,53	0,195	7,2267	135,176	1,23743	9006,14	8875,6162	130,52377	-0,008042	–
6,9	6,8	120	3,2	8,48	18,53	0,195	7,2267	149,908	2,16551	9006,14	8875,6162	130,52377	-0,013443	–
ф17 Стратієвка														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	твив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
11,2	11	70	2,7	7,16	0,947	0,195	0,36933	6,40646	0,03162	8701,5	8546,1161	155,38393	0,0230052	43,46838
11,2	10,8	95	2,9	7,69	0,947	0,195	0,36933	6,90837	0,06324	8701,5	8390,7321	310,76786	0,0426677	23,43694
11,2	10,8	120	3,2	8,48	0,947	0,195	0,36933	7,66123	0,11067	8701,5	8390,7321	310,76786	0,0322838	30,97531

Таблиця 4.5 – Заміна перерізів та вибір оптимальних параметрів для окремих варіантів оптимізації схеми ЕМ

Варіант 1

ф-21 Луги														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	КОН	L	твив	К''	К	В	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Еа	Т
31,5	27,6	70	2,7	7,16	3,46	0,195	1,3494	23,4069	0,11553	26068,5	22811,1	3257,4	0,1553813	6,435779
31,5	25,1	95	2,9	7,69	3,46	0,195	1,3494	25,2407	0,23106	26068,5	20665,6	5402,9	0,2374372	4,211639
31,5	23,8	120	3,2	8,48	3,46	0,195	1,3494	27,9914	0,40435	26068,5	19607,5	6461	0,2514601	3,976775
ф-24 Луги														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	КОН	L	твив	К''	К	В	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Еа	Т
15,2	14,9	70	2,7	7,16	3,615	0,195	1,40985	24,4555	0,1207	11502,2	11272,3	229,9	0,005894	169,6648
15,2	14,7	95	2,9	7,69	3,615	0,195	1,40985	26,3714	0,24141	11502,2	11110,2	392	0,0079698	125,4741
15,2	14,6	120	3,2	8,48	3,615	0,195	1,40985	29,2454	0,42247	11502,2	11031,6	470,6	0,0040917	244,3951

Варіант 2

ф-2 Чечельник														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	КОН	L	твив	К''	К	В	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Еа	Т
39,8	32,7	95	2,9	7,69	7,842	0,195	3,05838	57,2074	0,52369	32582,5	27752,9	4829,6	0,0881007	11,35065
39,8	30	120	3,2	8,48	7,842	0,195	3,05838	63,4418	0,91646	32582,5	25461,5	7121	0,1148602	8,706235
ф-22 Луги														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	КОН	L	твив	К''	К	В	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Еа	Т
30,8	28,4	70	2,7	7,16	5,388	0,195	2,10132	36,4498	0,17991	24751,9	22757,3	1994,6	0,0581038	17,21057
30,8	26,8	95	2,9	7,69	5,388	0,195	2,10132	39,3055	0,35981	24751,9	21422,8	3329,1	0,0884181	11,30991
30,8	26	120	3,2	8,48	5,388	0,195	2,10132	43,5889	0,62967	24751,9	20761	3990,9	0,0910288	10,98553

Продовження таблиці 4.5

Варіант 3

ф-7 Чечельник														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	КОН	L	мвив	К''	К	В	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
7,6	7,5	70	2,7	7,16	1,073	0,195	0,41847	7,25885	0,03583	5738	5695,8	42,2	0,0017616	567,6769
7,6	7,5	95	2,9	7,69	1,073	0,195	0,41847	7,82754	0,07165	5738	5666,8	71,2	0,0013245	755,0099
7,6	7,5	120	3,2	8,48	1,073	0,195	0,41847	8,68057	0,1254	5738	5652,8	85,2	-0,003139	–
ф-12 Ольгопіль														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	КОН	L	мвив	К''	К	В	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
12,4	11,8	70	2,7	7,16	8,25	0,195	3,2175	55,8113	0,27547	9511,9	9022,6	489,3	0,0051639	193,6505
12,4	11,4	95	2,9	7,69	8,25	0,195	3,2175	60,1838	0,55094	9511,9	8702,2	809,7	0,0063446	157,6153
12,4	11,2	120	3,2	8,48	8,25	0,195	3,2175	66,7425	0,96414	9511,9	8541,1	970,8	0,0023108	432,7596

Варіант 4

ф-21 Луги														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	КОН	L	мвив	К''	К	В	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
31,5	27,6	70	2,7	7,16	3,46	0,195	1,3494	23,4069	0,11553	26068,5	22811,1	3257,4	0,1553813	6,435779
31,5	25,1	95	2,9	7,69	3,46	0,195	1,3494	25,2407	0,23106	26068,5	20665,6	5402,9	0,2374372	4,211639
31,5	23,8	120	3,2	8,48	3,46	0,195	1,3494	27,9914	0,40435	26068,5	19607,5	6461	0,2514601	3,976775
ф-24 Луги														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	КОН	L	мвив	К''	К	В	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
15,2	14,9	70	2,7	7,16	3,615	0,195	1,40985	24,4555	0,1207	11502,2	11272,3	229,9	0,005894	169,6648
15,2	14,7	95	2,9	7,69	3,615	0,195	1,40985	26,3714	0,24141	11502,2	11110,2	392	0,0079698	125,4741
15,2	14,6	120	3,2	8,48	3,615	0,195	1,40985	29,2454	0,42247	11502,2	11031,6	470,6	0,0040917	244,3951
ф-2 Чечельник														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	КОН	L	мвив	К''	К	В	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
39,8	32,7	95	2,9	7,69	7,842	0,195	3,05838	57,2074	0,52369	32582,5	27752,9	4829,6	0,0881007	11,35065
39,8	30	120	3,2	8,48	7,842	0,195	3,05838	63,4418	0,91646	32582,5	25461,5	7121	0,1148602	8,706235
ф-22 Луги														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	КОН	L	мвив	К''	К	В	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
30,8	28,4	70	2,7	7,16	5,388	0,195	2,10132	36,4498	0,17991	24751,9	22757,3	1994,6	0,0581038	17,21057

30,8	26,8	95	2,9	7,69	5,388	0,195	2,10132	39,3055	0,35981	24751,9	21422,8	3329,1	0,0884181	11,30991
30,8	26	120	3,2	8,48	5,388	0,195	2,10132	43,5889	0,62967	24751,9	20761	3990,9	0,0910288	10,98553

Продовження таблиці 4.5

ф-7 Чечельник														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	mвив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
7,6	7,5	70	2,7	7,16	1,073	0,195	0,41847	7,25885	0,03583	5738	5695,8	42,2	0,0017616	567,6769
7,6	7,5	95	2,9	7,69	1,073	0,195	0,41847	7,82754	0,07165	5738	5666,8	71,2	0,0013245	755,0099
7,6	7,5	120	3,2	8,48	1,073	0,195	0,41847	8,68057	0,1254	5738	5652,8	85,2	-0,003139	–
ф-12 Ольгопіль														
$\Delta P'$	$\Delta P''$	F	Круб	KOH	L	mвив	K''	K	B	$\Delta W'$	$\Delta W''$	ΔW	Ea	T
12,4	11,8	70	2,7	7,16	8,25	0,195	3,2175	55,8113	0,27547	9511,9	9022,6	489,3	0,0051639	193,6505
12,4	11,4	95	2,9	7,69	8,25	0,195	3,2175	60,1838	0,55094	9511,9	8702,2	809,7	0,0063446	157,6153
12,4	11,2	120	3,2	8,48	8,25	0,195	3,2175	66,7425	0,96414	9511,9	8541,1	970,8	0,0023108	432,7596

Примітка. Від'ємне значення в колонці E_a означає збитковість проведення даного заходу, при цьому термін окупності відсутній.

Аналізуючи таблицю 4.4 можна зробити висновки, що для Ф-18 п/с „Стратієвка” взагалі недоцільно проводити реконструкцію відносно заміни перерізу проводів, оскільки значення терміна окупності вийшло за допустимі межі. Це обумовлено тим, що величина втрат потужностей до, та після реконструкції зменшилася неістотно, або залишилась незмінною. Керуючись головним критерієм, яким виступає рентабельність, також видно, що проведення реконструкції відносно заміни перерізу проводів доцільно лише в фідері №4 п/с ”Чечельник” та фідері №21 п/с „Луги”.

Фідери таблиці 4.5, що не були задіяні у варіантах, будуть аналогічні фідерам таблиці 4.4.

Аналізуючи таблицю 4.5 можна зробити висновки, що проведення реконструкції по заміні перерізу проводу доцільно лише в ф-21 п/с „Луги”. Всі наступні дії щодо реконструкції у інших фідерах є збитковими відносно рентабельності цих заходів.

На даному етапі проектування реконструкції розподільних електричних мереж можна зробити висновок про те, що лінії, в яких проводилась заміна перерізу проводу є недовантаженими в наслідок загального спаду електричного споживання. Тому виявилось, що найбільш доцільно змінювати переріз проводу лише в тих лініях, в яких можна істотно зменшити величину втрат електричної енергії.

Отже, як видно з розрахункових таблиць 4.4 і 4.5 найбільш рентабельними є ті варіанти при яких виконуватиметься заміна перерізів проводів з АС-50 на АС-95.

Що ж стосується вибору оптимального варіанту на даному етапі виконання роботи, то тут можна прийняти умовно оптимальним 4-й варіант: з заміною марки проводу в фідері №4 п/с „Чечельник” вихідної схеми без перемикань, а також в фідері №21 п/с „Луги”, що входить в схему з переключенням. Інші варіанти виявились або збитковими, або не рентабельними, тобто з великим терміном окупності.

4.3.3 Компенсація реактивної потужності в електричній мережі

Компенсація реактивної потужності забезпечує розв’язання двох основних задач: зменшення втрат потужності та електроенергії, та покращання режимів

напруг у вузлах електричної мережі.

Реактивна потужність, яку видає конденсаторна батарея, ввімкнена поперечно в електричну мережу:

$$Q_{кб} = U^2/x_{кб} = U^2*\omega*C, \quad (4.11)$$

де $U_{кб}$ – напруга в точці приєднання конденсаторної батареї, В;

C – ємність конденсаторної батареї, Ф;

$x_{кб}$ – реактивний опір, Ом;

ω – кутова частота, c^{-1} .

Важливим питанням для забезпечення максимального ефекту від даного енергоощадного заходу є визначення місць встановлення компенсуючих пристроїв. Місце встановлення КП обирається виходячи з наступних умов:

- встановлення КП можливе лише у вузлі, що є підстанцією 10/0,4 кВ;
- встановлення КП найбільш ефективно у вузлах з мінімальною напругою.

Розрахунки з визначення оптимальної потужності компенсуючих пристроїв виконувалися за допомогою програми ВТРАТИ-10/0.4. Для проведення розрахунків по компенсації реактивної потужності, необхідно у головному вікні програми вибрати підстанцію та фідер, для яких буде здійснюватись розрахунок, а потім вибрати пункт меню "Розрахунок", підпункт "Компенсація реактивної потужності". На екрані з'явиться вікно, зображене на рисунку 4.4.

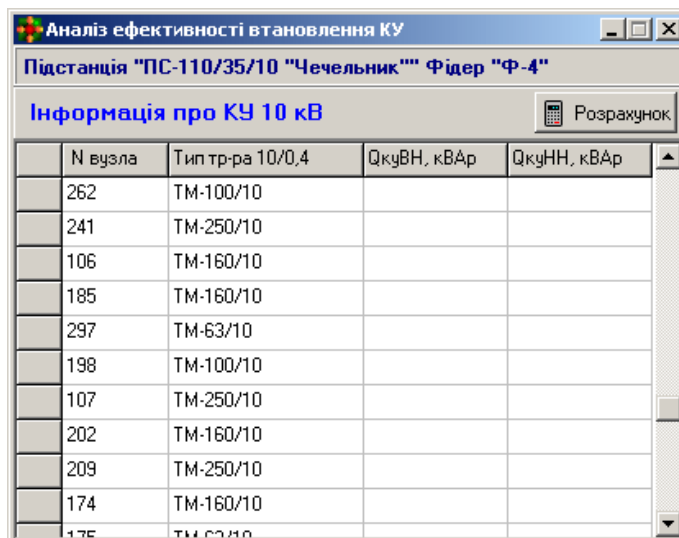
У колонках "№ вузла" та "Тип тра-ра 10.0,4" з'являються відповідно номери всіх вузлів вибраного фідера та потужності встановлених у вузлах трансформаторів 10/0,4 кВ. У колонці "Qку, кВАр" послідовно задають потужності компенсуючих установок встановлених у відповідних вузлах 10 кВ фідера.

Для проведення аналізу ефективності встановлення компенсуючих установок необхідно у вікні, зображеному на рисунку 4.4 натиснути кнопку "Розрахунок".

Програма виконує два розрахунки режиму: без врахування компенсуючих установок та з їх врахуванням. Результати розрахунку приводяться у вікні, зображеному на рисунку 4.5.

У лівій колонці приводяться результати розрахунку без врахування компенсуючих установок, у правій – з врахуванням. У нижній частині вікна

приводиться висновок про ефективність встановлення КУ.



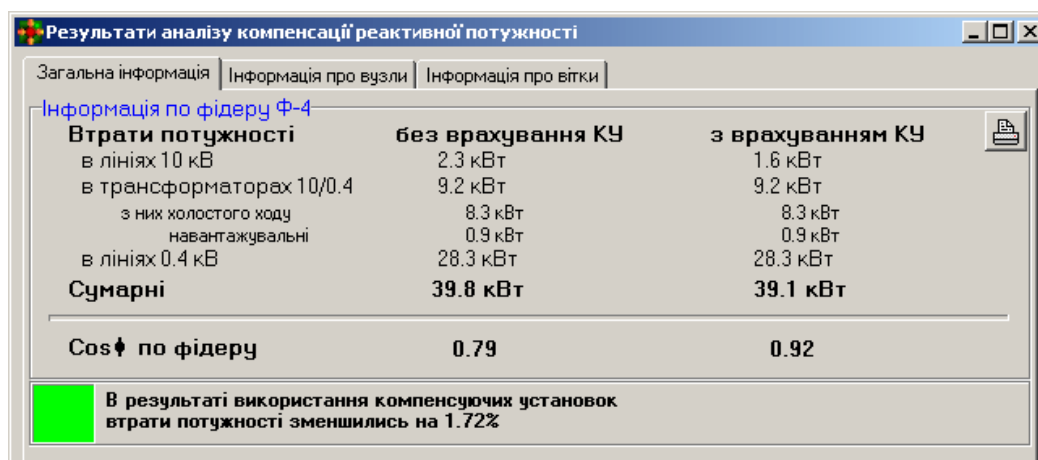
Аналіз ефективності встановлення КУ
Підстанція "ПС-110/35/10 "Чечельник"" Фідер "Ф-4"

Інформація про КУ 10 кВ

N вузла	Тип тр-ра 10/0,4	Q _{куВН} , кВАр	Q _{куНН} , кВАр
262	ТМ-100/10		
241	ТМ-250/10		
106	ТМ-160/10		
185	ТМ-160/10		
297	ТМ-63/10		
198	ТМ-100/10		
107	ТМ-250/10		
202	ТМ-160/10		
209	ТМ-250/10		
174	ТМ-160/10		
175	ТМ-63/10		

Рисунок 4.4 – Вікно введення вихідної інформації для оцінки ефективності компенсації реактивної потужності

Для перегляду детальної інформації про вітки або вузли фідера необхідно вибрати відповідну вкладку вікна з результатами.



Результати аналізу компенсації реактивної потужності

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Інформація по фідеру Ф-4

Втрати потужності	без врахування КУ	з врахуванням КУ
в лініях 10 кВ	2.3 кВт	1.6 кВт
в трансформаторах 10/0.4	9.2 кВт	9.2 кВт
з них холостого ходу	8.3 кВт	8.3 кВт
навантажувальні	0.9 кВт	0.9 кВт
в лініях 0.4 кВ	28.3 кВт	28.3 кВт
Сумарні	39.8 кВт	39.1 кВт
cos φ по фідеру	0.79	0.92

В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшились на 1.72%

Рисунок 4.5 – Результати аналізу ефективності встановлення компенсуючих пристроїв

Для кожного варіанту оптимізації схеми електромережі вибираємо декілька точок встановлення компенсуючих пристроїв виходячи з умов, які зазначені вище. Для прикладу приведений фідер №4 п/с „Чечельник” (рисунок 4.8) .

Таблиця 4.6 – Ефективність встановлення компенсуючи пристроїв

п/с „Чечельник”, Ф-4, тп 306 (ТМ-630/10)						
Q _{кп} , кВАр	75	150	225	300	375	450
dP, кВт	37	35	33,8	33,5	33,9	35

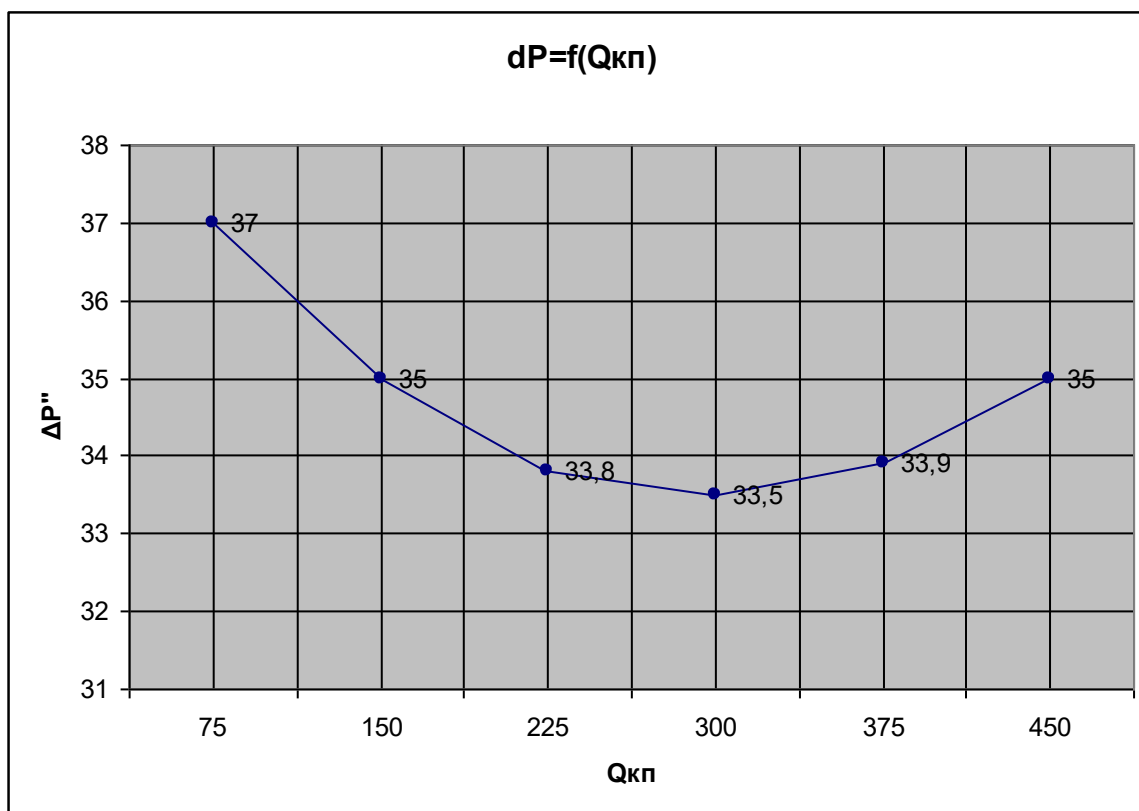


Рисунок 4.6 – Залежність втрат в фідері №4 підстанції «Чечельник» від потужності компенсуючого пристрою

Для розрахунків рентабельності встановлення КП використаємо формулу:

$$E_a = (\text{Ц}_T \cdot \Delta W \cdot K_H \cdot K_M - B) / K, \quad (4.12)$$

де Ц_T – вартість електричної енергії (12 коп/кВт · год),

ΔW – зменшення втрат енергії в ЕМ за рахунок реконструкції,

$$\Delta W = W' - W'', \quad (4.13)$$

де W' – втрати електричної енергії в ЕМ до встановлення КП,

W'' – втрати електричної енергії в ЕМ після встановлення КП,

$$B = (A_{po}/100) \cdot K_{KB}, \quad (4.14)$$

де B – витрати на обслуговування та ремонт введеного обладнання,

$A_{po}=10,4$ – відносні видатки на ремонт, обслуговування та реновацію введених конденсаторних батарей (%).

Для реконструкції ЕМ застосуємо конденсатори типу КСО-10,5-25-2У1 одиничної потужності 25 кВАр одиничної вартості 0,8 тис. грн.

$K_{KB} = K_{KBi} \cdot n_i$ – вартість конденсаторної батареї (тис. грн),

K_{KBi} – вартість конденсатора типу КСО-10,5-25-2У1 (тис. грн),

n_i – кількість конденсаторних батарей (шт.),

$$K = K_{KB} + K_{пост}, \quad (4.15)$$

де K – загальні капітальні витрати (тис. грн),

$K_{пост}=6,5$ (тис. грн) – складова капітальних витрат, що пов'язана з облаштуванням та налаштуванням КП

$$Q_{КП}=75 \text{ (кВАр)},$$

В якості прикладу покажемо розрахунок рентабельності по встановленню конденсаторних батарей потужністю 225 (кВАр) для фідера №4 підстанції „Чечельник”:

Визначається зменшення втрат електричної енергії:

$$\Delta W = 32428,2 - 27539,53 = 4888,673 \text{ (кВт·год)}.$$

Проводиться розрахунок вартості конденсаторних батарей:

$$K_{KB} = 0,8 \cdot 9 = 7,2 \text{ (тис. грн)}.$$

Визначаються загальні капітальні витрати пов'язані з встановлення конденсаторних батарей:

$$K = 7,2 + 6,5 = 13,7 \text{ (тис. грн.)};$$

визначаються витрати на ремонт та обслуговування введених конденсаторних батарей:

$$B = (10,0/100) \cdot 7,2 = 0,72.$$

Далі за формулою (5.12) проводиться розрахунок рентабельності даного заходу:

$$E_a = (0,00012 \cdot 4888,673 \cdot 0,8 \cdot 12 - 0,72) / 13,7 = 0,358522 \text{ (рік}^{-1}\text{)}.$$

Визначається термін окупності:

$$T_{ок} = 1/0,358522 = 2,789229 \text{ (років)}.$$

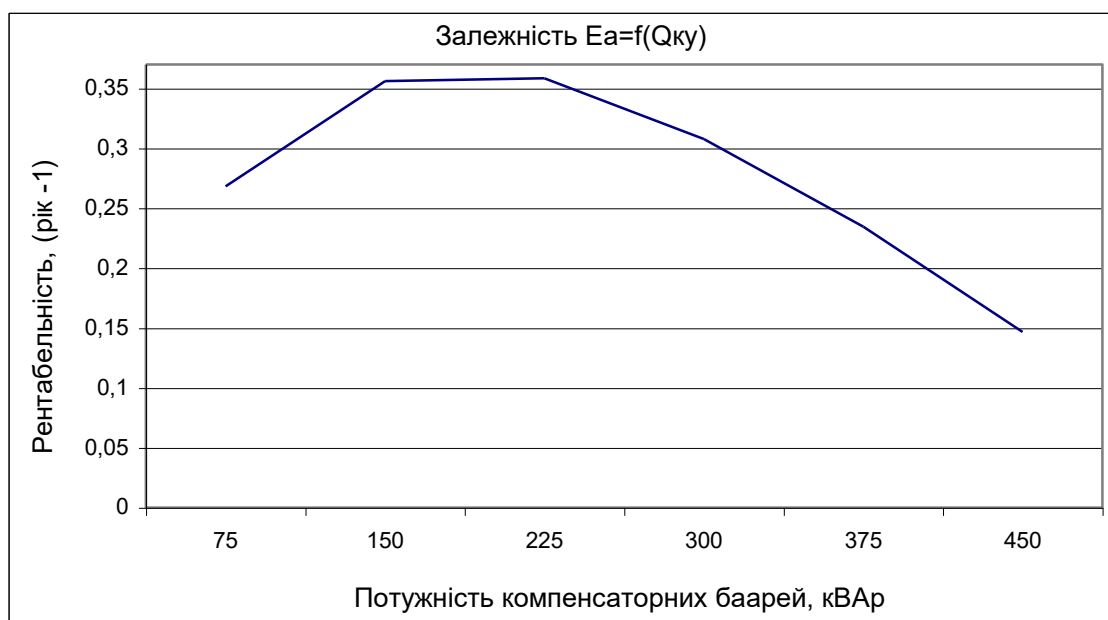


Рисунок 4.7 – Залежність встановлення компенсуючих пристроїв різної потужності від рентабельності по фідеру №4 п/с „Чечельник”

Інші варіанти розраховуються аналогічно.

Результати розрахунку рентабельності варіантів зводимо до таблиць 4.7, 4.8.

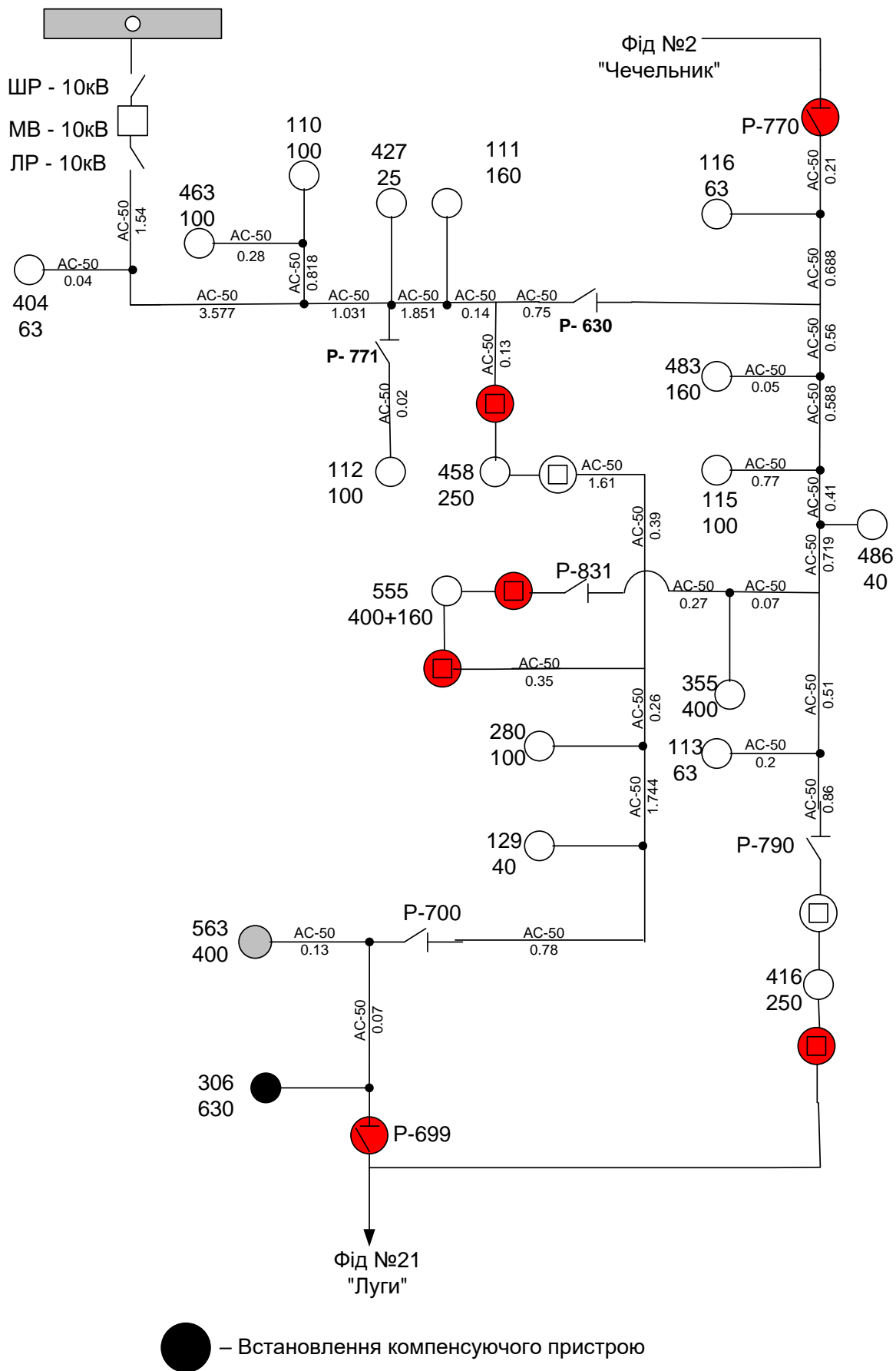


Рисунок 4.8 – Встановлення компенсуючого пристрою на КТП-306 по фідеру №4 п/с „Чечельник”

Таблиця 4.7 – Результати розрахунку рентабельності встановлення компенсаторних пристроїв, для фідерів, що потребують реконструкції.

ф-4 Чечельник, ТП-306 (ТМ-630/10)												
ΔР'	ΔР''	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
39,8	37	75	32428,2	30146,82	2281,381	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,268332	3,726733
39,8	35	150	32428,2	28517,26	3910,939	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,35623	2,807173
39,8	33,8	225	32428,2	27539,53	4888,673	9	7,2	6,5	13,7	0,72	0,358522	2,789229
39,8	33,5	300	32428,2	27295,09	5133,107	12	9,6	6,5	16,1	0,96	0,307661	3,250333
39,8	33,9	375	32428,2	27621	4807,195	15	12	6,5	18,5	1,2	0,23448	4,264747
39,8	35	450	32428,2	28517,26	3910,939	18	14,4	6,5	20,9	1,44	0,14667	6,81803
ф-2 Чечельник, ТП-127 (ТМ-250/10)												
ΔР'	ΔР''	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
42,7	39,4	75	35060,5	32350,91	2709,594	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,323759	3,088721
42,7	37,4	150	35060,5	30708,73	4351,772	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,401172	2,492698
42,7	36,5	225	35060,5	29969,75	5090,752	9	7,2	6,5	13,7	0,72	0,375514	2,663014
42,7	36,9	300	35060,5	30298,18	4762,316	12	9,6	6,5	16,1	0,96	0,28113	3,557077
42,7	38,4	375	35060,5	31529,82	3530,683	15	12	6,5	18,5	1,2	0,154992	6,451958
ф-5 Чечельник, ТП-266 (ТМ-250/10)												
ΔР'	ΔР''	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
7,8	7,5	75	5959,4	5730,192	229,2077	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,002702	370,1045
7,8	8,8	150	5959,4	6723,426	-764,026	6	4,8	6,5	11,3	0,48	-0,12037	–
ф-21 Луги, ТП-524 (ТМ-100/10)												
ΔР'	ΔР''	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
35,7	33,3	75	29243,4	27277,46	1965,943	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,227502	4,395569
35,7	31,9	150	29243,4	26130,66	3112,743	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,274857	3,638261
35,7	31,6	225	29243,4	25884,91	3358,486	9	7,2	6,5	13,7	0,72	0,229852	4,350621
ф-22 Луги, ТП-499 (ТМ-250/10)												
ΔР'	ΔР''	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
30,6	27,7	75	24675,8	22337,24	2338,556	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,275732	3,626707
30,6	26,3	150	24675,8	21208,29	3467,514	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,311024	3,215181
30,6	26,6	225	24675,8	21450,21	3225,595	9	7,2	6,5	13,7	0,72	0,218678	4,572939

Продовження таблиці 4.7

ф-24 Луги, ТП-195 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
12,2	11,4	75	9313,9	8703,152	610,7475	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,052088	19,19836
12,2	11,7	150	9313,9	8932,183	381,7172	6	4,8	6,5	11,3	0,48	-0,00356	–
12,2	13	225	9313,9	9924,648	-610,748	9	7,2	6,5	13,7	0,72	-0,10391	–
ф-12 Ольгопіль, ТП-261 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
13,2	12	75	10161,1	9237,364	923,7364	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,0926	10,79908
13,2	12,2	150	10161,1	9391,32	769,7803	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,035999	27,77867
13,2	13,7	225	10161,1	10545,99	-384,89	9	7,2	6,5	13,7	0,72	-0,08492	–
ф-13 Ольгопіль, ТП-391 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
13,1	12,2	75	10434	9717,16	716,8397	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,06582	15,19292
13,1	12,2	150	10434	9717,16	716,8397	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,030602	32,67791
ф-18 Стратієвка, ТП-17 (ТМ-250/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
12,1	12,1	75	9006,1	9006,1	0	3	2,4	6,5	8,9	0,24	-0,02697	–
12,1	12,5	150	9006,1	9303,822	-297,722	6	4,8	6,5	11,3	0,48	-0,07283	–
ф-17 Стратієвка, ТП-446 (ТМ-400/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
11,2	10,3	75	8701,5	8002,272	699,2277	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,06354	15,738
11,2	10,3	150	8701,5	8002,272	699,2277	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,028806	34,71472

Таблиця 4.8 – Розрахунок рентабельності встановлення компенсаторних пристроїв для варіантів реконструкції ЕМ
Варіант 1

Ф-21 Луги, ТП-209 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
23,8	23,2	75	19607,5	19113,19	494,3067	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,037016	27,01543
23,8	22,7	150	19607,5	18701,27	906,229	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,049909	20,03632
23,8	22,4	225	19607,5	18454,12	1153,382	9	7,2	6,5	13,7	0,72	0,04443	22,50711
23,8	22,4	300	19607,5	18454,12	1153,382	12	9,6	6,5	16,1	0,96	0,0229	43,66736
23,8	22,5	375	19607,5	18536,5	1070,998	15	12	6,5	18,5	1,2	0,001826	547,5061
Ф-24 Луги, ТП-195 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
15,2	14,6	75	11502,3	11048,26	454,0382	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,031804	31,44299
15,2	15	150	11502,3	11350,95	151,3461	6	4,8	6,5	11,3	0,48	-0,02705	–

Варіант 2

Ф-2 Чечельник, ТП-127 (ТМ-250/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
39,8	36,6	75	32582,8	29963,08	2619,723	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,312126	3,203835
39,8	34,7	150	32582,8	28407,62	4175,183	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,383169	2,609814
39,8	34,1	225	32582,8	27916,42	4666,381	9	7,2	6,5	13,7	0,72	0,33983	2,942648
39,8	34,6	300	32582,8	28325,75	4257,049	12	9,6	6,5	16,1	0,96	0,244976	4,082025
Ф-22 Луги, ТП-465 (ТМ-250/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
30,8	27,6	75	24786,8	22211,55	2575,252	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,30637	3,26403
30,8	26,2	150	24786,8	21084,88	3701,925	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,334922	2,985771
30,8	26,4	225	24786,8	21245,83	3540,971	9	7,2	6,5	13,7	0,72	0,245197	4,078353

Примітка. Від'ємне значення в колонці E_a означає збитковість проведення даного заходу, при цьому термін окупності відсутній.

Продовження таблиці 4.8

Варіант 3

ф-7 Чечельник, ТП-267 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	E_a	Ток
7,6	7,3	75	5738	5511,5	226,5	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,002351	425,2676
7,6	8,5	150	5738	6417,5	-679,5	6	4,8	6,5	11,3	0,48	-0,11175	-8,94848
ф-12 Ольгопіль, ТП-261 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	E_a	Ток
12,4	11,3	75	9511,9	8668,102	843,7976	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,082253	12,15756
12,4	11,7	150	9511,9	8974,938	536,9621	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,012264	81,54115
12,4	13,3	225	9511,9	10202,28	-690,38	9	7,2	6,5	13,7	0,72	-0,11061	–

Варіант 4

ф-21 Луги, ТП-209 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	E_a	Ток
23,8	23,2	75	19607,5	19113,19	494,3067	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,037016	27,01543
23,8	22,7	150	19607,5	18701,27	906,229	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,049909	20,03632
23,8	22,4	225	19607,5	18454,12	1153,382	9	7,2	6,5	13,7	0,72	0,04443	22,50711
23,8	22,4	300	19607,5	18454,12	1153,382	12	9,6	6,5	16,1	0,96	0,0229	43,66736
23,8	22,5	375	19607,5	18536,5	1070,998	15	12	6,5	18,5	1,2	0,001826	547,5061
ф-24 луги, ТП-195 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	E_a	Ток
15,2	14,6	75	11502,3	11048,26	454,0382	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,031804	31,44299
15,2	15	150	11502,3	11350,95	151,3461	6	4,8	6,5	11,3	0,48	-0,02705	–
№2 Чечельник, ТП-127 (ТМ-250/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Qкп	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	E_a	Ток

39,8	36,6	75	32582,8	29963,08	2619,723	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,312126	3,203835
39,8	34,7	150	32582,8	28407,62	4175,183	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,383169	2,609814
39,8	34,1	225	32582,8	27916,42	4666,381	9	7,2	6,5	13,7	0,72	0,33983	2,942648
39,8	34,6	300	32582,8	28325,75	4257,049	12	9,6	6,5	16,1	0,96	0,244976	4,082025

Продовження таблиці 4.8

№22 Луги, ТП-465 (ТМ-250/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Q _{кп}	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
30,8	27,6	75	24786,8	22211,55	2575,252	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,30637	3,26403
30,8	26,2	150	24786,8	21084,88	3701,925	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,334922	2,985771
30,8	26,4	225	24786,8	21245,83	3540,971	9	7,2	6,5	13,7	0,72	0,245197	4,078353
ф-7 Чечельник, ТП-267 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Q _{кп}	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
7,6	7,3	75	5738	5511,5	226,5	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,002351	425,2676
7,6	8,5	150	5738	6417,5	-679,5	6	4,8	6,5	11,3	0,48	-0,11175	-8,94848
ф-12 Ольгопіль, ТП-261 (ТМ-100/10)												
$\Delta P'$	$\Delta P''$	Q _{кп}	W'	W''	ΔW	к-сть б	Ккб	Кпост	К	В	Еа	Ток
12,4	11,3	75	9511,9	8668,102	843,7976	3	2,4	6,5	8,9	0,24	0,082253	12,15756
12,4	11,7	150	9511,9	8974,938	536,9621	6	4,8	6,5	11,3	0,48	0,012264	81,54115
12,4	13,3	225	9511,9	10202,28	-690,38	9	7,2	6,5	13,7	0,72	-0,11061	—

Аналізуючи таблицю 4.7 та керуючись головним критерієм, яким виступає рентабельність, також видно, що проведення реконструкції відносно встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності доцільно лише у мережах п/с "Чечельник" (у фідерах №4, №2) та п/с „Луги” (у фідерах №21, №22).

Фідери, для яких приведені результати розрахунків у таблиці 4.8, що не були задіяні у варіантах оптимізації схеми ЕМ, будуть аналогічні фідерам таблиці 4.7.

З проведених розрахунків видно, що в другому варіанті, є доцільним з точки зору рентабельності, встановити компенсаційні пристрої в двох фідерах, до того ж вони беруть участь у переключенні: фідер Ф-2 п/с "Чечельник", ТП-127 та фідер Ф-22 п/с „Луги”, ТП-465. Також доцільно встановити компенсаційні пристрої і для четвертого варіанту, так як, цей варіант включає в себе сумарне переключення у всіх трьох попередніх варіантах. Четвертий варіант передбачає також встановлення компенсуючих пристроїв на ТП-306 фідера №4 п/с „Чечельник”.

Мала кількість встановлених компенсаторів пояснюється тим, що різниця між втратами потужності до, та після реконструкції є незначною, або взагалі відсутня.

Таким чином, змінюючи конфігурацію схеми, встановлюючи компенсуючі пристрої на окремих підстанціях 10/0,4 кВ та змінюючи переріз проводів ЛЕП, можливо досягти значного зменшення втрат в електричних мережах 10 кВ Чечельницького району.

Проаналізувавши розрахункові таблиці з результатами по проведенню перемикань, заміні перерізу проводу в мережах, встановленню компенсуючих пристроїв можна зробити висновок про вибір умовно оптимального варіанту ЕМ після проведення реконструкції. За умовно оптимальний варіант можна прийняти четвертий. На даному етапі розробки заходів з реконструкції електричних мереж таке рішення можна прийняти виходячи з кінцевого результату по загальному зниженню втрат електричної енергії. В даному випадку, зменшення втрат енергії в електричних мережах після проведення реконструкції, становить 50337,7 (кВт·год).

5 РОЗРАХУНОК РЕНТАБЕЛЬНОСТІ ТА АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВАРІАНТІВ ОПТИМІЗАЦІЇ СХЕМИ ЕМ

5.1 Вибір остаточного варіанту впровадження електроощадних заходів

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову вводяться на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

Порівнюючи варіанти конкретних технічних рішень на рівні підприємств або районних енергосистем, як критерій порівняльної ефективності рекомендується використовувати максимум рентабельності:

$$E_a = \Delta\Pi / K = (\Pi - B) / K, \quad (5.1)$$

де Π – вартість річного випуску продукції в оптових цінах (без податку з обороту);

B – собівартість річного випуску продукції (витрати виробництва). Разом з рентабельністю використовується також показник терміну окупності капіталовкладень за рахунок отриманого прибутку:

$$T_{ок} = 1/E_a \quad (5.2)$$

Попередню формулу рентабельності (5.2) капіталовкладень в електричні мережі можна подати у вигляді:

$$E_a = (10 \cdot \Pi_r \cdot (\gamma W - \Delta W) - B + \Delta\Pi) / K, \quad (5.3)$$

де Π_r – середньо зрівноважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), коп/кВт·год.;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу;

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн. ·кВт·год.;

ΔW – зміна втрат електроенергії в мережі, млн. ·кВт·год.;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передачі електроенергії), тис. грн.;

$\Delta\Pi$ – збільшення прибутку внаслідок підвищення надійності електропостачання та інших факторів, які впливають на економічний ефект, тис. грн.;

K – капіталовкладення в електричну мережу, тис. грн.

Всі варіанти реконструкції електричних мереж під час порівняння повинні:

– відповідати вимогам нормативних документів і керівних вказівок з проектування;

– забезпечувати однаковий енергетичний ефект біля споживачів; розглядати варіанти реконструкції електричної мережі за один і той же період;

– варіанти, які порівнюються, повинні відповідати нормативним вимогам до надійності електропостачання;

– всі економічні показники порівнювальних варіантів повинні визначатися в цінах одного рівня за джерелами однакової вірогідності.

Для розрахунків рентабельності порівняльних варіантів приведемо формулу рентабельності (5.3) до вигляду;

$$E_a = (\text{Ц}_T \cdot \Delta W_M \cdot K_H \cdot 12 - B) / K, \quad (5.4)$$

де $\text{Ц}_T = 12$ коп/кВт·год,

K_H – коефіцієнт зменшення втрат електричної енергії в ЕМ за рахунок зміни навантаження протягом року ($K_H=0,6$),

12 – кількість місяців в році.

Значення капітальних витрат на спорудження ліній та конденсаторні батареї взято з [6].

$$\Delta W = W_{\Pi} - W_P, \quad (5.5)$$

де W_{Π} – втрати електроенергії в мережі до проведення реконструкції;

W_P – втрати електроенергії в мережі після проведення реконструкції.

Відповідно до (5.5) для вихідної схеми реконструкції ЕМ зниження втрат

електричної енергії за місяць становить:

$$\Delta W_M = 295228,9 - 252578,2 = 42653,7 \text{ (кВт}\cdot\text{год.)}$$

Капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ розраховуються наступним чином:

$$K = K_{\text{ЛЕП}} - K'' + K_{\text{ЕО}}, \quad (5.6)$$

де $K_{\text{ЛЕП}}$ – капітальні витрати на проведення реконструкції ліній електропередач тис. грн.;

$K_{\text{ЕО}}$ – капітальні витрати на встановлення електрообладнання тис. грн.;

K'' – повернення коштів за рахунок утилізації заміненого обладнання, тис. грн.

$$K_{\text{ЛЕП}} = \sum (K_{0i} \cdot L_i), \quad (5.7)$$

де K_0 – капітальні витрати на заміну проводів 1 кілометра лінії, тис. грн.;

L – довжина введених ліній, км.

$$K_0 = 0,5 \cdot K_1 \cdot 53, \quad (5.8)$$

де 5.3 – поправочний коефіцієнт;

0,5 – коефіцієнт, що враховує вартість заміни проводів;

K_1 – капітальні витрати на спорудження 1 кілометра лінії, тис. крб.

$$K'' = L_{\text{ВВВ}} \cdot m_{\text{ВВВ}} \cdot V_{\text{Мб}}, \quad (5.9)$$

де $L_{\text{ВВВ}}$ – довжина виведеної з експлуатації ділянки лінії, км;

$m_{\text{ВВВ}}$ – маса 1 км виведеної лінії, т;

$V_{\text{Мб}} = 2,0$ – ліквідна вартість одної тони проводу ЛЕП, тис. грн

$$K_{\text{ЕО}} = K_2 \cdot n_2 + K_3 \cdot n_3 \quad (5.10)$$

де $K_2 = 0,8$ - вартість батарей конденсаторів типу КСО-10,5-25-2У1, тис. грн.;

n_2 – кількість конденсаторних батарей;

$K_3 = 1,5$ - вартість роз'єднувачів, тис. грн.;

n_3 – кількість роз'єднувачів.

Відповідно до (5.7) для вихідної схеми реконструкції визначаємо капітальні витрати на проведення реконструкції ліній електропередач:

$$K_{\text{ЛЕП}} = 0,5 \cdot 8 \cdot 3,2 \cdot 5,3 + 0,5 \cdot 3,46 \cdot 3,2 \cdot 5,3 = 91,18 \text{ (тис. грн.)}$$

Повернення коштів за рахунок утилізації заміненого обладнання визначаються по формулі (5.9):

$$K'' = 8 \cdot 0,195 \cdot 2,0 + 3,46 \cdot 0,195 \cdot 2,0 = 4,47 \text{ (тис. грн.)}$$

Капітальні витрати на встановлення електрообладнання:

$$K_{\text{ЕО}} = 0,8 \cdot 27 = 21,6 \text{ (тис. грн.)}$$

Капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ:

$$K = 91,18 - 4,47 + 21,6 = 108,31 \text{ (тис. грн.)}$$

Збільшення щорічних експлуатаційних витрат визначаються за наступною формулою:

$$V = V_{\text{ЛЕП}} + V_{\text{ЕО}}, \quad (5.11)$$

де $V_{\text{ЛЕП}}$ – збільшення щорічних експлуатаційних витрат при реконструкції ЛЕП;

$V_{\text{ЕО}}$ – збільшення щорічних експлуатаційних витрат при встановленні електрообладнання.

$$V_{\text{ЛЕП}} = A_{\text{раЛЕП}} / 100 \cdot (K_{\text{Он}} - K_{\text{Ос}}) \cdot L_{\text{вив}}, \quad (5.12)$$

де $A_{\text{раЛЕП}} = 6,3\%$ - щорічні відрахування від капіталовкладень на ремонт, обслуговування та реновацію ЛЕП, %,

$K_{\text{Он}}$ – капітальні витрати на заміну проводів 1 км лінії новим перерізом (тис.грн.);

K_{0c} – капітальні витрати на заміну проводів 1 км лінії для наявного перерізу (тис.грн.).

$$V_{EO} = A_{paEO} / 100 K_{EO} \quad (5.13)$$

де $A_{paEO} = 10\%$ - щорічні відрахування від капіталовкладень на ремонт, обслуговування та реновацію електрообладнання %.

Для вихідної схеми у відповідності із (5.12) і (5.13):

$$V_{ЛЕП} = (6.3 / 100) \cdot (8,48 - 6,625) \cdot (8 + 3,46) = 1,34 \text{ (тис. грн);}$$

$$V_{EO} = (10 / 100) \cdot 0,8 \cdot 27 = 2,16 \text{ (тис. грн).}$$

Тоді збільшення щорічних експлуатаційних витрат у відповідності з (5.11):

$$V = 1,34 + 2,16 = 3,5 \text{ (тис. грн).}$$

З урахуванням результатів попередніх розрахунків рентабельність капіталовкладень для першого варіанту реконструкції ЕМ, у відповідності з (5.4):

$$E_a = (0,00012 \cdot 42653,7 \cdot 0,6 \cdot 12 - 3,5) / 108,31 = 0,32 = 32 \%,$$

а термін окупності:

$$T_{ок} = 1 / 0,32 = 3,1 \text{ року.}$$

Рентабельність та термін окупності капітальних вкладень для інших варіантів розраховуються аналогічно. Результати економічних показників для варіантів реконструкції ЕМ 10 кВ зведено в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Значення рентабельності та терміну окупності варіантів реконструкції електричних мереж 10 кВ Чечельницького району

Варіант	$\Delta W, \text{кВт} \cdot \text{год}$	$K, \text{тис.грн.}$	$V, \text{тис.грн.}$	$E_a, \text{рік}^{-1}$	$T_{ок}, \text{років}$
Вихідна схема	42653,7	108,31	3,5	0,32	2,3
1	49306,5	82,24	3,2	0,45	2,2
2	43674,7	108,31	3,5	0,37	2,7
3	42182,8	108,31	3,5	0,31	3,2
4	50337,7	82,24	3,2	0,46	2,2

Отже, виходячи з отриманих результатів по розробці заходів з реконструкції розподільних електричних мереж Чечельницького району можна зробити висновок, що четвертий варіант за критерієм максимальної рентабельності є найкращим. У ньому зміна втрат електроенергії в мережі після реконструкції склали $\Delta W_m = 50337,7$ кВт·год на місяць, або $\Delta W = 483241,92$ кВт·год на рік.

5.2 Зміни схеми ЕМ згідно оптимального варіанту реконструкції

Після проведення розрахунків рентабельності та оцінки варіантів реконструкції найбільш рентабельним виявився варіант оптимізації схеми Чечельницьких ЕМ під №4. Він передбачає внесення наступних змін у вихідну (початкову) схему:

1. Частину віток (29) фідера ф-21 (п/с "Лути") переключено на фідер ф-24 (п/с "Лути"). Це здійснюється за рахунок замикання наявного роз'єднувача „Р-64” та розмикання наявного роз'єднувача „Р-772”;

2. Частину віток (6) фідера ф-2 (п/с "Чечельник") переключено на фідер ф-22 (п/с "Лути"). Це здійснюється за рахунок замикання наявного роз'єднувача „Р-788” та розмикання наявного роз'єднувача „Р-740”;

3. Частину віток (1) фідера ф-7 (п/с "Чечельник") переключено на фідер ф-12 (п/с "Ольгопіль"). Це здійснюється за рахунок замикання наявного роз'єднувача „Р-61” та розмикання наявного роз'єднувача „Р-742”.

Серед переліку заходів по зменшенню втрат електроенергії розглядалася заміна перерізу проводу по магістральним лініям. Через те, що по відгалуженням від магістралей не проходять великі навантажувальні струми, то і значних втрат електричної енергії в них спостерігатися не буде. Тому заміна перерізів в цих лініях виконуватися не буде.

Враховуючи такий фактор на деяких ділянках фідерів, що входять до 4-го варіанту передбачено наступну заміну проводів АС-50 на АС-95:

– фідер № 4 від п/с „Чечельник”, лінії:

603001-603002 – довжиною 1,54 (км)

603002-603003 – довжиною 3,577 (км)

603003-427 – довжиною 1,031 (км)

427-111 – довжиною 1,851 (км)

– фідер №21 від п/с „Луги”, лінії:

551001-551002 – довжиною 0,75 (км)

551002-551003 – довжиною 0,8 (км)

551003-551007 – довжиною 1,91 (км)

Оптимальний варіант реконструкції передбачає встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності на наступних трансформаторних підстанціях 10/0,4 кВ:

– ТП-306 підстанції „Чечельник”, фідер №4 – $Q_{кп} = 225$ кВАр типу КСО-10,5-25-2У1, кількість батарей – 9 шт.

– ТП-127 підстанції „Чечельник”, фідер №2 – $Q_{кп} = 150$ кВАр типу КСО-10,5-25-2У1, кількість батарей – 6 шт.

– ТП-465 підстанції „Луги”, фідер №22 – $Q_{кп} = 150$ кВАр типу КСО-10,5-25-2У1, кількість батарей – 6 шт.

6 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РЕКОНСТРУЙОВАНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 10 КВ ЧЕЧЕЛЬНИЦЬКОГО РАЙОНУ

Після формування остаточного варіанту реконструкції розподільних електричних мереж 10 кВ Чечельницького району з метою визначення втрат потужності та електроенергії в ній було виконано розрахунок режиму середніх навантажень реконструйованої ЕМ за допомогою програми ВТРАТИ-10/0.4. Результати розрахунків та структурування втрат для реконструйованих ЕМ 10 кВ подані у додатку Б.

Результат структурування технічних втрат потужності та електроенергії в мережі до та після реконструкції зведено в таблицю 6.1.

Таблиця 6.1 – Технічні втрати потужності та електроенергії до та після реконструкції (за місяць)

Джерело втрат	dP, кВт		dW, кВт*год.	
	до	після	до	після
Лінії 10 кВ	160,7	112,2	135289,3	8891,1
Трансформатори 10/0.4	211,1	210,4	159939,6	155983,1
З них холостого ходу	182,0	182,0	135441,5	135441,5
Навантажувальні	29,1	24,4	24498,1	20541,6
Сумарні	371,8	322,6	295228,9	244894,2

З таблиці 6.1 видно, що після реконструкції електричних мереж суттєво знизилась втрата потужності та електроенергії в лініях, а в трансформаторах майже не змінилися. Це обумовлено тим, що під час проведення реконструкції вся увага приділялась саме зниженню втрат в ЛЕП, для яких і були розроблені заходи по зниженню втрат – оптимізація схеми, заміна перерізів проводів в лініях та встановлення компенсуючих пристроїв. Так, за рахунок оптимізації схеми було розвантажено деякі лінії, що привело до зниження технічних втрат в них. За рахунок зміни перерізів ліній було зменшено втрати потужності, які залежать від активного

та реактивного опорів ліній. За рахунок встановлення компенсуючих пристроїв було розвантажено лінії по реактивній потужності, що призвело до зниження втрат активної потужності [7]. Оскільки конденсаторні установки було передбачено до встановлення зі сторони 10 кВ, то вони не впливають на втрати потужності та електроенергії в трансформаторах, оскільки перетік потужності через самі трансформатори не змінився.

З результатів розрахунків видно, що значну частку втрат складають втрати холостого ходу в трансформаторах. Це обумовлено тим, що трансформатори працюють в недовантаженому режимі.

Після проведення реконструкції напруга у віддалених вузлах підвищиться за рахунок зменшення спадів напруг в лініях електричної мережі. Це дасть змогу покращити режим напруг мережі та дозволить уникнути зайвих перемикань відпайок трансформаторів за допомогою пристроїв ПБВ. Таким чином, продовжиться строк служби силового обладнання та надійність його роботи, що дасть змогу покращити надійність та якість електропостачання споживачів.

7 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 10 кВ

7.1 Класифікація захистів ЛЕП 10 кВ

Розподільні електричні мережі є важливим елементом в системі виробництва, передачі і споживання електричної енергії. Велике значення для надійної роботи електричних мереж має правильне виконання і налагодження релейного захисту і протиаварійної автоматики, в тому числі, правильний вибір робочих параметрів спрацювання (уставок) релейної апаратури.

Основними видами пошкоджень ліній, що потребують швидкої ліквідації є однофазні, міжфазні та трифазні к.з..

Для захисту лінії від к.з. широкого розповсюдження набув захист, що реагує на перевищення струмом в місці їх включення деякого раніше встановленого значення.

7.1.1 Максимальний струмовий захист (МСЗ) ліній електропередачі

Даний захист ліній набув найбільшого розповсюдження в радіальних мережах з одним джерелом живлення. Селективність максимального струмового захисту забезпечується відповідним вибором струму та часу спрацювання. В радіальних мережах з одностороннім живленням даний захист встановлюється на кожній лінії.

Струм спрацювання захисту вибирається більшим максимального робочого струму лінії, що захищається. При цьому захист чутливий до к.з. на попередніх ділянках мережі.

Параметрами спрацювання максимального струмового захисту є: струм спрацювання захисту ($I_{с.з.}$); час спрацювання захисту ($t_{с.з.}$).

7.1.2 Струмова відсічка

Струмова відсічка це швидкодіючий захист, що не має витримки часу. Селективність струмової відсічки забезпечується відповідним струмом її спрацювання. Струм спрацювання струмової відсічки вибирається більшим максимального струму трифазного короткого замикання на шинах протилежної підстанції, який протікає в місці встановлення захисту ($I_{к.вн.мах}$) при к.з. в точках мережі, які розташовані поза зоною захисту.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.} = K_{відс.} \cdot I_{к.вн.мах.},$$

де $K_{відс.}$ – коефіцієнт відлагодження.

Час спрацювання відсічки визначається невеликою затримкою виконавчого органу захисту ($t_{с.відс} \approx 0,1с$), що необхідна для запобігання випадкового спрацювання захисту на відключення лінії при роботі трубчатих розрядників, що встановлені на лініях для захисту від перенапруг.

7.1.3 Максимальний направлений струмовий захист

В мережах з двобічним живленням за допомогою максимального струмового захисту неможливо забезпечити селективну ліквідацію пошкодження. Доповнення струмових захистів реле напрямку потужності дозволяє зробити їх селективними. Для цього випадку при виконанні захисту на електромеханічних реле послідовно з контактами реле струму захисту необхідно включати контакти реле напрямку потужності, що спрацьовує лише у разі якщо струм скерований від шин у лінію. Витримки часу двох груп захистів вибираються по зустрічно-ступінчатому принципу, що забезпечує селективне відключення пошкодженої лінії.

7.1.4 Захист лінії від замикань на землю

В мережах з ізольованою та компенсованою нейтраллю однофазні замикання на землю не супроводжуються протіканням у місці замикання великих струмів. Такий режим роботи мережі допускається протягом двох годин. Зміна фазних напруг, а також поява напруги нульової послідовності можуть бути використані для виконання неселективного захисту від замикань на землю. В реальних умовах через наявність перехідного опору в місці замикання, напруга пошкодженої фази відносно землі не знижується до нуля.

7.1.5 Автоматичне повторне ввімкнення ліній (АПВ)

Призначенням АПВ є автоматичне відновлення живлення в разі відключення живлячої лінії пристроєм релейного захисту за рахунок її повторного включення.

Мета – підвищення надійності електропостачання споживачів.

До пристроїв АПВ висувається ряд вимог:

- забезпечення встановленої кратності дії АПВ, тобто забезпечення певної кількості спроб включення лінії в роботу;
- надійність спрацювання у разі будь-яких відключень пристроями релейного захисту;
- відсутність хибних спрацювань, якщо ЛЕП відключена пристроями релейного захисту, зразу ж після її включення на роботу;
- відсутність спрацювання, якщо ЛЕП відключена вручну черговим персоналом.

7.1.6 Автоматичне частотне розвантаження

У сучасних умовах єдиним надійним способом запобігання розвитку аварійного зниження частоти в електроенергетичних системах (ЕЕС) є автоматичне частотне розвантаження (АЧР).

За призначенням пристрої АЧР поділяються на:

- АЧР I – швидкодіюча категорія розвантаження, призначена для припинення аварійного зниження частоти в ЕЕС та запобігання її значному зниженню. Виконується у вигляді кількох черг розвантаження, що мають окремі уставки за частотою;
- АЧР II – призначена для відновлення частоти після завершення дії пристроїв АЧР I, а також запобігання "зависанню" частоти на неприпустимому рівні та її зниженню під час повільного збільшення дефіциту;
- Додаткове розвантаження – діє селективно і призначене для прискорення розвантаження у разі особливо значних (45% і вище) дефіцитів потужності, наприклад, аварійного відділення району.

7.2 Оцінка захистів ліній електропередач 10 кВ

7.2.1 Струмовий захист лінії

Струмові захисти лінії прості у виконанні, надійні, дешеві, зручні в експлуатації і тому знайшли широке застосування в живлячих та розподільних

мережах систем електропостачання. Лінії до 1000 В захищаються запобіжниками або автоматичними вимикачами.

В електричних мережах напругою 10 кВ використовуються триступеневий струмовий захист, максимальний струмовий захист, направлений струмовий захист та інші. Але, оскільки відключення пошкодженої лінії проходить дуже швидко, в більшості випадків реалізація двоступеневого або триступеневого струмового захисту є неможливою через високу чутливість швидкодіючих ступенів.

7.2.2 Струмовий направлений захист

Застосування органу напрямку потужності дозволяє забезпечити селективність захисту в замкнених мережах з одним джерелом живлення і в радіальних мережах з довільною кількістю джерел живлення.

Захист простий у виконанні і досить надійний. Але наявність мертвої зони, а також можливість хибного вибору напрямку потужності, знижує ефективність струмового направленої захисту у разі міжфазних к.з.

7.2.3 Струмовий захист нульової послідовності

Струмові пристрої, що реагують на повний струм нульової послідовності в місці встановлення захисту (на основі реле РТ-40/0,2 та РТЗ-50) прості та надійні в експлуатації. Проте, застосування їх в некомпенсованих мережах успішне лише в тих випадках, коли сумарний ємнісний струм мережі значно перевищує ємнісний струм приєднання, що захищається. Якщо ж мережа слабозгалужена і ємнісний струм непошкодженого приєднання співрозмірний зі струмом нульової послідовності пошкодженого приєднання, в некомпенсованій мережі може бути використаний захист, виконаний на основі пристрою, що реагує на напрямок потужності нульової послідовності приєднання, що захищається в усталеному режимі замикання на землю (типу ЗЗП-1).

7.3 Захист лінії електропередач 10 кВ фідера №3 підстанції „Чечельник”

Для захисту даної лінії використовується максимальний струмовий захист. Схема фідера приведена на рисунку 7.1

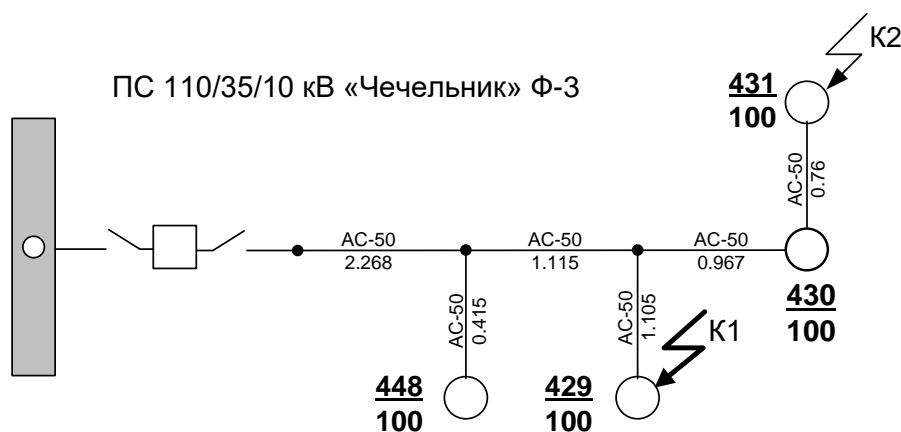


Рисунок 7.1 – Схема фідера №3 підстанції „Чечельник”

Таблиця 7.1 – Опори проводів різних марок

Марка	r, Ом/км	x, Ом/км
A-50	0,63	0,374

Довжини ліній та марки проводів приведені на рисунку 7.1.

Приймаємо виконання захисту по двохфазній двохранейній схемі з використанням реле РТ-40.

Визначимо повні опори ліній до точок к.з.:

Опори до точки к.з. K1:

– активний опір лінії:

$$r = (2,268 + 1,115 + 1,105) \cdot 0,63 = 2,827 \text{ (Ом)}.$$

– реактивний опір лінії:

$$x = (2,268 + 1,115 + 1,105) \cdot 0,374 = 1,679 \text{ (Ом)};$$

– повний опір лінії:

$$z_{k1} = \sqrt{r^2 + x^2}; \quad (7.1)$$

$$z_{k1} = \sqrt{2,827^2 + 1,679^2} = 3,288 \text{ (Ом)}.$$

Опори до точки к.з. К2.

– активний опір лінії:

$$r = (2,268 + 1,115 + 0,967 + 0,76) \cdot 0,63 = 3,219 \text{ (Ом)}.$$

– реактивний опір лінії:

$$x = (2,268 + 1,115 + 0,967 + 0,76) \cdot 0,374 = 1,911 \text{ (Ом)}.$$

– повний опір визначається відповідно до формули (7.1):

$$z_{k2} = \sqrt{3,219^2 + 1,911^2} = 3,693 \text{ Ом}.$$

Знаходимо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_k = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot z_k}, \quad (7.2)$$

де $U_{\text{НОМ}}$ – лінійна напруга ($U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$),

$$I_{k1} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3,288} = 1843,7 \text{ А}.$$

Знаходимо струм трифазного короткого замикання в точці к.з. К2:

$$I_{k2} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3,693} = 1641,5 \text{ А}.$$

Визначення струму спрацювання захисту:

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{\hat{e}_i \hat{e}_{\text{нґа}}}{\hat{e}_{\text{ііа}}} 2_{\text{ді а. max}}, \quad (7.3)$$

де $k_n = 1,3 \dots 1,5$ – коефіцієнт надійності;

$k_{пов} = 0,8 \dots 0,85$ – коефіцієнт повернення;

$k_{сзд} = 2,0 \dots 2,4$ – коефіцієнт самозапуску двигунів;

$I_{роб.мах}$ – максимальний робочий струм через трансформатор – розраховується виходячи з сумарної потужності $S_{сум.мах}$ всіх трансформаторів 10/0,4 кВ, що входять до даного фідера.

Знайдемо максимальний робочий струм:

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (7.4)$$

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{100 + 100 + 100 + 100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,09469 \text{ А.}$$

Визначаємо струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} \geq \frac{1.4 \cdot 2.2}{0.82} 23.095 = 86,7459 \text{ А.}$$

Визначимо струм спрацювання реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{n_T} I_{сз}, \quad (7.5)$$

де n_T – коефіцієнт трансформації трансформатора струму, приймається 1000/5

$$I_{ср} = \frac{1}{1000/5} 86,7459 = 0.433 \text{ А.}$$

Приймається уставка спрацювання для реле РТ-40 – 0,5 А, тоді струм спрацювання захисту буде:

$$I_{сз} = 0.5 \cdot 200 = 100 \text{ А.}$$

Проводиться перевірка даного захисту на чутливість:

$$K_{\text{ч.осн}} = \frac{I_{\text{k.min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} > 1,5, \quad (7.6)$$

де $I_{\text{k.min}}^{(2)} = 0,867 \cdot I_{\text{k.max}}^{(3)}$.

$$K_{\text{ч.осн}} = \frac{0,867 \cdot 1641,5}{100} = 14,215 > 1,5.$$

Визначення коефіцієнту чутливості $K_{\text{ч}}$ в зоні резервування – на напрузі $U_{\text{нн}}$ трансформаторів відгалужень.

Найближчий до підстанції „Чечельник” трансформатор 10/0,4 кВ має потужність 100 кВА.

Знаходимо $I_{\text{кз}}$ у випадку к.з. за цим трансформатором.

За каталожними параметрами трансформатора ($U_{\text{k}}=4,5\%$, $U_{\text{ном.тр}}=10$ кВ) визначається опір $Z_{\text{тр}}$:

$$Z_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{k}} \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100S_{\text{ном}}} \quad (7.7)$$

$$Z_{\text{тр}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,1} = 45 \text{ Ом}$$

Визначення струму трифазного короткого замикання за трансформатором:

$$I_{\text{k}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (45 + 3,693)} = 124,5 \text{ А}$$

Визначення струму двохфазного короткого замикання за трансформатором:

$$I_{\text{k}}^{(2)} = 0,867 \cdot 124,5 = 107,9 \text{ А.}$$

Визначення коефіцієнту чутливості $K_{\text{ч}}$:

$$K_{ч.р.} = \frac{107.9}{100} = 1.08 < 1,2.$$

Захист нечутливий до пошкоджень за трансформатором, згідно ПУЕ це допустимо. Відсутність резервування при к.з. за трансформатором є характерним для ліній 10 кВ Чечельницького району. Тому пропонується використовувати МСЗ з блокуванням по лінійній напрузі, а також встановити запобіжники на стороні вищої напруги та автоматичні вимикачі на стороні нижчої напруги трансформаторів 10/0.4 кВ.

Також, згідно ПУЕ, при к.з. час спрацювання МСЗ лінії на 10 кВ приймається не менше ніж 1сек. Тому, враховуючи, що час спрацювання елементів захисту становить 0.5 сек., час спрацювання захисту приймається

$$t_{сз} = 1 \text{ сек.}$$

8 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

8.1 Задачі розділу

Оскільки роботи з оптимізації режимів електричної мережі 10 кВ відбуваються в приміщенні за персональним комп'ютером, тому потрібно дотримуватись правил охорони праці, враховувати санітарно-гігієнічні норми, що характеризують виробничий шум, освітлення вібрацію.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт, пов'язаних з оптимізацією режимів електричної мережі 10 кВ, сформульовано основні задачі охорони праці за темою МКР:

1. Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження, яке виконує дослідник на тему МКР.

2. Аналіз умов праці при виконанні дослідження, а саме санітарно-гігієнічні умови та проведення розрахунку занулення для забезпечення безпеки при роботі з електрообладнанням.

3. Основні заходи протипожежного захисту робочого місця дослідника та приміщення, в якому проводяться дослідження.

Науково-технічний прогрес вніс серйозні зміни в умови виробничої діяльності робітників розумової праці. Їх праця стала більш інтенсивною, напруженою та вимагає значних витрат розумової, емоційної і фізичної енергії.

Це потребує комплексного рішення проблем ергономіки, гігієни і організації праці, регламентації режимів праці та відпочинку. Охорона здоров'я працівників, забезпечення безпеки умов праці, ліквідація професійних захворювань і виробничого травматизму становить одну з головних проблем людського суспільства.

Дослідження на тему «Формування оптимальних напрямків реконструкції електричних мереж 10 кВ Чечельницького району» відбувалася в приміщенні, яке обладнане робочими місцями з ПК. На розробника, згідно ГОСТ 12.0.003-74, могли мати вплив такі небезпечні виробничі фактори:

1. Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена чи понижена температура повітря робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень електромагнітного випромінювання;
- підвищена чи понижена іонізація повітря;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи нестача природного освітлення.

2. Психофізіологічні: статичне перевантаження; розумове перевантаження; емоційні перевантаження.

Схема приміщення, де дослідник виконує роботу по оптимізації режимів електричної мережі 10 кВ, зображена на рис. 8.1.

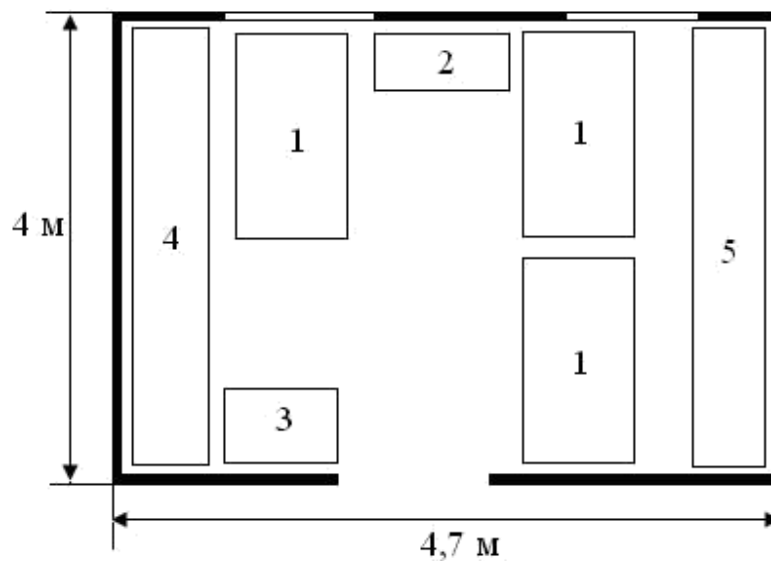


Рисунок 8.1 – Схема приміщення

Умовні позначення: 1 – робочі місця обладнані ПК; 2 – стіл для принтера; 3 – стіл для копіювального апарату; 4, 5 – меблі для документації.

Відповідно до наведених факторів здійснюємо планування щодо безпечного виконання дослідження.

8.2 Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження

Робоче місце, добре пристосоване до трудової діяльності дослідника, правильно і доцільно організоване, щодо простору, форми, розміру забезпечує йому зручне положення при роботі і високу продуктивність праці при найменшому фізичному і психічному напруженні. При правильній організації робочого місця продуктивність праці дослідника зростає з 8 до 20%.

Приміщення, де виконувалася робота, його розміри (площа, об'єм) повинні в першу чергу відповідати кількості робітників і наявному комплекту технічних засобів.

Площа приміщення становить 18,8 м², об'єм – 60,2 м³. Відповідно на одного працівника припадає 6,3 м² площі і 20,1 м³ об'єму повітря. Отримані дані повністю відповідають вимогам НПАОП 0.00-1.28-10].

Відповідно до ГОСТ 12.2.032-78 конструкція робочого місця і взаємне розташування всіх його елементів повинне відповідати антропометричним, фізичним і психологічним вимогам. Велике значення має також характер роботи.

Основним робочим положенням є положення сидячи. Робоче місце для виконання робіт у положенні сидячи організується відповідно до ГОСТ 12.2.032-78.

Раціональне планування робочого місця передбачає чіткий порядок і сталість розміщення предметів, засобів праці і документації. Те, що потрібно для виконання робіт частіше, розташоване в зоні легкої досяжності робочого простору.

Вимоги безпеки перед початком роботи:

- увімкнути систему кондиціонування в приміщенні;
- перевірити надійність встановлення апаратури на робочому столі. Повернути монітор так, щоб було зручно дивитися на екран – під прямим кутом (а не збоку) і трохи зверху вниз, при цьому екран має бути трохи нахиленим, нижній його край ближче до оператора;
- перевірити загальний стан апаратури, перевірити справність електропроводки, з'єднувальних шнурів, штепсельних вилок, розеток, заземлення захисного екрана;
- відрегулювати освітленість робочого місця;

Основні вимоги безпеки під час виконання роботи:

- не залишати працюючі ПК і їхні пристрої без нагляду;
- підключати і відключати роз'єм кабелів пристроїв ПК тільки при відключеній напрузі;
- подавати напругу на пристрої і окремі блоки ПК тільки після ретельної перевірки надійності кріплення провідників заземлення, справності кабелів і роз'ємів мережі електроживлення;
- при виявленні запаху горілого в пристроях ПК необхідно вимкнути апаратуру, повторно не включати і звернутися до спеціаліста з технічного обслуговування ПК.

8.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Під час роботи на працівника впливають різні шкідливі фактори. Кожен із цих факторів впливає на організм людини, викликає в нього функціональні зміни, професійні захворювання або отруєння.

Для уникнення небезпечного впливу під час виконання дослідження на тему «Оптимізація режимів електричної мережі 110 кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності» розробляємо рекомендації з гігієни праці та виробничої санітарії. Робота дослідника за енерговитратами відноситься до категорії I, а (енерговитрати до 139Дж/с) [21]. Робоче місце – постійне.

8.3.1 Мікроклімат

Обчислювальна техніка є джерелом істотних тепловиділень, що може привести до підвищення температури і зниження відносної вологості в приміщенні. У приміщеннях, де встановлені комп'ютери, повинні дотримуватися певні параметри мікроклімату. У санітарних нормах ДСН 3.3.6.042-99 встановлені величини параметрів мікроклімату, що створюють комфортні умови. Ці норми встановлюються в залежності від пори року, характеру трудового процесу і характеру виробничого приміщення.

Допустимі параметри мікроклімату для цієї категорії та вихідних даних наведені в табл.8.1.

Таблиця 8.1 – Параметри мікроклімату

Період року	Параметр мікроклімату	Величина
Холодний	Температура повітря в приміщенні	... 23 ° С
	Відносна вологість	... 60%
	Швидкість руху повітря	до 0,1 м / с
Теплий	Температура повітря в приміщенні	22... 24 ° С
	Відносна вологість	40... 60%
	Швидкість руху повітря	0,1 ... 0,2 м / с

8.3.2 Склад повітря робочої зони

На підприємствах повітря робочої зони може забруднюватися шкідливими речовинами, які утворюються в результаті технологічного процесу, або містяться в сировині, продуктах чи напівпродуктах, у відходах виробництва. Ці речовини потрапляють у повітря у вигляді пилу, газів або пари і діють негативно на організм людини.

В досліджуваному приміщенні можливими шкідливими речовинами у повітрі є пил та озон. Джерелами цих речовин є офісна техніка. Пил потрапляє у приміщення ззовні, через вікна, двері та заноситься співробітниками. ГДК вказаних шкідливих речовин наведені в таблиці 8.2.

Таблиця 8.2 – ГДК шкідливих речовин у повітрі

Назва речовини	Максимально разова, ГДК, мг/м ³	Середньо добова	Клас небезпечності
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Озон	0,16	0,03	4

Забезпечення складу повітря робочої зони здійснюється за допомогою системи кондиціонування та вологого прибирання.

8.3.3 Виробниче освітлення

Згідно ДБН В.2.5-28-2006 в приміщенні, де здійснюється робота за допомогою ПК необхідно застосувати систему комбінованого освітлення.

При виконанні робіт категорії високої зорової точності (найменший розмір об'єкту розрізнення 0,3 ... 0,5 мм) величина коефіцієнта природного освітлення (КПО) повинна бути не нижче 1,5%, а при зоровій роботі середньої точності (найменший розмір об'єкту розрізнення 0,5 ... 1,0 мм) КПО повинен бути не нижче 1,0%. В якості джерел штучного освітлення звичайно використовуються люмінесцентні лампи типа ЛБ, або ДРЛ, які попарно об'єднуються в світильники, які повинні розташовуватися рівномірно над робочими поверхнями.

Вимоги до освітленості в приміщеннях, де встановлені комп'ютери, наступні: при виконанні зорових робіт високої точності загальна освітленість повинна складати 300лк, а комбінована – 750 лк; аналогічні вимоги при виконанні робіт середньої точності – 200 і 300лк відповідно.

8.3.4 Виробничий шум

Під впливом шуму знижується концентрація уваги, порушуються фізіологічні функції, з'являється втома у зв'язку з підвищеними енергетичними витратами і нервово-психічним напруженням, погіршується мовна комутація. Все це знижує працездатність людини і її продуктивність, якість і безпеку праці. Тривала дія інтенсивного шуму (вище 80 дБ (А) на слух людини приводить до його часткової або повної втрати, шум в приміщенні не повинен перевищувати 50 дБ (А).

Джерелом шуму під час виконання роботи є працююча офісна техніка, а також – рух автотранспорту біля будинку.

Для зниження рівня шуму стіни і стеля приміщень, де встановлені комп'ютери, можуть бути облицьовані звукопоглинальними матеріалами.

8.3.6 Технічні рішення по електробезпеці за робочим місцем дослідника та в приміщенні

Дослідження на тему « Оптимізація режимів електричної мережі 110кВ з

урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності » відбувалася в приміщенні, де використовується чотири провідна трифазна електромережа з заземленим нульовим проводом. Величина напруги цієї мережі становить 380 х 220В (фазна напруга (фаза – «0») – 220 В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380 В).

Категорія умов з небезпеки електротравматизму – без підвищеної небезпеки, оскільки чинники підвищеної небезпеки (підвищена температура повітря (більша за 35° С), вологість (більша 75%), струмопровідна підлога, струмопровідний пил, можливість одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та металоконструкцій, що мають зв'язок із землею) та особливої небезпеки (вологість повітря в приміщеннях близька до насичення, конденсація вологи на поверхні устаткування та будівельних конструкціях (100%); хімічно активне середовище, що призводить до руйнування ізоляції, чи біологічне середовище, що у вигляді плісняви утворюється на обладнанні та струмовідних елементах) відсутні [21].

Досліджуване приміщення – сухе з відносною вологістю не більше 70% і температурою повітря в межах + 15 ... + 28 ° С, з неструмопровідною підлогою (дерев'яною), з повітряним середовищем без струмопровідного пилу.

Для запобігання електротравмам у приміщенні здійснюються:

- 1) ізоляція нормально струмоведучих елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів;
- 2) захисне заземлення із використанням природних заземлювачів;
- 3) систематичне проведення інструктажу з електробезпеки;
- 4) суворе дотримання правил електробезпеки на робочому місці.

Для забезпечення безпеки при роботі з електрообладнанням необхідно забезпечити його занулення. Метою розрахунку занулення є визначення умов, при яких воно сприяє швидкому відключення пошкодженого електрообладнання від мережі.

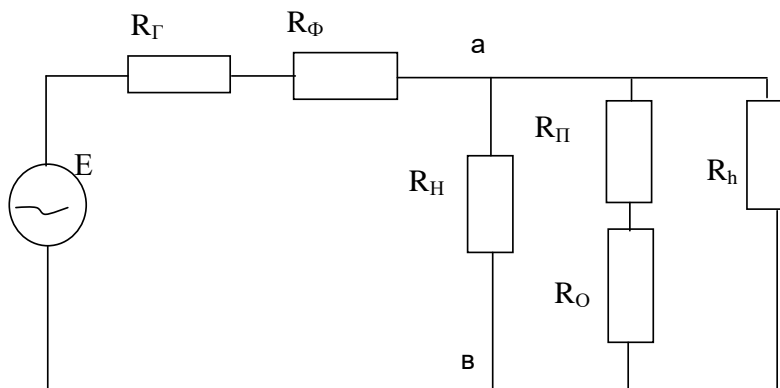


Рисунок 8.2 – Еквівалентна схема кола

$R_{Г}$ – опір генератора;

$R_{Ф}$ – опір фазного проводу;

$R_{О}$ – опір заземлюючої нейтралі;

$R_{н}$ – опір тіла;

$R_{Н}$ – опір нульового проводу;

$R_{П}$ – опір повторного занулення.

Проведемо розрахунок занулення при напрузі в мережі 220 В, трьохфазна мережа з заземленою нейтралю.

Опір фазного і нульового проводів розраховується, виходячи з довжини проводів за формулою:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{s}, \quad (8.1)$$

де $\rho = 0.018 \left(\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} \right)$ - питомий опір мідного провідника;

l – довжина провідника;

$l = 30 \text{ м};$

s – поперечний переріз провідника;

Переріз нульового провідника:

$$S_{Н} = S_{Ф} / 2 = 1.5 \text{ мм}^2$$

Переріз фазного провідника : $S_{Ф} = 3 \text{ мм}^2$

Тоді:

$$R_{\phi} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\phi}} = 0.018 \cdot \frac{30}{3} = 0.18 \text{ (Ом)}$$

$$R_H = \rho \cdot \frac{l}{S_H} = 0.018 \cdot \frac{30}{1.5} = 0.36 \text{ (Ом)}$$

Опір кола між точками (а) и (в) розраховуємо, прийнявши :

$$R_o = 4 \text{ Ом}, R_n = 10 \text{ Ом},$$

$$R_{AB} = \frac{\left(\frac{R_H \cdot R_{II}}{R_H + R_{II}} + R_o \right) \cdot R_H}{\frac{R_H \cdot R_{II}}{R_H + R_{II}} + R_o + R_H} = \frac{\left(\frac{600 \cdot 10}{600 + 10} + 4 \right) \cdot 0.3}{\frac{600 \cdot 10}{600 + 10} + 4 + 0.3} = 0.28 \text{ (Ом)}$$

$R_H = 600 \text{ (Ом)}$ – опір тіла.

Розраховуємо струм К.З

Струм К.З розраховується за наступною формулою:

$$I_{KЗ} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot (R_{\phi} + R_{\Gamma} + R_{AB})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (0.29 + 0.36 + 0.18)} = 153 \text{ (А)}$$

Захист дослідника в приміщенні від напруги дотику проводиться шляхом відключення живлення за допомогою автоматичного вимикача. Для їх спрацювання необхідно, щоб виконувалася умова:

$$\frac{I_{KЗ}}{I_H} \geq K$$

де k – кратність струму короткого замикання до номінального струму вимикача ($k = 3$ для приміщень з нормальним середовищем).

Номінальний струм вимикача (I_H) беремо з умови:

$$I_H \geq I_{\text{дон.раб}} \cdot 1.3.$$

$$\text{де } I_{\text{дон.раб}} = \frac{P_{\text{номр}}}{U_{\phi}} = \frac{2.2(\text{Квт})}{220(\text{В})} = 10 \text{ (А)} \text{ – для однофазного споживача.}$$

$P_{\text{номр}} = 2.2 \cdot 10^3 \text{ Вт}$ – потужність, яка споживається приладами.

Відповідно, $I_H \geq 13 \text{ А}$. Вибираємо автоматичний вимикач “Etimat ETI В 16”:

$U_H = 220 \text{ В}, I_H = 16 \text{ А}$.

$$\text{Тоді, } K = \frac{153}{16} = 9,6 > 3$$

Отже, для занулення необхідно використати автоматичний вимикач Etimat ETI В 16 с струмом навантаження 16А, що забезпечить безпеку виконання робіт в приміщенні.

8.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека – це стан об’єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Досліджуване приміщення знаходиться на першому поверсі цегляної будівля. Фундаментна основа: бетонні блоки, перекриття: бетонні плити, покрівля жерстяна. Стіни зовнішні: керамічні блоки (250 мм.), оштукатурені з внутрішньої сторони будівлі. Стіни внутрішні та перегородки: керамічні блоки (115 мм). Двері: входні дерев’яні, внутрішні дерев’яні. Вікна: металопластикові теплозберігаючі з подвійним склопакетом з встановленням підвіконь. Підлога: цементно-пісчане стягнення, покриття лінолеум та паркет та керамічні плити.

В приміщенні використовуються тільки негорючі речовини та матеріали у холодному стані, тому за ступенем вибухопожежної та пожежної небезпеки приміщення відноситься до категорії «Д» згідно НАПБ Б.03.002-2007. За вогнестійкістю приміщення відноситься до третьої категорії згідно з ДБН В.1.1.7-2002 [21].

8.4.1 Технічні рішення системи запобігання пожежі

Можливі причини виникнення пожежі у приміщенні, де відбувається дослідження такі:

- несправна електропроводка (іскріння, перегрів провідників, пересихання електроізоляційних матеріалів);
- використання електропобутових пристроїв (електрочайники, обігрівачі); попадання вологи на працююче електрообладнання;
- залишення без нагляду увімкнених комп’ютерів, обчислювальної техніки та

інших електроприладів.

8.4.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту

У приміщенні на випадок виникнення пожежі для обмеження її розповсюдження знаходиться переносний вуглекислотний вогнегасник типу ОУ-5, що відповідає нормам НАПБ Б.03.001-2004. Підходи до засобів первинного пожежогасіння та відключення електросхем устаткування вільні.

У коридорі приміщення розташована схема евакуації людей при пожежі. Шляхи евакуації з відділу відповідають правилам пожежної безпеки. У будинку є два виходи, ширина коридору – 2-3 метри, ширина дверей – 0,8 м., двері відкриваються по ходу руху людей у випадку евакуації.

В цілому приміщення по категорії вибухо- і пожежонебезпечності та ступеню вогнестійкості відповідає нормам, але особливу увагу потрібно звернути на утримання в справному стані засобів протипожежного захисту та своєчасне інформування пожежної охорони про несправність пожежної техніки, впровадження систем протипожежного захисту.

Для Ф-15 ПС 110/35/10 кВ “Козятин”, що характеризується найбільшими втратами електричної енергії було виконано ряд розрахунків з імітації встановлення конденсаторних установок, як одного з найбільш ефективних засобів по зменшенню втрат.

Встановлення конденсаторної установки істотно вплинуло на режим роботи даної частини мережі, оскільки зниження втрат складає більше 23% та істотно покращився режим напруг. Однак проведений розрахунок по встановленню конденсаторної установки на Ф-6 ПС 110/35/10 кВ “Козятин” показав, що вплив компенсації істотно менший ніж для попереднього фідера, оскільки втрати електричної енергії були зменшені всього на 7%.

ВИСНОВКИ

Метою дипломної роботи є розробка електроощадних заходів для обґрунтованого планування заходів з реконструкції електричних мереж 10 кВ Чечельницького району. За вхідну інформацію було взято надійну інформацію щодо технічного стану повітряних ЛЕП району, ретроспективні дані контрольних замірів зимових максимумів та схеми з'єднань 21 фідера 10 кВ Чечельницького району.

Використовуючи інформацію про технічний стан повітряних ЛЕП, а саме кількість скруток на окремих лініях було визначено їх вплив на розрахункові параметри ЛЕП, та проаналізовано вплив даного фактору на величину втрат електроенергії в ЕМ. Виявлено, що у поєднанні з застарілим трансформаторним обладнанням зазначений фактор призводить до підвищення втрат у електромережах на 5%. Разом з тим, розв'язання ситуації, що склалася, вимагає повної реновації обладнання Чечельницьких мереж, що потребує значних капітальних затрат і не є економічно обґрунтованим. Тому подальші дослідження були скеровані на визначення напрямків реконструкції, що за мінімальних витрат на реалізацію забезпечать позитивний ефект.

Користуючись ретроспективними даними контрольних замірів зимових максимумів, був здійснений прогноз електроспоживання Чечельницького району на 2009 рік. Прогноз здійснювався за допомогою методу лінійної та квадратичної екстраполяції та електронного процесора EXCEL.

Користуючись схемами з'єднань фідерів 10 кВ Чечельницького району, була сформована розрахункова схема електричної мережі, що надалі виступала вхідною інформацією. Вихідна інформація була сформована за допомогою пакета прикладних програм „Втрати – 10/0,4”. Також ним був виконаний розрахунок втрат потужності та електроенергії в електричних мережах 10 кВ Чечельницького району. Після чого проаналізувавши структуру втрат електроенергії для всієї мережі було відібрано 10 фідерів, що мали найбільші втрати як по потужності, так і по електроенергії.

Одним і заходів по зниженні втрат є оптимізація нормальної схеми

електричної мережі. Вона виконувалася шляхом зміни положень наявних комутаційних апаратів – лінійних та секційних роз'єднувачів. З аналізу структури та взаємозв'язків фідерів 10 кВ ЕМ було намічено 4 варіанти зміни конфігурації нормальної схеми ЕМ.

Наступний етап досліджень полягав в заміні перерізу проводу ліній електропередач. В результаті проведення розрахунків рентабельності даного заходу і вибору на цій підставі доцільного перерізу проводу для визначених ділянок електричної мережі, пропонується замінити 8 км проводу марки АС-50 на АС-95 фідера №4 від т/п „Чечельник” та 3,46 км проводу марки АС-50 на АС-95 фідера №21 від т/п „Луги”.

Важливим заходом по зниженню втрат, є встановлення компенсувальних пристроїв в існуючій мережі. Було проведено ряд розрахунків, для кожного з чотирьох варіантів оптимізації схеми ЕМ, щодо визначення рентабельності даного заходу та виявлення місць встановлення компенсувальних пристроїв. Доцільним виявилось встановити КП на ТП-465 фідера № 22 п/с „Луги” з $Q_{кп} = 150$ кВАр; ТП-306 фідера № 4 п/с „Чечельник” з $Q_{кп} = 225$ кВАр; ТП-127 фідера № 2 п/с „Чечельник” з $Q_{кп} = 150$ кВАр.

Після дослідження впливу наведених вище заходів по зниженню втрат, було виконано розрахунок рентабельності та аналіз економічної ефективності варіантів оптимізації схеми. Вибравши за критерієм рентабельності четвертий варіант, для нього сформовано переліку заходів по зниженню втрат та послідовність їх впровадження, що є доцільними для реалізації з метою покращення техніко-економічних показників.

В деталі проекту розглянули основні методи розрахунку втрат електроенергії у розподільчих мережах 10/0,4 кВ. Виходячи з цього підтверджено доцільність використання методу середніх навантажень для аналізу вказаних мереж. На основі даного методу проаналізовано структуру втрат та технічні параметри ЕМ після виконання її реконструкції.

У розділі з релейного захисту було проаналізовано захисти повітряних ЛЕП 10 кВ, а також розраховано уставки захисту лінії електропередач 10 кВ фідера №3

підстанції „Чечельник”.

В розділі охорони праці проведено аналіз потенційно-небезпечних та шкідливих виробничих факторів на робочому місці, де виконувалась магістерська кваліфікаційна робота. Також проаналізовано умови праці при виконанні дослідження, а саме санітарно-гігієнічні умови та проведення розрахунку занулення для забезпечення безпеки при роботі з електрообладнанням. Визначено і проаналізовано основні заходи протипожежного захисту робочого місця дослідника та приміщення, в якому проводяться дослідження.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кирик С.В., Костин Ю.Д. Анализ причин потерь электроэнергии в Украине и пути их снижения // Энергетика и электрификация. – 2000. – №7. – С. 15-19.
2. Доповіді та повідомлення, заслухані на галузевій конференції "Зниження втрат електроенергії в мережах на її транспортування. Заходи щодо покращання роботи зі споживачами" (м. Хмельницький, 19 липня 2002 р.) // Новини енергетики. – 2002. – №7. – С. 1-59.
3. Сегеда М. С. Электричні мережі та системи [Навчальний посібник]/ Мін. освіти України; Держ. ун-т "Львівська політехніка" – Львів: НМК ВО, Каменяр, 1999. – 296 с.
4. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. Веникова В. А. – М.: Высшая школа, 1975. – 344 с.
5. Салливан Р. Проектирование развития электроэнергетических систем: Пер. с англ. – М.: Энергоиздат, 1982. – 360 с.
6. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений . М.: СПО "Союзтехэнерго", 1987.
7. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротицкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др. – Энергоатомиздат, 1983.
8. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Автоматика електроенергетичних систем/ Рубаненко О.Є. – В .: ВНТУ, 2003.
10. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
11. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кв до 150 кв та ліній електропередавання напругою від 0,38 кв до 150 кв. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42 с.
12. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для

энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.

13. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

14. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

15. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.

16. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.

17. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

18. Кузнецов Ф.Д. Техническое обслуживание измерительных трансформаторов тока и напряжения / Сост. Ф.Д Кузнецов; Под. ред. Б.А Алексева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 96 ст.

19. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-90:2013 Експлуатація вимірювальних трансформаторів. Настанова.

20. Дудюк Д.Л., Максимів В.М., Оріховський Р.Я. Електричні вимірювання. Навчальний посібник. — Львів: Афіша, 2003. — 273 с.

21. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. – Київ, 2000.

22. Природне і штучне освітлення : ДБН В.2.5.-28-2006. – К. : Мінбуд України, 2006. – 78 с.

23. НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті. Затверджені 27.03.2007 № 62/ Державний комітет України з промислової безпеки з охорони праці та гірничого нагляду.

20. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках / Долин П. А. – М. : Энергоатомиздат, 1983.

21. Бондаренко Є. А. Пожежна безпека : навч. посіб./ Бондаренко Є. А. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 109 с.

ДОДАТОК А

Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи

ДОДАТОК Б
Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

_____ (підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
ФОРМУВАННЯ ОПТИМАЛЬНИХ НАПРЯМКІВ РЕКОНСТРУКЦІЇ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 10 КВ ЧЕЧЕЛЬНИЦЬКОГО РАЙОНУ
08-13.МКР.009.00.005 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Малогулко Ю.В.

Магістр групи ЕСМ-20м

_____ Філатов Т.В.

Вінниця 2021 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ГЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – виконати реконструкцію електричних мереж 10 кВ Чечельницького району з метою оптимізації її режимів роботи;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Доповіді та повідомлення, заслухані на галузевій конференції "Зниження втрат електроенергії в мережах на її транспортування. Заходи щодо покращання роботи зі споживачами" (м. Хмельницький, 19 липня 2002 р.) // Новини енергетики. – 2002. – №7. – С. 1-59.

2. Автоматика електроенергетичних систем/ Рубаненко О.Є. – В .: ВНТУ, 2003.

3. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Основне обладнання електричних мереж 10 кВ Чечельницького району експлуатується більше 25 років, є істотно зношеним і вимагає заміни. Разом з тим відбулися істотні зміни навантаження споживачів. Вказані фактори негативно вплинули на економічність роботи електромереж, звідки постала необхідність їх реконструкції.

Електричні мережі 10 кВ входять до складу мереж 10/6/0,4 кВ, що відносяться до Чечельницьких ЕМ. Електричні мережі 10 кВ складаються з 21 фідерів 10 кВ та

288 споживальних трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. Район експлуатації відповідає III району за вітровим навантаженням та IV району за ожеледдю.

Для електричних мереж 10 кВ Чечельницького району необхідно розробити заходи з реконструкції з метою забезпечення якісного та надійного електропостачання споживачів та покращання техніко-економічних показників експлуатації. В якості вихідних даних використовуються електричні схеми електричних мереж 10 кВ та ретроспективні дані по контрольних замірах максимальних навантажень живильних підстанцій.

Конструкція ліній електропередач має базуватися на застосування стандартизованих залізобетонних опор та проводів марки АС. Всі рішення, що будуть прийматися в проекті, мають відповідати ПУЕ та ПТЕ.

Джерелами живлення є підстанції 110/35/10 кВ «Чечельник», 110/10 кВ «Лути», 35/10 кВ «Ольгопіль» та «Стратієвка», що належать до електричних мереж ВАТ „АК Вінницяобленерго”.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність її реконструкції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		по чаток	кін ець	
	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
	Техніко-економічне обґрунтування	07.09.21	12.09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
	Експериментальні	13.09.21	05.10.21	розділ 1

дослідження стану Чечельницьких електричних мереж 10 кВ та прогноз навантажень			
Методи розрахунку втрат електроенергії в розподільчих мережах 10/0,4 кВ. Визначення основних технічних параметрів електричних мережах 10 кВ	06.10.21	20.10.21	розділи 2 та 3
Формування варіантів оптимізації схеми ЕМ 10 кВ та визначення її технічних параметрів. Розрахунок і аналіз втрат потужності та електроенергії в реконструйованих електричних мережах 10 кВ Чечельницького району	21.10.21	30.10.21	розділи 4 та 6
Релейний захист та автоматика ліній електропередач 10 кВ	01.11.21	10.11.21	розділ 7
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	розділи 5 та 8
Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	пояснювальна записка
Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

Результати розрахунку втрат електроенергії у електричних мережах 10-0,4 кВ

Чечельницького району

Результати розрахунку з урахуванням поточного стану електричних мереж за грудень 2020 року

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ЗА ЧАСОМ ВТРАТ
РЕЖИМУ СЕРЕДНІХ НАВАНТАЖЕНЬ
Код режиму: 1

[Загальна інформація про мережу]
Час втрат, год: 219.0
Кількість підстанцій: 4
Відпущена електроенергія, кВт год: 2631199.5

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
ПС-110/35/10 "Чечельник"	51.2	80.2	72.5	7.7	117.9	249.4
ПС-110/10 "Лури"	3.7	20.8	19.9	0.9	12.9	37.4
ПС-35/10 "Ольгопіль"	16.0	31.3	28.2	3.1	22.9	70.2
ПС-35/10 "Стратієвка"	1.8	16.7	16.1	0.6	5.8	24.3

Назва підстанції	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год (%)						НЕБАЛАНС	
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ	кВт год	%
ПС-110/35/10 "Чечельник"	91131.3 (5.5)	67604.3 (4.1)	53943.7 (3.2)	13660.5 (0.8)	196868.0 (11.8)	355603.6 (21.3)	0.0	0.0
ПС-110/10 "Лури"	7315.4 (3.0)	16665.4 (6.9)	14785.5 (6.1)	1879.9 (0.8)	27400.9 (11.3)	51381.7 (21.1)	0.0	0.0
ПС-35/10 "Ольгопіль"	30559.5 (5.4)	27145.4 (4.8)	20985.3 (3.7)	6160.2 (1.1)	47143.1 (8.3)	104848.1 (18.5)	0.0	0.0
ПС-35/10 "Стратієвка"	3631.7 (2.3)	13134.0 (8.5)	11968.0 (7.7)	1166.0 (0.8)	11519.9 (7.4)	28285.6 (18.3)	0.0	0.0

[Підстанція]

Назва: ПС-110/35/10 "Чечельник"
Тривалість звітного періоду, год: 744.0
Час втрат, год: 244.8
Відпущена електроенергія, кВт год: 1667349.0
Кількість фідерів: 10

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-1	0.9	3.0	2.8	0.3	1.9	5.8
Ф-2	7.8	11.7	11.4	0.3	6.8	26.4
Ф-3	0.2	1.3	1.3	0.0	0.6	2.2
Ф-4	3.6	9.8	8.9	0.9	28.4	41.8
Ф-5	1.2	6.7	6.0	0.7	18.9	26.8
Ф-6	0.3	6.3	5.3	1.0	23.8	30.4
Ф-7	4.3	9.3	7.0	2.2	17.4	30.9
Ф-8	18.7	8.0	7.2	0.9	9.5	36.3
Ф-9	12.0	16.3	15.0	1.2	7.9	36.2
Ф-10	2.1	7.8	7.6	0.2	2.8	12.6

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-1	2227.5(3.8)	2798.2(4.7)	2049.7(3.5)	748.5(1.3)	4753.3(8.0)	9779.0(16.5)
Ф-2	15046.1(9.8)	9141.7(5.9)	8481.6(5.5)	660.1(0.4)	13097.5(8.5)	37285.4(24.2)
Ф-3	279.0(0.7)	989.0(2.5)	963.5(2.4)	25.5(0.1)	691.2(1.7)	1959.2(4.9)
Ф-4	4886.6(2.3)	7818.6(3.7)	6606.7(3.2)	1211.9(0.6)	38160.6(18.3)	50865.9(24.4)
Ф-5	1749.9(1.1)	5436.8(3.5)	4493.8(2.9)	943.1(0.6)	26826.4(17.4)	34013.1(22.0)
Ф-6	563.5(0.4)	5847.3(3.9)	3965.5(2.6)	1881.8(1.3)	45712.7(30.5)	52123.5(34.8)
Ф-7	7957.4(3.1)	9346.6(3.6)	5241.5(2.0)	4105.2(1.6)	32287.0(12.5)	49591.0(19.2)
Ф-8	33593.2(10.2)	6870.8(2.1)	5323.3(1.6)	1547.5(0.5)	17070.6(5.2)	57534.6(17.4)
Ф-9	22029.5(9.0)	13465.4(5.5)	11193.5(4.6)	2271.9(0.9)	14496.5(5.9)	49991.3(20.5)
Ф-10	2798.6(4.1)	5889.8(8.6)	5624.6(8.2)	265.1(0.4)	3772.2(5.5)	12460.5(18.1)

[Підстанція]

Назва: ПС-110/10 "Луги"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 166.2

Відпущена електроенергія, кВт год: 243230.3

Кількість фідерів: 4

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-22	1.4	5.4	5.2	0.1	2.0	8.7
Ф-24	0.1	2.7	2.7	0.1	1.4	4.2
Ф-21	1.0	6.5	6.1	0.4	8.1	15.5
Ф-23	1.2	6.2	5.8	0.3	1.5	8.9

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-22	2633.8(6.2)	4107.6(9.7)	3906.0(9.2)	201.6(0.5)	3864.9(9.1)	10606.3(25.1)
Ф-24	339.7(1.3)	2139.1(8.4)	1980.5(7.8)	158.5(0.6)	3187.4(12.5)	5666.2(22.2)
Ф-21	2110.0(1.9)	5480.1(5.0)	4546.6(4.2)	933.5(0.9)	17681.2(16.2)	25271.3(23.2)
Ф-23	2231.9(3.4)	4938.7(7.4)	4352.4(6.6)	586.3(0.9)	2667.3(4.0)	9837.9(14.8)

[Підстанція]

Назва: ПС-35/10 "Ольгопіль"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 160.9

Відпущена електроенергія, кВт год: 565683.7

Кількість фідерів: 4

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-12	4.0	9.4	8.6	0.8	6.8	20.2

Ф-13	3.0	5.9	4.9	1.0	8.7	17.6
Ф-14	9.0	13.5	12.3	1.2	5.8	28.3
Ф-15	0.1	2.4	2.3	0.1	1.7	4.1

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-12	9023.4(6.6)	8169.3(6.0)	6432.6(4.7)	1736.7(1.3)	15256.6(11.1)	32449.3(23.7)
Ф-13	6340.6(4.5)	5822.4(4.1)	3664.2(2.6)	2158.2(1.5)	18534.7(13.2)	30697.6(21.8)
Ф-14	15071.3(6.1)	11136.4(4.5)	9188.4(3.7)	1948.0(0.8)	9751.1(3.9)	35958.7(14.5)
Ф-15	124.3(0.3)	2017.3(5.0)	1700.0(4.2)	317.3(0.8)	3600.8(9.0)	5742.4(14.3)

[Підстанція]

Назва: ПС-35/10 "Стратієвка"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 204.5

Відпущена електроенергія, кВт год: 154936.5

Кількість фідерів: 3

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-16	0.1	6.1	6.0	0.1	1.9	8.1
Ф-17	0.2	2.1	1.8	0.3	2.9	5.2
Ф-18	1.5	8.4	8.3	0.1	1.1	11.0

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-16	221.9(0.4)	4647.8(8.1)	4452.8(7.8)	195.0(0.3)	3170.3(5.5)	8040.0(14.1)
Ф-17	480.8(1.1)	2071.8(4.9)	1339.9(3.1)	731.9(1.7)	6260.5(14.7)	8813.2(20.7)
Ф-18	2929.0(5.3)	6414.3(11.6)	6175.2(11.2)	239.1(0.4)	2089.1(3.8)	11432.4(20.7)

[Абонентські мережі]

[Інформація структурована по підстанціях]

Назва підстанції	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
ПС-110/35/10 "Чечельник"	0.0(0.0)	22804.4(1.4)	22804.4(1.4)
ПС-110/10 "Луги"	0.0(0.0)	781.3(0.3)	781.3(0.3)
ПС-35/10 "Ольгопіль"	0.0(0.0)	1361.5(0.2)	1361.5(0.2)
ПС-35/10 "Стратієвка"	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)

[Підстанція]
Назва: ПС-110/35/10 "Чечельник"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-1	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-2	0.0(0.0)	3922.0(2.5)	3922.0(2.5)
Ф-3	0.0(0.0)	4301.3(10.8)	4301.3(10.8)
Ф-4	0.0(0.0)	2196.5(1.1)	2196.5(1.1)
Ф-5	0.0(0.0)	432.8(0.3)	432.8(0.3)
Ф-6	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-7	0.0(0.0)	1495.4(0.6)	1495.4(0.6)
Ф-8	0.0(0.0)	9372.4(2.8)	9372.4(2.8)
Ф-9	0.0(0.0)	302.5(0.1)	302.5(0.1)
Ф-10	0.0(0.0)	781.4(1.1)	781.4(1.1)

[Підстанція]
Назва: ПС-110/10 "Луги"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-22	0.0(0.0)	781.3(1.8)	781.3(1.8)
Ф-24	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-21	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-23	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)

[Підстанція]
Назва: ПС-35/10 "Ольгопіль"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-12	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-13	0.0(0.0)	781.2(0.6)	781.2(0.6)
Ф-14	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-15	0.0(0.0)	580.3(1.4)	580.3(1.4)

Результати розрахунку для цілком відновленої схеми електричних мереж за грудень 2020 року

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ЗА ЧАСОМ ВТРАТ
РЕЖИМУ СЕРЕДНІХ НАВАНТАЖЕНЬ
Код режиму: 1

[Загальна інформація про мережу]

Час втрат, год: 180.7
Кількість підстанцій: 4
Відпущена електроенергія, кВт год: 2631059.1

[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
ПС-110/35/10 "Чечельник"	34.7	76.9	69.2	7.6	101.1	212.6
ПС-110/10 "Луги"	2.7	18.6	17.7	0.9	12.3	33.6
ПС-35/10 "Ольгопіль"	12.6	29.7	26.6	3.1	21.7	64.0
ПС-35/10 "Стратівка"	1.4	15.1	14.5	0.6	5.9	22.4

Назва підстанції	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год (%)						НЕБАЛАНС	
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ	кВт год	%
ПС-110/35/10 "Чечельник"	49956.3(3.0)	62424.2(3.7)	51499.7(3.1)	10924.5(0.7)	140424.1(8.4)	252804.5(15.2)	0.0	0.0
ПС-110/10 "Луги"	4933.7(2.0)	14799.1(6.1)	13168.8(5.4)	1630.3(0.7)	23632.0(9.7)	43364.8(17.8)	0.0	0.0
ПС-35/10 "Ольгопіль"	21354.4(3.8)	25018.4(4.4)	19812.7(3.5)	5205.7(0.9)	37244.9(6.6)	83617.8(14.8)	0.0	0.0
ПС-35/10 "Стратівка"	2260.4(1.5)	11798.3(7.6)	10795.4(7.0)	1002.9(0.6)	10175.3(6.6)	24234.0(15.6)	0.0	0.0

[Підстанція]

Назва: ПС-110/35/10 "Чечельник"
Тривалість звітного періоду, год: 744.0
Час втрат, год: 205.4
Відпущена електроенергія, кВт год: 1667182.9
Кількість фідерів: 10
[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-1	0.5	2.7	2.4	0.3	1.9	5.1
Ф-2	7.4	11.0	10.7	0.3	6.9	25.3
Ф-3	0.1	1.0	0.9	0.0	0.6	1.7
Ф-4	2.3	9.4	8.5	0.9	28.3	39.9
Ф-5	0.8	6.7	6.0	0.7	17.9	25.4
Ф-6	0.2	6.3	5.3	1.0	13.1	19.6
Ф-7	2.6	8.5	6.3	2.2	14.7	25.8
Ф-8	11.7	7.6	6.8	0.8	7.9	27.2
Ф-9	7.8	16.3	15.0	1.3	7.5	31.6
Ф-10	1.2	7.4	7.2	0.2	2.4	11.0

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-1	722.0(1.2)	2178.5(3.7)	1778.2(3.0)	400.4(0.7)	2619.4(4.4)	5519.9(9.3)
Ф-2	12093.0(7.9)	8479.5(5.5)	7938.5(5.2)	541.0(0.4)	11282.8(7.3)	31855.3(20.7)
Ф-3	154.0(0.4)	715.4(1.8)	691.9(1.7)	23.5(0.1)	654.8(1.6)	1524.2(3.8)
Ф-4	2881.0(1.4)	7483.0(3.6)	6335.2(3.0)	1147.8(0.6)	36140.9(17.3)	46504.9(22.3)
Ф-5	1043.9(0.7)	5390.5(3.5)	4493.8(2.9)	896.7(0.6)	24095.9(15.6)	30530.3(19.8)
Ф-6	261.8(0.2)	5358.4(3.6)	3965.5(2.6)	1392.9(0.9)	18683.4(12.5)	24303.5(16.2)
Ф-7	4082.1(1.6)	8027.3(3.1)	4698.4(1.8)	3328.9(1.3)	22640.7(8.8)	34750.1(13.4)
Ф-8	15937.2(4.8)	6198.4(1.9)	5051.8(1.5)	1146.6(0.3)	10726.2(3.3)	32861.8(10.0)
Ф-9	11328.0(4.6)	13008.3(5.3)	11193.5(4.6)	1814.8(0.7)	10807.5(4.4)	35143.8(14.4)
Ф-10	1453.2(2.1)	5585.0(8.1)	5353.1(7.8)	231.9(0.3)	2772.5(4.0)	9810.8(14.3)

[Підстанція]

Назва: ПС-110/10 "Луги"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 130.8

Відпущена електроенергія, кВт год: 243233.4

Кількість фідерів: 4

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-22	1.0	5.0	4.9	0.1	1.9	7.9
Ф-24	0.1	2.5	2.4	0.1	1.3	3.9
Ф-21	0.8	6.0	5.6	0.4	7.8	14.6
Ф-23	0.9	5.1	4.8	0.3	1.3	7.3

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-22	1964.6(4.6)	3843.0(9.1)	3634.4(8.6)	208.6(0.5)	3775.1(8.9)	9582.7(22.6)
Ф-24	200.9(0.8)	1931.9(7.6)	1807.9(7.1)	123.9(0.5)	2448.6(9.6)	4581.3(18.0)
Ф-21	1522.9(1.4)	5016.7(4.6)	4188.7(3.8)	828.0(0.8)	15462.8(14.2)	22002.4(20.2)
Ф-23	1245.3(1.9)	4007.6(6.0)	3537.7(5.3)	469.8(0.7)	1945.5(2.9)	7198.3(10.9)

[Підстанція]

Назва: ПС-35/10 "Ольгопіль"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 133.5

Відпущена електроенергія, кВт год: 565695.0

Кількість фідерів: 4

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-12	3.9	9.3	8.5	0.8	5.8	18.9

Ф-13	2.9	5.6	4.6	1.0	8.7	17.2
Ф-14	5.8	12.4	11.3	1.1	5.6	23.8
Ф-15	0.1	2.4	2.3	0.1	1.6	4.1

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-12	7055.8(5.1)	7764.5(5.7)	6346.3(4.6)	1418.2(1.0)	10542.7(7.7)	25363.1(18.5)
Ф-13	5114.2(3.6)	5172.7(3.7)	3392.6(2.4)	1780.1(1.3)	15436.4(11.0)	25723.3(18.3)
Ф-14	9095.8(3.7)	10155.0(4.1)	8373.7(3.4)	1781.3(0.7)	8782.5(3.5)	28033.3(11.3)
Ф-15	88.6(0.2)	1926.2(4.8)	1700.0(4.2)	226.1(0.6)	2483.3(6.2)	4498.0(11.2)

[Підстанція]

Назва: ПС-35/10 "Стратієвка"

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 155.8

Відпущена електроенергія, кВт год: 154947.9

Кількість фідерів: 3

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-16	0.1	5.4	5.3	0.1	1.9	7.4
Ф-17	0.2	2.0	1.7	0.3	2.9	5.1
Ф-18	1.1	7.7	7.6	0.1	1.1	9.9

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-16	192.6(0.3)	4089.8(7.2)	3909.7(6.8)	180.1(0.3)	3025.6(5.3)	7308.1(12.8)
Ф-17	353.5(0.8)	1888.4(4.4)	1253.6(2.9)	634.7(1.5)	5483.9(12.9)	7725.8(18.1)
Ф-18	1714.2(3.1)	5820.1(10.5)	5632.1(10.2)	188.0(0.3)	1665.7(3.0)	9200.0(16.7)

[Абонентські мережі]

Назва підстанції	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
ПС-110/35/10 "Чечельник"	0.0 (0.0)	21934.1 (1.3)	21934.1 (1.3)
ПС-110/10 "Луги"	0.0 (0.0)	781.3 (0.3)	781.3 (0.3)
ПС-35/10 "Ольгопіль"	0.0 (0.0)	1361.5 (0.2)	1361.5 (0.2)
ПС-35/10 "Стратієвка"	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)

[Підстанція]

Назва: ПС-110/35/10 "Чечельник"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-1	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-2	0.0 (0.0)	3907.0 (2.5)	3907.0 (2.5)
Ф-3	0.0 (0.0)	4295.9 (10.8)	4295.9 (10.8)
Ф-4	0.0 (0.0)	2195.2 (1.1)	2195.2 (1.1)
Ф-5	0.0 (0.0)	431.3 (0.3)	431.3 (0.3)
Ф-6	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-7	0.0 (0.0)	1495.4 (0.6)	1495.4 (0.6)
Ф-8	0.0 (0.0)	8538.5 (2.6)	8538.5 (2.6)
Ф-9	0.0 (0.0)	289.4 (0.1)	289.4 (0.1)
Ф-10	0.0 (0.0)	781.4 (1.1)	781.4 (1.1)

[Підстанція]

Назва: ПС-110/10 "Луги"

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-22	0.0 (0.0)	781.3 (1.8)	781.3 (1.8)
Ф-24	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-21	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-23	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)

[Підстанція]

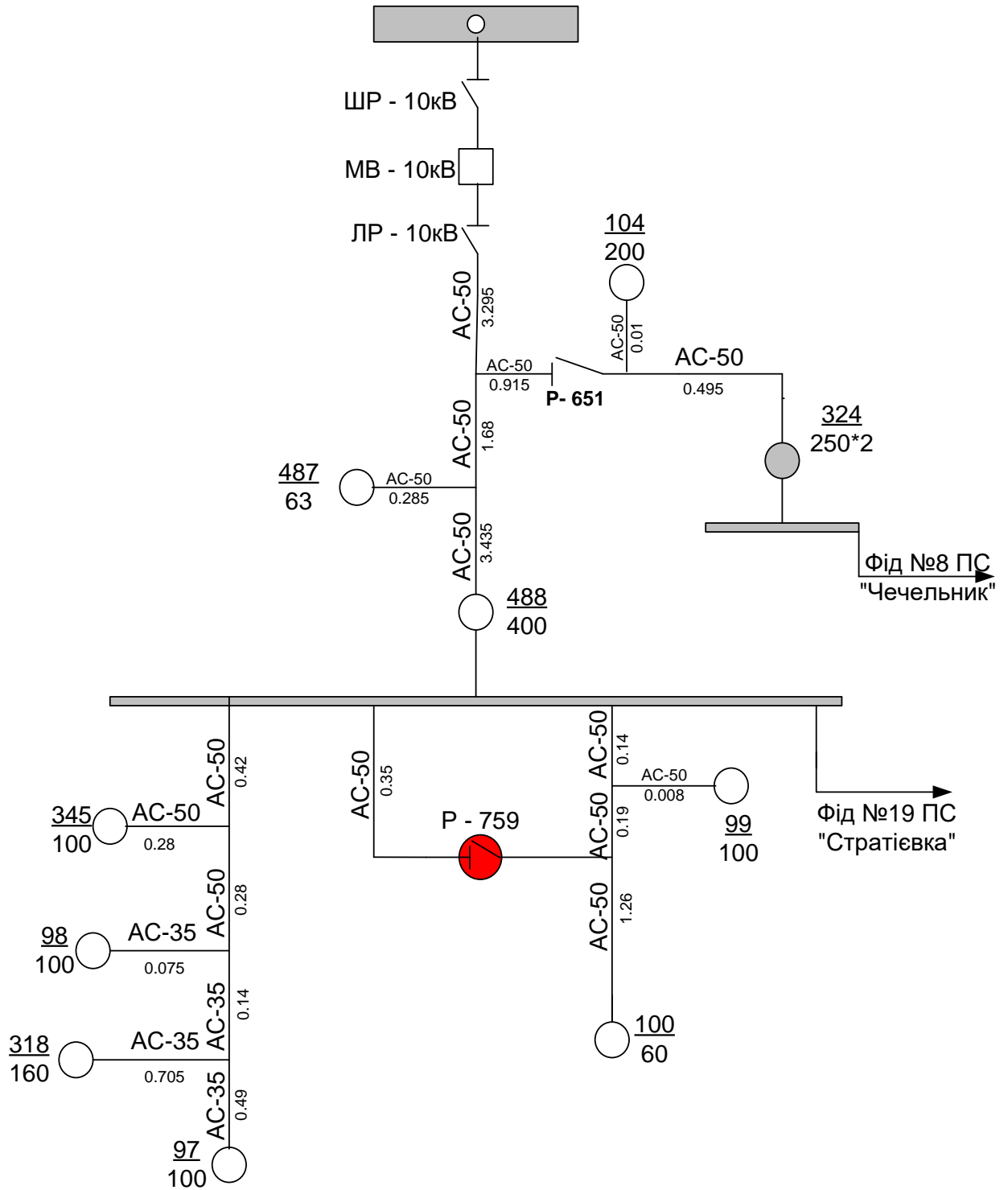
Назва: ПС-35/10 "Ольгопіль"

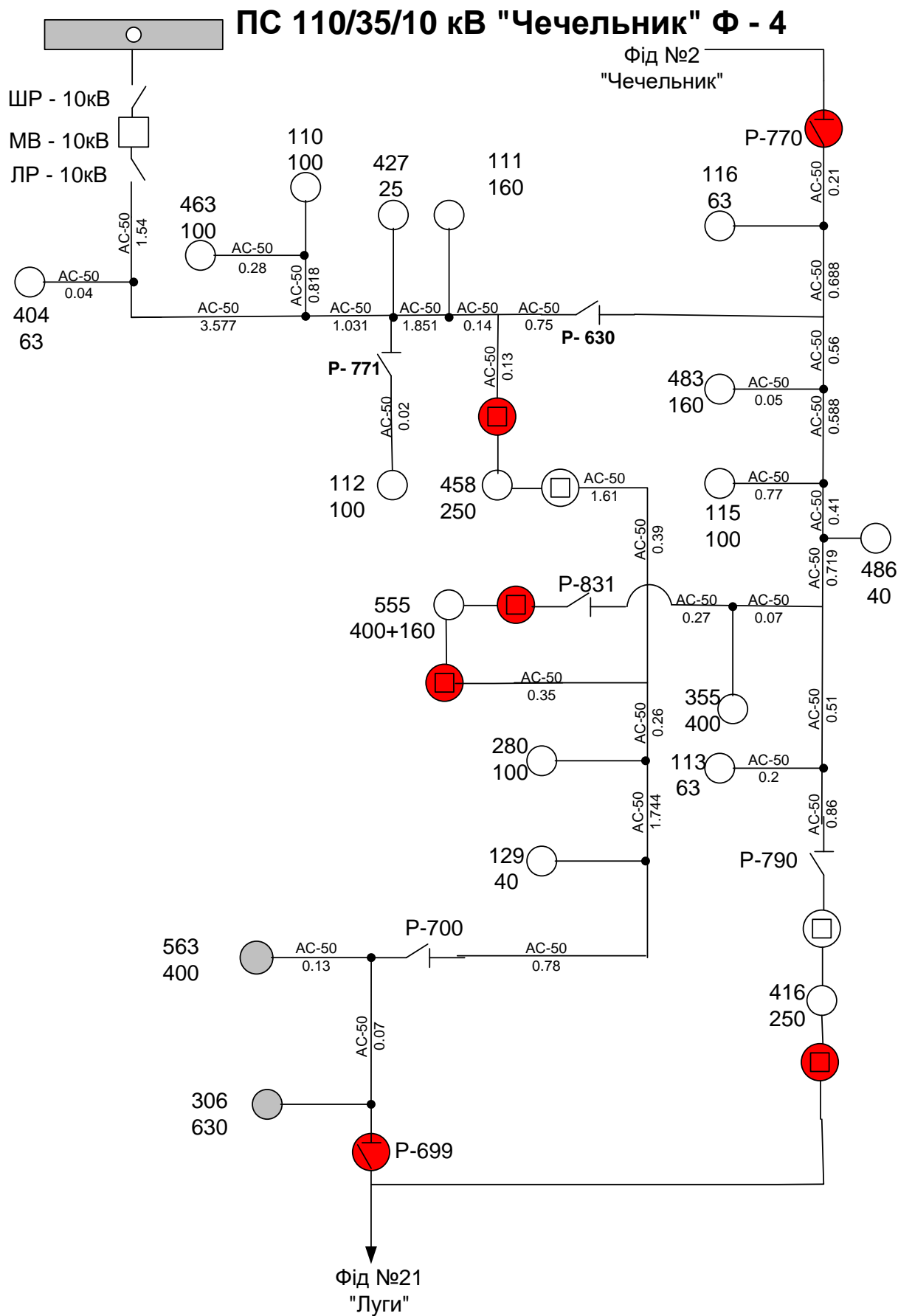
Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-12	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-13	0.0 (0.0)	781.2 (0.6)	781.2 (0.6)
Ф-14	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)	0.0 (0.0)
Ф-15	0.0 (0.0)	580.3 (1.4)	580.3 (1.4)

ДОДАТОК Г

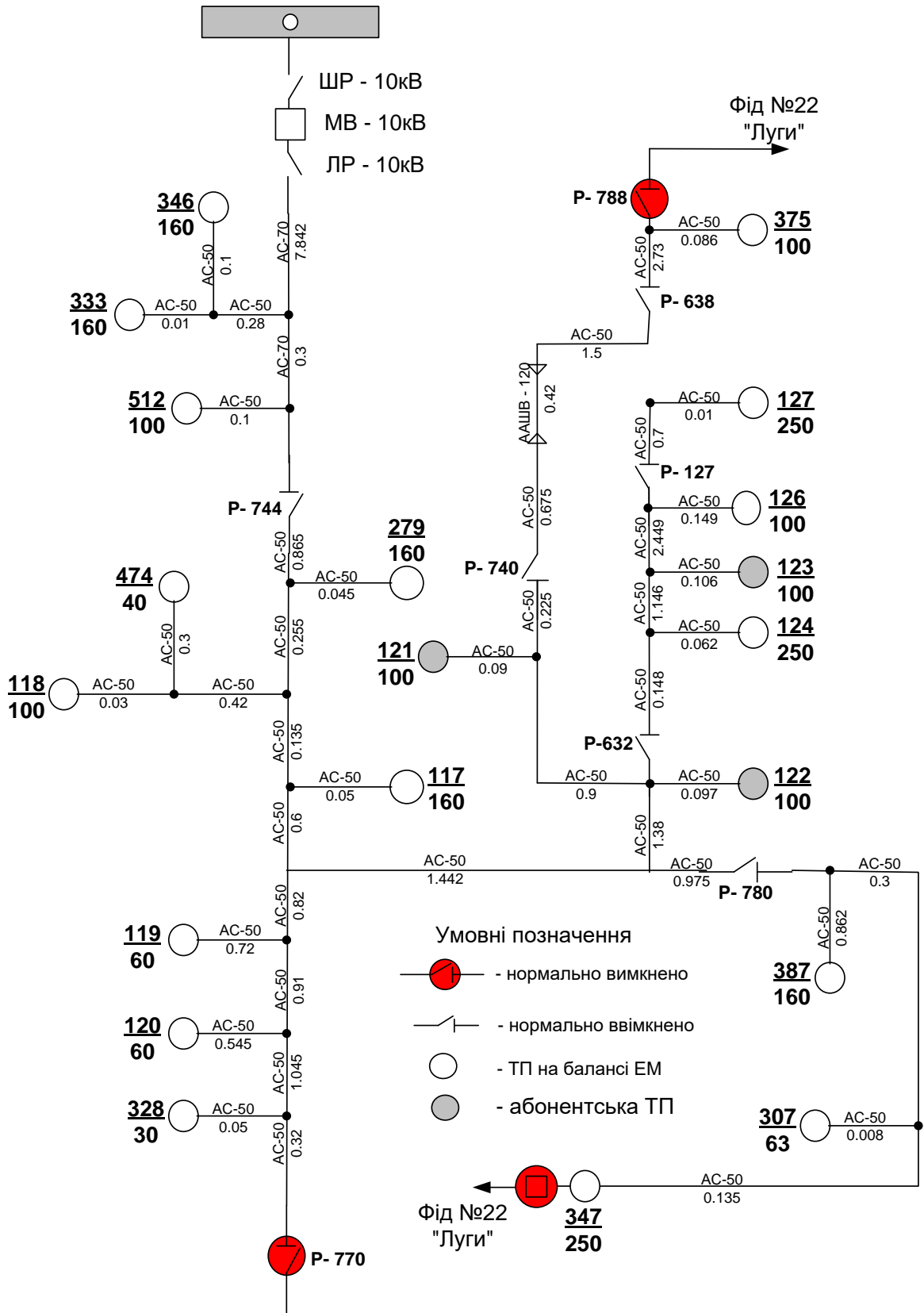
Електричні схеми фідерів 10 кВ Чечельницького району, що підлягають реконструкції

ПС 110/35/10 кВ "Чечельник" Ф - 5

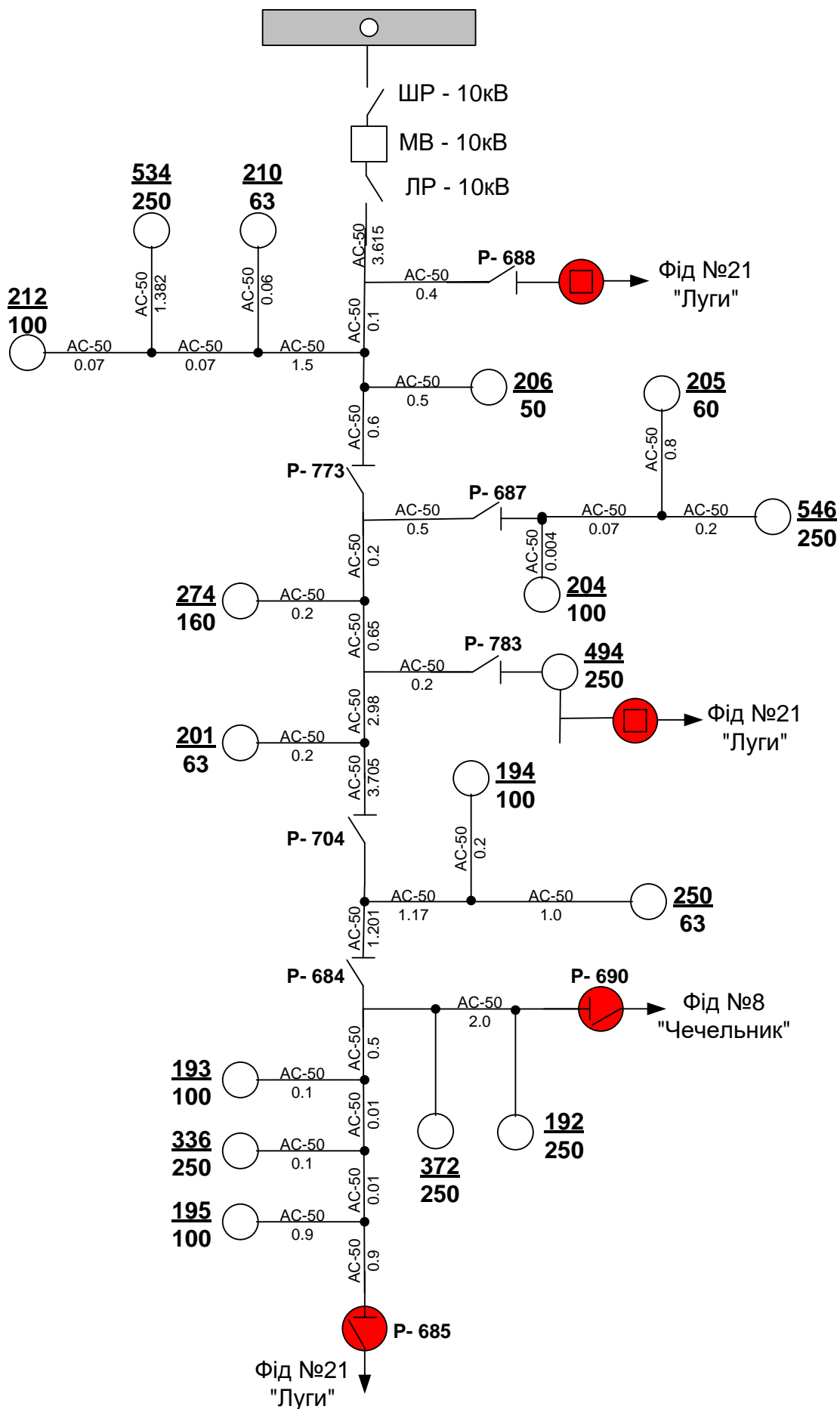




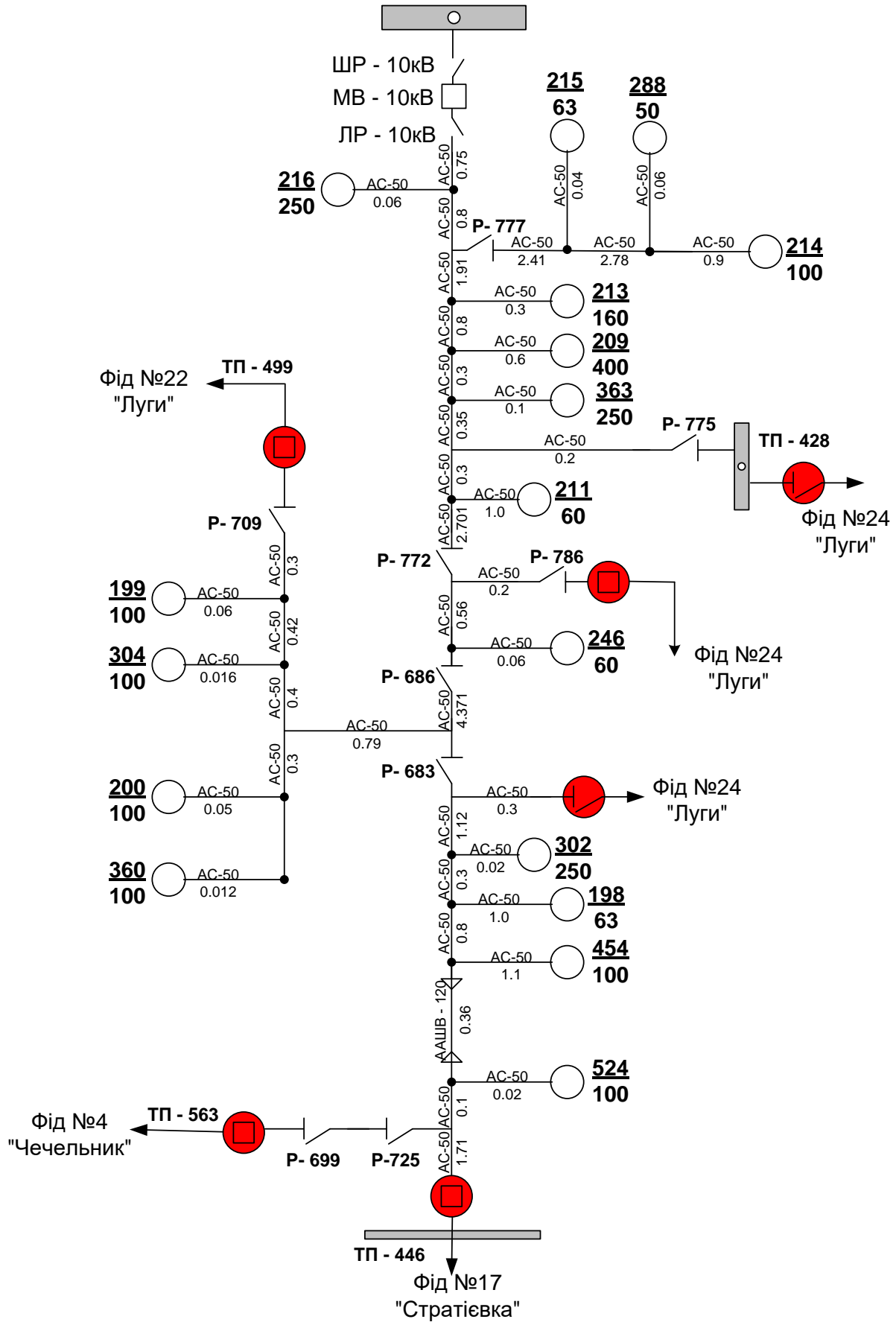
ПС 110/35/10 кВ "Чечельник" Ф - 2



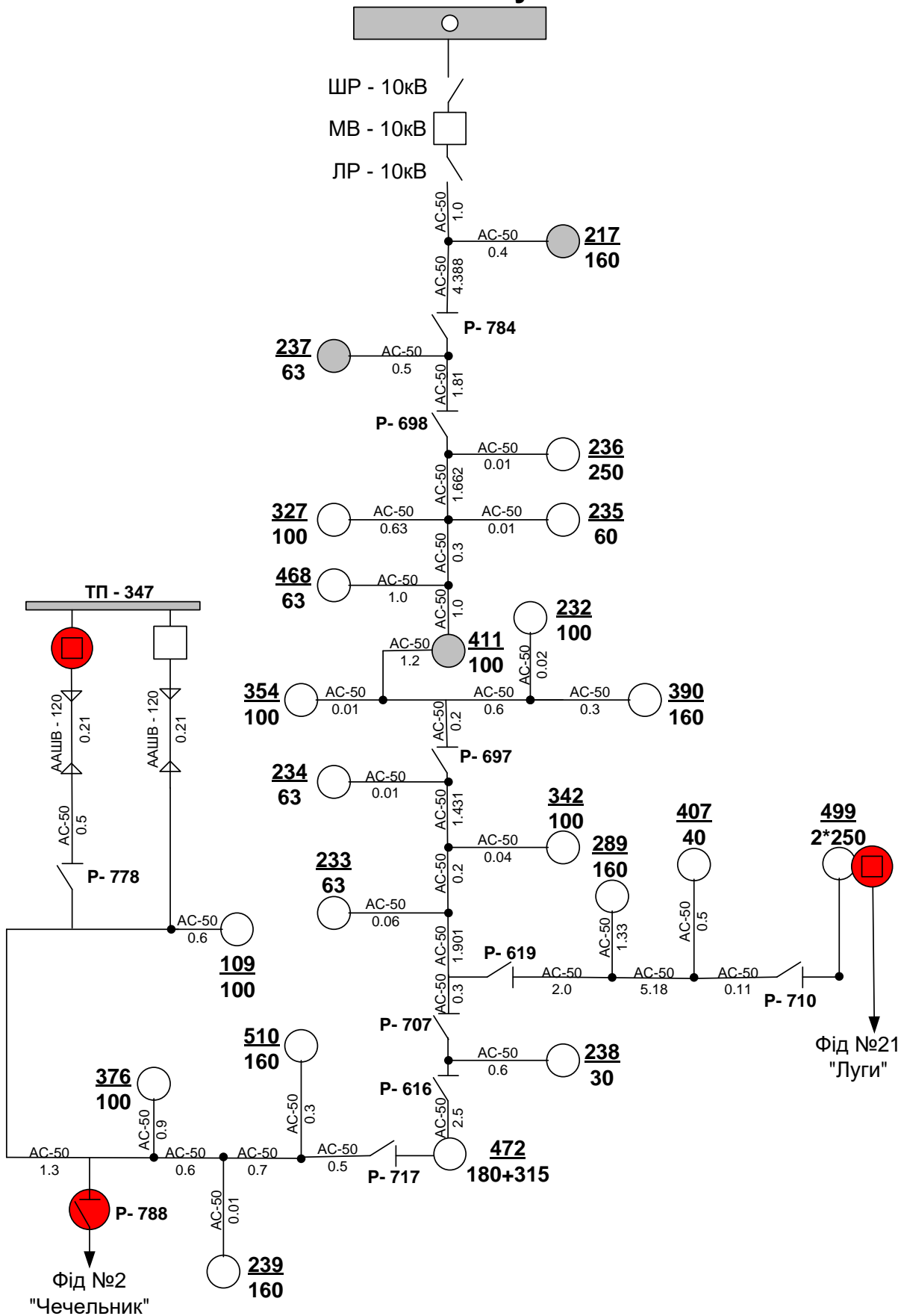
ПС 110/10 кВ "Луги" Ф - 24



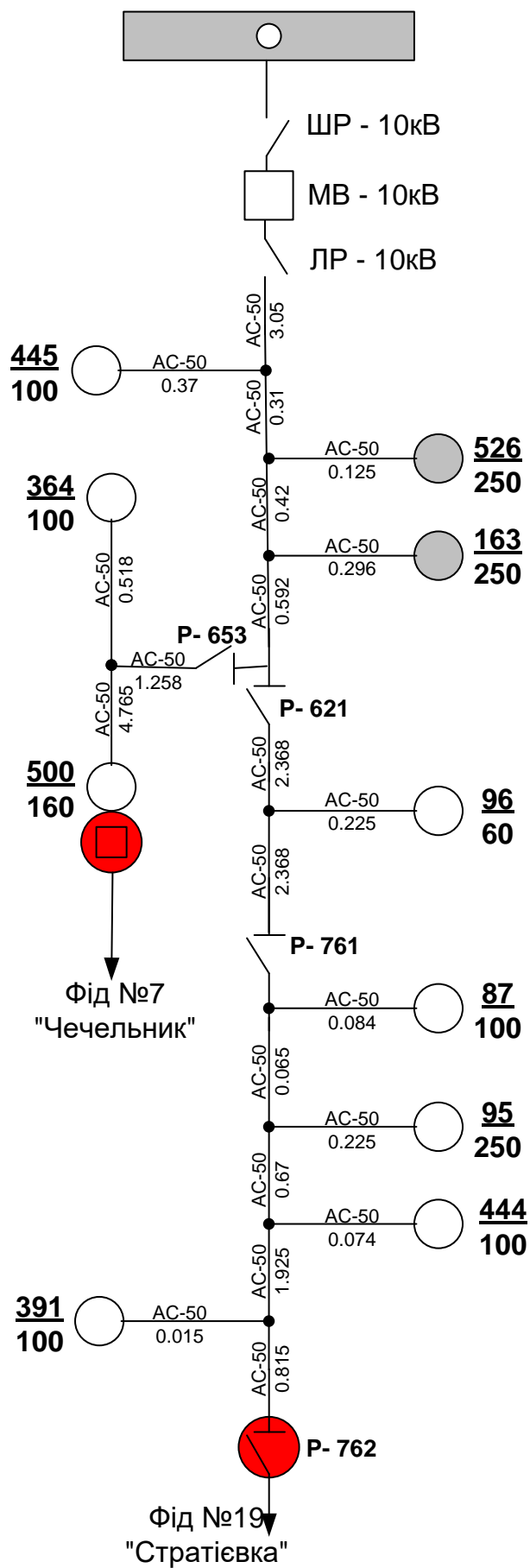
ПС 110/10 кВ "Луги" Ф - 21



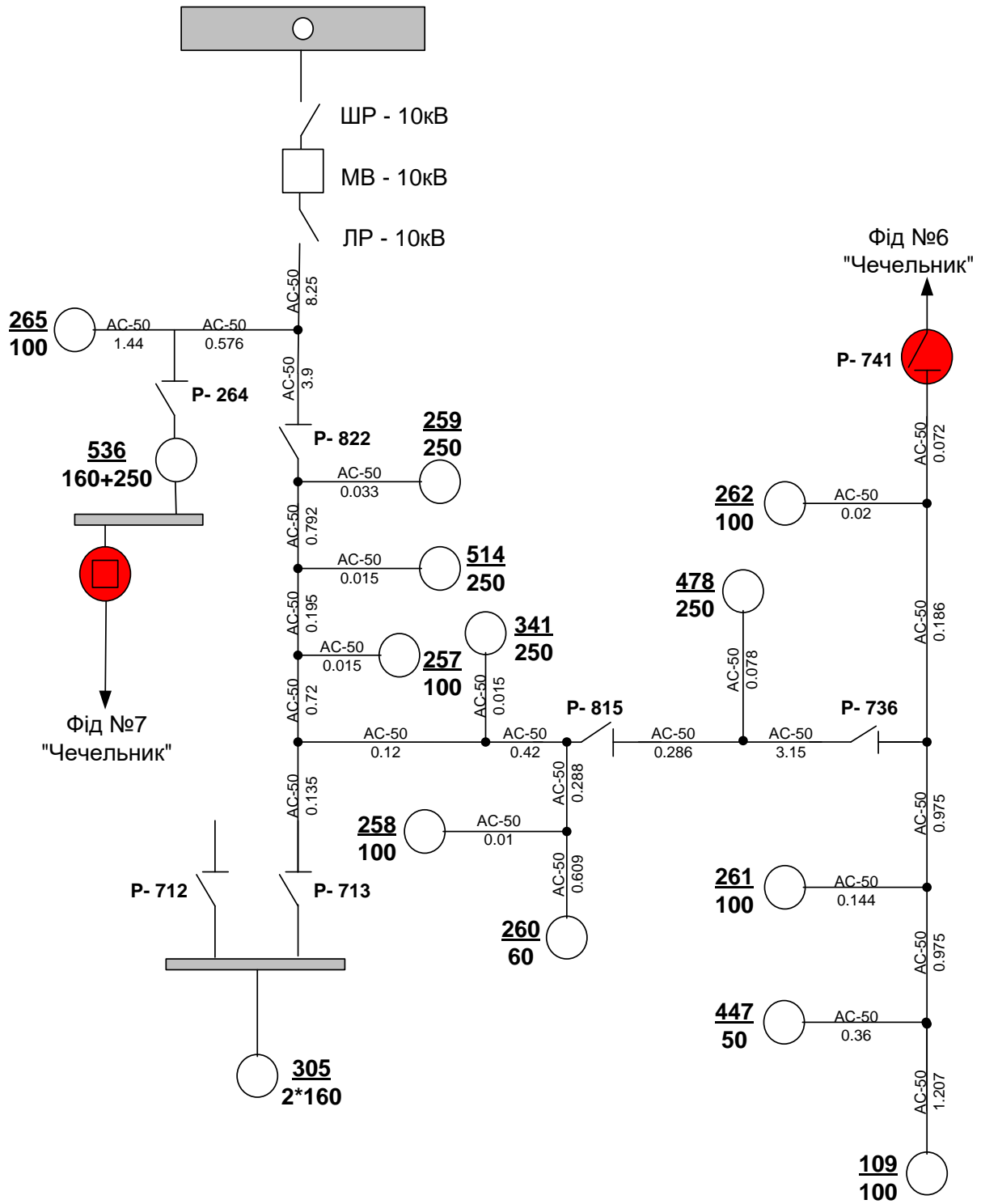
ПС 110/10 кВ "Луги" Ф - 22



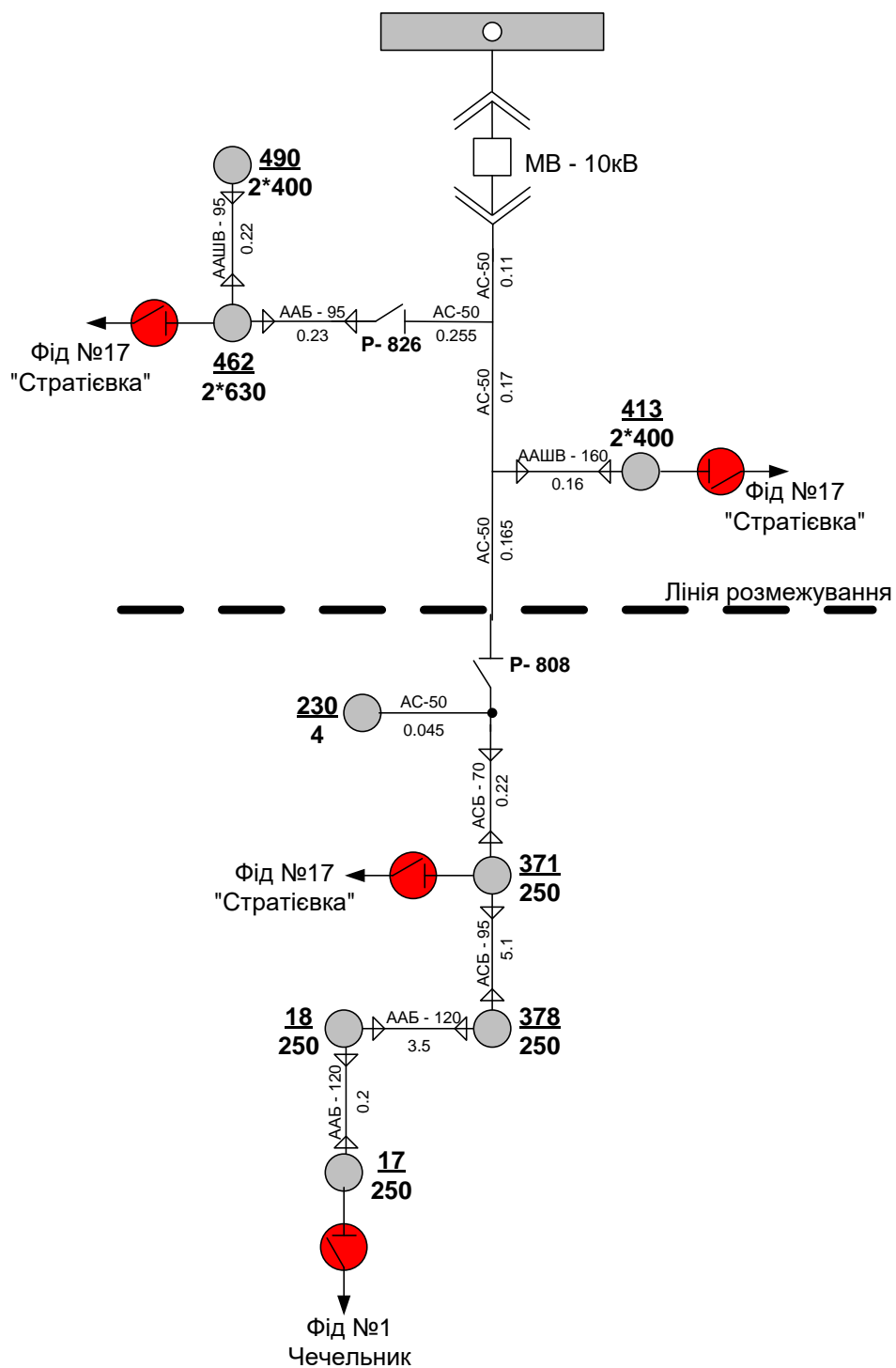
ПС 35/10кВ "Ольгопіль" Ф-13



ПС 35/10 кВ "Ольгопіль" Ф-12



ПС 35/10 кВ „Стратієвка" Ф - 18



ПС 35/10 кВ "Стратієвка" Ф - 17

