

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний аграрний університет
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Допущений до захисту:
завідувач кафедри ЕЕЕ
д.т.н. проф. Матвійчук В.А.

(Підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

“25” листопада 2019 р.

Обґрунтування розвитку електричних мереж 110 кВ Жмеренських РЕМ

Робота на здобуття освітнього ступеня «Магістр»
за спеціальністю 141 – Електроенергетика,
електротехніка і електромеханіка

Виконав: студент групи ЕІ-18-1 (маг.з.)

Сердега Віталіна Вікторівна _____

Керівник: к.т.н., доцент, каф. ЕЕЕ

Видмиш А.А. _____

2019

Вінницький національний аграрний університет
Факультет Інженерно-технологічний
Кафедра «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітній ступінь - магістр
Галузь знань 14 - «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕЕЕ
д.т.н., проф. В.А. Матвійчук

“27” вересня 2019 року

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ МАГІСТРАНТА

Сердега Віталіна Вікторівна

1. Тема роботи: Обґрунтування розвитку електричних мереж 110 кВ Жмеренських РЕМ.

Керівник роботи: к.т.н., доцент Видмиш Андрій Андрійович
керівник роботи Видмиш Андрій Андрійович, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ВНАУ від «13» травня 2019 року №101-м

2. Строк подання студентом роботи “25” листопада 2019 року

3. Вхідні дані: Матвійчук В.А. Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільсько-господарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»/ Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О. – Вінниця: ВНАУ, 2016. - 63 с., Костенко М. П. Электрические машины. Ч. 2. Машины переменного тока / М. П. Костенко, Л. М. Пиотровский. – Л.: Энергия. – 1973. – 648 с., Копылов И. П. Математическое моделирование электрических машин / И. П. Копылов – М.: Высшая школа, 2001. – 327 с., Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ.. 1 Електротехнічна частина., 2 Спеціальна частина., 3 Релейний захист та автоматика ліній електропередач 10 кВ., 4 Охорона праці на підстанції., Висновки

5. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Основна частина	Видмиш А.А к.т.н., доцент кафедри ЕСТА	27.09.2019	27.09.2019

6. Дата видачі завдання « 27 » вересня 2019 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз завдання. Вступ	30.09 – 04.10.19 р.	
2	Розробка електротехнічних розділів	07.10 – 25.10.19 р.	
3	Розробка економічної частини	28.10 – 01.11.19 р.	
4	Розробка розділу з охорони праці	04.11 – 08.11.19 р.	
5	Аналіз виконання ІЗ. Висновки	11.11 – 15.11.19 р.	
6	Оформлення пояснювальної записки	18.11 – 20.11.19 р.	
7	Підготовка доповіді і презентаційного матеріалу	21.11.18 р. – 22.11.19 р.	
8	Попередній захист	25.11.19 р.	

Студент

_____ Сердега В.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ Видмиш А.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Зміст

Анотація.....	7
Вступ.....	9
1 Електротехнічна частина	11
1.1 Втрати електроенергії в електричних мережах як об'єкт управління....	11
1.1.1 Загальна характеристика втрат електроенергії в електричних мережах	11
1.1.2 Задачі зменшення втрат в електричних мережах.....	14
1.1.3 Види розрахунків втрат електроенергії	15
1.1.4 Достовірність розрахункових значень втрат	18
1.1.5 Втрати електроенергії, які пов'язані з неточністю обліку	20
1.2 Визначення втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах	23
1.2.1 Методи розрахунку втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах.....	23
1.2.2 Визначення числових характеристик навантаження для обчислення втрат електроенергії.....	25
1.2.3 Визначення втрат в електричних мережах 0,38 кВ	26
1.2.4 Оцінка втрат напруги в лініях 0,38 кВ за втратами потужності в них .	29
1.3 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення вхідних даних	31
1.3.1 Загальні вимоги	31
1.3.2 Дані про трансформаторні підстанції 110/10 кВ	34
1.3.3 Дані про фідери підстанцій 110/10 кВ.....	35
1.3.3.1 Загальна інформація	35
1.3.3.2. Схема фідера	37
1.3.4 Введення та редагування інформації про мережу 0,4 кВ	45
1.4 Виконання розрахунків	49
1.4.1 Діагностика початкових даних	49
1.4.2 Розрахунок втрат потужності та електроенергії за заданим часом втрат	51
1.4.3 Розрахунок втрат електроенергії за заданим графіком навантаження .	53

1.4.4 Аналіз ефективності компенсації реактивної потужності	55
1.5 Виконання практичних розрахунків з визначення втрат та розробки електроощадних заходів	58
1.6 Дослідження впливу перерізу проводу ЛЕП на значення втрат у електричній мережі	59
1.7 Дослідження компенсації реактивної потужності	60
1.8 Оптимізація схеми електричної мережі	62
1.9 Визначення техніко-економічного ефекту	65
2 Спеціальна частина	65
2.1 Методи регулювання рівнів напруги в електричних мережах	65
2.1.1 Зміна коефіцієнтів трансформації	68
2.1.2 Централізоване регулювання	73
2.1.3 Місцеве регулювання	74
2.2 Вибір регулюючих пристроїв	77
2.2.1 Вихідні дані	77
2.2.2 Визначення меж регулювання напруги в центрах живлення	79
2.2.3 Вибір закону регулювання напруги в центрі живлення й визначення допустимих втрат напруги в розподільних мережах	82
3 Релейний захист та автоматика ліній електропередач 10 кВ	89
3.1 Класифікація захистів ЛЕП 10 кВ	89
3.1.1. Максимальний струмовий захист (МСЗ) ліній електропередачі	89
3.1.2. Струмова відсічка	90
3.1.3. Максимальний направлений струмовий захист	90
3.1.4. Захист лінії від замикань на землю	90
3.1.5. Автоматичне повторне ввімкнення ліній (АПВ)	91
3.1.6. Автоматичне частотне розвантаження	91
3.2 Оцінка захистів ліній електропередач 10 кВ	92
3.2.1. Струмовий захист лінії	92
3.2.2. Струмовий направлений захист	92

3.2.3. Струмовий захист нульової послідовності	93
3.3 Захист лінії електропередач 10 кВ фідера 30 підстанції „Жмеринка”	93
4 Охорона праці на підстанції 110/35/10 кВ	98
4.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об’єкта	99
4.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	101
4.3 Мікроклімат	102
4.4 Склад повітря робочої зони	103
4.5 Виробниче освітлення.....	104
4.6 Виробничий шум	105
4.7 Пожежна безпека.....	107
4.8 Технічні рішення системи запобігання пожежі	108
4.9 Технічні рішення системи протипожежного захисту.....	109
Висновки.....	116
Література.....	117
Додатки	120

Анотація

Магістерська робота присвячена розвитку розподільчої мережі 10 кВ Жмеринських РЕМ.

Супроводжувальна документація складається з пояснювальної записки обсягом 145 сторінки.

В дипломній роботі подано характеристику втрат електроенергії в електричних мережах. Розглядаються задачі зменшення втрат електроенергії в мережах.

Існуюча мережа характеризується надлишковими технічними втратами. Тому проаналізовано заходи щодо зниження технічних втрат, і на їх основі сформовані варіанти розвитку. Розвиток передбачає: зміну схеми електричних з'єднань існуючої мережі, установлення компенсуючих пристроїв – батарей статичних конденсаторів, зміну перерізу проводів існуючих ліній. Режими роботи мережі розраховані за допомогою програми “ВТРАТИ-10/0.4”. Для кожного варіанта визначені втрати потужності і електроенергії в мережі в цілому та в кожному фідері окремо. Оптимальний варіант вибрано виходячи з мінімуму втрат електричної енергії. Умовно оптимальний варіант визначається за максимальною рентабельністю.

Annotation

The master's thesis is devoted to the development of the 10 kV distribution network of Zhmeryn REM.

The accompanying documentation consists of a 145-page explanatory note.

The thesis presents the characteristics of electricity losses in electrical networks. The problems of reducing electricity losses in networks are considered.

The existing network is characterized by excess technical losses. Therefore, measures to reduce technical losses are analyzed and options for development are formed on their basis. The development involves: modifying the wiring diagram of the existing network, installing compensation devices - batteries of static capacitors, changing the cross-section of the existing lines. Network operating modes are calculated using the LOSS-10 / 0.4 program. For each variant, the losses of power and electricity in the network as a whole and in each feeder are determined separately. The best option is chosen based on the minimum of energy losses. Conditionally optimal option is determined by the maximum profitability.

Вступ

Актуальність теми. Сучасні електричні мережі характеризуються збільшенням кількості споживачів, які негативно впливають на якість електричної енергії, при одночасному збільшенні споживачів, які ставлять підвищені вимоги до електроенергії. Це вказує на наявність тенденції загострення проблеми забезпечення якості енергії в електричних мережах. Разом з тим великого значення набуває питання застосування енергозберігаючих технологій передачі й розподілу електричної енергії.

Проблеми якості електричної енергії і регулювання напруги тісно пов'язані між собою і в умовах ринкових відносин є особливо актуальними. Практичне вирішення цих задач вимагає аналізу режимів роботи електричних мереж і використовуваних методів та засобів регулювання напруги.

У даний час основним методом регулювання напруги є централізоване, здійснюване за допомогою пристроїв регулювання під навантаженням (РПН) або переключення без збудження (ПБЗ) трансформаторів центру живлення (ЦЖ). Розподільні електричні мережі (РЕМ) характеризуються низькою кількістю вимірювальних приладів і засобів телеконтролю. Регулювання напруги в такій мережі утруднене через складність одержання необхідної інформації.

При регулюванні напруги враховуються вимоги до якості електричної енергії тільки у споживачів того ієрархічного рівня, на якому розташовуються засоби регулювання. У результаті споживачі з графіком навантажень, відмінним від графіка навантажень центру живлення, протягом тривалого часу працюють при напрузі, що не відповідає оптимальній.

Низька ефективність застосовуваних методів у сполученні з використовуваними на сьогоднішній день технічними засобами регулювання напруги вказує на необхідність коригування існуючої концепції регулювання напруги в напрямку розробки методів, здатних адаптуватися до структури, що змінюється, і режимів роботи електричних мереж, а також враховувати багатофакторність задачі регулювання напруги в них.

Застосування комплексного підходу до багаторівневої РЕМ як до складної ієрархічної системи кібернетичного типу з урахуванням вимог до якості електричної енергії з боку всіх споживачів дозволить удосконалити метод зустрічного регулювання напруги. Це забезпечить підвищення ефективності процесу експлуатації багаторівневих РЕМ за рахунок оптимізації процесу

регулювання напруги в мережі в рамках задач автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ) з урахуванням вимог до якості електричної енергії одночасно у всіх споживачів.

Таким чином, тема дипломного дослідження є актуальною, тому що спрямована на забезпечення потреб енергетики України при вирішенні проблем енергозбереження завдяки підвищенню ефективності функціонування електричних мереж, а також забезпечення якості електричної енергії у споживачів.

Зв'язок роботи з науковими програмами темами. Дипломна робота тісно пов'язана з науковими розробками кафедри.

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є розробка сучасних електричних мереж із врахуванням найновіших досягнень науки і техніки і техніко-економічного обґрунтування рішень, що визначають формування енергетичних об'єднань і розвиток електричних станцій, електричних мереж і засобів їх експлуатації та управління, при яких забезпечується оптимальна надійність постачання споживачів електричною енергією в необхідних значеннях та з відповідною якістю і найменшими затратами [1].

Об'єктом роботи є мережа 110 кВ Жмеренські розподільчі електричні мережі.

Предметом дослідження є методи оптимізації роботи розподільчих електричних мереж 110 кВ.

Наукова новизна одержаних результатів. Досліджений вплив перерізу проводів ЛЕП на значення втрат у електричній мережі.

Практичне значення одержаних результатів. Впровадження одержаних результатів дозволяє:

- оцінити ефективність існуючої чи проектної системи;
- розрахувати систему релейного захисту підстанцій;
- спрогнозувати збитки від можливих аварійних режимів.

Особистий внесок магістранта. Усі результати, наведені у МДР отримані самостійно.

Апробація результатів. Викладені результати досліджень були апробовані на щорічних науково-дослідних конференціях кафедри.

1 Електротехнічна частина

1.1 Втрати електроенергії в електричних мережах як об'єкт управління

1.1.1 Загальна характеристика втрат електроенергії в електричних мережах

Призначенням розподільних електричних мереж є транспортування електричної енергії, отриманої від розподільчих пунктів енергосистеми, і розподіл її між пунктами споживання (див. рис. 1.1). Цей процес супроводжується втратами частини електроенергії в електричних мережах, які визначаються:

$$\Delta W = W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}}, \quad (1.1)$$

де $W_{\text{пост}}$ – електроенергія, яка поступила в електричну мережу з енергосистеми і яку необхідно розподілити між споживачами; $W_{\text{відп}}$ – електроенергія, яка відпущена споживачам.



Рисунок 1.1 - Баланс електроенергії в електричних мережах

Втрати електроенергії можна умовно поділити на технологічні та комерційні. Структура їх подана на рис. 1.2. Технологічні втрати обумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами та обліку її поступлення і відпуску. Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами. Тобто, втрати можна записати як

$$\Delta W = \Delta W_{\text{техн}} + \Delta W_{\text{ком}} = \Delta W_{\text{T}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}} + \Delta W_{\text{ком}}, \quad (1.2)$$

де $\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{T}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}}$ - технологічні втрати, які складаються з технічних втрат в елементах мережі ΔW_{T} , витрат електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{\text{вп}}$, електроенергія, недооблік якої обумовлений інструментальними похибками її вимірювання $\Delta W_{\text{обл}}$; $\Delta W_{\text{ком}}$ - комерційні втрати.

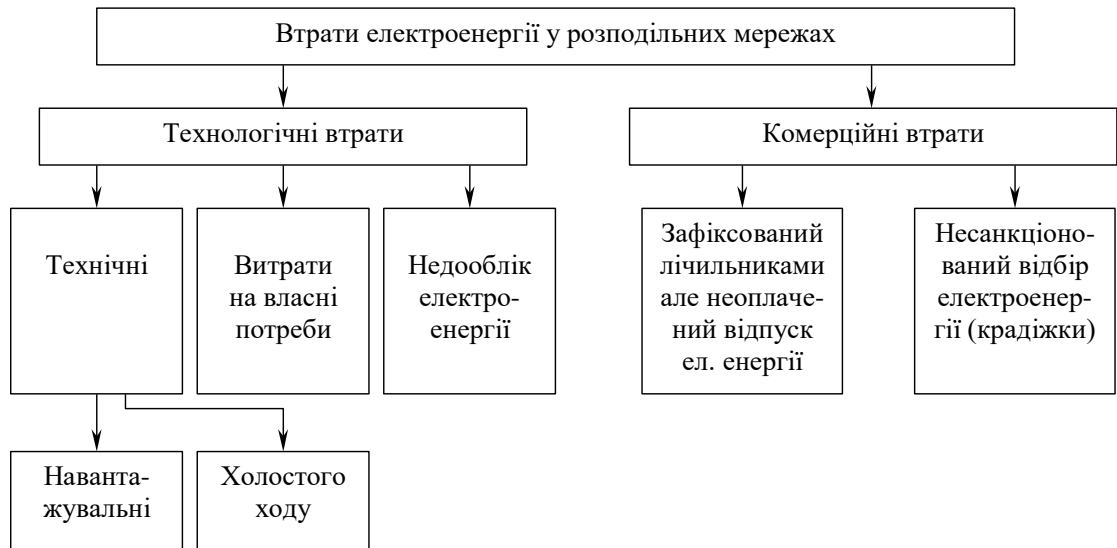


Рисунок 1.2 - Структура втрат у розподільних мережах

Технічні втрати ΔW_{T} - це втрати в лініях електропередачі (ЛЕП), трансформаторах, реакторах та іншому електрообладнанні. Вони мають фізичну природу і складаються з навантажувальних втрат, які залежать від значення навантаження, і втрат холостого ходу, які не залежать від навантаження. Перша складова пов'язана з нагріванням струмопровідних частин елементів електричних мереж, друга - з нагріванням магнітопроводів та коронним розрядом.

Витрати на власні потреби $\Delta W_{\text{вп}}$ - це електроенергія, яка витрачається на забезпечення нормального функціонування підстанції і розподільчих пунктів (освітлення, вентиляція, обігрів, ремонт, живлення оперативних кіл, тощо).

Втрати електроенергії в електричній мережі через недооблік електроенергії $\Delta W_{\text{обл}}$ можуть виникати через систематичні похибки лічильників та вимірювальних трансформаторів. Особливо це стосується трансформаторів струму, які при струмі в первинній обмотці, меншому за номінальний, працюють

не в своєму класі точності і вносять похибку у вимірювання відпущеної електроенергії, яка може сягати до 2-3%.

Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами:

$$\Delta W_{\text{ком}} = (W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}}) - \Delta W_{\text{техн}}. \quad (1.3)$$

Комерційні втрати складаються з двох складових, які відрізняються за своєю суттю. В обох випадках це спожита, але не оплачена електроенергія. В першому випадку спожита електроенергія зафіксована на лічильниках і споживач з часом може за неї розрахуватися. З врахуванням пені за несвоєчасну проплату, витрати електричної мережі на цю електроенергію можуть бути компенсовані. Інша справа з електроенергією, яка спожита несанкціоновано і яка не зафіксована на лічильниках.

Економічно обґрунтовані (оптимальні) технічні втрати $\Delta W_{\text{т.о}}$ є різниця між їхнім фактичним значенням $\Delta W_{\text{т}}$ і зниженням втрат $\delta W_{\text{о}}$, що може бути досягнуто за рахунок упровадження спеціальних заходів:

$$\Delta W_{\text{т.о}} = \Delta W_{\text{т}} - \delta W_{\text{о}}. \quad (1.4)$$

Оптимальні втрати $\Delta W_{\text{т.о}}$ не є постійною величиною, яку можна визначити один раз і потім використовувати. Визначені на стадії розробки схеми розвитку енергосистеми відповідають прогнозованим навантаженням, на базі яких виконуються всі проектні розрахунки. Реальні навантаження в умовах експлуатації будуть відрізнятися від розрахункових, тому значення $\Delta W_{\text{т.о}}$, визначене для поточного розрахункового періоду часу, буде відрізнятися від його значення, визначеного на стадії проектування. Крім того, ріст навантажень по роках буде приводити до зміни величини $\Delta W_{\text{т}}$, а отже, і $\Delta W_{\text{т.о}}$. Тому оптимальні втрати можуть бути представлені у виді ряду значень, кожне з яких відповідає своєму розрахунковому періоду. Весь ряд цих значень повинний корегуватися в міру уточнення даних про навантаження і схеми на перспективу.

1.1.2 Задачі зменшення втрат в електричних мережах

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. 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 втрат. Крім того, наявність інформації про поточні значення втрат потужності в електричних мережах надає можливість розв'язання ряду інших експлуатаційних задач. Наприклад, за допомогою відповідного програмного забезпечення з'являється можливість фіксувати появу та локалізувати місця виникнення однофазних к.з., що є серйозною проблемою, особливо для кабельних мереж.

В зв'язку з необхідністю керувати значенням втрат електроенергії в електричних мережах виникають задачі, які відрізняються шляхами і засобами досягнення кінцевої мети. Відрізняються такі основні дві задачі (див. рис. 1.3).

Перша – це обґрунтування допустимого значення втрат електроенергії для даної мережі за звітний період для того, щоб закласти в тариф вартість цих втрат, запланувати виробництво відповідної кількості енергії на електростанціях (підготувати потужності генерування та запаси палива, тощо) для покриття цих втрат, мати можливість контролювати значення втрат і через економічні механізми впливати на них. В рамках цієї задачі визначаються планові (перед звітним періодом) і фактичні (після завершення звітного періоду) значення втрат. Тут враховується, що втрати залежать від низки факторів. До них відносяться структура електричної мережі (напруга, довжина ліній електропередачі, перерізи проводів, кількість трансформаторів і їх потужність, особливості топології та ін.), запланована (спожита) кількість електроенергії, метрологічні умови, тощо.

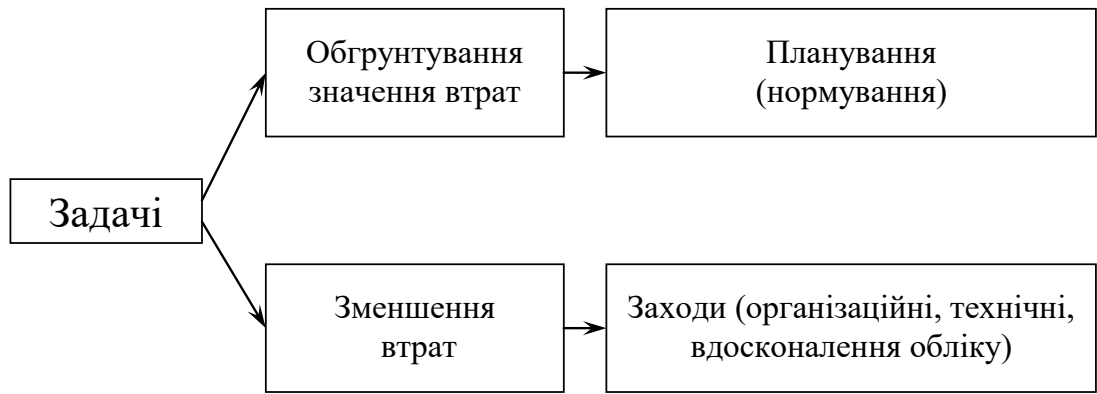


Рисунок 1.3 – Задачі визначення втрат електроенергії

Інша задача – це визначення та аналіз втрат електроенергії для розроблення заходів по їх зменшенню. Особливістю цієї задачі є те, що для розроблення організаційних і технічних електроощадних заходів, а також заходів, пов’язаних з вдосконаленням систем обліку електроенергії, необхідне більш детальне визначення втрат електроенергії в електричних мережах (в окремих її фрагментах, під’єднаннях, трансформаторних підстанціях). В рамках цієї задачі також визначаються планові (перед обґрунтуванням електроощадних заходів) і фактичні (після практичної реалізації заходів) значення втрат.

1.1.3 Види розрахунків втрат електроенергії

Розрахунки втрат електроенергії підрозділяють на три види: ретроспективні, оперативні і перспективні. Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групах елементів електричної мережі;
- оцінки комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробки заходів щодо їхнього зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження втрат електроенергії;

- складання балансів електроенергії по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям і розробки заходів щодо зниження небалансів до припустимих значень;

- визначення техніко-економічних показників енергосистеми;

- проведення фінансових розрахунків зі споживачами й іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, які не враховані лічильниками електроенергії.

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

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії і їхньою зміною 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 лімітів по потужності;

- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;

- формування бази даних, використовуваних 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 звітні періоди;

- оцінки очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження втрат електроенергії;

- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

У відповідності до особливостей схем і режимів електричних мереж, а також інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж,

розрахунок втрат електроенергії в який здійснюють різними методами:

- транзитні електричні мережі 220 кВ і вище (міжсистемного зв'язку), через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, що практично 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.

На підставі результатів розрахунків і звітних даних проводять аналіз втрат електроенергії з метою розв'язання таких задач:

- виявлення й оцінки резервів енергосистеми і її підприємств по зниженню втрат електроенергії;
- виявлення і ранжирування основних факторів, що визначають рівень втрат електроенергії;
- оцінки ефективності конкретних заходів щодо зниження втрат електроенергії і визначення черговості їх впровадження;
- визначення місць комерційних втрат електроенергії;
- оцінки результатів роботи за показником "втрати електроенергії" енергосистеми в цілому, а також окремих її підрозділів;
- підготовки й обґрунтування рішень по розвитку електричних мереж і впровадженню заходів щодо зниження втрат, які вимагають капітальних вкладень.

Основними формами аналізу втрат електроенергії є:

- складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж і енергосистемі в цілому;
- порівняння розрахункових, планових і звітних втрат електроенергії за різні часові інтервали й аналіз зміни втрат по енергосистемі й окремих її підприємствах;
- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни

схем, режимів електричних мереж і структури відпуску електроенергії;

– порівняння звітних і планових нормованих і лімітованих складових балансу електроенергії (власні потреби, господарські і виробничі потреби);

– оцінка фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів у цілому;

– виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що характеризують схему мережі і режими її роботи.

Під час проведення аналізу втрат електроенергії доцільно використовувати наступну інформацію:

– результати розрахунків режимів електричних мереж і їхньої схеми;

– результати розрахунків втрат електроенергії і їхню структуру;

– звітні дані про втрати електроенергії в енергосистемі і її підприємствах за ряд років;

– дані про потоки електроенергії по міжсистемних лініях за ряд років;

– підсумки виконання планів заходів щодо зниження втрат електроенергії;

– проектні рішення по розвитку електричних мереж;

– матеріали, що характеризують стан і використання засобів компенсації реактивної потужності і регулювання режиму електричних мереж;

– дані про оснащеність мереж споживачів електроенергії пристроями компенсації (квар/кВт) за ряд років;

– дані про стан розрахункового і технічного обліку електроенергії;

– дані про середньомісячну оплату електроенергії в розрахунку на одного побутового абонента і результатах боротьби з розкраданнями електроенергії;

– дані про матеріальне стимулювання персоналу енергосистеми за зниження втрат електроенергії.

1.1.4 Достовірність розрахункових значень втрат

Навантажувальні втрати електроенергії в елементі трифазної мережі з

опором визначають за формулою

$$\Delta W_H = 3R \int_0^T I^2(t) dt \approx 3R \Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2, \quad (1.5)$$

де $I(t)$ – повний струм в елементі в момент часу t ; R – активний опір елемента мережі, в якому визначаються втрати; Δt – інтервал часу між послідовними його вимірами, якщо останні виконуються дискретно через рівні досить малі інтервали часу.

Втрати електроенергії холостого ходу визначають за формулою

$$\Delta W_X = \frac{\Delta P_X}{U_{ном}^2} \int_0^T U^2(t) dt \approx \frac{\Delta P_X}{U_{ном}^2} \Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} U_i^2, \quad (1.6)$$

де ΔP_X - втрати потужності холостого ходу при номінальній напрузі, що приводяться в паспортних даних устаткування; U – напруга, під якою знаходиться елемент мережі.

Точне визначення втрат електроенергії за інтервал часу T можливо при відомих значеннях параметрів R та ΔP_X і функцій часу $I(t)$ та $U(t)$ на всьому інтервалі. Параметри R и ΔP_X звичайно відомі, і в розрахунках їх вважають постійними. Разом з тим опір провідника залежить від його температури:

$$R_t = R_{20} [1 + 0,004(\theta - 20)], \quad (1.7)$$

де R_{20} – опір при $\theta=20$ °С, і при зміні θ у діапазоні від -20 до $+90$ °С (припустима температура нагрівання проводів повітряних ліній) R_t приймає значення від 84 до 120% від R_{20} . Додаткові похибки обумовлені неточним знанням довжин ліній, старінням проводів і т.п.

З метою уточнення фактичних параметрів ліній доцільно проводити досліди холостого ходу і короткого замикання при виводі ліній у ремонт. Наявні зведення показують, що в ряді випадків фактичні значення активного опору й особливо активної провідності на землю (струми витоку) відрізняються на 20-30% від використовуваних у розрахунку .

Викладене показує, що похибка визначення втрат електроенергії в одному

елементі, викликана неточним представленням у розрахунку величини R , що вважається відомою, може бути суттєвою. Слід зазначити, що в практичних розрахунках дуже рідко опір ліній приводять до середньої температури за час T , тому що це нелегко: температура проводу залежить від його струмового навантаження, температури повітря, сонячної радіації, швидкості вітру і т.і. Тому звичайно в розрахунках використовують довідкові дані. У зв'язку з викладеним інформацію про параметри електричних мереж можна вважати повною, що володіє обмеженою вірогідністю.

Втрати холостого ходу, які пов'язані з втратами в магнітопроводах електричних апаратів, також не залишаються постійними на протязі їх експлуатації. Через зміну структури матеріалу магнітопроводів в процесі старіння та погіршення ізоляції між листами сталі втрати ΔP_x з часом збільшуються.

Інформація про режимні параметри $I(t)$ та $U(t)$ є, як правило, лише для днів контрольних вимірів, тобто при щогодинній реєстрації в ці дні – за 48 з 8760 ч. На більшості підстанцій без обслуговуючого персоналу вона реєструється лише 3 рази за контрольну добу. Ця інформація є неповною (існує не для кожного значення t) і обмежено достовірною, тому що виміри проводяться апаратурою, що має певний клас точності, і не одночасно на всіх підстанціях.

1.1.5 Втрати електроенергії, які пов'язані з неточністю обліку

З (1.1) та рис. 1.1 видно, що значення втрат електроенергії в електричній мережі залежить від точності системи обліку. Похибки якої визначаються похибками лічильників електроенергії, вимірювальних трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН), від яких живляться лічильники, та каналів зв'язку. Якщо втрати електроенергії визначаються розрахунковим шляхом, то похибки лічильників і вимірювальних трансформаторів через вихідні дані для програми розрахунків переносяться на значення втрат. За правильних проектних рішень і нормальних умовах експлуатації похибки вимірювальної системи не

спотворюють значення втрат електроенергії під час їх визначення (розрахунків) більше, ніж це допустимо. Інша справа, коли прилади обліку електроенергії працюють в ненормальних для себе умовах. Особливо це стосується вимірювальних ТС струму, точність яких залежить від навантаження як первинної, так і вторинної обмоток.

На рис. 1.4,б приведена векторна діаграма ТС, з якої видно що ТС має струмову та кутову похибки. Значення цих похибок залежить від струмів I_1 та I_2 (див. рис. 1.4,а). Струмова похибка визначається за формулою

$$f = \frac{I_2 k_{\text{НОМ}} - I_1}{I_1} 100\% , \quad (1.8)$$

де $k_{\text{НОМ}} = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}}$ - коефіцієнт трансформації ТС.

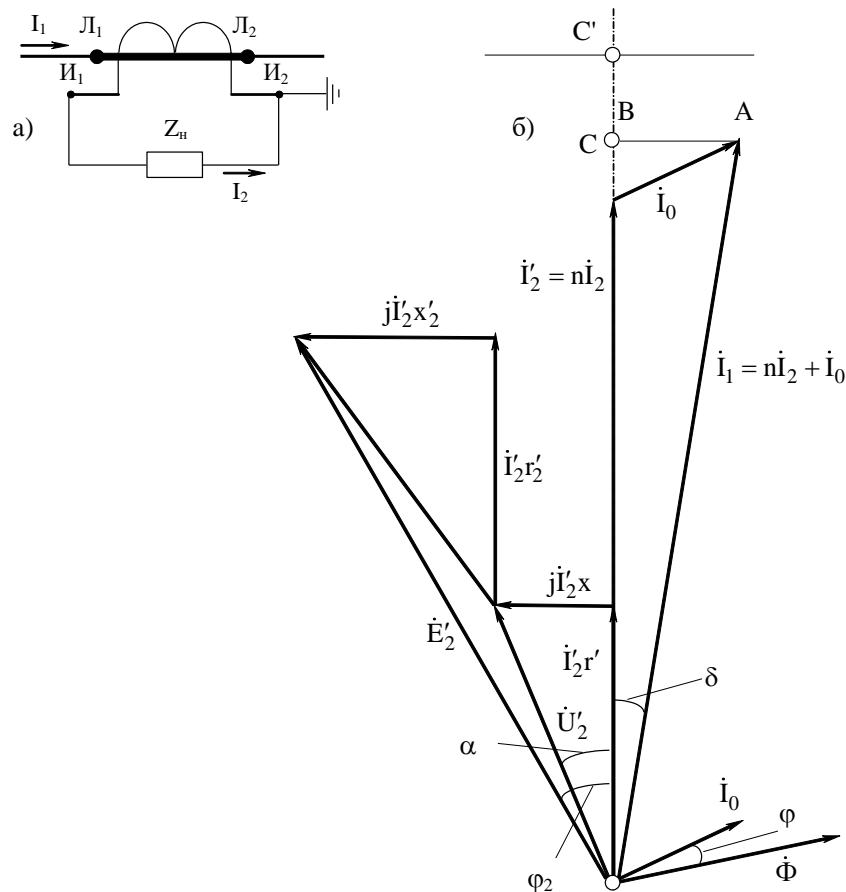


Рисунок 1.4 – Принципова схема ТС і його векторна діаграма

З векторної діаграми ТС видно, що коли $k_{\text{НОМ}} = n = w_2 / w_1$, де w_1 і w_2 – кількість витків первинної і вторинної обмоток, то похибка завжди від’ємна. Тому

застосовують виткову корекцію, тобто спеціально добавляють витки у вторинній обмотці. Причому кількість цих витків підбирають таким чином, щоб струмова похибка ТС знаходилася в допустимих межах в діапазоні зміни первинних струмів I_1 , близьких до номінального $I_{1\text{ном}}$ (див. рис. 1.5).

З рис. 1.5 видно, що коли відносна зміна струму навантаження у первинній обмотці лежить в околі його номінального значення ($I_1^*=1$), то похибка ТС є близькою до нуля, а через те, що знак її може мінятися, то негативна дія її на вимірювану лічильниками електроенергію може взагалі компенсуватися. Якщо ТС з якоїсь причини постійно недовантажений, то похибка стає від'ємною систематично, що зрештою призводить до того, що частина електроенергії залишається необлікованою. Це може бути тому, що ТС або неправильно вибраний, або в процесі експлуатації відбулися не передбачені під час проектування якісь зміни і навантаження зменшилося.

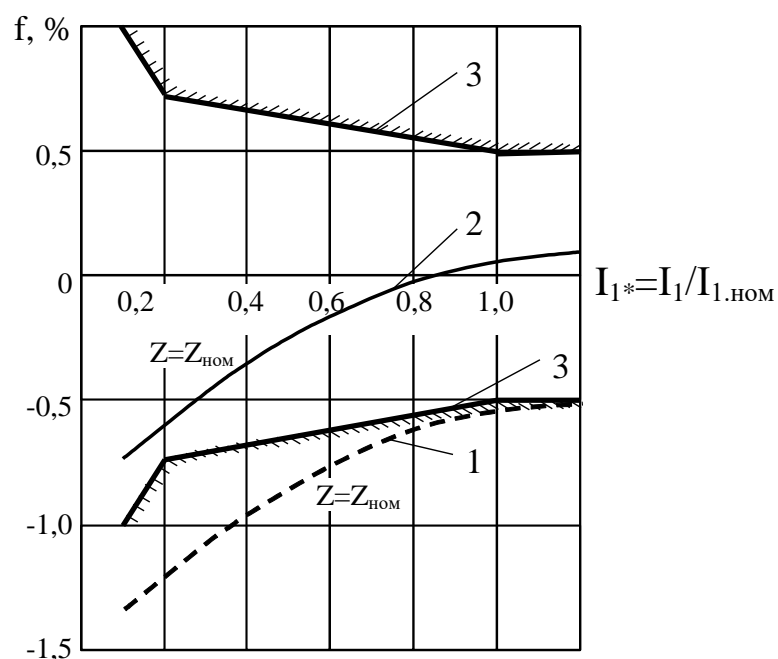


Рисунок 1.5 – Залежність похибки ТС від струму у первинній обмотці
 1 – без виткової корекції; 2 – з витковою корекцією; 3 – нормовані межі струмової похибки для трансформаторів класу точності 0,5.

Зауважимо, що при відносно малих навантаженнях ($<0,25I_{1\text{ном}}$) ТС може вийти зі свого класу точності (див. рис. 1.5) і його подальше використання стає не

можливим. ТС, які в електричній мережі є постійно недовантаженими і, тим самим, стають причиною недооблікованої електроенергії, повинні замінюватися на такі ТС, що відповідають реальним умовам експлуатації.

1.2 Визначення втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах

1.2.1 Методи розрахунку втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах

Кінцевою метою розрахунків і аналізу втрат є їх зниження за допомогою економічно обґрунтованих заходів. Економічним важелем, що повинен стимулювати практичне впровадження заходів, є встановлення планових значень втрат, обчислених з урахуванням реальних можливостей персоналу по їх зниженню. Тому на практиці розрахунки втрат виконують для вирішення двох основних задач: вибору заходів по зниженню втрат та обґрунтування планового завдання по втратах.

В залежності від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись наступні методи:

1. Методи по елементних розрахунках, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (1.9)$$

де k – кількість елементів мережі; Δt – інтервал часу між послідовними замірами навантаження елементів; T – звітний період часу; $n = T/\Delta t$ – кількість інтервалів; I_{ij} – середнє значення струму i -го елемента з опором R_i на j -му інтервалі часу.

2. Методи характерних режимів, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j, \quad (1.10)$$

де ΔP_j – навантажувальні втрати потужності в мережі в j -му режимі тривалістю t_j

годин; l – кількість режимів.

3. Методи характерних діб, які використовують формулу

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^m \Delta W_{H1}^D D_{екi}, \quad (1.11)$$

де m – кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожен з яких, обчислені за відомими графіками у вузлах мережі, складають ΔW_{H1}^D ; $D_{ек}$ – еквівалентна тривалість в рік i -го характерного графіка (кількість діб).

4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат τ :

$$\Delta W_H = \Delta P_{\max} \tau, \quad (1.12)$$

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

5. Методи середніх навантажень, які використовують формулу

$$\Delta W_H = \Delta P_{\text{ср}} k_{\phi}^2 T, \quad (1.13)$$

де $\Delta P_{\text{ср}}$ – втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів (або мережі в цілому) за час T ; k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка 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. Ці методи називають схемотехнічними.

Статистичні методи не передбачають електричного розрахунку мережі. При їх використанні втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій, тощо. Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється.

Статистичні методи використовують для оцінки сумарних втрат в мережі.

Вони не дозволяють визначити конкретні заходи по зниженню втрат. Вони використовуються при розрахунках і аналізі втрат в мережах, де ще не впроваджена автоматизована система керування цими мережами, відсутній банк даних про їх схеми і не організоване періодичне поповнення даних про їх навантаження. На сьогодні це мережі 0,38 кВ.

В даній програмі визначення втрат потужності і енергії в електричних мережах використовуються схемотехнічні методи в різних їх комбінаціях. При цьому виходять з того, що послідовність обчислювальних операцій з заданим набором вихідних параметрів повинна призводити до конкретного чисельного результату. Заміна величин, які використовують в конкретному методі, на величини, пов'язані з ними функціонально, не створює нового методу розрахунку і є лише іншою формою запису відомого методу, оскільки призводить до тотожного результату.

1.2.2 Визначення числових характеристик навантаження для обчислення втрат електроенергії

В методах розрахунку втрат, які реалізовані в програмі ВТРАТИ-10, використовуються такі прийоми числової обробки даних.

Інтегрування неперервного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі залежні величини. Наприклад, середньоквадратичне значення струму знаходиться за формулою

$$I_{\text{с.кв.}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n I_i^2 \Delta t_i} . \quad (1.14)$$

Величини τ і k_{ϕ} , що характеризують форму графіка навантаження і використовуються в (1.12) та (1.13), визначаються наступним чином.

Відомо, що кількість годин найбільших втрат визначається за формулою:

$$\tau = k_3^2 k_\phi^2 T, \quad (1.15)$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин використання максимального навантаження. Він визначається:

$$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}}, \quad (1.16)$$

де $P_{\text{cp}} = W/T$ – середнє значення потужності за період T ; W – електроенергія, відпущена споживачам за період T ; P_{max} – максимальне навантаження мережі.

Для визначення втрат електроенергії за формулами (1.12) або (1.13) достатньо визначити одну з величин τ чи k_ϕ . Іншу можна визначити з рівняння зв'язку (1.15). Як правило, в першу чергу визначають k_ϕ .

На сьогодні відомо ряд методів визначення коефіцієнта форми графіка навантаження. В програмі ВТРАТИ-10/0.4 використовується метод, який за результатами дослідження авторів дає найкращі результати для мереж 10-0,4 кВ:

$$\text{якщо } \lambda < 1, \text{ то } k_\phi^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2;$$

$$\text{якщо } \lambda \geq 1, \text{ то } k_\phi^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{\text{min}})^2}{(1 + k_3 - 2k_{\text{min}})k_3^2},$$

$$\text{де } \lambda = \frac{k_3 - k_{\text{min}}}{1 - k_3}, \quad k_{\text{min}} = P_{\text{min}} / P_{\text{max}}.$$

Таким чином, для визначення втрат електроенергії за звітний період T необхідна інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за це й же період.

1.2.3 Визначення втрат в електричних мережах 0,38 кВ

Електричні мережі 0,38 кВ в розрахунках втрат представляються еквівалентним опором. Його значення визначається в залежності від виду вхідної інформації.

Якщо відсутні дані про навантаження у вузлах схеми і відоме значення струму тільки в головній ділянці, то втрати визначаються за формулою:

$$\Delta W_{\text{н}} = 3I_{\Gamma}^2 R_{\text{ек}} T, \quad (1.17)$$

де I_{Γ} – струм головної ділянки; $R_{\text{ек}}$ – еквівалентний опір всієї мережі.

З (1.17) можна визначити еквівалентний опір:

$$R_{\text{ек}} = \frac{\Delta W_{\text{н}}}{3I_{\Gamma}^2 T}. \quad (1.18)$$

При використанні цього методу головне завдання полягає у знаходженні струму на головній ділянці і втрат електроенергії за звітний період. Дана формула дає достатньо точний результат, якщо повнота оплати за спожиту електроенергію є відносно стабільною. В цьому випадку еквівалентний опір, розрахований за даними попередніх звітних періодів, може використовуватися для поточних розрахунків втрат.

Як відомо, втрати електроенергії в розгалуженій мережі дорівнюють сумі втрат на окремих ділянках:

$$\Delta W_{\text{н}} = 3T \sum_{i=1}^k I_i^2 R_i,$$

де I_i та R_i – струм та опір i -го елемента мережі.

Тоді у відповідності з (1.18) еквівалентний опір мережі може бути розрахований за формулою:

$$R_{\text{ек}} = \frac{\sum_{i=1}^k I_i^2 R_i}{I_{\Gamma}^2}. \quad (1.19)$$

За відсутності значення струму в головній ділянці можна скористатися формулою обчислення еквівалентного опору за звітними даними за квартал:

$$R_{\text{ек}} = \frac{\Delta W_{\text{н}}}{W_{\text{в.м.}}^2} U^2 T, \quad (1.20)$$

де $W_{\text{в.м.}}$ – електроенергія, відпущена в мережу; U – середнє значення напруги на шинах РП.

Такий підхід практикувався і давав хороші результати в 80-ті роки, коли коефіцієнт проплати за спожиту електроенергію складав практично 100%. На сьогодні він є непридатним.

Еквівалентний опір лінії без розгалужень визначається:

$$R_{ек} = r_0 L k_L, \quad (1.21)$$

де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км; L – довжина лінії, км; k_L – коефіцієнт, який враховує тип навантаження ($k_L = 1$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії; $k_L = 0,37$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії).

В діапазоні перерізів алюмінієвих проводів 35-120 мм² справедливе співвідношення $r_0 \approx 32,25/F$, де F – переріз проводу, мм².

При наявності відгалужень втрати за тої ж сумарної довжини лінії втрати в ній зменшуються, оскільки густина струму в відгалуженнях суттєво менші ніж в магістралі. В цьому випадку в формулу еквівалентного опору необхідно ввести понижувальний коефіцієнт:

$$k_B = 1 - 0,95 \frac{L_B}{L_\Sigma},$$

де L_Σ – сумарна довжина лінії з відгалуженнями; L_B – довжина відгалужень.

З врахуванням сказаного формула для визначення еквівалентного опору ліній 0,38 кВ запишеться:

$$R_{ек} = 32,25 k_L k_B \frac{L_\Sigma}{F}. \quad (1.22)$$

До збільшення втрат в мережі веде також несиметрія навантаження і неодинаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Врахувавши і ці фактори, остаточно маємо формулу для визначення еквівалентного опору:

$$R_{ек} = 32,25 k_L k_B k_N k_H \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_\Sigma^2}, \quad (1.23)$$

де L_i – довжина магістральних ліній з перерізом проводу F_i (L_i в км, F_i в мм²); N – число груп ліній з різними перерізами головних ділянок, які живляться від даного

P_T ; F_Σ – сумарний переріз головних ділянок цих ліній, мм^2 ; $k_L = 1 - 0,63d_p$ – коефіцієнт, який враховує тип навантаження. В цій формулі d_p визначається як частка розподілених навантажень ($d_p=0$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії; $d_p=1$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії рівномірно); $k_H = 1,05 + 0,3d_p$ – коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням; $k_B = 1 - 0,95 \frac{L_B}{L_\Sigma}$ – понижувальний коефіцієнт, яким враховується

те, що в відгалуженнях втрати суттєво менші ніж в магістралі; L_Σ – сумарна довжина лінії разом з відгалуженнями; L_B – довжина відгалужень; k_N – коефіцієнт, яким враховується неодинаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Його значення знаходиться в діапазоні 1,04-1,16 ($k_N = 1,1 \pm 0,06$).

При наявності інформації про довжину і кількість ліній з розподіленим і сконцентрованим навантаженням доцільно проводити окремо розрахунки з коефіцієнтами, які характерні для цих ліній.

Для розрахунків втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ за допомогою програми ВТРАТИ-10/0.4 рекомендується використовувати для визначення $R_{ек}$ формулу (1.23), тобто метод оцінки втрат електроенергії за допомогою сумарної довжини ліній.

В додатку А наведено приклад визначення еквівалентного опору мережі 0,38 кВ для обчислення значення втрат потужності і електроенергії в ній.

1.2.4 Оцінка втрат напруги в лініях 0,38 кВ за втратами потужності в них

Відомо, що втрати потужності і втрати напруги в лініях електропередачі взаємозв'язані між собою. В [1.2.3] показано, що відношення відносних втрат потужності і відносних втрат напруги в лініях 0,38 кВ з зосередженим навантаженням в кінці має вид

$$k_{п/н} = \frac{\Delta P\%}{\Delta U\%} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}, \quad (1.24)$$

де $\xi = x_0 / r_0$ – відношення питомих індуктивного і активного опорів лінії.

Для ліній з розподіленим навантаженням

$$k_{п/н} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}. \quad (1.25)$$

З врахуванням того, що для повітряних ліній $x_0 \approx 0,4$ Ом/км і $r_0 \approx 32,25/F$ Ом/км,

$$\xi = x_0 / r_0 \approx 0,0125F.$$

Оскільки кінцеві ділянки повітряних ліній інколи виконуються проводом меншого перерізу ніж головна ділянка, то рекомендується приймати для повітряних ліній $\xi = 0,01F$. Формула (1.24) для визначення відношення втрат потужності і напруги прийме вид

$$k_{п/н} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + 0,01F \operatorname{tg} \varphi}. \quad (1.26)$$

Для кабельних ліній $x_0 \approx 0$ і $\xi \approx 0$.

Оцінку втрат напруги доцільно здійснювати для режиму найбільших навантажень. Для цього випадку

$$\Delta U\% = \frac{\Delta P_{\max}}{P_{\max} k_{п/н}} 100, \quad (1.27)$$

де P_{\max} – максимальне навантаження лінії, яке задається або визначається при відомому відпуску електроенергії за період часу T за формулою

$$P_{\max} = \frac{W}{T k_3};$$

ΔP_{\max} – втрати потужності в режимі максимальних навантажень.

Зауважимо, що коли відоме значення максимальних втрат напруги (наприклад, в результаті вимірів), то можливо навпаки оцінити втрати потужності і електроенергії. В цьому випадку з (1.27) слідує, що

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U\%}{100} P_{\max} k_{п/н}, \quad (1.28)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau. \quad (1.29)$$

1.3 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення вхідних даних

1.3.1 Загальні вимоги

Представлення схеми розподільної мережі РЕМ у програмі виконане максимально наближено до реального. Схема поділяється на підстанції 110(35)/10(6) кВ, а на шинах 10(6) кВ кожної підстанції виділяються фідери, що живляться від неї.

Для кожної підстанції задаються параметри шин 10(6) кВ:

- номер шин підстанції (довільне ціле число), який ідентифікує її у схемі;
- назва підстанції;
- значення напруги, що підтримується на шинах 10(6) кВ підстанції, кВ;
- значення $\cos \varphi$ (якщо відомо);
- тривалість звітного періоду (за який визначаються втрати електроенергії), год.;
- електроенергія, що відпущена з шин 10(6) кВ даної підстанції за звітний період, кВт·год.

Частина інформації по підстанції може не задаватися у разі її відсутності у користувача. Так, якщо не задано значення $\cos \varphi$, то приймається типове значення (0.9). Очевидно, що у даному випадку адекватність розрахунків погіршується.

У разі, якщо не задано тривалість звітного періоду, необхідну для розрахунку відпущеної електроенергії та втрат електроенергії, програма буде працювати у режимі визначення втрат потужності, тобто у вікні результатів розрахунку будуть відображені нульові значення втрат електроенергії.

У процесі роботи програма виконує аналіз небалансу електроенергії по підстанції 110(35)/10(6) кВ. Тому, якщо не задано кількість електроенергії, що відпущена з шин підстанції за звітний період, то вона буде розрахована виходячи з контрольних замірів струмів або електроенергії по фідерах 10(6) кВ підстанції, а у вікні результатів розрахунку буде відображено повідомлення: “*Не задано кількість електроенергії, що одержана по вводу 10(6) кВ підстанції ...*” і оцінка небалансу виконуватися не буде.

Кожний фідер, що отримує живлення від шин 10(6) кВ підстанції має бути заданий назвою та значеннями контрольних замірів струмів в голові фідера за звітний період, або відпущеною електроенергією за даний період:

– максимальний струм – це найбільший струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом звітного періоду (характерної доби);

– мінімальний струм – це найменший струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом звітного періоду (характерної доби);

– середній струм – це алгебраїчна сума замірів струмів за звітний період (характерну добу) поділена на кількість виконаних замірів;

– електроенергія, що відпущена у фідер протягом звітного періоду – вказується у разі, якщо на фідері встановлено лічильник активної електроенергії замість середнього струму. Даний замір зазвичай є більш точним та інформативним.

Вказані значення контрольних замірів струмів не можуть бути довільними, оскільки вони використовуються для визначення коефіцієнтів завантаження підстанції 10/0.4 кВ, розподілу навантаження підстанції між фідерами, а також для визначення коефіцієнта збільшення втрат електроенергії за рахунок нерівномірності графіка навантаження. Значення заданих струмів та електроенергії мають коригуватися в процесі експлуатації програми у відповідності із зміною характеру навантаження принаймні один раз на місяць.

Від кожного фідера живиться доволі розгалужена мережа 10(6) кВ. Інформація про неї поділяється на інформацію про вузли та вітки.

У якості вузлів схеми розглядаються підстанції 10/0.4 кВ, відгалуження ліній тощо. Кожен вузол у схемі мережі повинен мати унікальний номер (оскільки вузли з однаковими номерами розглядаються як один вузол). Для вузла типу “відгалуження ЛЕП” необхідно задати лише його номер. Необхідною інформацією про вузол схеми, що символізує підстанцію 10/0.4 кВ, є його номер та марка встановленого трансформатора (додається з бази даних трансформаторів).

Для підвищення адекватності розрахунків для вузлів підстанції 10/0.4 кВ задається ряд додаткових параметрів:

- коефіцієнт завантаження встановленого трансформатора (якщо він достеменно відомий);
- значення активної та реактивної потужності генерації, якщо вузол символізує, шини ТЕЦ, або у вузлі споживання встановлений компенсатор реактивної потужності;
- еквівалентний опір мережі 0.4 кВ, що живиться від підстанції 10/0.4 кВ для врахування втрат потужності та електроенергії у даних мережах, а також максимального спаду напруги в них. Для введення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ використовується спеціальне діалогове вікно, що дозволяє ввести кількісні та якісні характеристики мережі, визначити $R_{ек}$ та розташувати це значення у певному місці таблиці початкових даних.

У якості віток схеми мережі розглядаються ЛЕП 10 кВ та комутаційні апарати (вимикачі, роз'єднувачі, вимикачі навантаження тощо). Кожна вітка схеми однозначно задається номерами вузлів її початку та кінця. Для однозначного задавання кожної вітки схеми необхідно ввести номери вузлів, що приєднані до неї. Для вітки, що символізує ЛЕП вводиться марка проводу (вибирається з бази даних) та довжина. Для вітки, що показує комутаційний апарат вводиться його назва по схемі та стан (увімкнений, вимкнений). З метою

зменшення обсягу даних, що вводяться, необхідно описувати лише ті комутаційні апарати, якими фактично можуть бути виконані перемикання.

1.3.2 Дані про трансформаторні підстанції 110/10 кВ

Параметри трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ вводяться та відображаються у головному вікні програми у секції “Інформація про підстанції” (рис. 1.6). Вибір підстанції виконується з використанням маніпулятора “Миша” або клавіш $\uparrow\downarrow$. У секції “Інформація про фідери” відображається перелік фідерів вибраної підстанції.

Для введення або редагування параметрів трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ необхідно в головному вікні програми натиснути на кнопку “Змінити інформацію про підстанції”. Програма переходить у режим редагування параметрів підстанцій у якому всі елементи керування (кнопки, меню, панелі), що не мають відношення до редагування, переходять у неактивний стан. Вони активізуються лише після виходу з режиму редагування.

У відповідні поля необхідно ввести параметри трансформаторних підстанцій 110/10 кВ.

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow\uparrow\downarrow\rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести або відредагувати значення. Для закінчення введення або редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

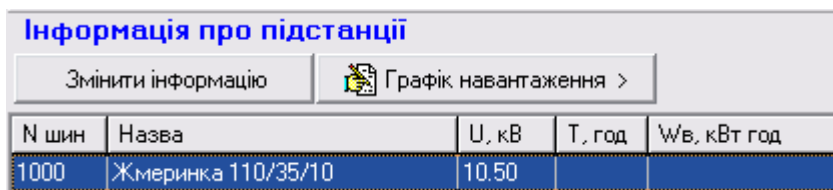
У поле “N шин” вводиться номер вузла, яким відповідна підстанція позначена на схемі мережі. Введеним значенням має бути ціле число. Значення не повинно збігатись з будь-яким іншим номером вузла мережі.

У поле “Назва” вводиться назва підстанції. У поле “Un, кВ” вводиться значення напруги на шинах підстанції, кВ; у поле “cos φ” – значення коефіцієнта потужності; у поле “Т, год” – тривалість звітного періоду, год; у поле Wв, кВт-год – кількість електроенергії, що відпущена з шин підстанції за звітний період,

кВт·год. Значеннями U_n , $\cos \varphi$, T та W_b мають бути дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.і.

Параметри “N шин”, “Назва”, “ U_n , кВ” трансформаторних підстанцій 110/10 кВ є обов’язковими для введення. У випадку відсутності одного з параметрів, або виявлення невірному значення, видається відповідне повідомлення про помилку.

Параметри “ T ” та “ W_b ” є необов’язковими для введення (може бути пуста комірка), але якщо значення вводяться, то правильність введення буде перевірятись і за наявності невірних значень буде видаватись повідомлення про помилку. За відсутності значення часу втрат буде виконуватись лише розрахунок втрат потужності. Якщо не введено значення електроенергії, відпущеної з шин підстанції то для розрахунку відсотку втрат електроенергії буде використано значення, розраховане за контрольними замірами струмів.



N шин	Назва	U, кВ	T, год	Wb, кВт год
1000	Жмеринка 110/35/10	10.50		

Рисунок 1.6 – Фрагмент головного вікна програми з даними по трансформаторних підстанціях 110(35)/10(6) кВ

Для закінчення редагування параметрів трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ необхідно натиснути на кнопку “Закінчити зміну інформації про підстанції”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

1.3.3 Дані про фідери підстанцій 110/10 кВ

1.3.3.1 Загальна інформація

Для введення або редагування даних про фідери необхідно вибрати потрібну підстанцію і в головному вікні програми натиснути на кнопку “Змінити

інформацію про фідери”. Програма переходить у режим редагування параметрів фідерів у якому всі елементи керування (кнопки, меню, панелі), що не мають відношення до редагування, стають неактивними. Вони активізуються після виходу з режиму редагування.

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести або відредагувати значення. Для закінчення введення або редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У поле “Назва” вводиться назва фідера. У поля “ I_{\max} , А”, “ $I_{\text{ср}}$, А”, “ I_{\min} , А” вводяться максимальне, середнє та мінімальне значення контрольних замірів струму в голові фідера. У поле “ $W_{\text{в}}$, кВт год ” вводиться значення електроенергії, що відпущена у фідер. Введеним значенням струму або електроенергії має бути дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.і.

Фідери п/ст Жмеринка 110/35/10

Змінити інформацію  Редактор схеми фідера >

N	Назва	I_{\max} , А	$I_{\text{ср}}$, А	I_{\min} , А	$W_{\text{в}}$, кВт год
1	Ф-28	32.00	28.00	24.00	
2	Ф-30	6.00	5.00	4.00	
3	Ф-14	25.00	20.00	15.00	
4	Ф-2	21.00	18.00	15.00	
5	Ф-8	35.00	30.00	25.00	
6	Ф-16	29.00	25.00	21.00	
7	Ф-12	17.00	15.00	13.00	
8	Ф-26	100.00	90.00	80.00	
9	Ф-6	100.00	90.00	80.00	

Рисунок 1.7 – Фрагмент головного вікна програми з переліком фідерів вибраної підстанції (лічильники фідерів Ф-8, Ф-10 та Ф-20 не функціонували протягом частини звітного періоду)

Для закінчення редагування параметрів фідерів необхідно натиснути на кнопку “Закінчити зміну інформації”. Якщо значення параметрів змінювались, то

виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

1.3.3.2. Схема фідера

Для введення або редагування інформації про вітки та вузли фідера, необхідно в головному вікні програми вибрати відповідні підстанцію та фідер і натиснути на кнопку "Редактор схеми фідера". На екрані з'явиться вікно з параметрами віток та вузлів вибраного фідера (рис. 1.8)

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

Введення та редагування інформації про вузли

У поле "N" вводиться номер вузла (ціле число).

У полі "Тип тр-ра" вибирається тип трансформатора 10/0,4, підключеного до відповідного вузла. Для вибору типу трансформатора необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з'явиться вікно з переліком типів трансформаторів 10/0.4 (рис. 1.9). За допомогою клавіш $\uparrow \downarrow$ необхідно вибрати тип трансформатора і натиснути клавішу Enter або кнопку ОК. Вибраний тип трансформатора буде занесено у поле "Тип тр-ра". Якщо тип трансформатора не задається (пуста комірка), то це означає, що до відповідного вузла не підключено трансформаторів 10/0,4 кВ.

Редактор схеми фідера - Підстанція: Жме ринка 110/35/10 Фідер: Ф-26

< Закінчити редагування > Редактор схеми 0,4 кВ > Автоматично фіксувати номери вузлів

Інформація про вузли					Інформація про вітки							
	N вузла	Назва ТП 10(6)/0,4 кВ	Тип тр-ра	Абон/ЕК	К тр.		Nпочат.	Nкінця	Тип	Марка/Назва	L,км/Стан	Абон/ЕК
1	1000					1	1000	26517	ЛЕП	ААШВ-3Х120	0.60	
2	26517					2	1000	26509	КА	СМВ-10	Відкл.	
3	26516					3	26517	26516	ЛЕП	АС-50	1.25	
4	26515					4	26516	26515	ЛЕП	ААШВ-3Х150	0.05	
5	26514					5	26515	26514	ЛЕП	АС-50	0.70	
6	26513					6	26514	26513	ЛЕП	ААБ-3Х120	0.30	
7	26512					7	26513	26512	ЛЕП	АС-50	1.54	
8	4000		ТМ-250/10		25.000	8	26512	4000	ЛЕП	ААШВ-3Х120	0.02	
9	260451					9	40001	26508	КА	СР-10	Відкл.	
10	26072		ТМ-250/10		25.000	10	40001	40003	ЛЕП	Шини	0.10	
11	26518					11	4000	40001	ЛЕП	Шини	0.10	
12	26519					12	40003	26532	ЛЕП	ААШВ-3Х120	0.02	
13	26054		ТМ-400/10		25.000	13	26532	260451	КА	Р-100	Відкл.	
14	26042		ТМ-400/10		25.000	14	4000	40002	ЛЕП	Шини	0.10	
15	26002					15	40002	26072	ЛЕП	ААБ-3Х120	1.20	
16	26039		ТМ-160/10		25.000	16	26072	260721	ЛЕП	Шини	0.10	
17	26502					17	260721	26507	КА	Р-101	Відкл.	
18	26503					18	260721	260722	ЛЕП	Шини	0.10	
19	26504					19	260722	260723	ЛЕП	Шини	0.10	
20	26015		ТМ-160/10		25.000	20	260723	26518	ЛЕП	ААБ-3Х95	0.02	
21	26080		ТМ-400/10		25.000	21	26518	26519	ЛЕП	АС-50	0.12	
22	26078		ТМ-250/10		25.000	22	26519	26054	ЛЕП	ААБ-3Х95	0.02	
23	26046		ТМ-200/10		25.000	23	26054	260541	ЛЕП	Шини	0.10	
24	26501					24	260541	26042	ЛЕП	ААШВ-3Х95	0.34	

Рисунок 1.8 – Вікно редагування схеми фідера

У полі “Кзав.” задається коефіцієнт завантаження трансформатора 10/0,4 (дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини). Вказане значення може не вводитись (пуста комірка), що свідчить про відсутність інформації про завантаження трансформатора. У даній комірці може також задаватися сумарна за звітний період електроенергія, що спожита у розподільній мережі 0.4 кВ, яка живиться від даного вузла.

У полях “Рг, кВт” та “Qг, кВАр” задаються значення відповідно активної та реактивної потужностей, що генеруються у вузлі (дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини). Вказані значення можуть не вводитись (пуста комірка), що свідчить про відсутність джерел потужності у вузлах.

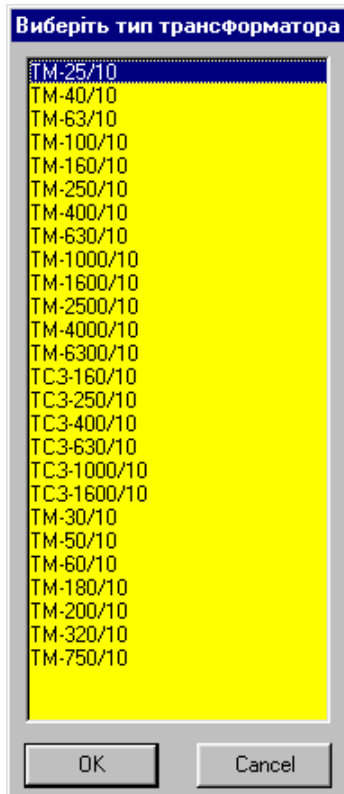


Рисунок 1.9 – Перелік трансформаторів 10/0.4 кВ

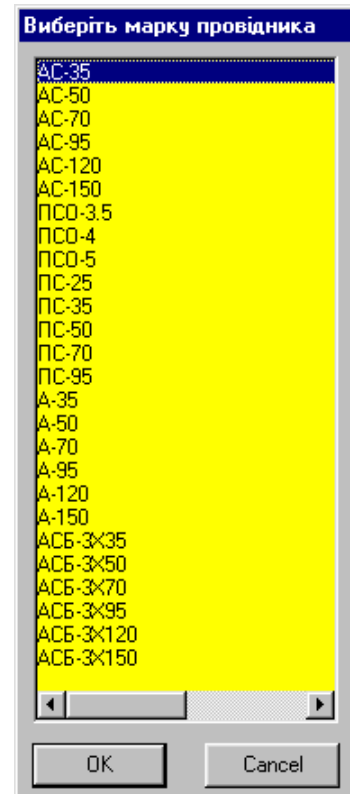


Рисунок 1.10 – Перелік марок провідів ЛЕП

У полі “Re04, Ом” задається значення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ. Вказане значення може не вводитись (пуста комірка), що свідчить про відсутність інформації про мережу 0.4 кВ. Для введення значення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. Це викличе появу на екрані діалогового вікна поданого на рис. 1.11.

У разі наявності детальної інформації про мережу 0.4 кВ можна задати її схему. Після цього у полі “Re04, Ом” виводиться “Схема” і подвійне натискання у даному полі завантажує редактор схем 0.4 кВ з описом приєднаної схеми.

Визначення та введення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ

Для визначення та введення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ, що живиться від трансформаторної підстанції 10(6)/0,4 кВ використовується діалогове вікно, подане на рис. 1.11. Визначення $R_{ек}$ виконується за методикою, що описана у п. 1.2.3.

Для видалення попередньо введеного значення еквівалентного опору необхідно натиснути кнопку “Видалити $R_{ек}$ ”. Для запуску процесу розрахунку $R_{ек}$ необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається вкладка “Магістралі” (рис. 1.12), на якій розташовано засоби для введення параметрів магістралей мережі 0,4 кВ.

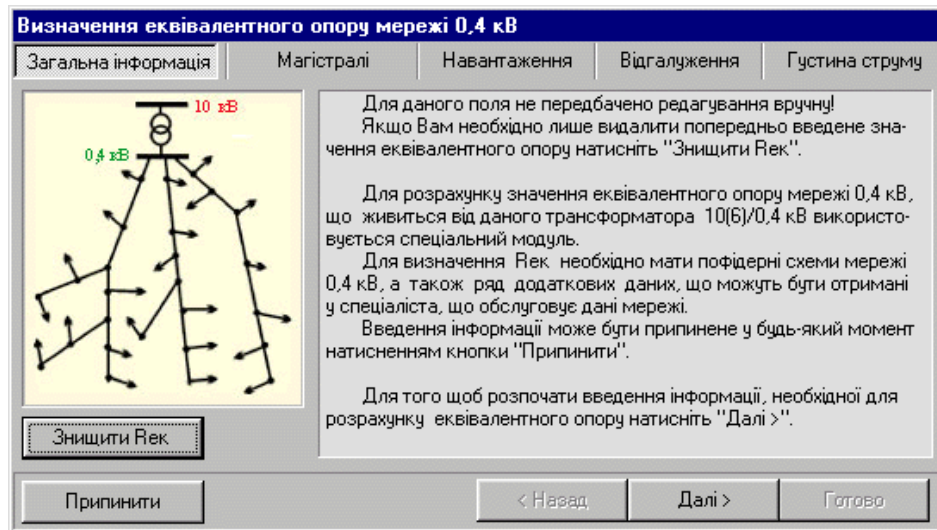


Рисунок 1.12 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ”, вкладка “Загальна інформація”

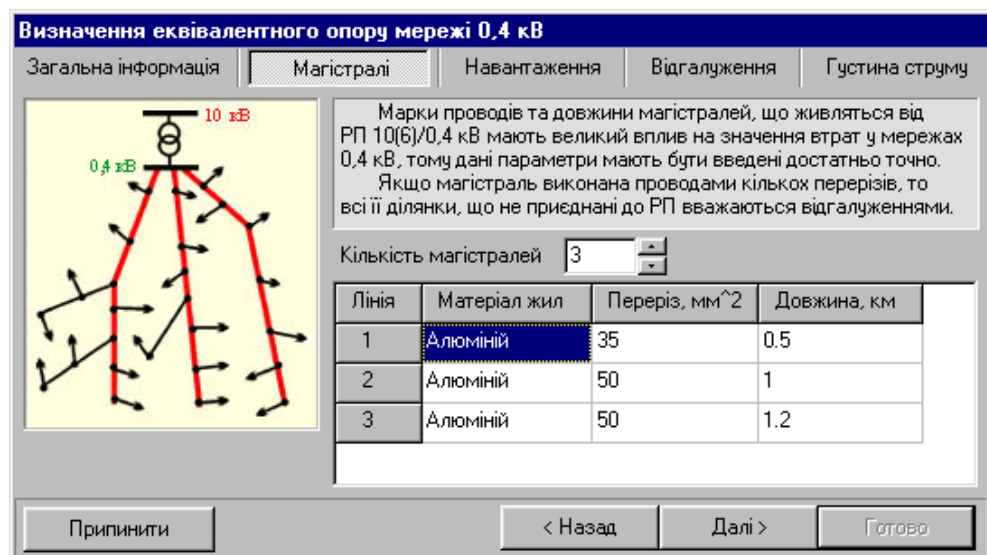


Рисунок 1.12 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ”, вкладка “Магістралі”

Марки проводів (кабелів) та довжини магістралей, що розподіляють електроенергію між кінцевими споживачами (показані на рис. 1.12 червоним) мають великий вплив на значення втрат у мережах 0,4 кВ, тому дані параметри мають бути введені достатньо точно.

Спочатку перемикачем “Кількість магістралей” виставляється кількість магістралей, що відходить від РП 10(6)/0,4 кВ. При цьому змінюється кількість рядків таблиці вхідних даних. Далі у поля таблиці вводяться наступні параметри магістралей:

– у полі “Матеріал жил” із списку вибирається матеріал струмопровідних жил проводу або кабелю, яким виконано магістраль (алюміній, сталь, мідь). Поява списку викликається натисканням будь-якої клавіші, коли курсор знаходиться у полі “Матеріал жил”;

Лінія	Матеріал жил	Переріз
1	Алюміній	35
2	Сталь	50
3	Мідь	50

Лінія	Матеріал жил	Переріз, мм ²	Д
1	Алюміній	16	0.!
2	Алюміній	25	1
3	Алюміній	35	1.
		50	
		70	
		95	

– у полі “Переріз, мм²” із списку стандартних перерізів вибирається переріз проводу або кабелю, яким виконано магістраль. Поява списку викликається натисканням будь-якої клавіші, коли курсор знаходиться у полі “Переріз, мм²”;

– у полі “Довжина” вводиться довжина магістралі у кілометрах. Довжина магістралі має бути дійсним числом з крапкою в якості роздільника дробової частини.

Після введення вказаних параметрів всіх магістралей для продовження процесу визначення Рек необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому виконується перевірка введеної інформації і якщо вона коректна то відкривається наступна вкладка вікна “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ” (рис. 1.13).

Розподіл навантаження вздовж магістралей та відгалужень мережі 0,4 кВ має велике значення на втрати у мережі та показники несиметрії. На вкладці “Навантаження” необхідно ввести якісну характеристику мережі відносно розподілу навантаження споживачів шляхом вибору відповідного перемикача.

Після цього для продовження необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається вкладка “Відгалуження” (рис. 1.14).

Інформації про міру розгалуженості мережі 0,4 кВ може бути задана кількісно – введенням сумарної довжини відгалужень від магістральних ліній, або якісно – шляхом вибору характеристики розгалуженості. Для введення сумарної довжини відгалужень передбачено поле “Сумарна довжина відгалужень”. У нижній частині вікна розташовано список якісних характеристик міри розгалуженості, з яких необхідно вибрати відповідну. Якщо міра розгалуженості задана і довжиною відгалужень і вибором відповідної характеристики із переліку, то перевага віддається числовому значенню. По закінченні опису розгалуженості мережі для продовження необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається вкладка “Густина струму” (рис. 1.15).

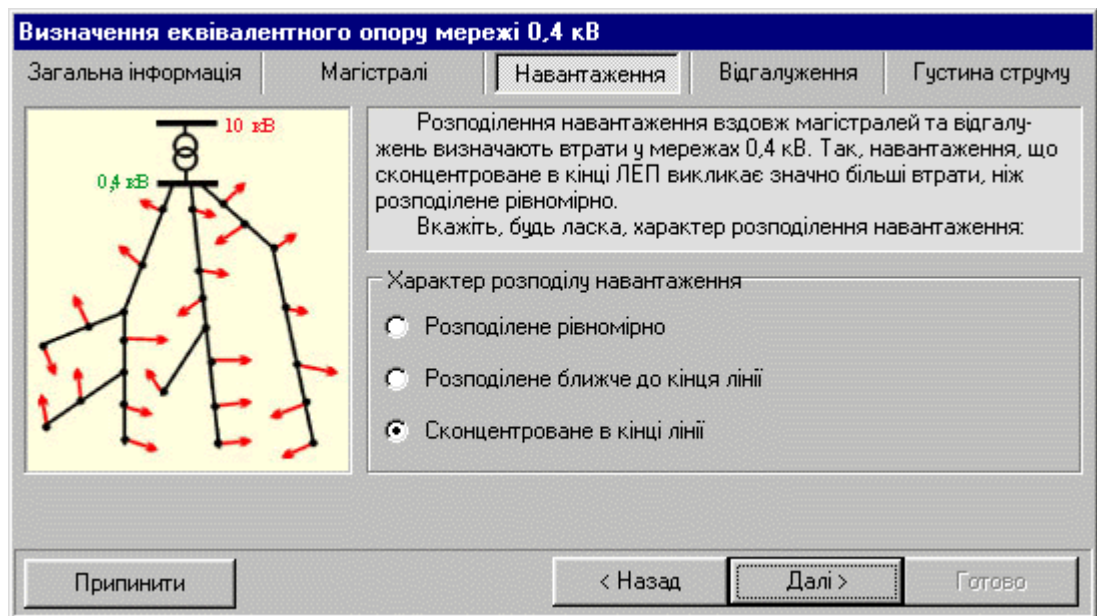


Рисунок 1.13 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ”, вкладка “Навантаження”

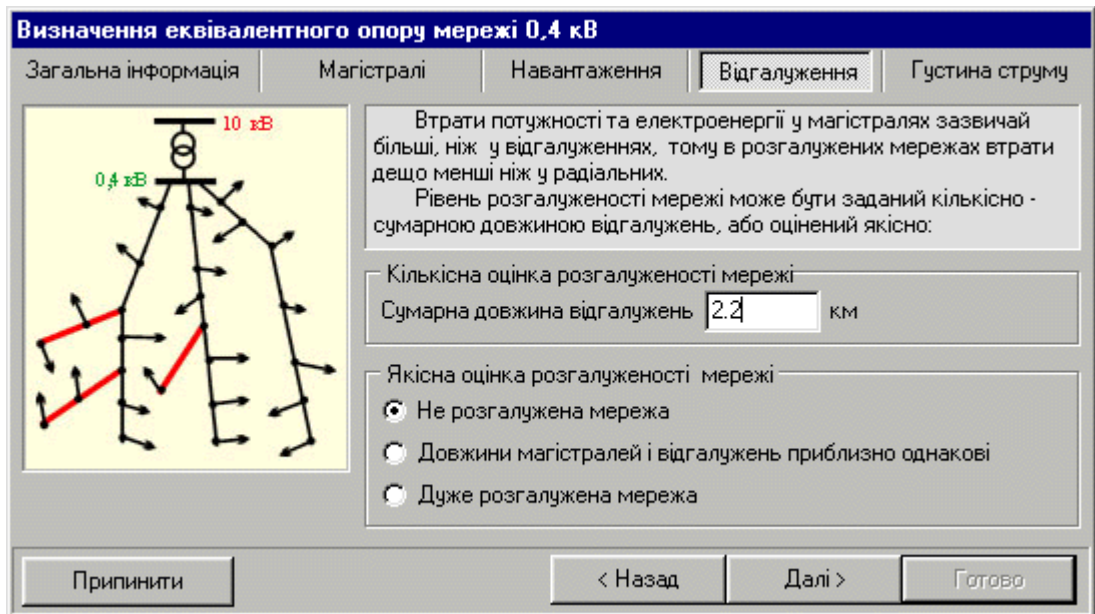


Рисунок 1.14 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ”, вкладка “Відгалуження”

Для врахування різної міри завантаження магістралей вводиться характеристика відмінності густини струму на головних ділянках ліній 0,4 кВ. Даний параметр має бути оцінений якісно на основі контрольних замірів струмів на головних ділянках ліній та приведення їх до одиниці перерізу. Введення параметру здійснюється вибором із переліку характеристик відповідної.

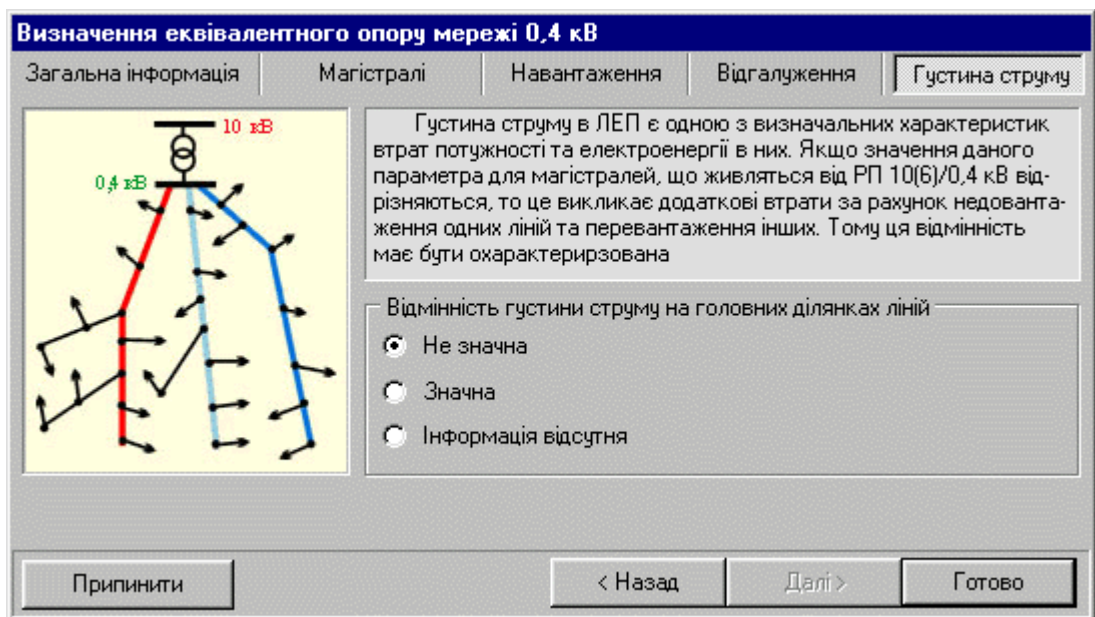


Рисунок 1.15 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ”, вкладка “Густина струму”

По закінченні введення інформації для розрахунку значення еквівалентного опору та введення його у відповідне поле таблиці початкових даних про вузли фідера 10(6) кВ необхідно натиснути кнопку “Готово”. При цьому виконується остаточна перевірка введених даних та результатів розрахунку. Якщо введені дані та результати розрахунків коректні то вікно зачиняється і у полі “Re04, Ом” таблиці інформації про вузли фідера розміщується розраховане значення $R_{ек}$.

Примітка. Усі введені характеристики мережі 0,4 кВ крім розрахованого значення $R_{ек}$ зберігаються у пам’яті тільки протягом сеансу роботи з програмою. Лише значення $R_{ек}$ вноситься у файл початкових даних про мережу 10(6) кВ оскільки є однозначною характеристикою мережі 0,4 кВ (у відповідності з вибраною методикою визначення втрат електроенергії у даних мережах).

Введення та редагування інформації про вітки.

У поля “Нпочат” та “Нкінця” вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі “Тип” задається тип вітки: 1 – лінія; 2 – комутаційний апарат.

У полі “Марка/Назва” вибирається марка проводу (якщо тип вітки 1), або назва комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Для вибору марки проводу необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з’явиться вікно з переліком марок проводів. За допомогою клавіш $\uparrow\downarrow$ необхідно вибрати марку проводу і натиснути клавішу Enter, або кнопку ОК. Вибрана марка проводу з’явиться у полі “Марка/Назва”. Введення назви комутаційного апарату здійснюється вручну з клавіатури.

У полі “L, км / Стан” задається довжина лінії електропередачі (якщо тип вітки 1), або стан комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Довжина лінії – дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини. Стани комутаційного апарату: 1 – включений; 0 – відключений.

В редакторі передбачено можливість автоматичного введення номерів вузлів (у секції опису вузлів схеми) під час введення параметрів віток. Для активізації даного режиму необхідно увімкнути перемикач “Автоматично

добавляти номери вузлів у інформацію про вузли”, що розташований у верхній частині вікна редактора (рис. 1.8). При цьому введення нового номеру вузла у поля “Нпочат” або “Нкінця” буде супроводжуватися додаванням вузла з таким номером у поле “№” секції інформації про вузли схеми.

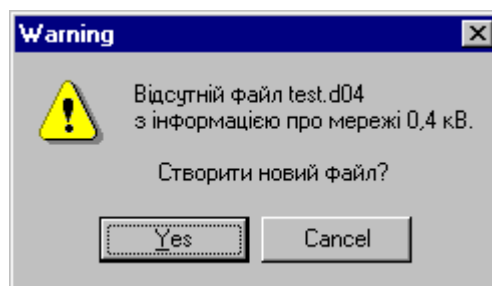
Для закінчення введення чи редагування інформації про схему фідера необхідно натиснути кнопку “Закінчити редагування схеми фідера”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення. Увага! Вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок.

Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування схеми фідера.

1.3.4 Введення та редагування інформації про мережу 0,4 кВ

Для введення або редагування інформації про вітки та вузли мережі 0,4 кВ, необхідно у головному вікні програми записати файл даних, вибрати підстанцію та фідер, до яких відноситься мережа 0,4 кВ. Зайти у вікно програми з параметрами віток та вузлів фідера (рис. 1.8), вибрати вузол з трансформаторною підстанцією, до якої підключена мережа 0,4 кВ, і натиснути кнопку "Редактор схеми 0,4 кВ".

Якщо для даної схеми інформація про мережу 0,4 кВ вводиться вперше, то на екрані з'явиться повідомлення про відсутність файла з інформацією про мережі 0,4 кВ:



Для створення нового файлу необхідно натиснути кнопку "Yes". Створений

файл з інформацією про мережу 0,4 кВ буде мати таке ж ім'я як і файл з інформацією про мережу 10 кВ, але з розширенням .d04. Увага! При перенесенні інформації у іншу папку, або на іншу ЕОМ, необхідно копіювати обидва файли.

Якщо для даної схеми інформація про мережу 0,4 кВ раніше вже вводилась, то необхідно натиснути кнопку "Cancel", закінчити роботу з програмою, впевнитись у наявності файла з інформацією про мережу 0,4 кВ у тій самій папці, у якій знаходиться файл з інформацією про мережу 10 кВ і повторити описані вище дії.

Якщо інформація про дану мережу вводиться вперше, то на екрані з'явиться діалогове вікно (рис. 1.16) для введення назви мережі 0,4 кВ.

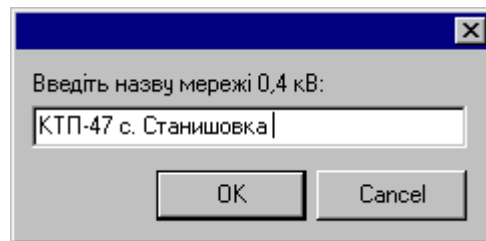




Рисунок 1.16 – Вікно для введення назви мережі 0,4 кВ

Після введення назви мережі, необхідно натиснути кнопку "OK". На екрані з'явиться вікно з полями для введення інформації про вузли та вітки мережі 0,4 кВ (рис. 1.17).

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш ←↑↓→ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter. Для редагування інформації зручно користуватись також кнопками  (добавити рядок) та  (знищити рядок), які відповідно добавляють або знищують рядок у позиції курсора.

Введення та редагування інформації про вузли мережі 0,4 кВ

У поле "N вузла" вводиться номер вузла (ціле число).

У поля "Wa, кВт год", "Wb, кВт год", "Wc, кВт год" вводиться

електроенергія, відпущена споживачам вибраного вузла, підключеним до фаз А, В, С відповідно. Вказані значення можуть не вводиться, що свідчить про відсутність навантаження на відповідній фазі вузла.

У поле "W3ф, кВт год" вводиться електроенергія, спожита трифазними споживачами, підключеними до вибраного вузла. Вказане значення може не вводиться, що свідчить про відсутність трифазного навантаження.

Введення та редагування інформації про вітки мережі 0,4 кВ

У поля "Nпочат" та "Nкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі "Тип" задається тип вітки: 1 – лінія; 2 – комутаційний апарат.

Інформація про вузли 0.4 кВ						Інформація про вітки 0.4 кВ					
N вузла	Wа, кВт год	Wб, кВт год	Wс, кВт год	W3ф, кВт год		Nпочат	Nкінця	Тип	Марка/Назва	L,м/Стан	
1						1	1	2	1	A-25	10.00
2				250.0		2	2	21	1	A-25	30.00
3						3	2	3	1	A-25	40.00
4				180.0		4	3	31	1	A-25	40.00
5	80.0					5	3	32	1	A-25	30.00
6		60.0	100.0			6	3	4	1	A-25	32.00
7				290.0		7	4	5	1	A-25	42.00
8						8	5	6	1	A-25	30.00
9	100.0					9	6	7	1	A-25	28.00
10		120.0				10	5	9	1	A-25	42.00
11						11	9	10	1	A-25	30.00
12			100.0			12	10	101	1	A-25	20.00
13						13	101	102	1	A-25	30.00
14				200.0		14	10	11	1	A-25	40.00
15				240.0		15	11	12	1	A-25	35.00
16				200.0		16	5	51	1	A-25	32.00
17						17	1	13	1	A-25	10.00
18						18	13	14	1	A-25	30.00
19				300.0		19	14	15	1	A-25	40.00
20				250.0		20					
21						21					
22						22					
23						23					
24						24					
25						25					

Рисунок 1.17 – Вікно редагування схеми мережі 0,4 кВ

У полі "Марка/Назва" вибирається марка проводу (якщо тип вітки 1), або назва комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Для вибору марки проводу необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з'явиться вікно з переліком марок проводів, аналогічне зображеному на рис. 1.10. За допомогою

клавіш $\uparrow\downarrow$ необхідно вибрати марку проводу і натиснути клавішу Enter, або кнопку ОК. Вибрана марка проводу з'явиться у полі “Марка/Назва”. Введення назви комутаційного апарату здійснюється вручну з клавіатури.

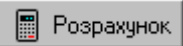
У полі “L, м / Стан” задається довжина лінії електропередачі (якщо тип вітки 1), або стан комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Довжина лінії – дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини. Стани комутаційного апарату: 1 – включений; 0 – відключений.


В редакторі передбачено можливість автоматичного введення номерів вузлів (у секції опису вузлів схеми) під час введення параметрів віток. Для активізації даного режиму необхідно увімкнути перемикач “Автоматично добавляти номери вузлів у інформацію про вузли”, що розташований у верхній частині вікна редактора (рис. 1.17). При цьому введення нового номеру вузла у поля “Нпочат” або “Нкінця” буде супроводжуватися додаванням вузла з таким номером у поле “N вузла” секції інформації про вузли схеми.

Щоб змінити назву мережі 0,4 кВ, необхідно натиснути кнопку



На екрані з'явиться діалогове вікно, зображене на рис. 1.16. Нову назву мережі необхідно ввести у полі введення, після чого натиснути кнопку "ОК" для підтвердження зміни назви, або кнопку "Cancel" для відмови від зміни назви.

Для проведення розрахунку даної мережі 0,4 кВ необхідно натиснути кнопку . У випадку відсутності помилок у схемі, після виконання розрахунку, з'явиться вікно з результатами розрахунку. За наявності повідомлень про помилки у процесі розрахунку необхідно повернутись у вікно редактора мережі 0,4 кВ (рис. 1.17), виправити помилки, записати інформацію у файл і знову виконати розрахунок.

Для закінчення введення чи редагування інформації про схему фідера необхідно користуючись кнопкою  записати введену інформацію і натиснути кнопку “Закінчити редагування”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок,

видається відповідне повідомлення. Увага! Запис інформації у файл та вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок.

1.4 Виконання розрахунків

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

1.4.1 Діагностика початкових даних

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. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то вікно має вигляд поданий на рис. 1.18 і повідомляє про те, що помилок не виявлено, тобто можливо переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Закінчити аналіз схеми” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

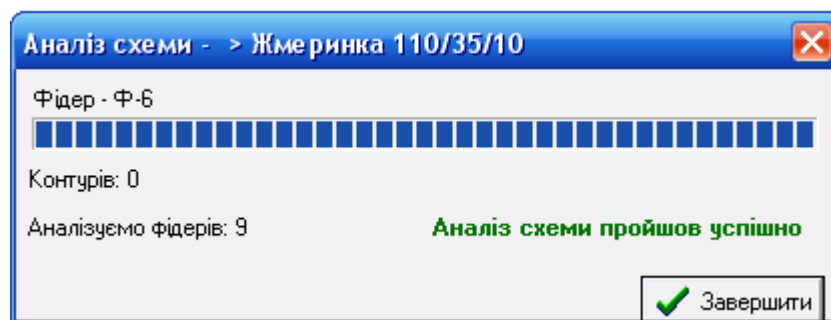


Рисунок 1.18 – Вікно тестування вхідних даних у разі відсутності помилок

У разі знаходження помилок у схемі вікно тестування набуває вигляду рис. 1.19. У ньому додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

Якщо помилки, виявлені під час тестування були критичними (їх наявність

у схемі погрожує точності, або навіть можливості проведення розрахунків), то у вікні з'являється повідомлення “Продовження розрахунків неможливе!”. При цьому у користувача залишається можливість лише перейти до виправлення помилок у схемі шляхом натискання на кнопку “Повернутися до редагування”.

Якщо в результаті тестування виявлено велику кількість помилок, то для зручності їх перегляду, аналізу та виправлення у програмі передбачено можливість друкування звіту, що містить знайдені помилки та методи їх усунення. Для виконання друку необхідно натиснути кнопку “Друкувати звіт” у вікні тестування (рис. 1.19).

Після виправлення всіх помилок схеми з'являється можливість переходу до виконання розрахунків втрат потужності та електроенергії.

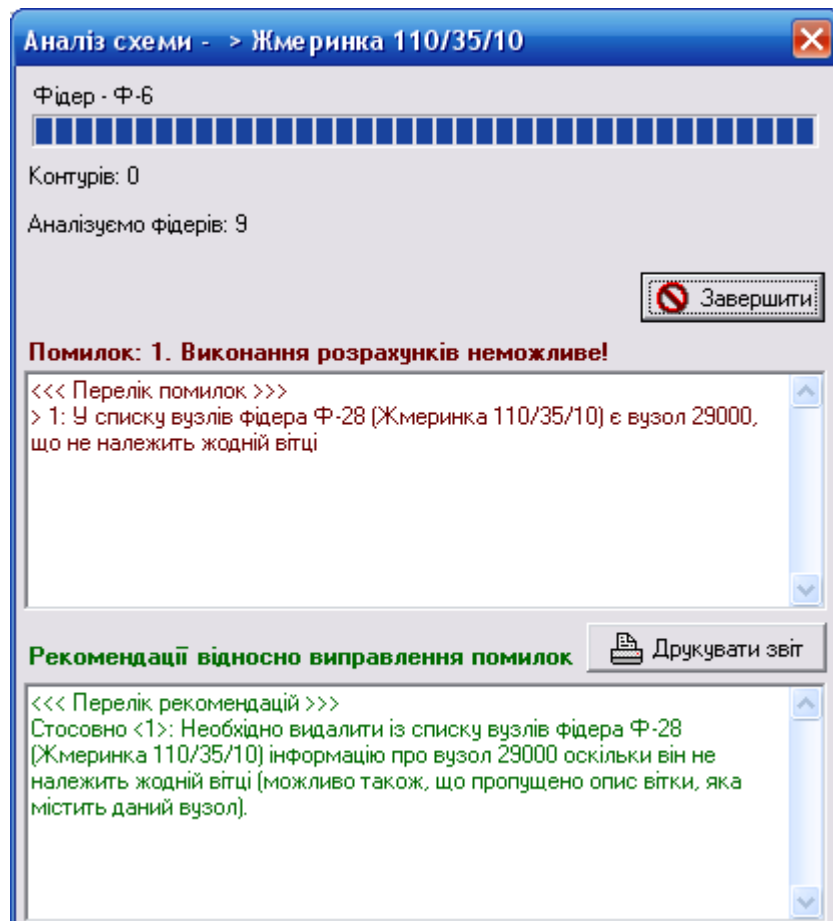


Рисунок 1.19 – Вікно тестування вхідних даних у разі виявлення помилки, пов’язаної з появою у списку вузлів фідера неприєднаного вузла

1.4.2 Розрахунок втрат потужності та електроенергії за заданим часом втрат

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 (рис. 1.20). Натискання відповідної кнопки даного вікна викликає виконання необхідного розрахунку. Так натискання кнопки “Розрахунок втрат по фідеру Ф-28”, що належить до групи “Розрахунок за часом втрат” викликає виконання розрахунку втрат потужності та електроенергії по фідеру Ф-28 (див. контрольний приклад) за часом втрат. Аналогічно натискаючи інші кнопки даного вікна є можливість виконати розрахунки втрат за тою чи іншою методикою для окремого фідера, окремої підстанції схеми та всієї схеми. Вибір підстанції та фідера для розрахунку виконується у головному вікні програми.

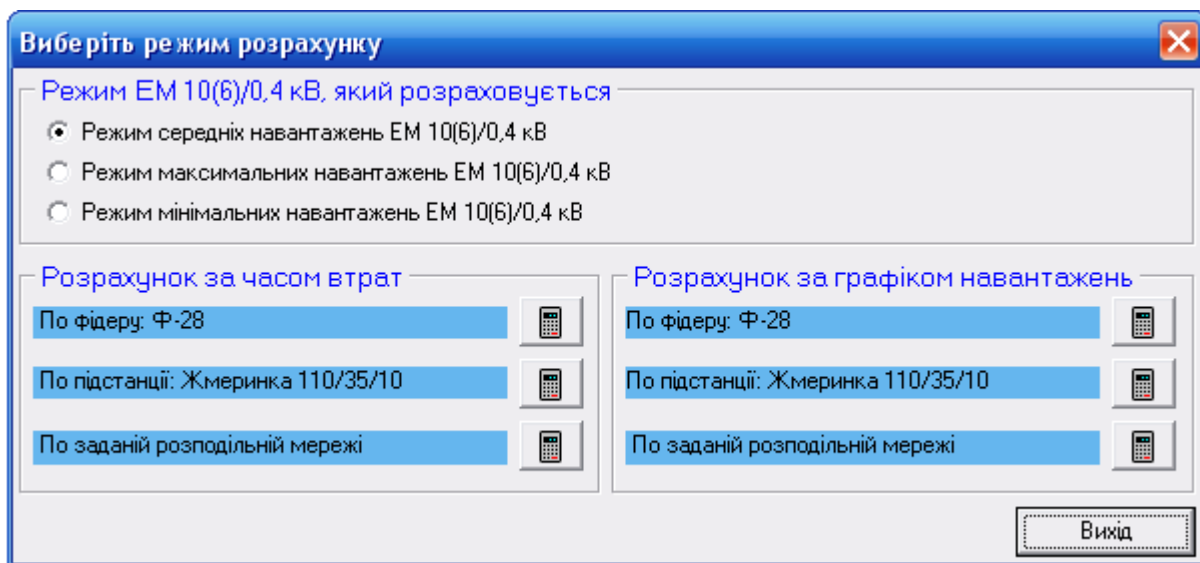


Рисунок 1.20 – Вікно вибору режиму розрахунку втрат потужності та електроенергії

У разі вибору розрахунку втрат електроенергії за часом втрат виконується перевірка вхідних даних. Перевірка здійснюється у два етапи. Спочатку перевіряється коректність введення контрольних замірів струмів (максимального,

мінімального та середнього) та відпущеної електроенергії. На цьому ж етапі перевіряється відповідність середніх струмів по фідерах підстанції 110(35)/10(6) кВ та електроенергії, відпущеної з її шин 10 кВ. Якщо електроенергія, відпущена у фідери не співпадає з заданою по вводу 10(6) кВ підстанції, то у результатах розрахунку видається повідомлення про небаланс по підстанції.

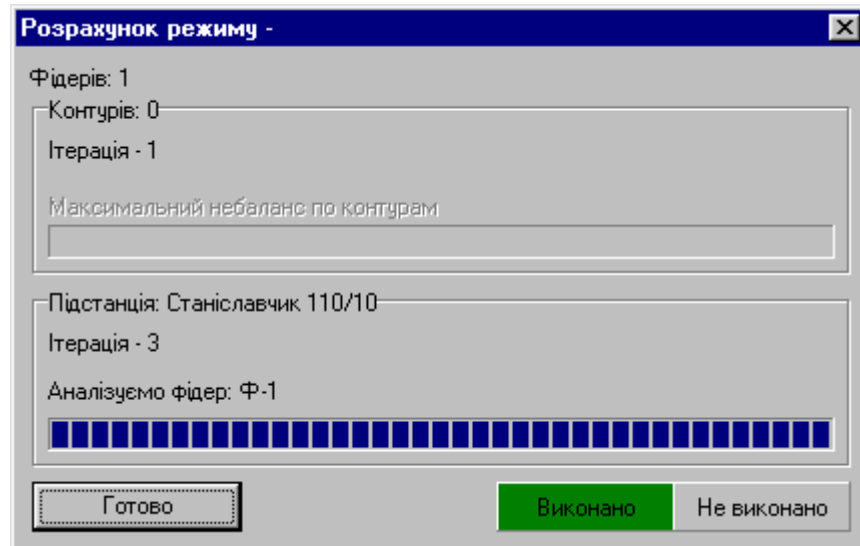


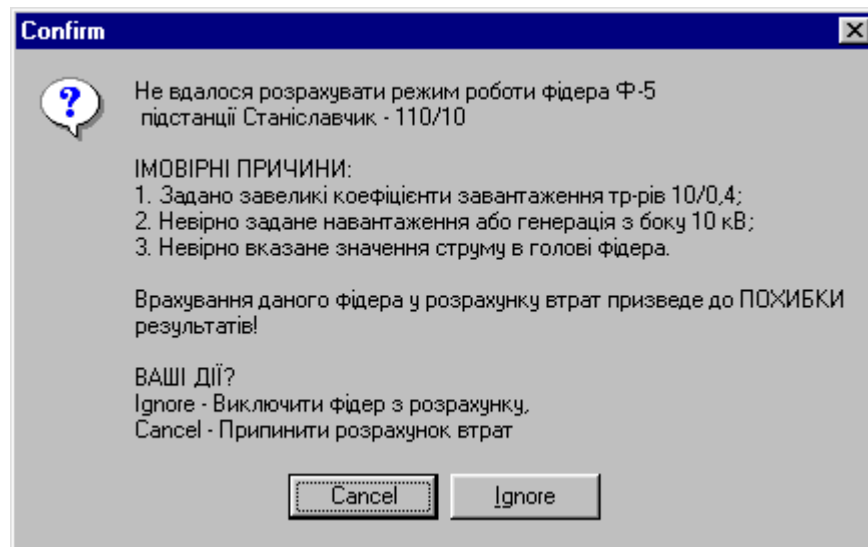
Рисунок 1.21 – Вікно розрахунку втрат потужності та електроенергії за часом втрат

На другому етапі тестування вхідних даних перевіряється коректність введення схеми розподільної мережі. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку втрат електроенергії, вікно якого має вигляд, поданий на рис. 1.21. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі (або заданого її фрагменту). Якщо в результаті замикання комутаційних апаратів утворюються замкнені контури, то у верхній частині вікна ілюструється проходження процесу розрахунку контурів.

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, що буде описано далі.

Якщо розрахунок режиму не може бути виконаний, то видається

повідомлення, яке містить інформацію відносно фідера, для якого не вдалося виконати розрахунок та найбільш імовірних причин виникнення проблеми:



Натисненням кнопки “Ignore” даної форми можна виключити вказаний фідер з розрахунку, кнопка “Cancel” дозволяє припинити розрахунок. У цьому випадку у вікні розрахунку втрат електроенергії за часом втрат (рис. 1.21) засвічується панель “Не виконано”.

1.4.3 Розрахунок втрат електроенергії за заданим графіком навантаження

Для виконання розрахунків за графіком навантаження необхідною умовою є попереднє задання графіку навантаження за методикою, що описана вище. При цьому графіки навантаження для всіх підстанцій мають бути однакові за кількістю ступенів.

Після вибору у вікні режимів розрахунку будь-якого розрахунку з групи “Розрахунок за графіком навантажень” (натискання відповідної кнопки), відкривається вікно у якому ілюструється проходження процесу розрахунку за графіком. У разі вдалого завершення розрахунку Натиснення кнопки “Завершити” викликає зачинення даного вікна з переходом до перегляду результатів розрахунку втрат електроенергії. При відображенні результатів здійснюється таким чином, що користувач має змогу оцінити лише сумарні показники мережі. Отримати більш детальну інформацію відносно втрат потужності на кожному

ступені графіку навантаження можливо шляхом натиснення кнопки “Друкувати звіт” вікна розрахунку за графіком навантажень.

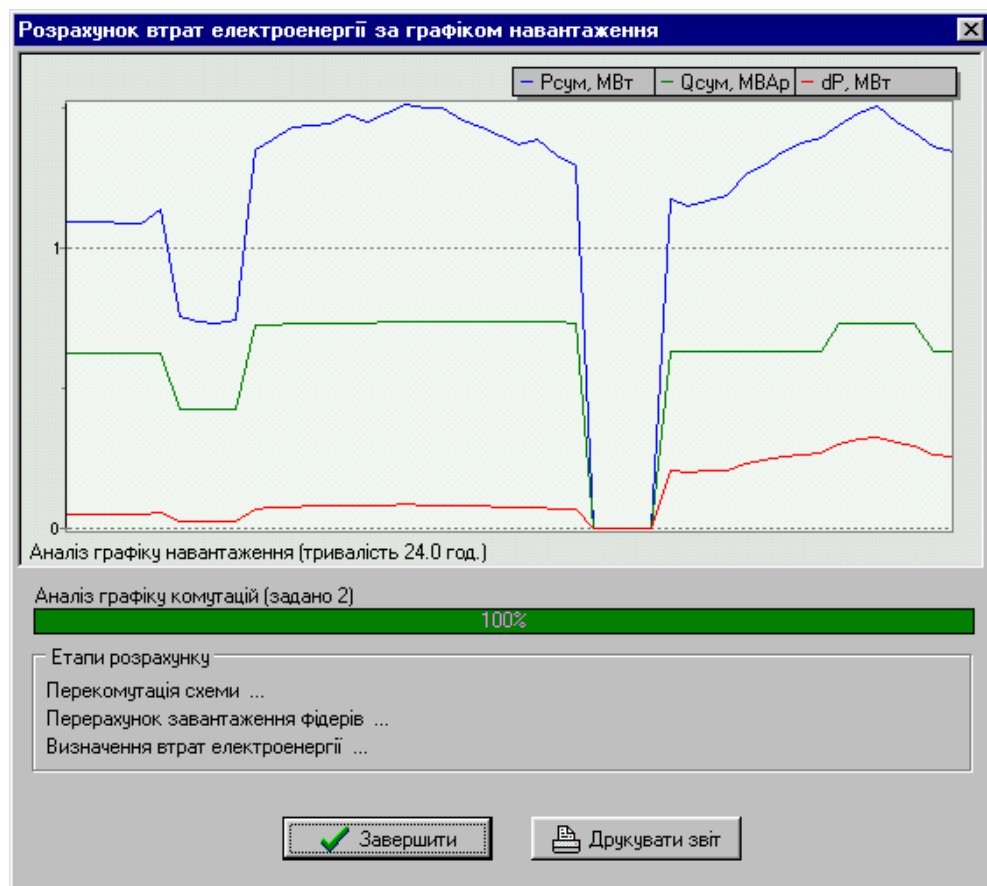


Рисунок 1.22 – Вікно розрахунку втрат потужності та електроенергії за графіком навантажень

У разі, якщо розрахунок було перервано через помилки у вхідних даних, видаються повідомлення про помилку (рис. 1.23 або рис. 1.24). Якщо на даному ступені графіку навантаження завантаження деякого фідера настільки низьке, що не покриває втрат холостого ходу трансформаторів 10/0,4 кВ то видається повідомлення, подане на рис. 1.23. Воно вказує на назву підстанції та фідера у якому виникає помилка та найбільш імовірні причини її появи. Якщо розрахунок режиму неможливий через надмірно високе завантаження фідерів, то видається повідомлення, подане на рис. 1.24. Воно вказує на назву підстанції та фідера, розрахунок якого не може бути виконаний, та найбільш імовірні причини появи даної проблеми.

При цьому необхідно звернути увагу на графік навантаження та комутацій, виправити помилки (надвеликі, або замалі значення потужностей навантаження підстанції тощо) та повторити розрахунок.

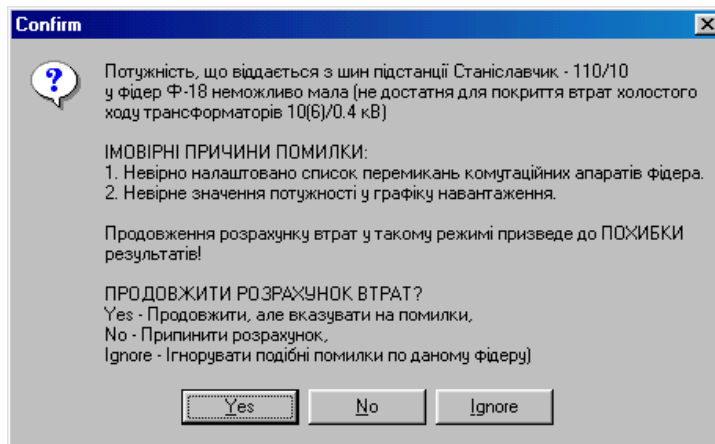


Рисунок 1.23 – Вікно повідомлення про неможливо низьке навантаження споживачів фідера

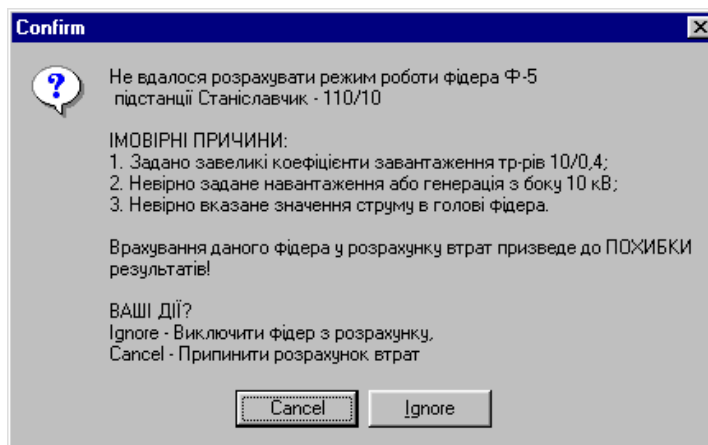


Рисунок 1.24 – Вікно повідомлення про неможливість виконання розрахунку режиму фідера

1.4.4 Аналіз ефективності компенсації реактивної потужності

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

рис. 1.25.

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.

	N вузла	Тип тр-ра 10/0,4	Qку, кВАр
1	100		
2	1		
3	2		
4	3	ТМ-250/10	50.000
5	41	ТМ-400/10	
6	42	ТМ-250/10	25.000
7	5	ТМ-400/10	25.000
8	6		
9	7		

Рисунок 1.25 – Вікно програми, призначене для введення інформації про компенсуючі установки, встановлені у вузлах фідера

У колонці "Qку, кВАр" задають потужності компенсуючих установок (КУ) встановлених у відповідних вузлах 10 кВ фідера. Правильність введення інформації перевіряється перед закриттям вікна, або перед проведенням розрахунків.

Для збереження введеної інформації у файлі початкових даних, необхідно вийти до головного вікна програми та записати файл.

Для виходу у головне вікно програми, необхідно натиснути кнопку .

Для проведення аналізу ефективності встановлення компенсуючих установок необхідно у вікні, зображеному на рис. 1.25. натиснути кнопку "Розрахунок".

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

зображеному на рис. 1.26.

У лівій колонці приводяться результати розрахунку без врахування компенсуючих установок, у правій – з врахуванням. У нижній частині вікна приводиться висновок про ефективність встановлення КУ. Можливі три варіанти повідомлення:

1. "В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшились на ... %" – повідомлення свідчить про наявність ефекту від встановлення КУ.

2. "Ефекту від використання компенсуючих установок не зафіксовано" – повідомлення видається за відсутності змін втрат потужності після врахування КУ.

3. "Зафіксовано перекомпенсацію реактивної потужності по фідеру. Втрати потужності збільшились на ... %" – повідомлення видається при збільшенні втрат потужності по фідеру після врахування КУ.

Для виведення на друк результатів розрахунку необхідно натиснути кнопку



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

Для виходу у вікно з початковими даними необхідно натиснути кнопку

Втрати потужності	до заміни перерізів	після заміни перерізів
в лініях 10 кВ	67.2 кВт	30.3 кВт
в трансформаторах 10/0.4	31.3 кВт	31.1 кВт
з них холостого ходу	27.6 кВт	27.6 кВт
навантажувальні	3.7 кВт	3.5 кВт
в лініях 0.4 кВ	0.0 кВт	0.0 кВт
Сумарні	98.5 кВт	61.4 кВт

В результаті виконання заміни перерізів проводів ЛЕП втрати потужності зменшились на 37.63%

Рисунок 1.26 – Результати аналізу ефективності встановлення компенсуючих установок

1.5 Виконання практичних розрахунків з визначення втрат та розробки електроощадних заходів

Представлення схеми розподільної мережі РЕМ у програмі виконане максимально наближено до реального (ТЗ). Схема поділяється на підстанцію “Жмеринка” 110(35)/10(6) кВ, а на шинах 10(6) кВ даної підстанції виділяються фідери, що живляться від неї.

Для даної підстанції задаються параметри шин 10(6) кВ:

- номер шин підстанції, який ідентифікує її у схемі;
- назва підстанції;
- значення напруги, що підтримується на шинах 10(6) кВ підстанції, кВ;
- тривалість звітного періоду, год.;
- електроенергія, що відпущена з шин 10(6) кВ даної підстанції за звітний період, кВт·год.

Кожний фідер, що отримує живлення від шин 10(6) кВ підстанції має бути заданий назвою та значеннями контрольних замірів струмів в голові фідера за звітний період, або відпущеною електроенергією за даний період:

– максимальний струм – це найбільший струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом звітного періоду (характерної доби);

– мінімальний струм – це найменший струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом звітного періоду (характерної доби);

– середній струм – це алгебраїчна сума замірів струмів за звітний період (характерну добу) поділена на кількість виконаних замірів;

– електроенергія, що відпущена у фідер протягом звітного періоду – вказується у разі, якщо на фідері встановлено лічильник активної електроенергії замість середнього струму. Даний замір зазвичай є більш точним та інформативним.

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

Заданий час втрат $T_{\text{втрат}} = 740$ год.

1.6 Дослідження впливу перерізу проводу ЛЕП на значення втрат у електричній мережі

У результаті розрахунку режиму електричної мережі було встановлено ЛЕП, що мають найбільші втрати потужності. Таким чином зміна перерізів саме цих ЛЕП дозволить максимально знизити втрати електроенергії у мережі.

Лінії 26517-26516, 26515-26514, 26513-26512 фідера Ф-26 та 6528-6518 фідера Ф-6 виконані проводом перерізу 50 мм^2 . Для виявлення впливу перерізу проводу на втрати у ЕМ було виконано розрахунки із зміною перерізів проводів даних ліній на 70 , 95 та 120 мм^2 . Результати розрахунків подано у табл. 1.1.

Таблиця 1.1 - Впливу перерізу проводу ЛЕП на значення втрат у електричній мережі

Переріз ЛЕП, мм^2	Втрати потужності у ЛЕП, кВт	Втрати електроенергії у ЕМ, кВт г (%)	Зменшення втрат електроенергії, кВт
вих. стан	122,4	169266 (4,58%)	0
70 мм^2	102,6	154166 (4,18%)	15100 (8,9%)
95 мм^2	89,3	144096,1 (3,9%)	25170 (14,87%)
120 мм^2	82,7	139060,1 (3,77%)	30205 (17,8%)

Таким чином збільшення перерізу проводів ЛЕП 26517-26516, 26515-26514, 26513-26512 фідера Ф-26 та ЛЕП 6528-6518 фідера Ф-6 з 50 до 70 мм^2 дозволяє

зменшити втрати електроенергії до 154166 кВт г на рік, збільшення перерізу даних ЛЕП до 95 мм² - до 144096 кВт г на рік, а збільшення перерізу даних ЛЕП до 120 мм² дозволяє зменшити втрати електроенергії до 139060,1. Таким чином завдяки такому заходу може бути забезпечена значна економія електроенергії.

1.7 Дослідження компенсації реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності забезпечує вирішення двох основних задач: зменшення втрат потужності та електроенергії, та покращення режимів напруг у вузлах електричної мережі.

В результаті розрахунку усталеного режиму встановлено, що у режимі середніх навантажень у фідері Ф–26 для ряду вузлів споживання відхилення напруги наближається до границі припустимих значень. Разом з тим у Ф–26 зафіксовано більші втрати електроенергії. Тому для дослідження впливу компенсації реактивної потужності обираємо Ф–26.

Місце встановлення КП обираємо 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.

Виходячи з цього обираємо для встановлення КП вузол 26056.

Для дослідження впливу компенсації реактивної потужності на втрати у ЕМ було виконано ряд порівняльних розрахунків з різними потужностями КП, що встановлений у вузлі 26056. Результати розрахунків подано у табл. 1.2.

Таблиця 1.2 - Компенсації реактивної потужності

Потужність КП, кВар	Втрати потужності фідеру, кВт	Зниження втрат потужності, %	Значення Cosφ	Мінімальна напруга, кВ
0	89.0	0	0.88	9.98
200	81.4	8.6	0.93	10.02
400	76.9	13.59	0.97	10.06
600	75.6	15.09	0.99	10.10
800	77.3	13.17	1.00	10.14
1000	82.0	7.9	0.99	10.17

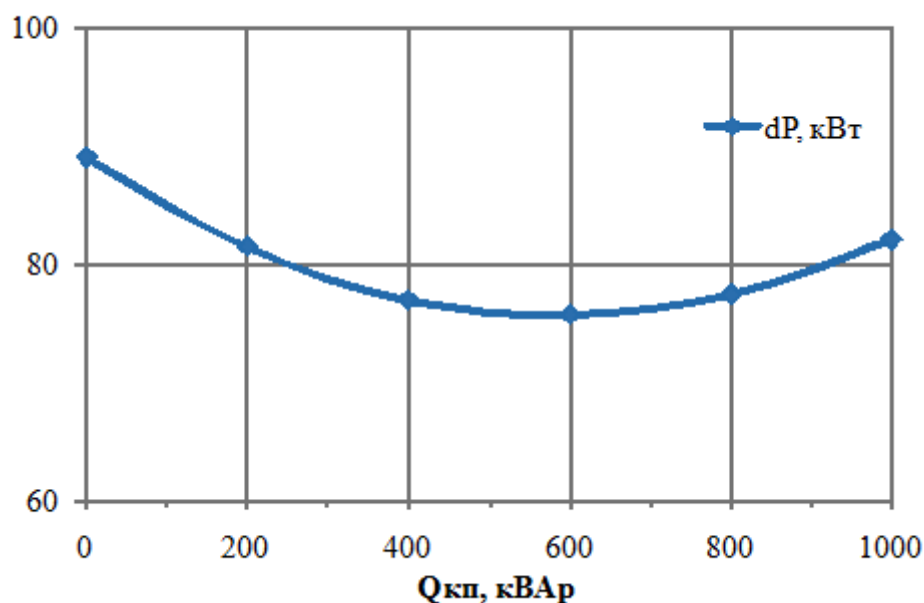


Рисунок 1.27 – Залежність втрат в фідері №26 підстанції Жмеринка від потужності КП

З результатів розрахунків видно, що використання КП дозволяє знизити втрати потужності у ЕМ, а також покращити режим напруг. Але встановлення джерел реактивної потужності з занадто великою генерацією (800 кВар та вище) призводять до збільшення втрат потужності (порівняно з встановленням КП 600 кВар) за рахунок завантаження мережі потоками реактивної потужності. Разом з тим режим напруг продовжує покращуватися.

З аналізу даних табл. 1.2 видно, що найбільш доцільним з огляду на втрати у ЕМ є встановлення у вузол 26056 фідера Ф–26 компенсуючого пристрою потужністю 600 кВар. Це забезпечує максимальне зниження втрат та прийнятний режим напруг у ЕМ.

Встановлення КП у вузлі 26056 забезпечило зниження втрат електроенергії по мережі до 159349 кВт г (4,3 %).

1.8 Оптимізація схеми електричної мережі

Розподільні мережі 10 кВ зазвичай працюють по радіальній схемі, тобто замкнені контури у них відсутні. При цьому розподіл споживачів між фідерами не завжди найкращий, що викликає надлишкове завантаження окремих фідерів. 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 у контур. Саме така схема характеризується мінімальними втратами потужності та електроенергії.

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

У відповідності з цим для визначення оптимальної точки розмикання було виконано розрахунок втрат електроенергії для замкненої мережі. Вважаємо, що вузол 14097 фідера Ф-14 може бути з'єднаний з вузлом 26097 фідера Ф-26 (КА Р-14-26), а вузол 6543 фідера Ф-6 - з вузлом 12632 фідера Ф-4 (КА Р-73).

Таблиця 1.3.1

	Втрати у вихідній схемі		Втрати у замкненій схемі	
	ΔP , кВт	ΔW , кВт г	ΔP , кВт	ΔW , кВт г
Ф-12	10,7	7921,4 (5,04%)	19,5	14758,9 (5,35%)
Ф-6	60,9	45872,8 (4,42%)	63,5	47021,5 (3,98%)
Всього	71,6	53794,2 (4,73%)	83	61780,4 (4,66%)

Таблиця 1.3.2

	Втрати у вихідній схемі		Втрати у замкненій схемі	
	ΔP , кВт	ΔW , кВт г	ΔP , кВт	ΔW , кВт г
Ф-14	13,1	9782,8 (4,66%)	18,6	14197,8 (4,32%)
Ф-26	89,0	87523,1 (6,33%)	72,4	56543,3 (5,92%)
Всього	102,1	96705,9 (5,49%)	91	70741,1 (5,11%)

Виходячи з струмозподілу у замкненому режимі було визначено точки поточкорозподілу – вузол 6510 на фідері Ф-6 і вузол 26042 на фідері Ф-26.

Таким чином, розрахунок показав, що доцільним є застосування методу оптимізації лише між фідерами Ф-14 та Ф-26 (табл. 1.3.2). За рахунок даного заходу вдалося знизити втрати електроенергії у ЕМ до 70741,1 кВт г, тобто забезпечити додаткову економію 25964,8 кВт г на рік.

1.9 Визначення техніко-економічного ефекту

Завдяки розробленим заходам вдалося значно знизити втрати електроенергії у мережі, що досліджувалася і наблизити їх до типових значень для мереж даного класу напруги.

Результати оцінки ефективності окремих заходів подані у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 - Результати оцінки ефективності окремих заходів

Захід зі зниження втрат	Втрати електроенергії після впровадження заходу, кВт г (%)	Зниження втрат електроенергії, кВт г (%)
До впровадження заходів	169266,0 (4,58%)	–
Збільшення перерізу проводу	139060,1 (3,77%)	30205 (17,8%)
Компенсація реактивної потужності	159349,0 (4,3%)	9917 (5,8%)
Оптимізація схеми мережі	162692,3 (4,4%)	6574 (3,88%)
РАЗОМ		46696 (27,5%)

Таким чином за рахунок впровадження розроблених заходів досягається зниження втрат більш ніж на 27,5%.

Враховуючи середню вартість електроенергії, що відпускається споживачам районів електричних мереж ($C_0 = 12$ коп/кВт г) річний економічний ефект від впровадження заходів складає:

$$E = C_0 \cdot dW = 0.12 \cdot 46696 \cdot 10^{-3} = 5,603 \text{ тис. грн/рік}$$

де dW – зменшення втрат електроенергії за рахунок впровадження запропонованих заходів, кВт г.

2 Спеціальна частина

2.1 Методи регулювання рівнів напруги в електричних мережах

Важливою характеристикою ефективності режиму ЕЕС та їхніх підсистем є якість енергії, під чим мається на увазі прийнятність підвідної енергії для споживачів. Якість енергії характеризується певними показниками, регламентованими ДЕРЖСТАНДАРТ 23875–79.

Основними показниками якості електроенергії є значення частоти й діючої напруги в споживачах, а також симетрія й синусоїдальність напруги (по тепловій енергії показники якості – тиск і температура пари, температура теплофікаційної води; по гідроенергії – тиск води).

Для забезпечення необхідної якості електроенергії встановлюються границі припустимих змін показників якості, застосовуються відповідні методи й засоби їхнього регулювання.

Втрата напруги при передачі електроенергії від джерела до віддалених споживачів в електричних мережах набуває значної міри. При цьому зміни навантажень ЕП приводять до пропорційних змін їхніх напруг, які можуть істотно перевищувати припустимі значення. У загальному випадку для забезпечення необхідної якості напруги необхідно здійснювати його регулювання як регулюванням збудження генераторів електростанцій, так і за допомогою спеціальних регулюючих пристроїв .

У магістральній мережі відхилення напруги V_n на шинах споживача й відхилення напруги V_d на шинах джерела енергії в розглянутому режимі зв'язані між собою співвідношенням:

$$V_{II} = V_{II} - \sum_{k=1}^n \Delta U_k + \sum_{i=1}^m E_i, \quad (2.1)$$

де

$$\Delta U_k = 100/U_{номk} (r_k P_k + x_k Q_k) / U_k \quad (2.2)$$

ΔU – втрата напруги у відсотках (наближене значення, прийняте для місцевих і районних мереж рівним поздовжній складовій спадання напруги) на k -м ділянці мережі ($U_{номk}$, U_k – відповідно його номінальна й дійсна напруги); E_i – додаткова ЕРС i -го трансформатора або автотрансформатора за рахунок відхилення коефіцієнта трансформації від номінального значення.

Максимальний діапазон зміни відхилень напруги на шинах ЕП визначається різницею відхилень напруг на його шинах при максимальному й мінімальному навантаженнях, а саме:

$$\Delta V_n^{нб} = V_n^{нб} - V_n^{нм} - \sum_{k=1}^n (\Delta U_k^{нб} - \Delta U_k^{нм}) + \sum_{i=1}^m (E_i^{нб} - E_i^{нм}). \quad (2.3)$$

Як випливає з (2.1) і (2.3), для забезпечення деяких заздалегідь заданих значень відхилень напруги в ЕП можна використати наступні способи:

- 1) регулювання напруги на шинах джерела;
- 2) зміна втрат напруги на ділянках мережі;
- 3) зміна коефіцієнтів трансформації трансформаторів й автотрансформаторів, включених між джерелом і приймачем енергії.

При регулюванні напруги джерела змінюються всі напруги, що живляться від його мережі. Тому такий спосіб регулювання називають централізованим регулюванням напруги. Всі інші способи відносяться до місцевого (локального) регулювання напруги, при якому змінюється напруга в обмеженій частині розподільної мережі.

Найбільш ефективним методом регулювання напруги на шинах електростанцій і на шинах нижчої напруги понижуючих ПС є так зване зустрічне (узгоджене) регулювання напруги. По цьому методі в період максимальних навантажень напруга на шинах електростанцій (вторинна напруга районної ПС) підтримується вище номінальної (до 5 %). При необхідності допускається підвищення напруги й до 10 %, якщо це можливо за умовами роботи споживачів й устаткування. У період мінімальних навантажень при зустрічному регулюванні

напруга на електростанції (на шинах вторинної напруги районної ПС) знижуються аж до номінального значення (при навантаженнях нижче 30 % її номінального значення).

Звичайно, під зміною напруги розуміють її регулювання за допомогою єдиного заходу, проведеного на тривалий період часу, наприклад зміною робочого положення регулювального відгалуження нерегульованого трансформатора, включенням установки повздовжньо–ємнісної компенсації, включенням додаткової паралельної лінії й т.п.

Під регулюванням напруги розуміють поточну зміну параметрів системи (струму збудження, коефіцієнта трансформації, втрати напруги). Регулювання може проводитися автоматично за певним законом.

Особливе значення з погляду регулювання напруги має застосування КУ (СК і БК, а останнім часом – СТК). Справа в тому, що регулювання напруги в мережі, практично можливе тільки при наявності достатнього резерву реактивної потужності. Це пояснюється тим, що підвищення напруги звичайно пов'язане зі збільшенням споживаної реактивної потужності. Додатково споживана реактивна потужність повинна бути покрита за рахунок наявного резерву.

З (2.1) і (2.2) видно, що зміна відхилення напруги на шинах споживача V_n при заданому відхиленні напруги на шинах джерела V_d і номінальних напругах ділянок мережі залежить від активних r_k і реактивних x_k опорів, активних P_k і реактивних Q_k потужностей на окремих ділянках мережі. Змінюючи ці величини, можна змінювати відхилення напруги.

У розімкнутих мережах принципово не можна змінювати передану активну потужність – вона задається споживачами й, отже, не може бути мови про регулювання напруги таким способом. Це регулювання можливо лише в замкнених мережах, у яких ЕП можуть одержувати електроенергію із двох або більше сторін. Однак, з огляду на те, що у ВЛ зазвичай набагато менше x_k , ефективність регулювання активною потужністю P_k взагалі набагато менше, ніж реактивною.

По цій же причині на ВЛ більших потужностях практично неефективним є зміна напруги за рахунок зміни активних опорів мережі. Однак у КЛ у зв'язку з тим, що тут r_k набагато більше x_k , а також в ПЛ малій потужності (невеликі поперечні перерізи проводів, більші активні опори r_k) зміна активних опорів істотно впливає на рівень напруги.

2.1.1 Зміна коефіцієнтів трансформації

Оскільки напруга живлення трансформаторів й автотрансформаторів може відрізнятись від номінальної, їхні обмотки (крім основних) постачаються додатковими відпайками, змінюючи які, можна змінювати коефіцієнт трансформації в межах 10 – 30 %.

Трансформатори виконуються двох типів:

- 1) з перемиканням без збудження (ПБЗ);
- 2) з регулюванням під навантаженням (РПН).

З метою полегшення конструкції трансформаторів регулюючі пристрої зазвичай виконуються на стороні ВН трансформаторів. Як правило, на нових ПС із ВН 35 кВ і вище встановлюють трансформатори й автотрансформатори із РПН, з меншим ВН – трансформатори із ПБЗ.

Трансформатори із ПБЗ мають основні (з номінальною напругою – 6, 10 й 20 кВ) і чотири додаткових відпайки зі зміною напруги відносно його номінального значення на 4–5; +2,5; –2,5 й –5 %. У трансформаторах із РПН кількість відпайок і діапазон регулювання напруги збільшені. Наприклад, для трансформаторів з номінальною напругою основної відпайки обмотки ВН 230 кВ діапазон його регулювання становить ± 16 % при ± 9 ступенях регулювання по 1,78 % кожна.

Для перестановки відпайок трансформаторів із ПБЗ потрібне відключення їх від мережі, що виконується зазвичай не частіше одного разу в рік. На них варто так підбирати відпайки, щоб при змінних режимах роботи одержувати на вторинних обмотках прийнятні з технічної точки зору відхилення напруги. У

такий спосіб змінюється значення математичного очікування відхилення напруги V відносно його номінального значення $M(V - V_{ном})$ – другий член у формулі.

Найбільш ефективно регулювання напруги за рахунок зміни коефіцієнта трансформації здійснюється за допомогою трансформаторів й автотрансформаторів із РПН. Його обмотка ВН складається із двох частин: нерегульованої основної обмотки і регульованої (додаткової) обмотки з відпайками. Обидві обмотки розміщуються на одному магнітопроводі, на якому перебуває також обмотка НН. Перемикаючий пристрій складається з реактора й контактів, що перемикають послідовно, що забезпечує перемикання відпайок без розриву струму. Реактивний опір реактора перешкоджає короткому замиканню між відпайками.

Перемикаючий пристрій (реактор і його рухливі й нерухомі контакти) розміщують у баці трансформатора. Контактори встановлюють в окремому, залитим маслом, сталевому кожусі, укріпленому зовні бака трансформатора, що забезпечує найбільш зручну ревізію й ремонт їхніх елементів.

Через те, що при напругах 220 кВ і вище реактори перемикаючих пристроїв РПН виходять дуже громіздкими, у таких трансформаторах застосовують перемикаючі пристрої з активними опорами, розрахованими на короткочасну роботу, що забезпечується використанням потужних швидкодіючих приводів контакторів зі швидкостями спрацьовування порядку десятих часток секунди.

Розглянутий пристрій регулювання напруги під навантаженням часто називають вбудованим. Крім нього, використовуються пристрої регулювання у вигляді так званих вольтододатних трансформаторів (ВДТ), спеціальні обмотки яких з'єднують послідовно з обмотками фаз основного трансформатора. ВДТ, названі також лінійними регуляторами (ЛР), найчастіше підключаються до раніше виготовлених трансформаторів, які не мають РПН. Вольтододану обмотку включають послідовно з обмоткою ВН основного трансформатора. ЛР складається із двох трансформаторів – послідовного й живильного, які поміщують у загальному баці з маслом. Первинну обмотку живильного трансформатора

підключають до мережі. Вторинна обмотка цього трансформатора, від якої живиться первинна обмотка послідовного трансформатора ЛР, сконструйована у вигляді обмотки із РПН.

Важливою перевагою ЛР є можливість зміни напруги між висновками (робочої напруги) не тільки за значенням, але й по фазі (аргументу комплексу напруги) завдяки зміні фази ЕРС добавки, що досягається підведенням до обмотки живильного трансформатора ЕРС із потрібною фазою. Така ЕРС зазвичай виходить за рахунок підключення цієї обмотки до певних фаз трифазної системи. Отже, ЛР забезпечує можливість поперечного, поздовжнього – поперечного й поздовжнього регулювання напруги.

Лінійні регулятори набагато дорожче вбудованих пристроїв регулювання напруги. При напругах 6–10 кВ їх виготовляють у вигляді автотрансформаторів.

Раніше для автотрансформаторів приладів РПН виконувались вбудованими в нейтраль, що визначало залежну зміну коефіцієнтів трансформації обмоток ВН і НН, а також СН і НН

Ця обставина сильно обмежувала можливості регулювання напруги на автотрансформаторах й у багатьох випадках різко знижувало їхню ефективність. Нові автотрансформатори виготовляють із пристроями РПН, вбудованими на лінійному кінці обмотки СН, що забезпечує зміну коефіцієнта трансформації тільки обмоток ВН і СН. Якщо одночасно треба змінювати під навантаженням коефіцієнт трансформації обмоток ВН і НН, то потрібно встановити додатково ЛР послідовно з обмоткою НН. За техніко-економічними показниками це більш доцільно, ніж підключення до автотрансформатора двох вбудованих пристроїв РПН.

Трансформатори й автотрансформатори із РПН й їхні керуючі пристрої автоматичного регулювання характеризуються ступенем регулювання (напругою ступеня регулювання), зоною нечутливості й витримкою часу спрацьовування.

Ступенем регулювання називають напругу між двома сусідніми відгалуженнями, виражена у відсотках номінальної напруги обмотки, що має

регулювальні відпайки. В Україні для трансформаторів й автотрансформаторів із РПН і ЛР діапазон регулювання напруги лежить у межах від ± 10 до ± 16 % при значеннях напруг ступенів регулювання від 1,25 до 2 %. Зона нечутливості – діапазон зміни напруги, при якому не відбувається спрацьовування регулюючої апаратури. Для усталеної роботи автоматики зона нечутливості повинна бути більше ступеня регулювання. З метою виключення роботи перемикаючих пристроїв при короткочасних відхиленнях напруги від заданого значення вони працюють із витримкою часу.

Регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформації досить ефективно лише за умови, що ЕП перебуває за порівняно невеликим комплексним опором від ЕРС – є достатній запас реактивної потужності.

Якщо джерела ЕРС відділені від місць регулювання напруги (споживачів електроенергії) більшими комплексними опорами, то внаслідок значних втрат напруги на них статичні характеристики потужності живильної частини мережі $Q_n(U)$ як еквівалентні джерела мають малу негативну крутість – малий нахил до осі абсцис. Статичні характеристики потужності споживачів $Q_n(U)$ зазвичай мають більшу позитивну крутість. Тому при регулюванні коефіцієнта трансформації (додаванні ЕРС E) вона розподіляється таким чином, що більша частина ΔU_δ припадає на покриття додаткових втрат напруги на опорі мережі, а менша частина ΔU_n іде на підвищення напруги на споживачі. Ця особливість найбільш яскраво проявляється у випадку, коли мережа має великий реактивний опір і по ній передається більша реактивна потужність до споживача.

Бажаний ефект регулювання можна одержати або за рахунок зменшення крутості кривої $Q_n(U)$, що досягається установкою в споживачі елемента зі статичною характеристикою протилежного знака – КРМ, або збільшенням крутості статичної характеристики джерела, що досягається зміною комплексного опору мережі – його компенсацією. У реальних умовах для такого регулювання напруги використовуються компенсація реактивної потужності, переданої по мережі

до ЕП (генерування її в споживачі), і компенсація реактивного опору ліній, по яких передається потужність споживачеві.

Вибір коефіцієнта трансформації розглянемо на прикладі двох-обмотувального трансформатора з потужністю навантаження S_2 і коефіцієнтом потужності навантаження $\cos \varphi_2$. Коефіцієнт трансформації виразимо у відносних одиницях:

$$K_{T^*} = U_{OT^*} / U_{HH^*}, \quad (2.4)$$

де $U_{OT^*} = U_{OT} / U_{1ном}$ – відношення напруги регульовальної відпайки U_{OT} до номінальної напруги мережі, що живить трансформатор з первинної сторони ВН; $U_{HH^*} = U_{HH} / U_{2ном}$ – відношення номінальної напруги U_{HH} з боку НН трансформатора до номінальної напруги $U_{2ном}$ мережі, що живиться від даного трансформатора.

Напруга U_1 при заданому навантаженні S_2 трансформатора пов'язана з напругою U_2 досить точним співвідношенням:

$$U_{1^*} = k_{T^*} U_{2^*} + \Delta U_{T^*}, \quad (2.5)$$

де ΔU_{T^*} – втрата напруги в обмотках трансформатора у відносних одиницях. За базисне значення напруги для U_{1^*} прийнято номінальну напругу мережі з боку U_1 ; відповідно для U_{2^*} – з боку U_2 ; отже,

$$U_{1^*} = U_1 / U_{1ном}; \quad U_{2^*} = U_2 / U_{2ном}.$$

З (2.5) за відомим значенням бажаної напруги U_T , і відомому з розрахунку значенню U_{1^*} , обчисливши U_{T^*} , знаходять коефіцієнт трансформації

$$K_{T^*} = (U_{1^*} - U_{T^*}) / U_{2^*}. \quad (2.6)$$

Знаючи k_{T^*} по (2.4), визначають напругу регульовальної відпайки

$$U_{OT^*} = k_{T^*} U_{HH^*} \quad (2.7)$$

Змінюючи відпайки трансформатора, змінюють добавку ЕРС у мережі вторинної напруги в порівнянні з напругою мережі первинної напруги:

$$E^* = U_{2ном^*} / U_{1ном^*} - 1, \quad (2.8)$$

де $U_{2ном*}$ – відносне значення номінальної напруги вторинної обмотки трансформатора; $U_{1ном*}$ – те ж саме, його первинної обмотки з урахуванням використаної відпайки.

Вибір коефіцієнта трансформації трьохобмоточних трансформаторів виконується аналогічно.

2.1.2 Централізоване регулювання

У якості ІІ у розподільних електричних мережах можуть використовуватися шини генераторної напруги або шини нижчої напруги понижуючих ПС.

Напруга генераторів регулюється за допомогою АРВ. Регулювання на шинах нижчої напруги понижуючих ПС може виконуватися за допомогою:

- 1) трансформаторів із РПН;
- 2) КРМ;
- 3) ЛР.

Напруга на шинах ІІ повинна регулюватися автоматично за певним законом у межах розташовуваного діапазону регулювання.

В схемах здійснюється централізоване регулювання в чистому виді. Воно ефективно лише у випадку однорідних споживачів – ЕП із практично однотипними графіками навантаження.

Для різнорідних споживачів у розподільних мережах застосовують схеми групового централізованого регулювання. Можливі варіанти такого регулювання для двох груп споживачів. При двох трансформаторах із РПН використовують схему при наявності на ПС одного трансформатора із РПН. У випадку, коли потужності окремих груп споживачів сильно відрізняються між собою, доцільно застосовувати схему, підключаючи групу з меншою потужністю через ЛР до загальних шин ІІ.

2.1.3 Місцеве регулювання

Регулювання напруги компенсацією реактивної потужності споживача. До ЕП електроенергія від ІП надходить по лінії, потужність у провідності П-подібної схеми заміщення яка врахована в розрахунковій потужності S_2 приймачі. Регулювання напруги на шинах ЕП здійснюється за допомогою КРМ, яким може бути СК, БК або СТК.

Таке регулювання напруги найбільш ефективно при передачі значних реактивних потужностей ЕП (при його коефіцієнті потужності $\cos \varphi = 0,8 - 0,85$) і при відносно більших реактивних опорах лінії (тобто при більших поперечних перерізах і довжинах ВЛ). Сказане легко пояснюється на основі спрощеної формули втрати напруги на ділянці мережі з опором $z = r + jx$ при передачі потужності $S_2 = P_2 - jQ_2$, якщо втрату напруги порівняти з поздовжній складовій спадання напруги:

$$\Delta U = (rP_2 + xQ_2)/U_2. \quad (2.9)$$

Наприклад, у лінії із проводами АС-150 при $\cos \varphi = 0,8$ і напрузі 110 кВ складова втрати напруги xQ_2/U_2 дорівнює 78 %, а складова rP_2/U_2 – 22 % загальної втрати напруги. Якщо встановити в споживачі КРМ потужністю Q_k , то втрата напруги

$$\Delta U = (rP_2 + x(Q_2 - Q_k))/U_2. \quad (2.10)$$

Вираження (2.10) дійсне для будь-якої ділянки мережі як двухполюсника з комплексним опором $z = r + jx$ і потужністю $S_2 = P_2 - jQ_2$, у його кінці з напругою U_2 . Це вираження можна використати для наближеного визначення необхідної потужності КРМ Q_k при заданій потужності навантаження $S_2 = P_2 + jQ_2$ і припустимій втраті напруги ΔU .

Найбільш наочно ефект регулювання інтерпретується векторною діаграмою. При відсутності КРМ на шинах ЕП спадання напруги в лінії визначається трикутником rI_2 , xI_2 , zI_2 , і напруга на ЕП дорівнює $U_{2\phi}$. Для П-подібної схеми заміщення лінії струму I_2 є сумою струму ЕП і струму в вітці y_2

чотирьох полюсів. При включенні КРМ паралельно навантаженню до струму в навантаженні додається струм компенсатора I_k і в лінії протікає тепер струм I_{2k} , менший струму I_2 за рахунок зменшення його реактивної складової. Спадання напруги від струму I_k в елементах схеми (трикутник rI_k, xI_k, zI_k) додається до спадання напруги від струму I_2 , у результаті чого нова напруга U_{1fk} на початку лінії буде менше напруги U_{1f} при відсутності КРМ. Така напруга повинна підтримуватися тепер на початку лінії для забезпечення на ЕП напруги U_{2f} . Це значить, що при незмінній напрузі U_{1f} на початку лінії напруга в її кінці підвищується.

За допомогою БК не можна здійснювати плавне регулювання напруги. При необхідності його регулювання можна застосувати секціонування БК із посекційним її включенням і відключенням, одержавши в такий спосіб лише східчасте регулювання. Другий недолік БК – сильна залежність їхньої реактивної потужності від напруги: $Q_c = \omega C U^2$, де ω – кутова частота, C – ємність БК (підключених секцій). Це значить, що при зниженні напруги, тобто коли потрібно збільшити видачу реактивної потужності з метою його підтримки, БК різко зменшує свою потужність. Тому для поліпшення параметрів БК застосовують форсування їхньої потужності швидким введенням додаткових конденсаторів при певних зниженнях напруги.

Відзначених недоліків не мають СК і СТК, що забезпечують плавне регулювання напруги, оскільки їхня реактивна потужність змінюється плавно. Це значить, що можна забезпечити незмінну напругу на ЕП при зміні його потужності в певних межах. СК і СТК можуть працювати як при випереджальному струмі (генерування реактивної потужності), так і при відстаючому (споживання реактивної потужності). Отже, вони дозволяють змінювати напругу у бік збільшення й у бік зменшення відносно заданої. Це означає, що втрата напруги при такому регулюванні визначається як

$$\Delta U = (rP_2 + x(Q_2 + Q_k)) / U_2, \quad (2.11)$$

де Q_k – потужність компенсатора.

Вираження (2.11) можна використати для наближеного визначення необхідної потужності Q_k СК або СТК при заданій потужності навантаження $S_2 = P_2 - jQ_2$ і припустимій втраті напруги.

Однак СК дорожче, мають помітно більші втрати активної потужності, ніж конденсатори, і надійність їх нижче БК. Тому застосування конденсаторів при порівняно що малих напругах більш ефективно.

На потужних ПС ЕЕС зазвичай встановлюють обидва види компенсаторів, що забезпечує високу маневреність й економічну ефективність регулювання напруги. Перспективними є СТК. Вони відрізняються плавністю регулювання потужності, найбільшою швидкістю її зміни й помітно меншими втратами потужності, ніж СК. Недоліком їх є генерування тиристорним блоком вищих гармонік, які необхідно придушувати за допомогою фільтрів.

Правда, це завдання вирішується порівняно легко включенням послідовно з окремими частинами (секціями) конденсаторів СТК реакторів, індуктивність яких настроюється на резонанс вищих гармонік.

Зміна напруги компенсацією реактивних опорів мережі. Така компенсація, як уже було сказано вище, зазвичай здійснюється на ПЛ. Включаючи в розсітку лінії в певному її місці БК із реактивним опором x_k , досягають того або іншого зменшення (компенсації) уявної складової вхідного опору лінії. За певних умов (певному співвідношенні активного й реактивного опору лінії, характері переданої потужності) досягається більший або менший ефект зміни напруги. За рахунок ємнісного опору x_k спадання напруги на індуктивному опорі x частково компенсується й результуюче спадання напруги на еквівалентному реактивному опорі лінії $jxI - jx_k I = j(x - x_k) I$. При цьому для забезпечення наприкінці лінії напруги $U_{2\phi k}$ у її початку необхідно підтримувати напругу $U_{1\phi k}$ менше $U_{1\phi}$.

Приблизна втрата напруги при поздовжній компенсації визначається вираженням:

$$\Delta U = (rP_2 + (x - x_k) Q_2) / U_2 \quad (2.12)$$

З якого можна знайти наближене значення реактивного опору x_k БК і на його основі встановити паралельно й число конденсаторів, що включають послідовно.

З вираження (2.12) випливає, що повздовжня компенсація доцільна тільки при більших поперечних перерізах проводів, коли її реактивний опір набагато більше активного. При цьому спадання напруги на БК пропорційно струму навантаження й автоматично змінюється при його змінах, підтримуючи відхилення напруги на ЕП у невеликих межах навіть при істотних змінах його потужності. Це досить коштовна властивість поздовжньої компенсації використовується в схемах із частим включенням ЕП, що споживають більші пускові струми.

2.2 Вибір регулюючих пристроїв

2.2.1 Вихідні дані

При проектуванні електричних мереж повинні виконуватися вимоги ДЕРЖСТАНДАРТ 13109–67 відносно припустимих режимів напруги для ефективного функціонування як споживачів електроенергії, так й інших об'єктів ЕЕС. Для цього в процесі проектування необхідно вибрати найбільш прийнятні регулюючі пристрої, місця їхньої установки, діапазони регулювання й способи керування ними.

Регулюючі пристрої повинні вибиратися з врахуванням найбільш економічного використання засобів компенсації реактивної потужності, які передбачаються в проєктованих мережах для балансу реактивної потужності або усунення різких коливань напруги й виконують одночасно функції пристроїв, що регулюють напругу в електричних мережах.

Залежно від призначення мереж застосовують різні підходи до вибору регулюючих пристроїв при проектуванні. У живильних мережах метою вибору їх

є підвищення техніко–економічних показників роботи мереж за рахунок зниження втрат потужності й електроенергії через зміну рівнів напруги, створення умов з позицій вимог ДЕРЖСТАНДАРТ 13109–67 відносно живлення розподільних мереж і виконання обмежень за умовами роботи ізоляції елементів системи (ліній, трансформаторів й ін.). Виходячи з умов роботи ізоляції перевищення напруги щодо номінального значення допускається в живильних мережах до 220 кВ включно на 15 %, у мережах 330 кВ – 10 %, а в мережах надвисоких напруг – 5 %.

В розподільних мережах основним завданням вибору регулюючих пристроїв є забезпечення припустимих відхилень напруг на затискачах споживачів.

При проектуванні нових мереж орієнтуються насамперед на типові рішення, які реалізовані на практичних умовах з максимальною ефективністю. При цьому в правильно спроектованій мережі регулювання напруги в ЦЖ повинне бути основним і достатнім для забезпечення необхідних рівнів напруги в більшості споживачів. Засоби місцевого регулювання напруги можуть передбачатися тільки для споживачів з великою віддаленістю від ЦЖ або з неоднорідними навантаженнями, що істотно змінюються в часі. Крім того, установка засобів місцевого регулювання напруги може знадобитися при різних напругах на різних секціях шин ЦЖ у випадку застосування трансформаторів з розщепленими обмотками або здвоєними реакторами.

При проектуванні електричних мереж необхідно вибирати такі типи, потужності й місця розташування регулюючих пристроїв, щоб забезпечувалися нормальні режими роботи всієї ЕЕС. При цьому повинен враховуватися економічний ефект від найбільш раціонального застосування всіх спроектованих пристроїв у процесі їхньої наступної експлуатації. Такий облік визначається приблизно на підставі даних експлуатації існуючих мереж і розташування перспективних даних розвитку системи.

Обрані регулюючі пристрої в міру зміни умов роботи мереж повинні допускати необхідне регулювання нормалізації якості напруги зміною робочого

положення регулюючих відпайок трансформаторів, уставки автоматичних регуляторів, узгодження законів регулювання різних пристроїв і т.д.

2.2.2 Визначення меж регулювання напруги в центрах живлення

При визначенні припустимих меж регулювання напруги в ЦЖ необхідно враховувати необхідні закони регулювання регулюючих пристроїв, встановлених у ЦЖ і розподільних мережах, і припустимі значення втрат напруги в мережах різних ступенів напруги, а також фактори, що впливають на режим мережі: її схему, зміну навантаження, місця підключення розподільних трансформаторів (РТ) і ЕП та ін. Все це вимагає узагальненого аналізу режиму роботи й спільного розгляду умов регулювання напруги на шинах ЦЖ й у розподільних мережах.

Взаємозв'язки між факторами, що впливають на значення напруг на шинах ЦЖ та в приєднані до них розподільних мереж, і характеристиками якості напруги визначаються на підставі узагальненої діаграми напруг з врахуванням граничних найбільш характерних режимів роботи мережі в цілому. Для цього аналізують режим всієї розподільної мережі, приєднаної до ЦЖ. У загальному випадку варто враховувати, що в будь-якій точці мережі може бути підключений РТ і приєднаний ЕП.

Критерієм правильності визначення меж регулювання напруги є збереження відхилень напруги V від номінального значення для всіх ЕП, приєднаних до розглянутої мережі, у межах технічно припустимих позитивного V_+ і негативного V_- значень:

$$V_+ \geq V \geq V_- \quad (2.13)$$

Для спрощення аналізу режиму мережі вважають, що всі лінії й навантаження – трьохфазні й симетричні. Межі регулювання напруги визначають по двох граничних режимах мережі, обумовленим найбільшими й найменшими навантаженнями. При цій умові різниця між відхиленнями напруги в режимах найбільших V' і найменших V'' навантажень у якому-небудь пункті мережі,

називається діапазоном відхилень напруги.

$$d = V' - V'' \quad (2.14)$$

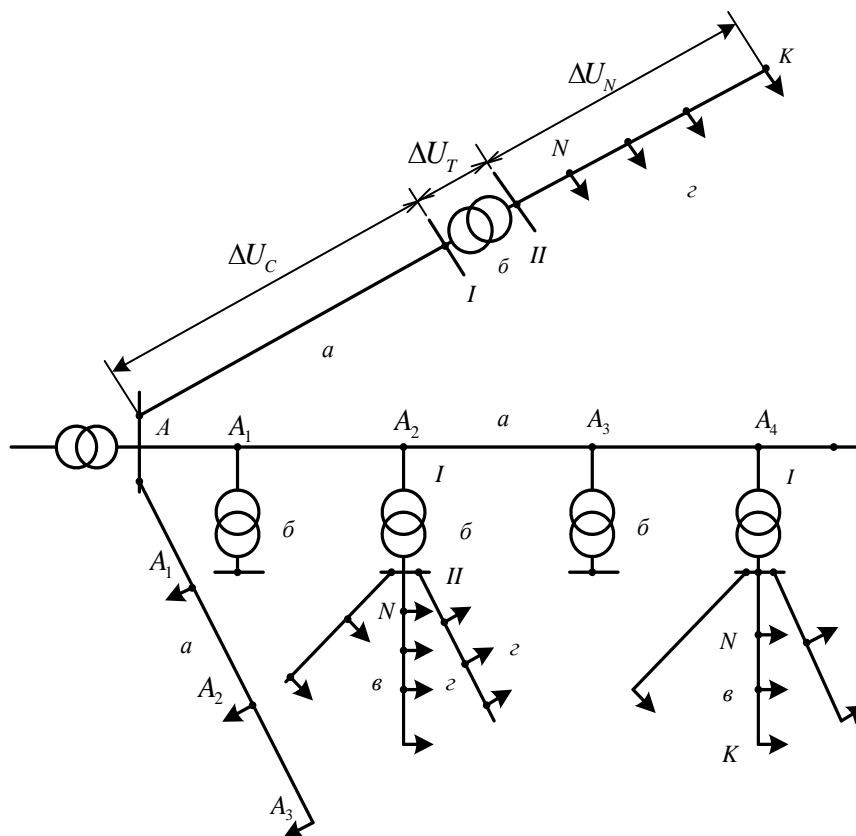


Рисунок 2.1– Принципова схема розподільної мережі:
a–лінії мережі СН; *б*–РТ; *в*–лінії мережі НН; *з*–ЕП

Щоб забезпечити припустимі діапазони відхилень напруги в ЕП, повинні виконуватися наступні умови:

- підвідна напруга з боку живильної мережі до понижуючих трансформаторів повинна перебувати у встановлених межах;
- установки керуючих пристроїв РПН понижуючих трансформаторів необхідно вибирати з урахуванням заданих вимог регулювання напруги;
- втрати напруги в розподільних мережах СН і НН не повинні перевищувати припустимих значень;
- розподільні трансформатори повинні приєднуватися до мережі через спеціально підібрані регульовальні відпайки.

Допустимі межі зміни напруги, підвідної з боку живильної мережі,
80

визначаються діапазоном регулювання напруги понижуючих трансформаторів із РПН і відхиленнями напруги на шинах ЦЖ у режимах найбільших і найменших навантажень. При цьому повинна передбачатися компенсація втрат напруги в мережі СН і РТ. Необхідні відпайки в РТ визначаються місцем включення даного трансформатора в мережу СН.

Втрати напруги в мережі НН обмежуються гранично допустимими відхиленнями напруги в ЕП і ступенями регулюючих відпайок у РТ.

При визначенні припустимих відхилень напруги на шинах ЦЖ й в ЕП необхідно враховувати зону нечутливості АРН, що приймають на 0,5–1 % більше ступеня регулювання трансформатора щодо номінальної напруги мережі для запобігання непотрібних перемикань ступенів трансформаторів.

Співвідношення між значеннями напруг на затискачах вторинної й первинної обмоток РТ при додаванні напруги E , створюваної трансформатором, характеризується залежностями

$$V_{II} = V_I + \Delta U_T + E; \quad V_I = \Delta U_T - E. \quad (2.15)$$

У граничному режимі найбільших навантажень відхилення напруги V_{II} на затискачах II РТ V'_A у найближчого ЕП й V'_B у найбільш віддаленого ЕП не повинні виходити за допустимі межі.

В іншому граничному режимі найменших навантажень втрати напруги в мережі СН $\Delta U''_C$, у РТ $\Delta U''_T$ та в мережі НН $\Delta U''_n$ значно менше, ніж відповідні їхні значення в режимі найбільших навантажень. Якщо в режимі найменших навантажень відхилення напруги на шинах ЦЖ будуть такими ж, як й у режимі найбільших навантажень, то при обраній регулюючій відпайці РТ відхилення напруги в мережі НН будуть сильно перевищувати допустимі у результаті чого ЕП, приєднані на початку мережі, виявляться в недопустимому режимі роботи. Щоб виключити такий режим, напруга на шинах ЦЖ у режимі найменших навантажень повинна бути знижена в порівнянні з напругою в режимі найбільших навантажень, тобто повинно бути забезпечене зустрічне регулювання напруги, при якому $V''_{II} < V'_C$.

Таким чином, відхилення напруги на затискачах найближчого A і найбільш віддаленого B ЕП з урахуванням зони нечутливості ε автоматичного пристрою трансформатора із РПН залежать від відхилень напруги на шинах ЦЖ, від втрат напруги в мережах СН і НН, від додавання напруги E обраної регулюючої відпайки обмотки РТ і визначаються вираженнями:

$$V_A = V_{\text{ц}} - (\Delta U_0 + \Delta U_T + \Delta U_{\text{н}A} + E); \quad (2.16)$$

$$V_B = V_{\text{ц}} - (\Delta U_0 + \Delta U_T + \Delta U_{\text{н}B}) + E - \varepsilon. \quad (2.17)$$

Виходячи зі знайдених відхилень напруги в найближчого й найбільш віддаленого ЕП, обмеження можливих відхилень напруги в ЦЖ, втрат напруги в мережі й регулюючих відпайок обмоток РТ повинні задовольнятися наступні умови:

$$V_{\text{ц}} - (\Delta U_0 + \Delta U_T + \Delta U_{\text{н}A}) + E \leq V_+; \quad (2.18)$$

$$V_{\text{ц}} - (\Delta U_0 + \Delta U_T + \Delta U_{\text{н}B}) + E - \varepsilon \geq V_-. \quad (2.19)$$

Для виконання цих умов повинні бути розглянуті можливості використання різних відпайок трансформаторів з урахуванням виникаючих втрат напруги в мережах різних напруг.

2.2.3 Вибір закону регулювання напруги в центрі живлення й визначення допустимих втрат напруги в розподільних мережах

Для вибору закону регулювання напруги на шинах ЦЖ користуються узагальненою діаграмою напруг, що дозволяє досить повно й наочно характеризувати режим всієї розподільної мережі. При побудові цієї діаграми розглядають тільки граничні режими найбільших і найменших навантажень, тому що всі інші режими для кожного пункту мережі не виходять за ці межі. Вважають також, що в граничному й на всьому проміжному режимах роботи мережі відхилення напруги в будь-якому місці мережі НН (див.рис. 2.1) не виходять за нормовані допустимі межі.

Розглянемо спочатку узагальнену діаграму напруг у розподільній мережі з однорідними навантаженнями, приєднаної до ЦЖ, без врахування зони нечутливості АРН. Для спрощення побудови діаграми допустимо, що РТ мають тільки по три регулюючі відпайки.

По осі ординат діаграми будемо відкладати відносні значення відхилень напруги V , а по осі абсцис – значення V . Якщо прийняти $V_+ = +5\%$ і $V_- = -5\%$, то зону допустимих значень напруг у мережі можна представити у вигляді квадрата $abcd$, зображеного на рис. 2.2, зі стороною в 10% і центром на початку координат. Допустимий режим напруг у кожному пункті мережі характеризується точкою, координати якої перебувають у межах квадрата $abcd$ і відповідають відхиленням напруги в режимах найбільших і найменших навантажень.

Розглянемо режими напруг в ЕП, що живляться від мережі, показаної на рис. 1.1. Нехай у прийнятих осях координат режим відхилень напруг на початку лінії NK (у найближчого ЕП) характеризується точкою N про координатами V'_N й V''_N , а наприкінці лінії (у найбільш віддаленого ЕП) – точкою K з координатами V'_K й V''_K (див. рис. 2.2.). При цьому режим напруг для проміжних точок розглянутої лінії повинен відповідати точкам, розташованим на прямій NK .

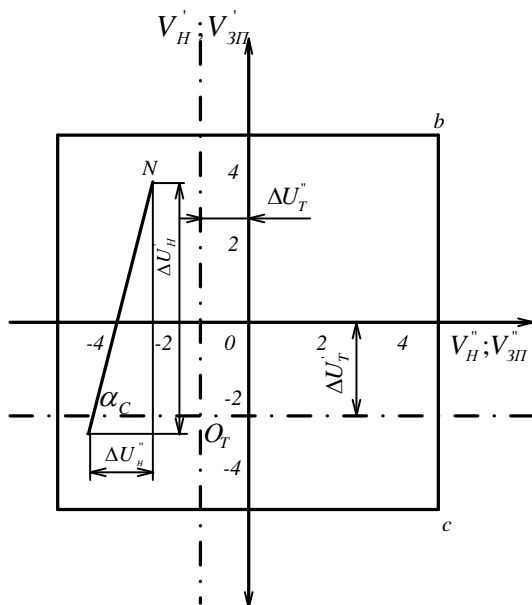


Рисунок 2.2 – Область допустимих вимог роботи ЕП по режиму напруг в координатах

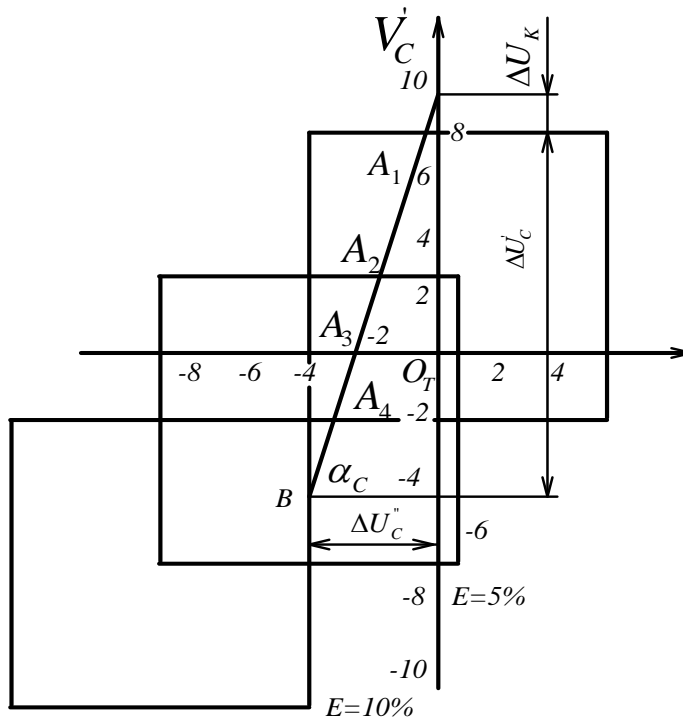


Рисунок 2.3 – Узагальнена діаграма напруг в розподільних мережах СН і НН , приєднаних до ЦЖ без врахування зони нечутливості АРН ($\varepsilon=0$)

Різниця ординат будь-яких двох точок прямої NK дорівнює втраті напруги в режимі найбільших навантажень $\Delta U_H'$ між відповідними пунктами лінії NK , а різниця абсцис – втрати напруги в режимі найменших навантажень $\Delta U_H''$ між цими ж пунктами. Отже, нахил прямої NK на рис. 2.2 визначається кутовим коефіцієнтом, що представляє собою тангенс кута нахилу цієї прямої;

$$\operatorname{tg} \alpha_H = \Delta U_H' / \Delta U_H'' \quad (2.20)$$

Якщо пряма NK не виходить за межі зони $abcd$ допустимих відхилень напруги на затискачах ЕП, те режим напруг уздовж розглянутої лінії є допустимим.

У зв'язку з тим, що регулювання напруги в ЦЖ поширюється на всю розподільну мережу СН і НН, варто визначити також допустимі відхилення напруги на затискачах первинної обмотки РТ. Ці відхилення напруги V_1' й V_1'' відрізняються від відповідних відхилень напруги на затискачах вторинної

обмотки V_{II}' й V_{II}'' на втрату напруги в РТ $\Delta U_T'$ у режимі найбільших навантажень, втрату напруги в РТ $\Delta U_T''$ у режимі найменших навантажень і додавання напруги E , створену за рахунок зміни коефіцієнта трансформації при перемиканні відгалужень РТ.

Узагальненою діаграмою напруг на уведенні РТ можна вважати узагальнену діаграму напруг для мережі НН, зображену на рис. 2.2 у вигляді квадрата $abcd$. Для цього необхідно привести V_{II}' й V_{II}'' до первинної сторони РТ, змістивши осі координат діаграми, показаної на рис. 2.2, униз на $\Delta U_T' - E$ і вліво на $\Delta U_T'' - E$. Зміщена система координат з початком у точці В при $\Delta U_T' = 2,5\%$, $\Delta U_T'' = 0,75\%$ й $E = 0$ відповідає включенню РТ у мережу СН відпайкою $+5\%$.

У зв'язку з тим, що зона $abcd$ прийнятна одночасно для визначення режиму напруг й у мережі НН, і на введенні РТ, можна користуватися тільки зміщеними осями координат. Для оцінки втрат напруги в будь-якій лінії або у всій мережі НН у зміщених осях координат знаходять різницю ординат або абсцис для відповідних пунктів на початку й кінці мережі НН, а не фактичні значення цих ординат й абсцис.

Якщо РТ підключається до мережі СН відпайками 0 і -5% при наявності трьох відпайок або відпайками $+2,5$; 0 ; $-2,5$ й -5% при п'ятьох відпайках, то це показують на узагальненій діаграмі побудовою додаткових квадратів, які зміщають униз і вліво відповідно на 5 й 10% або на $2,5$; 5 ; $7,5$ і 10% . На рис. 2.3 показана узагальнена діаграма напруг з усіма трьома зміщеними квадратами, коли РТ має три регулюючі відпайки. Дана діаграма дозволяє розглядати режими напруг у всіх розподільних мережах СН і НН, приєднаних до ЦЖ. Відхилення напруги в будь-якій точці діаграми наведені до ступеня мережі СН. Для одержання фактичних значень відхилень напруги в мережі НН потрібно змістити осі координат.

Допустима по режиму напруг в ЕП є зона, обмежена зміщеними квадратами. Однак ця зона не завжди може бути повністю використана через наявність обмежень, що накладаються умовами роботи мережі СН і

регулюванням напруги на шинах ЦЖ. Для врахування цих обмежень на рис.2.4 побудований графік зміни напруг у мережі СН. Різниця ординат крайніх точок графіка відповідає втраті напруги в мережі СН у режимі найбільших навантажень $\Delta U'_C$, а різниця абсцис – втраті напруги в режимі найменших навантажень $\Delta U''_C$.

З отриманої узагальненої діаграми напруг випливає, що до частини мережі, що відповідає ділянці AA_1 (прямої AB), не слід приєднувати РТ, тому що в приєднанні до них мережах НН відхилення напруги будуть виходити за допустимі межі. При даному режимі напруг у ЦЖ частину мережі СН із втратою напруги в ній $\Delta U'_K$ може бути виконана тільки у вигляді сполученої лінії між ЦЖ і найближчим РТ. До інших ділянок мережі СН РТ повинні приєднуватися різними відпайками.

До ділянки A_1A_2 мережі СН, втрата напруги на якій в режимі максимальних навантажень становить 5 %, РТ необхідно приєднувати відпайкою +5 %. При цьому допустима втрата напруги в мережі НН, приєднаної до найближчого РТ від ЦЖ, $\Delta U_{н.бл} = 10$ %, а в мережі НН, приєднаної до найбільш віддаленої РТ (точка A_2), $\Delta U_{н.уд} = 5$ %.

До ділянки A_2A_4 мережі СН варто приєднувати РТ відпайкою 0. У цьому випадку найбільша втрата напруги в мережі НН, приєднаної відповідно до другого РТ, становить 10 %, до третього –7,5 %, до четвертого –5 % .

Як випливає з рис. 1.3 , приєднувати РТ до мережі СН відпайкою –5 % не можна, оскільки відповідна частина прямої A_4B виходить за межі квадрата допустимих навантажень в ЕП, а у випадку приєднання РТ до мережі СН на ділянці A_4K відпайкою 0 допустима втрата напруги в мережі НН буде менше 5 %.

Для врахування зони нечутливості АРН на узагальненій діаграмі напруг замість точки А повинен бути квадрат, сторона якого в межах дорівнює зоні нечутливості ε (рис. 2.4). Це означає, що в будь-якому місці мережі СН і мереж НН можливі відхилення від необхідної напруги в будь-яку сторону на половину зони нечутливості $\varepsilon/2$. Тому замість прямої АВ (див. рис. 1.3), що визначає режим напруги в мережі СН, на узагальненій діаграмі при врахуванні зони нечутливості

треба будувати квадратну смугу $abckfa$ (див. рис. 3.4). У цьому випадку режим напруг у ЦЖ, заданий уставкою АРН у точці A відхиленнями $V'_y = +6,5\%$ і $V''_y = +1,75\%$, характеризується квадратом $abcd$, а РТ включаються відпайками: $+5\%$ на ділянці AA_2 мережі СН ($E = 0$); 0 на ділянці A_2A_4 ($E = 5\%$). Відпайка -5% неприйнятна. Найбільша допустима втрата напруги в мережі СН $\Delta U_{c.o} = 10\%$.

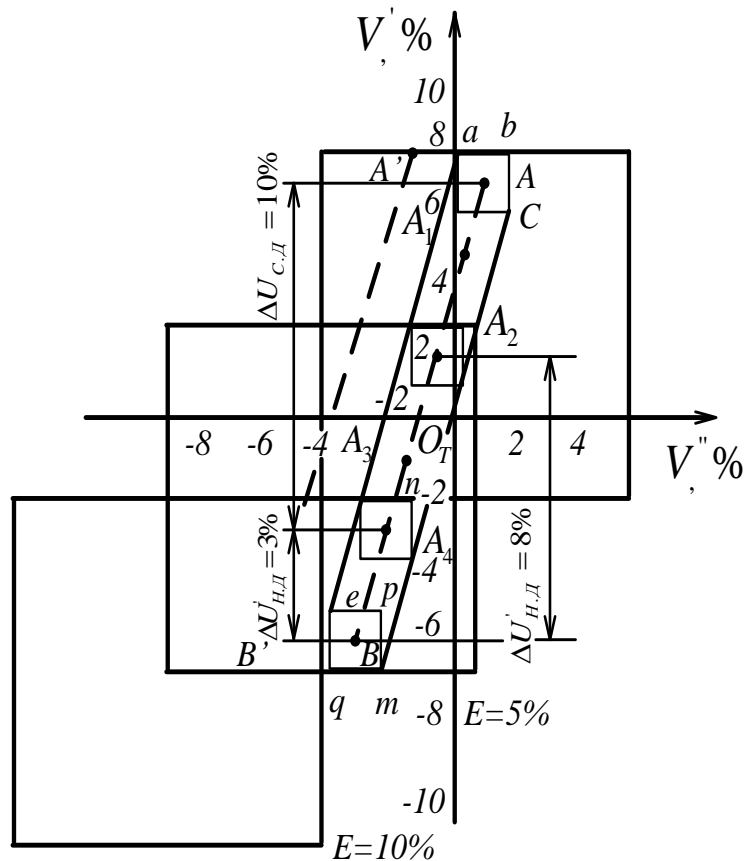


Рисунок 2.4– Узагальнена діаграма напруг з врахуванням нечутливості АРН ($\varepsilon = 2\%$) у випадку , коли РТ мають по три регульованих відгалуження

При включенні РТ із вхідними параметрами режиму, що відповідають точці A_4 , у мережу СН відпайкою 0 режим напруг у мережі НН, що приєднана до цього РТ, визначається смугою $fngmpl$. У цьому випадку найбільша допустима втрата напруги в мережі НН $\Delta U_{н.о} = 3\%$. Якщо вхідні параметри РТ визначаються точкою A_2 і він включений у мережу СН відпайкою 0 , то найбільш допустима втрата напруги в мережі НН, приєднаної до даного РТ, становить $\Delta U_{н.о} = 8\%$. Аналогічно

визначаються допустимі втрати напруги в мережах НН, приєднаних до іншим РТ, а також допустимі втрати напруги в мережах СН і НН при зміні $V_{\text{н}}$ від +1,75 до – 1,5 %. На рис.2.4 зміна напруг уздовж лінії СН показана осьюовою лінією $A'B'$, на якій центри відповідних квадратів повинні розташовуватися так само, як і на осьовій лінії AB .

Розглянутий аналіз режиму мереж показує, що узагальнена діаграма напруг дозволяє визначити допустимі втрати напруги в мережах СН і НН, вибрати необхідний закон регулювання в ЦЖ й установити пункти мережі СН, де потрібно підключати РТ різними регулюючими відпайками.

У випадку приєднання до шин ЦЖ ліній з різко неоднорідним навантаженням необхідно, крім трансформатора із РПН, додатково встановлювати на цих лініях засоби місцевого регулювання напруги (ЛР й ін.).

Обґрунтування регулювання напруги в мережах і лініях надвисоких напруг вимагає ретельного техніко–економічного аналізу з врахуванням вимог нормальної роботи і різних післяаварійних станів. В процесі проектування цю задачу вирішують порівнянням варіантів.

3 Релейний захист та автоматика ліній електропередач 10 кВ

3.1 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.

3.1.1. 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 ($t_{с.з.}$).

3.1.2. 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 ($t_{с.відс} = 0,1с$), що необхідна для запобігання випадкового спрацювання захисту на відключення лінії при роботі трубчатих розрядників, що встановлені на лініях для захисту від перенапруг.

3.1.3. 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.

3.1.4. Захист лінії від замикань на землю

В мережах з ізолюваною 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.

3.1.5. 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.

3.1.6. 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 І – 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.

3.2 Оцінка захистів ліній електропередач 10 кВ

3.2.1. 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.

3.2.2. 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.

3.2.3. 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).

3.3 Захист лінії електропередач 10 кВ фідера 30 підстанції „Жмеринка”

Для захисту даної лінії пропонується максимальний струмовий захист.

Схема фідера приведена на рисунку 3.1

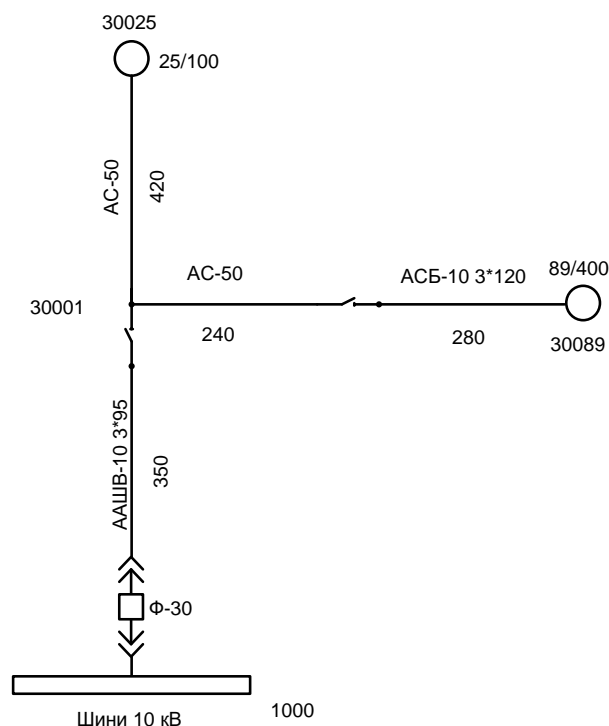


Рисунок 3.1 – Схема фідера 30 підстанції „Жмеринка”

Довжини ліній та марки проводів приведені на рисунку 3.1

Таблиця 3.1 – Опори проводів та кабелів різних марок

Марка	r, Ом/км	x, Ом/км
ААШВ-10 3x95	0,326	0,083
АСБ-10 3x120	0,258	0,081
АС-50	0,63	0,374

Приймаємо виконання захисту по двофазній дворелейній схемі з використанням реле РТ-40.

Визначення сумарних опорів ліній до точок к.з.

Від центру живлення до точки к.з. К1:

– активний опір лінії:

$$r = 0.63 \cdot 0.42 + 0.326 \cdot 0.35 = 0.3787 \text{ (Ом)},$$

– реактивний опір лінії:

$$x = 0.374 \cdot 0.42 + 0.083 \cdot 0.35 = 0.3062 \text{ (Ом)}.$$

– повний опір лінії:

$$z = \sqrt{r^2 + x^2}; \quad (3.1)$$

$$z_{k1} = \sqrt{0.3787^2 + 0.3062^2} = 0,487 \text{ (Ом)}.$$

Від центру живлення до точки к.з. К2:

– активний опір лінії:

$$r = 0.63 \cdot 0.24 + 0.326 \cdot 0.35 + 0.258 \cdot 0.28 = 0.337 \text{ (Ом)},$$

– реактивний опір лінії:

$$x = 0.374 \cdot 0.24 + 0.83 \cdot 0.35 + 0.81 \cdot 0.28 = 0,403 \text{ (Ом)}.$$

– повний опір лінії:

$$z_{k2} = \sqrt{0.337^2 + 0.403^2} = 0.525 \text{ (Ом)}.$$

Знаходження струму трифазного короткого замикання в точці к.з. К1:

$$I_k = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot z_k}, \quad (3.2)$$

де $U_{\text{НОМ}}$ – лінійна напруга. $U_{\text{НОМ}} = 10.5 \text{ (кВ)}$.

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 0.487} = 12448.014 \text{ (А)}.$$

Знаходимо струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 0.525} = 11547.0 \text{ (A)}.$$

Визначення струму спрацювання захисту:

$$I_{сз} \geq \frac{K_H K_3}{K_B} I_{роб.маx}, \quad (3.3)$$

де $K_H = 1,3...1,5$ – коефіцієнт надійності; $K_B = 0,8...0,85$ – коефіцієнт повернення; $K_3 = 2,0...2,4$ – коефіцієнт самозапуску двигунів; $I_{роб.маx}$ – максимальний робочий струм через трансформатор. Приймається відповідно до сумарної потужності $S_{сум.маx}$ всіх трансформаторів 10/0,4 кВ, що входять до даного фідера.

Таблиця 3.1–Технічні дані силових трансформаторів

Тип	Номінальна потужн. S_H , кВА	Номінальна напруга U_H , 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-400/10	400	10	0.4	1,08	5,5	2,1	4,5
ТМ-100/10	100	10	0.4	0.365	1.97	2.6	4.5

Розрахунок максимального робочого струму:

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad (3.4)$$

$$\sum I_{ііі.од} = \frac{100 + 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 28.867 \text{ (A)}.$$

Визначення струму спрацювання захисту:

$$I_{сз} \geq \frac{1.4 \cdot 2.2}{0.82} 28.876 = 108.461 \text{ (A)}.$$

Визначення струму спрацювання реле:

$$I_{сп} = \frac{K_{сх}}{n_T} I_{сз}, \quad (3.5)$$

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

$$I_{сп} = \frac{1}{1000/5} 108.461 = 0.54 \text{ (A)}.$$

Приймається уставка спрацювання для реле РСТ-11 – 0,54 (А)

$$I_{c3} = 0.54 \cdot 200 = 108 \text{ (A)}.$$

Проводиться перевірка даного захисту на чутливість:

$$K_{ч.осн} = \frac{I_{k.min}^{(2)}}{I_{c3}} > 1,5, \quad (3.6)$$

$$K_{ч.осн} = \frac{0,866 \cdot 1087,0}{108} = 8,7 > 1,5.$$

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

Найближчий трансформатор 10/0,4 кВ до підстанції "Жмеринка" має потужність 100 кВА.

Знаходимо $I_{кз}$ у випадку пошкодження за цим трансформатором.

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

$$Z_{тр} = \frac{U_k \% \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}}, \quad (3.7)$$

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

Визначення струму трифазного короткого замикання за трансформатором:

$$I_k^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (45 + 5,577)} = 119,86 \text{ (A)}.$$

Визначення струму двохфазного к.з. за трансформатором:

$$I_k^{(2)} = 0,865 \cdot 119,86 = 103,679 \text{ (A)}.$$

Визначення коефіцієнту чутливості $K_{ч}$:

$$K_{ч.р.} = \frac{103,679}{100} = 1,04 < 1,2.$$

Захист нечутливий до пошкоджень за трансформатором, згідно ПУЕ це допустимо. Тому пропонується використовувати максимальний струмовий захист з блокуванням по лінійній напрузі.

$$I_{c3} \geq \frac{1,4 \cdot 1}{0,82} 28,876 = 202,132 \text{ (A)}.$$

$$I_{ср} = \frac{1}{1000/5} 202,132 = 1,01 \text{ (A)}.$$

Приймається уставка спрацювання для реле РСТ-11 – 1,01 (A)

$$I_{c3} = 1.01 \cdot 200 = 202 \text{ (A)}.$$

$$K_{ч.осн} = \frac{0,866 \cdot 1087.0}{202} = 4.7 > 1,5.$$

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

$$t_{c3} = 1 \text{ сек.}$$

4 Охорона праці на підстанції 110/35/10 кВ

На сучасному етапі розвитку енергетики, в час, коли технологічне обладнання вимагає все більших знань щодо його обслуговування і ремонту, як ніколи гостро постає задача більш ретельно і неухильно виконувати правила безпеки при ремонті на обладнанні та інші заходи, які пов'язані з безпосереднім контактом людини як із струмоведучими частинами, так і з установами, що перебувають без живлення.

Підстанція 110/35/10 кВ «Жмеринка» призначена для електрозабезпечення споживачів електроенергією промислово-побутового комплексу. При цьому необхідно вирішити питання забезпечення безпеки праці персоналу, що встановлює і обслуговує обладнання на підстанції, з врахуванням правил техніки безпеки і безпечної експлуатації електроустановок, з дотриманням норм, які забезпечують нормальну і безпечну роботу, як для обслуговуючого персоналу, так і для електротехнічного обладнання.

Проблема підвищення електробезпеки пов'язана з повсякденним погіршенням умов праці, старінням обладнання та іншими соціальними факторами, безпосередньо впливають на роботу персоналу.

Охорона праці посідає одне з перших місць в енергетиці за важливістю. Від вирішення питань, які пов'язані з охороною праці, залежить життя як самого обслуговуючого персоналу, так і людей, що їх оточують.

В даному розділі будуть розглянуті питання забезпечення безпечної експлуатації об'єкта, питання гігієни праці та просанітарії, а також питання пожежної безпеки.

Електротехнічний персонал (електромонтер) попадає під вплив таких небезпечних та шкідливих фізичних, виробничих факторів:

фізичні:

- машини та механізми, що рухаються;
- підвищений рівень електромагнітних випромінювань;

- недостатнє освітлення робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;
- підвищена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- понижена температура повітря робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини.

хімічні:

- загальнотоксичні (оксид вуглецю);
- подразнюючі;

психофізіологічні:

- фізичні (динамічні).

4.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

Безпека праці на підстанції забезпечується шляхом виконання організаційних та технічних заходів. Згідно з Правилами безпечної експлуатації електроустановок споживачів, до організаційних заходів відносяться:

- затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або затвердження в переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше місце роботи;
- оформлення перерв в роботі та їх закінчення.

Роботи в електроустановках стосовно їх організації поділяються на такі, що виконуються за нарядами, розпорядженнями та в порядку поточної експлуатації.

До технічних заходів (згідно з ПБЕЕ) відносяться: для уникнення ураження людини електричним струмом – зовнішнє огороження (виконується сіткою висотою 1,8 м, з дотриманням необхідної відстані між огороженням та струмоведучими частинами); на огорожі та воротах підстанції вивішуються попереджуючі плакати “Обережно! Електрична напруга!”.

На підстанції передбачено засоби контролю та автоматики режимів роботи захисту від коротких замикань, контроль ізоляції. Для захисту персоналу від дії електричної дуги при включенні роз’єднувачів та відокремлювачів над приводами апаратів встановлено металеві завіси. Щити управління укомплектовані показниками напруги на кожний клас напруги, діелектричними рукавицями та ботами, окулярами, переносними плакатами та знаками безпеки. Механізми, що рухаються, огорожені сітчастими стаціонарними огорожами. Електрообладнання підстанції, струмоведучі частини, ізолятори кріплення, огороження та несучі конструкції вибираються і встановлюються таким чином, щоб:

- електроустановки, при нормальних умовах роботи яких виникає нагрів, електрична дуга, викиди газів не могли завдати шкоди обслуговуючому персоналу;

- при знятті напруги з будь-якого ланцюга струмоведучі частини апаратури та конструкції, які відносяться до нього, могли підлягати безпечному огляду, заміні та ремонту без порушення роботи сусідніх електричних кіл;

- була забезпечена можливість відключення зручного транспортування обладнання.

Вимикачі та їх приводи повинні мати механічні показники положення “Ввімкнено” і “Вимкнено”. Руки приводів заземлюючих ножів повинні бути пофарбовані в червоний колір, а ручки приводів інших апаратів – в інші кольори.

Забороняється проводити будь-які роботи під час технічного огляду обладнання. Відключення і включення роз’єднувачів, відокремлювачів і

вимикачів з ручним приводом необхідно виконувати в діелектричних рукавицях. Все обладнання, на якому проводяться роботи, повинно бути заземлене.

Технічні рішення щодо запобігання електротравм:

1. Технічні захисні заходи, що запобігають дотик людини до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою. Дані заходи не допускають людину у небезпечну зону (простір), де діють небезпечні та шкідливі виробничі фактори. До них відносяться: огорожі, висота розміщення не огорожених струмоведучих частин, ізоляція струмоведучих частин, блокування, зорова інформація про безпеку.

2. Технічні захисні заходи, що знижують ступінь враження людини при дотику до струмоведучих частин. Основними такими заходами є: використання малих напруг, занулення, захисне заземлення, відключення, застосування електрозахисних засобів.

3. Електрозахисні засоби. Вироби, служачі для захисту людей, працюючих з електроустановками, від враження електричним струмом, впливу електричної дуги та електромагнітного поля.

По призначенню електрозахисні засоби діляться на: ізолюючі, огорожуючі та допоміжні.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Орієнтація площі підстанції на майданчику визначена умовами виходу ПЛ-35 і 10 кВ в потрібні напрямки, і трасою під'їзної автомобільної дороги. Компонування загального плану розроблені з врахуванням рішень, які забезпечують максимальну густоту забудови з метою збереження прилеглих сільськогосподарських земель.

Вертикальне планування виконане з максимальним наближенням до природного рельєфу місцевості і виконується із збереженням земляних мас на

майданчику.

Площа підстанції захищена від притоку поверхневих вод водопровідними каналами. Повздовжній нахил водовідвідних каналів не менше 5% в бік понижуючого місця. Також передбачено трасу автодороги шириною 4,5 м посередині майданчика. Вільна від забудови площа майданчика засіяна багаторічними травами.

4.3 Мікроклімат

Для підвищення працездатності та збереження здоров'я працівників важливо створити для людини стабільні метеорологічні умови - мікроклімат повітряного середовища (температура, відносна вологість, швидкість руху повітря та інтенсивність теплового випромінювання).

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні “Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень” 1986 р. та ГОСТ 12.1.005-88 встановлюють оптимальні та допустимі температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря в деяких діапазонах, в залежності від пори року та категорії робіт (таблиця 4.3.1).

В приміщеннях підстанції – закритій розподільчій установці (ЗРУ) 10 кВ та в приміщеннях головного щита управління (ГЩУ) ремонтні роботи виконуються епізодично, та, як правило, не пов'язані з великими фізичними зусиллями, а поточна експлуатація черговим персоналом вимагає лише періодичний огляд обладнання, контроль та знімання даних з вимірювальних приладів тощо. Тому роботи в приміщеннях електроустановок відносимо до категорії робіт середньої важкості II б. Що стосується характеристики приміщень, то в ГЩУ та ЗРУ – 10 кВ працює обладнання: ошиновка панелі РЗА, вимикачі, нормальні умови роботи яких не допускають суттєвого нагріву (трансформатори в таких приміщеннях відсутні), а нагрів окремих контактів обов'язково відслідковується і негайно усувається персоналом. Тому приймаємо, що ці приміщення є приміщеннями з

незначним випромінюванням тепла (до 20 ккал/м³ за год). Допустимі температура, вологість та швидкість руху повітря для робочих зон в таких приміщеннях наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Допустимий рівень мікроклімату виробничих приміщень

Період року	Доп. t, °С на непостійних роб. місцях	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	13-23	75	не більше 0,4
Теплий	15-29	70	0,2-0,5

Слід зазначити, що галузевими нормами для приміщень щитів управління встановленні оптимальні температури: 18-20 °С взимку, а влітку – не більше ніж на 3 °С вище зовнішньої температури повітря; для ЗРУ – 10 кВ така температура не нормується.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено кондиціювання повітря.

Ефективним засобом нормалізації повітря у виробничому приміщенні є вентиляція. За видами переміщення повітря вона поділяється на природну і штучну. У приміщенні, що проектується може бути застосована природна вентиляція. Вона здійснюється за рахунок різниці температури повітря у приміщенні та зовнішнього повітря або дії вітру. Дана природна вентиляція є організованою.

4.4 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною на підстанції є простір, який загороджено конструкціями промислових приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги чи майданчика, на якому знаходяться місця непостійного перебування робочого персоналу. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і дії на нього ряду шкідливих факторів, що здійснюється в процесі трудової діяльності людини.

Кількість та границя допустимої концентрації шкідливих речовин на підстанції приведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Допустима концентрація шкідливих речовин на підстанції

№ п/	Назва шкідливих речовин	Кількість речовини, що виділяються (тон/рік)	ГДК,мг/м ³		Клас небезпечності
			Максимально разова	Середньо добова	
1	Вуглець (окис СО)	0,34	3	1	4
2	Азоту диоксид NO ₂	0,46	0,085	0,085	2
3	Кислота сірчана H ₂ SO ₄	0,0005	0,8	0,1	2
4	Зварювальний аерозоль	0,00673	-	-	4

Забруднення повітря призводить до зниження працездатності та погіршення умов праці людини. Шкідлива дія забрудненого повітря викликається не лише первинними компонентами промислових викидів, але й новими токсичними речовинами, що з них утворилися.

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТ 12.1.004-91 проектом передбачені наступні рішення: забезпечення чистоти повітря за допомогою вентиляції, а також контроль за концентрацією шкідливих речовин, який проводиться від 1 разу у 10 днів до 1 разу у квартал.

4.5 Виробниче освітлення

Організація освітленості робочих місць грає велику роль у житті людини. Недостатнє та нераціональне освітлення веде до стомлення очей, розладу центральної нервової системи, зниженню розумової та фізичної працездатності.

Виробниче освітлення залежно від джерела світла може бути: природнім,

штучним та суміщеним.

Окремі підстанції зовнішнього розміщення – це невеликі комплектні ТП з ВРП, ширина прямокутника території яких не перевищує 20 м, освітлюються світильниками з люмінесцентними лампами високого тиску, вони виконують функції одночасно охоронного та чергового освітлення. Розподільчі пристрої напругою 0,4 кВ мають розетки для вмикання ручного електрифікованого інструменту та світильників при виконанні профілактичних та ремонтних робіт.

При роботах в комплектних РП, де постійно є вірогідність дотику людини до заземлених металевих частин, використовується напруга переносного освітлення не більше 12 В. Камери КСО мають місцеве освітлення всередині та зовні. Зовнішнє освітлення – для коридору управління. Додаткові коридори ЗРП мають систему загального освітлення люмінесцентними лампами і аварійного – лампами розжарювання.

Управління робочим освітленням виконується вручну, а черговим і охоронним – автоматично дистанційно.

4.6 Виробничий шум

За своєю природою шум є пружним коливанням твердих тіл, газів та рідин. Шум шкідливо впливає на здоров'я та працездатність людини і заважає сприйняттю корисної інформації. При систематичному впливі шум притуплює

слух, порушує роботу серця та центральної нервової системи, зміцнює кров'яний тиск. На робочих місцях шум даної підстанції є постійним, еквівалентний рівень якого становить 80 дБ. Для трансформатора ТМН-4000/35/10 рівень шуму становить 65 дБ.

Таблиця 4.3 - Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства

Вид трудової діяльності, робоче місце	Рівні звукового тиску, дБ в октавних полосах із середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звуку та еквівалентні рівні звуку, дБ А
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

При розробці технологічних процесів, проектуванні, виготовленні та експлуатації машин, виробничих приміщень, а також організації робочого місця слід виконувати усі необхідні заходи по зниженню шумів, що впливають на людину на її робочому місці.

Джерелами шуму в умовах, що розглядаються в проекті є: трансформатори, компресори, синхронні компенсатори, які створюють механічний шум.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні проектом передбачено:

- усунення коливань у джерелі виникнення. Застосування пластмас та інших полімерних матеріалів, ретельне балансування, обертаючихся мас, заміна прямозубих передач косозубними і т.п.

- усунення коливань на шляху розповсюдження. Звукоізоляція, звукопоглинення, використання глушників аеродинамічного шуму, багат шарових огорож.

- архітектурно-планувальні методи передбачають: використання природних перешкод (лісопосадки), розташування обладнання, вибір перекриття.

- організаційно-технологічні рішення: своєчасне і якісне проведення планово-попереджувального ремонту; контроль за правильною експлуатацією, вибір малошумного обладнання та технологій.

На підприємстві має бути забезпечено контроль шуму на робочих місцях не рідше одного разу на рік.

4.7 Пожежна безпека

Відповідно до стандартного визначення, пожежа - неконтрольований процес горіння, супроводжуваний знищенням матеріальних цінностей та створюючий небезпеку для життя людей.

Згідно із ДНАОП 0.00-1.32-01, ОНТП 24-86, даний об'єкт (понижувальна підстанція 35/10 кВ) відноситься до категорії Д Негорючі речовини і матеріали в холодному стані, за пожежною небезпекою належить до П-І класу приміщень і зон (зони в приміщеннях, де застосовуються горючі речовини з температурою спалаху $>61^{\circ}\text{C}$). В таблиці 4.4 наведено мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (в год.) та мінімальні межі розповсюдження полум'я (в см) для II ступеня вогнестійкості будівель.

Таблиця 4.4 - Межі вогнестійкості будівельних конструкцій та розповсюдження полум'я

Ступінь вогнестійкості будівель	Стіни				Колони	Сходові площадки, балки	Плити, настили	Елементи покриття	
	Несучі	Самонеучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити, настили	Балки, рами
II	2	1	0,25	0,25	2	1	0,75	0,25	0,25

Пожежна безпека об'єкта повинна забезпечуватися: технічними рішеннями системи запобігання пожежі та технічними рішеннями системи протипожежного захисту.

4.8 Технічні рішення системи запобігання пожежі

Умовами виникнення пожеж в електроустановках є одночасне поєднання трьох факторів: горючого середовища, наявності окислювача (кисень) та джерела запалювання. Горючим середовищем є електроізоляційні матеріали, які горять при температурі 120 – 550 °С, трансформаторні масла, розчинники, мастила. Джерелом запалювання є великі струми витоку на землю, електрична дуга в місці замикання, перевантаження струмоведучих частин, контакт розжарених поверхонь нагрівальних приладів. Струми короткого замикання або струми витоку на землю створюють:

- дуги з температурою для міді 2000 °С, для алюмінію – 1800 °С;
- місцевий нагрів контактних поверхонь у місцях з'єднання струмоведучих частин – до 500 °С;
- загальний нагрів провідників при проходженні струмів перевантаження або короткого замикання: тривалого – до 70 °С, короткочасного – до 300 °С.

Запобігання появі джерела запалювання забезпечується дотриманням нормального режиму роботи мережі, споживачів та застосування надійного

електрозахисту. Найбільш пожежонебезпечним обладнанням підстанції є понижувальні трансформатори та трансформатори власних потреб з масляним охолодженням, масляні вимикачі, покриття з пластика (всередині споруд), корпуси реле та інших приладів, які виготовлені з пластмас, фарбовані покриття стін, огорож тощо.

4.9 Технічні рішення системи протипожежного захисту

Запобігання пожежі здійснюється одним або декількома заходами в сукупності. Запобігання утворенню горючого середовища досягається:

- недопущення проникненню горючих речовин в повітря приміщень за допомогою ущільнення, герметизації, провітрювання;
- застосування негорючих та важкогорючих речовин, обладнання, конструкцій, споруд, будівель;
- обмеженням кількості горючих речовин та продуманим розміщенням;
- ізоляцією горючого середовища в окремих спеціальних приміщеннях або на відкритих площинах.

Для попередження пожежі проводяться організаційні, технічні, експлуатаційні та режимні заклади.

До організаційних закладів відносяться :навчання працюючих правилам пожежної безпеки, проведення інструкцій, бесід, лекцій та ін.

До технічних: дотримування протипожежних правил та норм при устаткуванні опалення, вентиляційного обладнання.

До експлуатаційних: міроприємства передбачаючі правильну експлуатацію машин, обладнання, транспорту, правильне утримання будинків та території.

До заходів режимного характеру відноситься заборона куріння у невстановлених місцях, виробництва зварних робіт у пожежонебезпечних зонах.

Особа, призначена відповідальною за протипожежний стан обладнання

(головний електрик, інженерно-технічний працівник відповідної кваліфікації), зобов'язана:

- організовувати і проводити профілактичні огляди та планово-попереджувальні ремонти електрообладнання, а також своєчасне усунення порушень, які можуть призвести до пожежі;

- забезпечувати правильність застосування обладнання, кабелів, електропроводок залежно від класу пожежонебезпечності зон і умов навколишнього середовища, а також справний стан апаратів захисту від короткого замикання, перевантажень та інших небезпечних режимів роботи;

- організовувати навчання та інструктажі чергового персоналу з питань пожежної безпеки під час експлуатації електроустановок.

Пожежі, що виникли на підстанції, гасяться підрозділами державної пожежної охорони.

Порядок дій персоналу підстанції в разі виникнення пожежі:

- 1) При виникненні пожежі перша особа, яка виявила загоряння, негайно повідомляє диспетчера або чергового підстанції і приступає до гасіння пожежі наявними засобами пожежегасіння, дотримуючись правил техніки безпеки. У свою чергу він негайно повідомляє пожежну охорону, а також керівництво енергетичного об'єкта. У разі потреби викликає інші аварійно-рятувальні служби (медичну та ін.).

- 2) Старший зміни особисто або за допомогою чергового персоналу визначає місце осередку пожежі, можливі шляхи його поширення, загрозу діючому енергообладнанню, яке опинилося в зоні пожежі.

- 3) Після визначення місця осередку пожежі старший зміни зобов'язаний: особисто або з допомогою чергового персоналу перевірити ввімкнення автоматичної установки пожежегасіння (при її наявності); провести можливі операції на технологічних установках; приступити до гасіння пожежі наявними силами й засобами; виділити для зустрічі пожежних підрозділів особу, яка добре знає розташування під'їзних шляхів і водоймищ.

4) Вимкнення або перемикання приєднань у зоні пожежі проводиться за оперативною карткою диспетчером, черговим підстанції або ОВБ.

5) Старший начальник пожежної охорони, який прибув на місце пожежі, негайно зв'язується із старшим зміни, отримує від нього дані про обставини пожежі й письмовий допуск на проведення гасіння.

6) Пожежні підрозділи приступають до гасіння пожежі на електроустановках після інструктажу старшим з присутніх технічних працівників або ОВБ.

Під час гасіння пожежі робота пожежних підрозділів проводиться з урахуванням вказівок старшої особи з присутніх інженерно-технічних працівників або ОВБ. У свою чергу старший з присутніх інженерно-технічних працівників або ОВБ погоджує з КТП свою роботу і розпорядження, а також інформує під час гасіння пожежі про зміни в стані роботи електроустановок та іншого обладнання.

Кількість поверхів – 1, площа поверху в межах пожежного відсіку для даної будівлі складає 5200 м². Відстань між будівлями та іншими об'єктами – 9м. Найбільша відстань до евакуаційного виходу при щільності людського потоку в загальному проході сягаю 100 чол/м². Кількість людей на 1 м ширини евакуаційного виходу (дверей) не перевищує 110.

В якості первинних засобів пожежегасіння на підстанції площею близько 5200 м² є протипожежний щит на якому розташовані:

- порошкові переносні вогнегасники ВП-5 – 3 шт.;
- пожежний інвентар (покривало з негорючого теплоізоляційного полотна 2x2 м – 1 шт., лопати – 2 шт., гаки – 3 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.);
- ящик із сухим піском – 1 шт. (місткістю 1 м³ та укомплектований совковою лопатою).

Для визначення видів та кількості первинних засобів пожежегасіння слід врахувати фізико-хімічні та пожежонебезпечні властивості горючих речовин, їх взаємодію з вогнегасниками речовинами, а також розміри площ виробничих

приміщень, відкритих майданчиків та установок.

Гасіння пожежі на підстанції передбачається виїзними бригадами районної електричної мережі і місцевою пожежною командою.

5 Розрахунок теоретичної рентабельності та аналіз економічної ефективності варіантів проекту

З 60-х років і до даного часу під час вибору варіанта розвитку електричної мережі як критерій порівняльної ефективності додаткових капіталовкладень використовувався мінімум зведених затрат:

$$Z = E_n + B + H, \quad (5.1)$$

де $E_n = 0.12$ – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень; K – капіталовкладення в основні засоби проектування та будівництва ЕЕС, тис. грн.; B – щорічні експлуатаційні видатки, тис. грн.; H – витрати на покриття збитків від недовідпускання електроенергії споживачам та зниження якості електроенергії протягом року, тис. грн.

Порівнюючи варіанти, однакові за надійністю і забезпеченням якості електроенергії, очікувані збитки можна не враховувати.

Зведені затрати відображають народногосподарську ефективність на загальнодержавному або міжрегіональному рівнях.

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.

В даний час мінімум зведених затрат може використовуватись як критерій порівняльної ефективності для обґрунтування основних напрямків розвитку та розвитку електричних мереж на довготривалу перспективу, порівняння варіантів міжсистемних зв'язків основної мережі, вирішення інших проблем міжрегіонального характеру, а також під час типових та нормативних робіт.

Порівнюючи варіанти конкретних технічних рішень на рівні підприємств або районних енергосистем, як критерій порівняльної ефективності

рекомендується використовувати максимум рентабельності:

$$E_a = \Delta\Pi / K = (\Pi - B) / K, \quad (5.2)$$

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:

$$T_{ок} = 1 / E_a \quad (5.3)$$

Попередню формулу рентабельності (8.2) капіталовкладень в електричні мережі можна подати у вигляді:

$$E_a = (10 * \Pi_r * (\gamma W - \Delta W) - B + \Delta\Pi) / K, \quad (5.4)$$

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 розвитку електричних мереж під час порівняння повинні:

- відповідати вимогам нормативних документів і керівних вказівок з проектування;
- забезпечувати однаковий енергетичний ефект біля споживачів;
- розглядати варіанти розвитку 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 (5.4) до вигляду;

$$E_a = (\Pi_r * (-\Delta W) * 12 - B) / K, \quad (5.5)$$

де $\Pi_r = 25$ коп/кВт*год,

12 – кількість місяців в році.

Значення капітальних витрат на спорудження ліній та конденсаторні батареї взято з [10].

$$\Delta W = W^{11} - W^1, \quad (5.6)$$

де W^1 – втрати електроенергії до проведення розвитку; W^{11} – втрати електроенергії після проведення розвитку;

$$\Delta W = 139060,1 - 169266,0 = -30205,9 \text{ кВт*год};$$

$$K = \Sigma(K_{0i} * L_i) - K'' + K_2 * n, \quad (5.7)$$

де K_0 – капітальні витрати на спорудження 1 кілометра лінії, тис. грн.; L – довжина введених ліній, км; K'' – повернення коштів за рахунок утилізації заміненого обладнання, тис. грн.;

$$K_0 = K_1 * 8, \quad (5.8)$$

де 8 – поправочний коефіцієнт; K_1 – капітальні витрати на спорудження 1 кілометра лінії, тис. крб.;

$$K'' = L_{\text{вив}} * m_{\text{вив}} * 1,7, \quad (5.9)$$

де $L_{\text{вив}}$ – довжина виведеної з експлуатації ділянки лінії, км; $m_{\text{вив}}$ – маса 1 км виведеної лінії, т; 1,7 – ліквідна вартість однієї тонни проводу ЛЕП, тис. грн.; K_2 – вартість однієї батареї конденсаторів, тис. грн.; n – кількість батарей.

$$\begin{aligned} K &= 3,8 * 4,54 * 8 - (0,195 * (1,05 + 1,25 + 0,7 + 1,54)) * 1,7 = \\ &= 136,52 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

$$B = v\% / 100 * K, \quad (5.10)$$

де $v\% = 5.94\%$ – відносні відрахування від капіталовкладень на ремонт, обслуговування та реновацію введеного обладнання в цілому, % [3].

$$B = (5.94 / 100) * 136,52 = 8,11 \text{ тис. грн.};$$

$$E_a = (0,00025 * -(-30205) * 12 - 8,11) / 136,52 = 0,6 \text{ рік}^{-1}.$$

Термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = 1/0,6 = 3,28 \text{ року.}$$

Інші варіанти розраховуються аналогічно. Результати розрахунку рентабельності варіантів зведено в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Значення рентабельності та терміну окупності варіантів розвитку електричних мереж 10 кВ Жмеринських РЕМ

Варіант	ΔW	К	В	Еа	Т, років
1	15100	114,7	6,81	0,135	7,40
2	25170	125,6	7,46	0,241	4,15
3	30205	136,5	8,11	0,304	3,28

Таким чином найбільш перспективним для подальшого розгляду можна вважати 3 варіант розвитку.

Висновки

В магістерській роботі розглянута характеристика втрат електроенергії в електричних мережах. Розглядаються задачі визначення втрат електроенергії і методи їх розрахунків. Розглядаються різні варіанти використання програми ВТРАТИ-10-0.4 в залежності від інформаційного забезпечення. Результати розрахунків втрат електроенергії призначені для планування заходів по їх зменшенню.

На основі наступної вхідної інформації за допомогою програми ВТРАТИ-10/0.4, було розраховано та проаналізовано режим середніх навантажень існуючої на даний час мережі 10 кВ Жмеринських РЕМ. Наступним кроком став вибір напрямків оптимізації схеми ЕМ та їх параметрів (фідер Ф-26 був з'єднаний з Ф-14), а також формування на цих засадах варіантів розвитку. В процесі дослідження було обрано три варіанти розвитку на основі заміни перерізу проводу. Далі для всіх запропонованих варіантів було розроблено заходи по компенсації реактивної потужності. Як критерій ефективності встановлення КП даної потужності було обрано мінімум втрат активної потужності. Оптимальна схема електричної мережі була вибрана на основі техніко-економічного порівняння варіантів. В результаті порівняння виявилось, що найбільшу рентабельність має третій варіант.

Для електричної мережі було охарактеризовано основні види релейного захисту та автоматики ЛЕП 10 кВ і розраховано уставки максимального струмового захисту.

В проекті проведено аналіз потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів при експлуатації електричних мереж, впроваджені санітарно-гігієнічні заходи по нормалізації стану виробничого середовища та заходи по убезпеченню обслуговуючого персоналу при ремонтах ЛЕП, а також враховані вимоги пожежної безпеки.

Література

1. Сегеда М. С. Электричні мережі та системи [Навчальний посібник]/ Мін. освіти України; Держ. ун-т “Львівська політехніка” – Львів: НМК ВО, Каменяр, 1999. – 296 с.
2. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. Веникова В. А. – М.: Высшая школа, 1975. – 344 с.
3. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.
4. Зниження втрат електроенергії у сільському господарстві / Бебко В.Г., Меженний С.Я., Стафійчук В.Г., Юрчук В.Ф. – Київ: Урожай, 1987.
5. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
6. Железко Ю.С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В // Электрические станции. – №1. – 2002. – С.14-20.
7. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2006. - с.
8. Авербух, Релейная защита в задачах с примерами.
9. В.А. Авдеев, "Релейная защита и автоматика систем электроснабжения". - М., Высшая школа, 1991.
10. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, К. "Основа", 1998.
11. Долин П.А., Основы техники безопасности в электроустановках, М. "Энергоатомиздат", 1985.
12. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
13. ОНТП-24-86. Определение категории помещений и зданий по

взрывоопасности и пожарной безопасности МВД СССР. - М., 1986.

14. СНиП II-4-79/85. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования.

15. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.

16. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

17. Вольдек А. И. Электрические машины / А. И. Вольдек. – Л.: Энергия, 1974. – 840 с.

18. Костенко М. П. Электрические машины. Ч. 2. Машины переменного тока / М. П. Костенко, Л. М. Пиотровский. – Л.: Энергия. – 1973. – 648 с.

19. Копылов И. П. Математическое моделирование электрических машин / И. П. Копылов – М.: Высшая школа, 2001. – 327 с.

20. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

21. Аввакумов В.Г., Терешкевич Л.Б. Перехідні процеси в системах електропостачання: елементи теорії, програми, ілюстрації. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 241 с.

22. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях. Под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 500 с.

23. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики. Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1981. – 350 с.

24. Электрические системы и сети / Н.В.Буслова, В.М.Винославский, Г.И.Денисенко, В.С.Перхач // Под ред. Г.И.Денисенко. - Киев: Вища школа, 1986.

25. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С.Рокотяна, И.М.Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985.

26. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. - М.: Энергоатомиздат, 1988.

27. Степанчук К.Ф., Тиняков Н.А. Техника высоких напряжений. 2-е изд. - Минск: Вышэйшая школа, 1982.

28. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. - М.: Высшая школа, 1984.
29. Гидроэлектрические станции / Под ред. В.Я.Карелина и Г.И.Кривченко. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
30. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
31. Бурбело М.Й. Електропостачання промислових підприємств. Приклади розрахунків. – Вінниця: ВНТУ, 2005.–148с.
- 32.Рогальський Б.С. Компенсація реактивної потужності. Методи розрахунку, способи та технічні засоби управління. – Вінниця: УНІВЕРСУМ–Вінниця, 2006. –236 с.
33. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни “Електричні системи та мережі” для студентів електроенергетичних спеціальностей (заочного навчання) /Уклад. Ж.І. Остапчук, В.В. Кулик, В.А. Видмиш – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 76 с.
34. Економіка виробництва. Методичні вказівки до курсового проектування спец. 7.090602. О.Я. Попов., Л.О. Попова., 2001 р..
35. Матвійчук В.А. Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільсько-господарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»/ Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О. – Вінниця: ВНАУ, 2016. - 63 с

Додатки

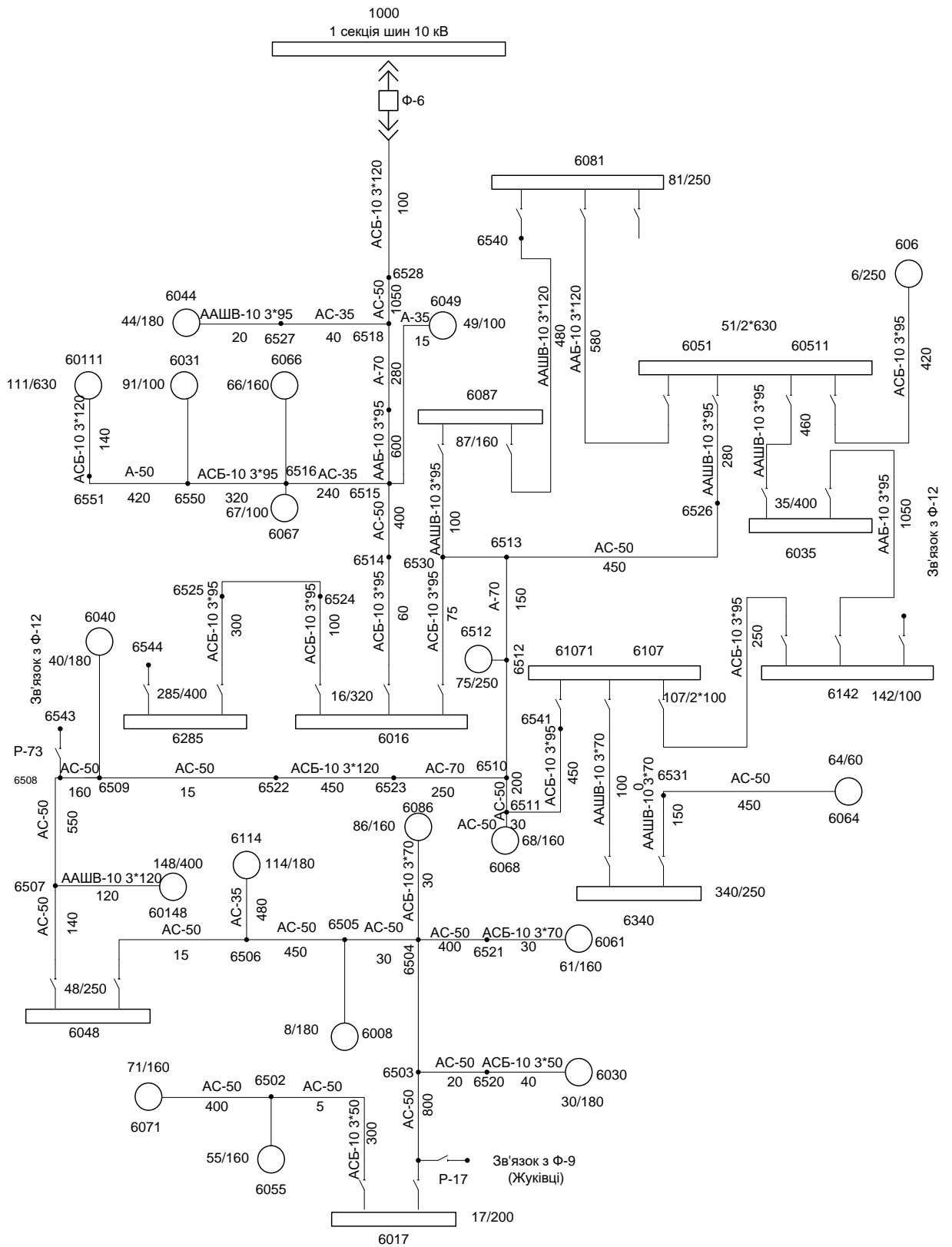


Рисунок 1 – Схема фідера 10 кВ №6 п/ст. «Жмеринка»

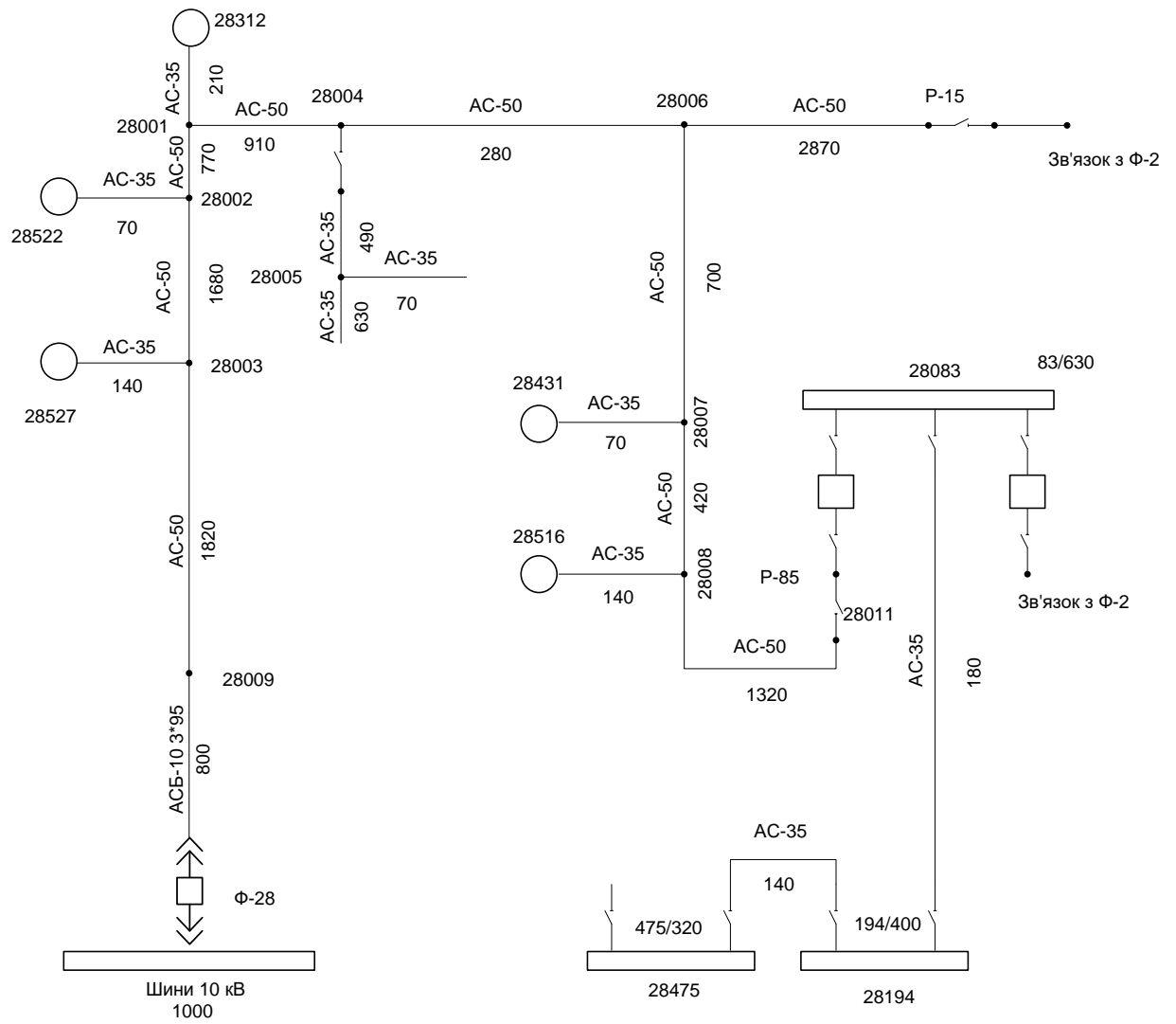


Рисунок 2 – Схема фідера 10 кВ №28 п/ст. «Жмеринка»

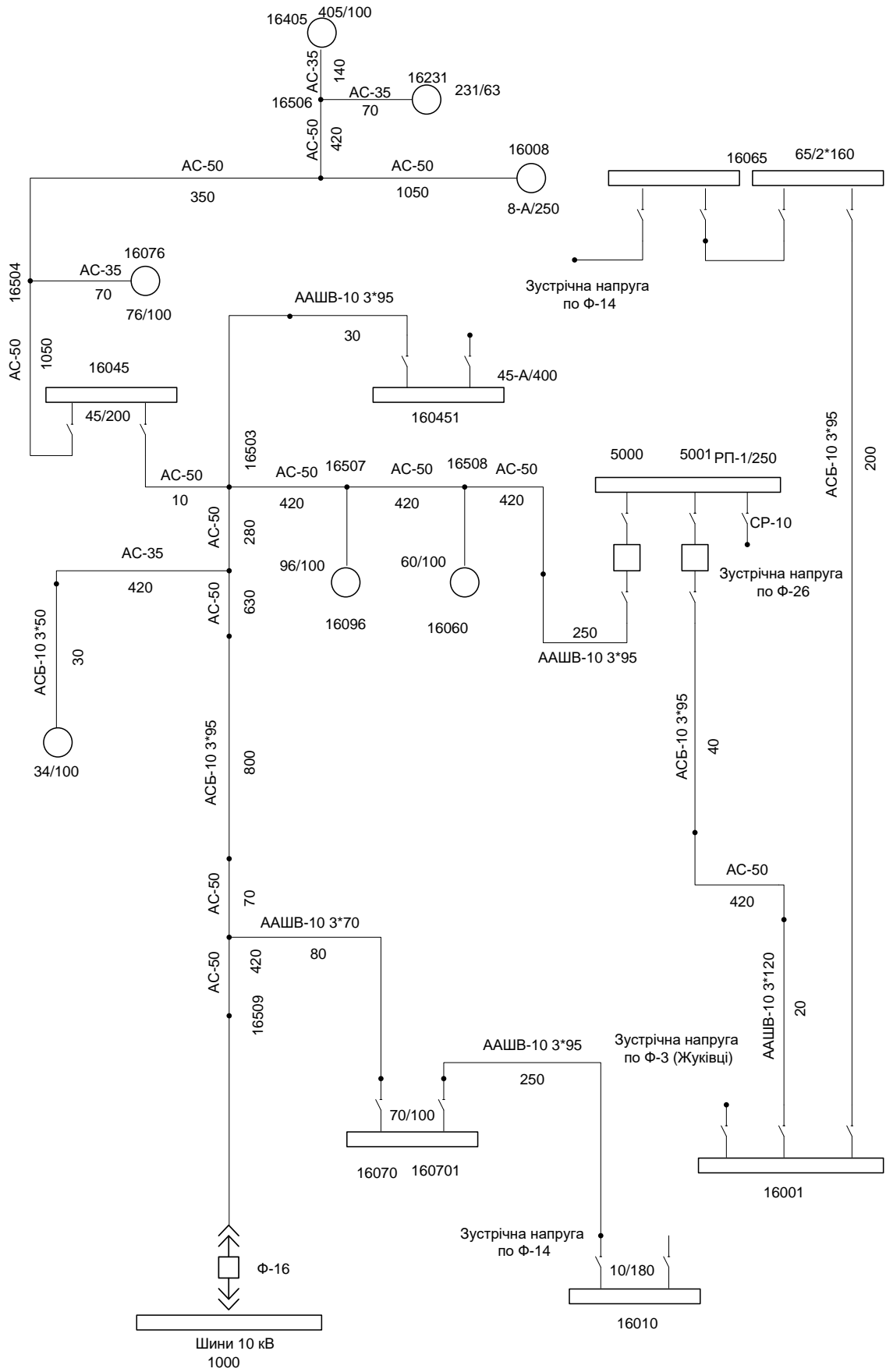


Рисунок 3 – Схема фідера 10 кВ №16 п/ст. «Жмеринка»

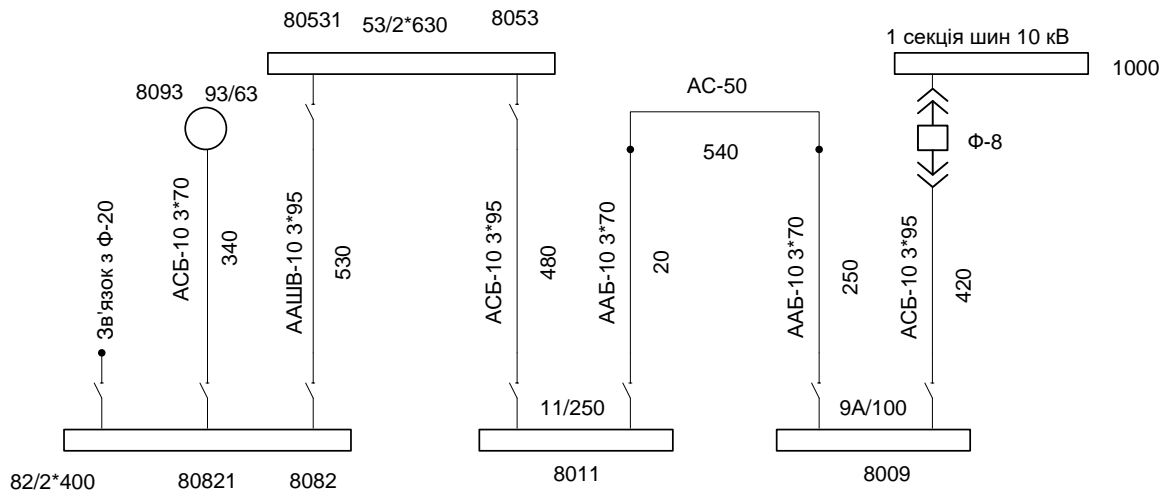


Рисунок 4 – Схема фідера 10 кВ №8 п/ст. «Жмеринка»

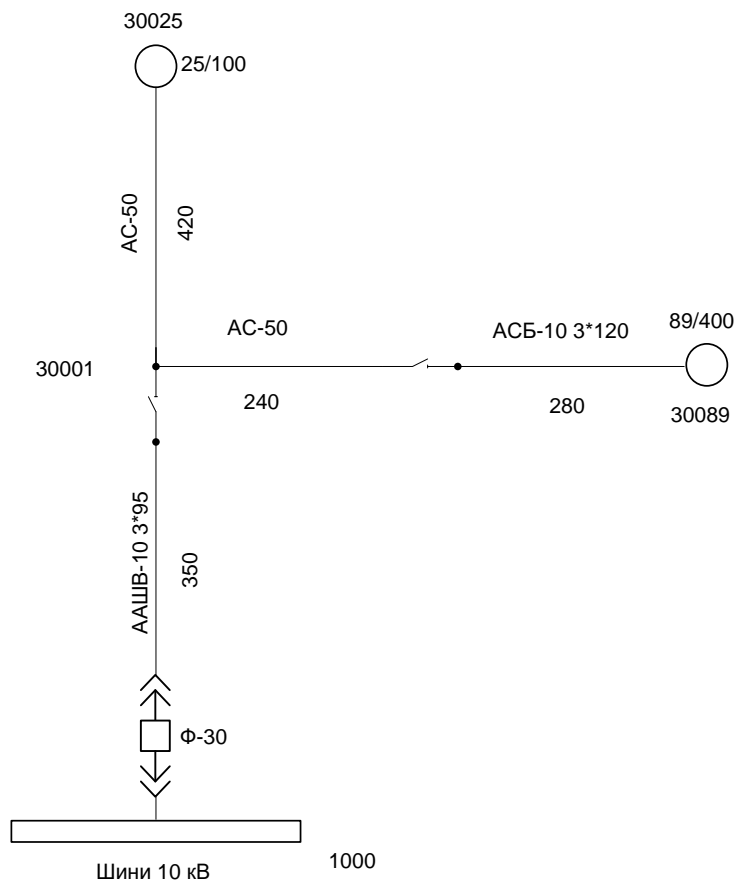


Рисунок 5 – Схема фідера 10 кВ №30 п/ст. «Жмеринка»

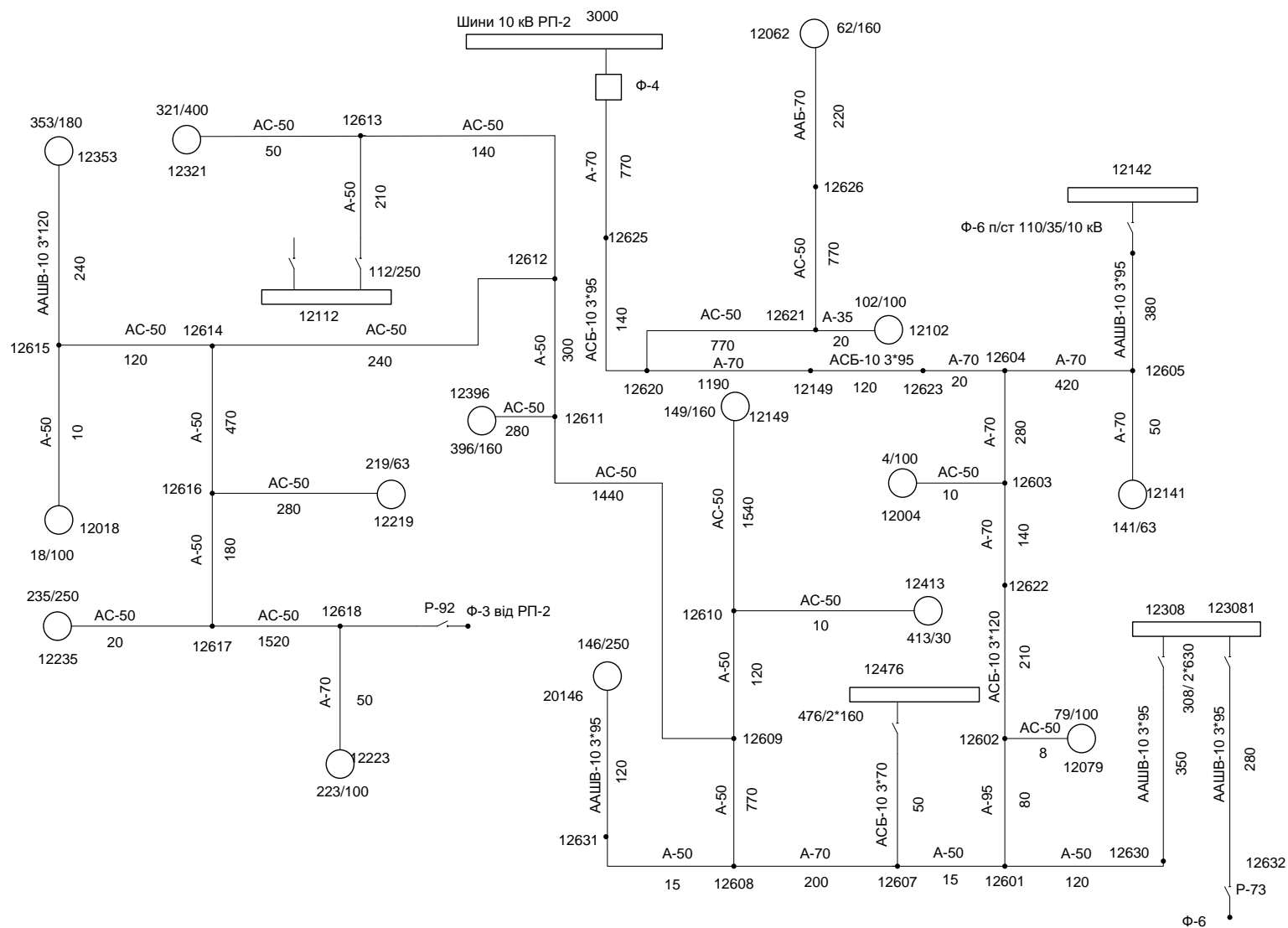


Рисунок 6 – Схема фідера 10 кВ №12 п/ст. «Жмеринка»

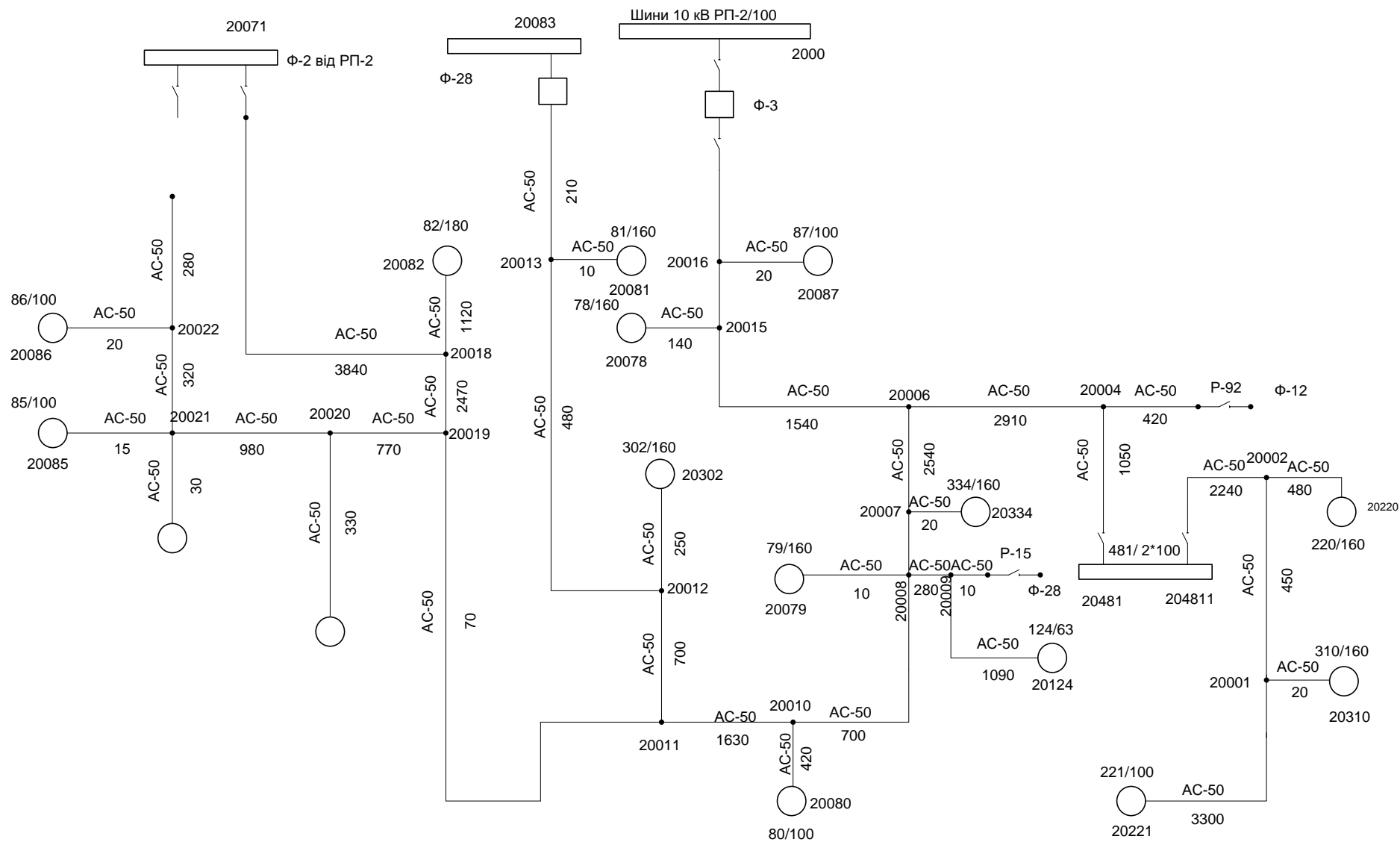


Рисунок 7 – Схема фідера 10 кВ №2 п/ст. «Жмеринка»

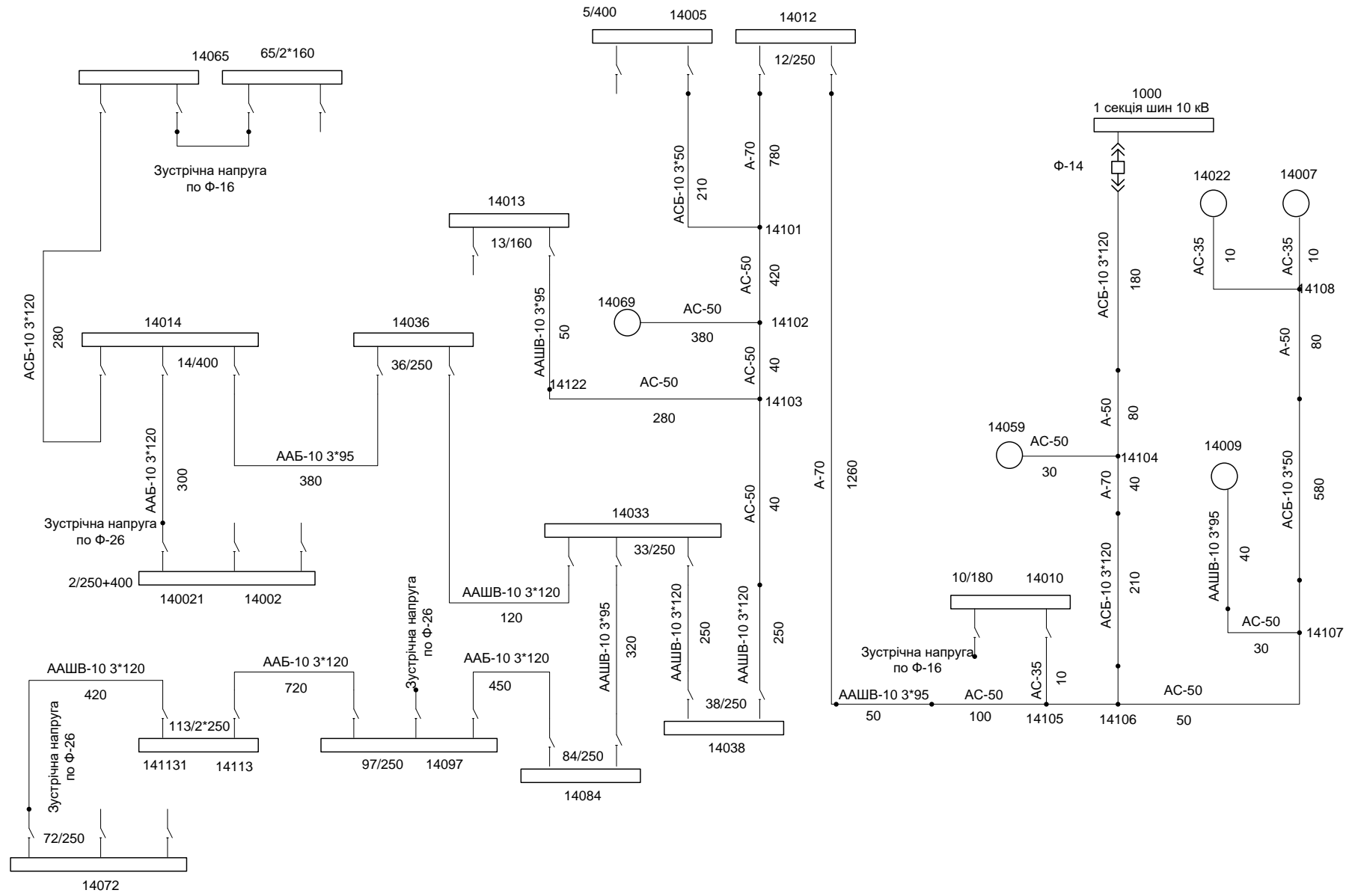


Рисунок 8 – Схема фідера 10 кВ №14 п/ст. «Жмеринка»

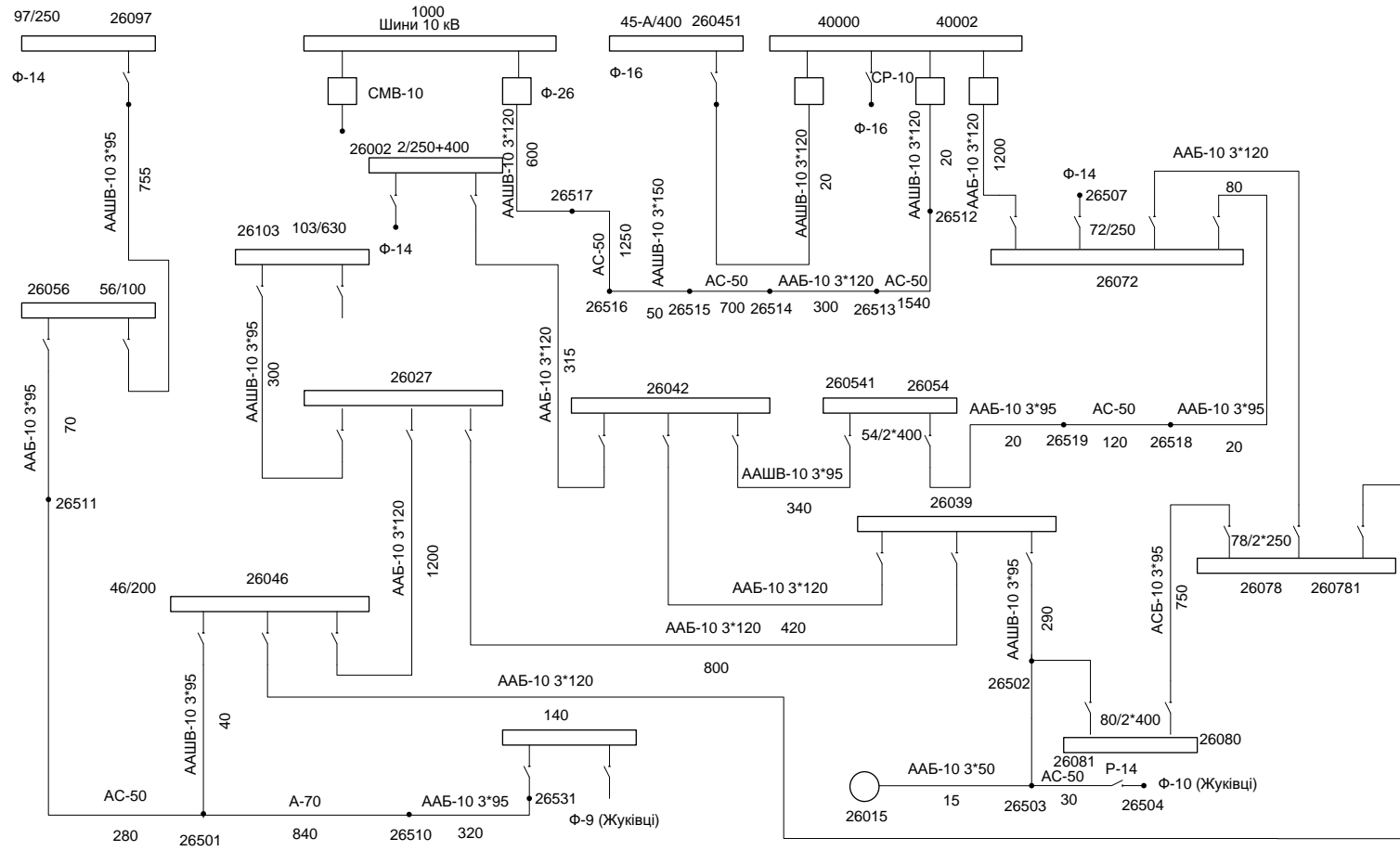


Рисунок 9 – Схема фідера 10 кВ №26 п/ст. «Жмеринка»

Результати розрахунку усталеного режиму вихідної мережі

[Загальна інформація про мережу]

Час втрат, год: 546.4

Кількість підстанцій: 1

Відпущена електроенергія, кВт год: 3703012.2

[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
Жмеринка 110/35/10	109.7	103.5	79.0	24.5	0.0	213.2

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	%
Жмеринка 110/35/10	85180.2 (2.3)	77512.1 (2.1)	58482.2 (1.6)	19029.9 (0.5)	0.0 (0.0)	162692.3 (4.4)	0.0	0.0

[Підстанція]

Назва: Жмеринка 110/35/10

CosFi: 0.894

Тривалість звітного періоду, год: 740.0

Час втрат, год: 546.4

Відпущена електроенергія, кВт год: 3703012.2

Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)

Кількість фідерів: 9

[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-28	10.4	7.1	5.2	1.9	0.0	17.6
Ф-30	0.0	1.6	1.4	0.2	0.0	1.7
Ф-14	3.7	14.9	14.1	0.8	0.0	18.6
Ф-2	3.0	8.5	7.9	0.6	0.0	11.5
Ф-8	1.7	6.8	4.4	2.4	0.0	8.5
Ф-16	2.8	8.6	7.3	1.3	0.0	11.4
Ф-12	1.0	9.7	9.4	0.2	0.0	10.7
Ф-26	52.9	19.5	6.9	12.6	0.0	72.4
Ф-6	34.1	26.8	22.3	4.4	0.0	60.9

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-28	7983.7 (2.4)	5330.8 (1.6)	3877.6 (1.2)	1453.2 (0.4)	0.0 (0.0)	13314.5 (4.1)
Ф-30	15.7 (0.0)	1218.9 (2.1)	1069.3 (1.9)	149.6 (0.3)	0.0 (0.0)	1234.5 (2.2)
Ф-14	3090.6 (0.9)	11107.3 (3.4)	10400.7 (3.2)	706.6 (0.2)	0.0 (0.0)	14197.8 (4.3)
Ф-2	2304.5 (1.2)	6307.7 (3.2)	5864.5 (2.9)	443.2 (0.2)	0.0 (0.0)	8612.2 (4.3)
Ф-8	1343.3 (0.4)	5108.3 (1.4)	3252.3 (0.9)	1856.0 (0.5)	0.0 (0.0)	6451.6 (1.8)
Ф-16	2163.9 (0.8)	6380.2 (2.2)	5394.6 (1.9)	985.6 (0.3)	0.0 (0.0)	8544.1 (3.0)
Ф-12	769.1 (0.5)	7152.3 (4.6)	6963.4 (4.4)	188.9 (0.1)	0.0 (0.0)	7921.4 (5.0)
Ф-26	41546.8 (4.3)	14996.5 (1.6)	5128.2 (0.5)	9868.3 (1.0)	0.0 (0.0)	56543.3 (5.9)
Ф-6	25962.6 (2.5)	19910.1 (1.9)	16531.6 (1.6)	3378.5 (0.3)	0.0 (0.0)	45872.8 (4.4)

[Фідер]

Назва: Ф-28
 Відпущена електроенергія, кВт год: 327542.5
 Час втрат, год: 586.8
 Кількість вузлів: 23
 Кількість віток: 22

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.5			
28003	10.4			
28009	10.5			
28527	10.4			
28001	10.3			
28004	10.3			
28002	10.4			
28522	10.4			
28312	10.3			
28012	10.3			
28005	10.3			
28006	10.3			
28010	10.3			
28007	10.3			
28431	10.3			
28008	10.3			
28516	10.3			
28011	10.2			
28083	10.2			
28194	10.2			
28475	10.2			
280831	10.2			
281941	10.2			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	P початку, кВт	Q початку, кВАр	P кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	28009	442.6	250.6	442.0	250.4	0.6	28.0
28009	28003	442.0	250.4	439.3	248.8	2.7	28.0
28003	28527	10.1	6.0	10.1	6.0	0.0	0.7
28003	28002	429.2	242.8	426.8	241.4	2.4	27.3
28002	28522	25.3	14.7	25.3	14.7	0.0	1.6
28002	28001	401.5	226.7	400.6	226.2	1.0	25.7
28001	28312	25.3	14.7	25.3	14.7	0.0	1.6
28001	28004	375.3	211.5	374.3	210.9	1.0	24.1
28004	28012	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28012	28005	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28004	28006	374.3	210.9	374.0	210.7	0.3	24.1
28006	28007	374.0	210.7	373.3	210.3	0.8	24.1
28007	28431	25.3	14.7	25.3	14.7	0.0	1.6
28007	28008	348.0	195.6	347.6	195.4	0.4	22.4
28008	28516	6.3	3.8	6.3	3.8	0.0	0.4
28008	28011	341.2	191.6	340.0	190.9	1.2	22.0
28011	28083	340.0	190.9	340.0	190.9	0.0	22.0
28083	280831	181.5	102.3	181.5	102.3	0.0	11.8
280831	28194	181.5	102.3	181.4	102.3	0.1	11.8
28194	281941	80.8	45.6	80.8	45.6	0.0	5.2
281941	28475	80.8	45.6	80.8	45.6	0.0	5.2
28006	28010	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

[Фідер]

Назва: Ф-30
 Відпущена електроенергія, кВт год: 57239.3
 Час втрат, год: 539.7
 Кількість вузлів: 5
 Кількість віток: 4

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
-------------	-------------------	---------------------------------------	--------------------------------------	--

1000	10.5
30001	10.5
30025	10.5
30002	10.5
30089	10.5

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	P початку, кВт	Q початку, кВАр	P кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	30001	77.4	47.8	77.3	47.8	0.0	5.0
30001	30025	15.5	10.0	15.5	10.0	0.0	1.0
30001	30002	61.8	37.8	61.8	37.8	0.0	4.0
30002	30089	61.8	37.8	61.8	37.8	0.0	4.0

[Фідер]

Назва: Ф-14
Відпущена електроенергія, кВт год: 328969.5
Час втрат, год: 364.8
Кількість вузлів: 65
Кількість віток: 64

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.5			
14114	10.5			
14104	10.5			
14059	10.5			
14115	10.5			
14116	10.5			
14106	10.5			
14107	10.5			
14117	10.5			
14009	10.5			
14118	10.5			
14119	10.5			
14108	10.5			
14022	10.5			
14007	10.5			
14105	10.5			
14010	10.5			
14120	10.5			
14121	10.5			
14012	10.4			
14101	10.4			
14005	10.4			
14102	10.4			
14069	10.4			
14103	10.4			
14122	10.4			
14013	10.4			
14123	10.4			
14038	10.4			
14033	10.4			
14084	10.4			
14097	10.4			
14113	10.4			
14072	10.4			
14036	10.4			
14014	10.4			
14002	10.4			
14065	10.4			
140121	10.4			
140381	10.4			
140331	10.4			
140332	10.4			
140361	10.4			
140141	10.4			
140142	10.4			
140841	10.4			
141131	10.4			

26505 10.4
 260561 10.4
 26056 10.4
 26511 10.4
 26501 10.4
 26510 10.4
 26531 10.4
 260461 10.4
 26046 10.4
 260462 10.4
 260271 10.4
 26027 10.4
 260391 10.4
 26039 10.4
 260392 10.4
 7771 10.4
 260272 10.4
 26103 10.4

=====
 [Інформація про вітки]
 =====

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- тужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	14114	444.6	323.9	444.4	323.8	0.1	30.3
14114	14104	444.4	323.8	444.3	323.8	0.1	30.3
14104	14059	18.6	12.6	18.6	12.6	0.0	1.2
14104	14115	425.7	311.2	425.6	311.1	0.0	29.0
14115	14116	425.6	311.1	425.5	311.1	0.1	29.0
14116	14106	425.5	311.1	425.0	310.7	0.5	29.0
14106	14107	59.6	43.6	59.6	43.6	0.0	4.1
14107	14117	11.7	8.1	11.7	8.1	0.0	0.8
14117	14009	11.7	8.1	11.7	8.1	0.0	0.8
14107	14118	47.9	35.5	47.9	35.5	0.0	3.3
14118	14119	47.9	35.5	47.9	35.5	0.0	3.3
14119	14108	47.9	35.5	47.9	35.5	0.0	3.3
14108	14022	18.6	12.6	18.6	12.6	0.0	1.2
14108	14007	29.3	22.9	29.3	22.9	0.0	2.1
14106	14105	365.5	267.1	365.3	267.0	0.2	25.0
14105	14010	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14105	14120	365.3	267.0	365.2	267.0	0.1	25.0
14120	14121	365.2	267.0	365.2	267.0	0.0	25.0
14121	14012	365.2	267.0	364.1	266.1	1.1	25.0
14012	140121	334.8	243.2	334.8	243.2	0.0	22.9
140121	14101	334.8	243.2	334.3	242.7	0.6	22.9
14101	14005	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14101	14102	334.3	242.7	333.9	242.5	0.4	22.9
14102	14069	11.7	8.1	11.7	8.1	0.0	0.8
14102	14103	322.2	234.4	322.2	234.4	0.0	22.1
14103	14122	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14122	14013	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14103	14123	322.2	234.4	322.1	234.4	0.0	22.1
14123	14038	322.1	234.4	322.0	234.4	0.1	22.1
14038	140381	292.8	211.4	292.8	211.4	0.0	20.1
140381	14033	292.8	211.4	292.7	211.4	0.1	20.1
14033	140331	263.4	188.5	263.4	188.5	0.0	18.0
140331	14084	187.9	135.3	187.8	135.3	0.1	12.9
14084	140841	158.5	112.4	158.5	112.4	0.0	10.8
140841	14097	158.5	112.4	158.5	112.3	0.0	10.8
14097	14113	29.3	22.9	29.3	22.9	0.0	2.1
14113	141131	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
141131	14072	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
140331	140332	75.5	53.2	75.5	53.2	0.0	5.1
140332	14036	75.5	53.2	75.5	53.2	0.0	5.1
14036	140361	46.2	30.3	46.2	30.3	0.0	3.1
140361	14014	46.2	30.3	46.2	30.3	0.0	3.1
14014	140141	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
140141	14002	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
140141	140142	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
140142	14065	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14097	26505	99.9	66.5	99.9	66.5	0.0	6.7
26505	260561	99.9	66.5	99.9	66.5	0.0	6.7
260561	26056	99.9	66.5	99.9	66.5	0.0	6.7
26056	26511	88.3	58.4	88.3	58.4	0.0	5.9
26511	26501	88.3	58.4	88.2	58.4	0.0	5.9
26501	26510	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26510	26531	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26501	260461	88.2	58.4	88.2	58.4	0.0	5.9

260461	26046	88.2	58.4	88.2	58.4	0.0	5.9
26046	260462	64.9	42.9	64.9	42.9	0.0	4.3
260462	260271	64.9	42.9	64.9	42.9	0.0	4.3
260271	26027	64.9	42.9	64.9	42.9	0.0	4.3
26027	260391	18.6	12.6	18.6	12.6	0.0	1.2
260391	26039	18.6	12.6	18.6	12.6	0.0	1.2
260391	260392	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260392	7771	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260271	260272	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260272	26103	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

[Фідер]

Назва: Ф-2
Відпущена електроенергія, кВт год: 199375.1
Час втрат, год: 566.4
Кількість вузлів: 43
Кількість віток: 42

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
20221	10.4			
20001	10.4			
20310	10.4			
20002	10.4			
20220	10.4			
20481	10.4			
20004	10.4			
20005	10.4			
20006	10.4			
20007	10.4			
20334	10.4			
20008	10.4			
20079	10.4			
20009	10.4			
20003	10.4			
20124	10.4			
20010	10.4			
20080	10.4			
20011	10.4			
20012	10.4			
20302	10.4			
20013	10.4			
20081	10.4			
20083	10.4			
20015	10.5			
20078	10.5			
20016	10.5			
20087	10.5			
1000	10.5			
20017	10.4			
20020	10.4			
20084	10.4			
20021	10.4			
20427	10.4			
20085	10.4			
20022	10.4			
20086	10.4			
20018	10.4			
20082	10.4			
20071	10.4			
20023	10.4			
20024	10.4			
204811	10.4			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	20016	269.4	185.4	269.2	185.3	0.2	18.0
20016	20015	257.3	177.1	256.8	176.8	0.6	17.2
20015	20006	237.8	164.1	237.1	163.6	0.7	16.0
20006	20004	61.7	41.9	61.6	41.9	0.1	4.1

20004	204811	61.6	41.9	61.6	41.8	0.0	4.1
204811	20481	61.6	41.8	61.6	41.8	0.0	4.1
20481	20002	49.8	33.7	49.7	33.7	0.0	3.3
20002	20220	18.9	12.7	18.9	12.7	0.0	1.3
20002	20001	30.8	20.9	30.8	20.9	0.0	2.1
20001	20310	18.9	12.7	18.9	12.7	0.0	1.3
20001	20221	11.9	8.2	11.9	8.2	0.0	0.8
20004	20005	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20005	20023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20006	20007	175.4	121.7	174.6	121.2	0.8	11.8
20007	20008	155.7	108.5	155.6	108.5	0.1	10.6
20008	20010	136.7	95.7	136.6	95.6	0.1	9.3
20010	20080	11.9	8.2	11.9	8.2	0.0	0.8
20010	20011	124.7	87.5	124.5	87.4	0.2	8.5
20011	20012	37.9	25.5	37.8	25.5	0.0	2.5
20012	20302	18.9	12.7	18.9	12.7	0.0	1.3
20012	20013	18.9	12.7	18.9	12.7	0.0	1.3
20013	20081	18.9	12.7	18.9	12.7	0.0	1.3
20013	20083	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20011	20017	86.6	61.9	86.6	61.9	0.0	5.9
20017	20020	65.4	47.7	65.4	47.7	0.0	4.5
20020	20084	11.9	8.2	11.9	8.2	0.0	0.8
20020	20021	53.5	39.5	53.5	39.5	0.0	3.7
20021	20427	29.8	23.2	29.8	23.2	0.0	2.1
20021	20085	11.9	8.2	11.9	8.2	0.0	0.8
20021	20022	11.9	8.2	11.9	8.2	0.0	0.8
20022	20086	11.9	8.2	11.9	8.2	0.0	0.8
20017	20018	21.2	14.2	21.2	14.2	0.0	1.4
20018	20082	21.2	14.2	21.2	14.2	0.0	1.4
20018	20071	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20008	20009	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20009	20124	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20009	20003	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20003	20024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20008	20079	18.9	12.7	18.9	12.7	0.0	1.3
20007	20334	18.9	12.7	18.9	12.7	0.0	1.3
20015	20078	18.9	12.7	18.9	12.7	0.0	1.3
20016	20087	11.9	8.2	11.9	8.2	0.0	0.8

[Фідер]

Назва: Ф-8

Відпущена електроенергія, кВт год: 353075.8

Час втрат, год: 566.4

Кількість вузлів: 12

Кількість віток: 11

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.5			
8009	10.5			
8101	10.5			
8102	10.5			
8011	10.5			
8053	10.5			
8082	10.5			
80091	10.5			
80111	10.5			
80821	10.5			
8093	10.5			
80531	10.5			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	8009	477.1	263.4	476.8	263.3	0.4	30.0
8009	80091	443.8	244.9	443.8	244.9	0.0	27.9
80091	8101	443.8	244.9	443.5	244.9	0.3	27.9
8101	8102	443.5	244.9	442.7	244.4	0.8	27.9
8102	8011	442.7	244.4	442.7	244.4	0.0	27.9
8011	80111	360.0	195.6	360.0	195.6	0.0	22.6
80111	8053	360.0	195.6	359.8	195.6	0.2	22.6

8053	80531	152.5	83.4	152.5	83.4	0.0	9.6
80531	8082	152.5	83.4	152.4	83.4	0.0	9.6
8082	80821	20.8	11.7	20.8	11.7	0.0	1.3
80821	8093	20.8	11.7	20.8	11.7	0.0	1.3

[Фідер]

Назва: Ф-16
Відпущена електроенергія, кВт год: 286838.0
Час втрат, год: 572.0
Кількість вузлів: 35
Кількість віток: 34

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.5			
16509	10.5			
16501	10.5			
16510	10.5			
16511	10.5			
16502	10.4			
16512	10.4			
16034	10.4			
16503	10.4			
16045	10.4			
16504	10.4			
16076	10.4			
16505	10.4			
160081	10.4			
16506	10.4			
16231	10.4			
16405	10.4			
16513	10.4			
160451	10.4			
16507	10.4			
16096	10.4			
16508	10.4			
16060	10.4			
16514	10.4			
5000	10.4			
16516	10.4			
16517	10.4			
16001	10.4			
16065	10.4			
16070	10.5			
16010	10.5			
160701	10.5			
160452	10.4			
50001	10.4			
160011	10.4			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	16509	387.6	237.3	387.3	237.2	0.3	25.0
16509	16501	387.3	237.2	386.8	237.0	0.5	25.0
16501	16510	367.5	225.2	367.5	225.1	0.1	23.8
16510	16511	367.5	225.1	367.0	225.0	0.4	23.8
16511	16502	367.0	225.0	366.3	224.6	0.7	23.8
16502	16512	19.3	11.8	19.3	11.8	0.0	1.3
16512	16034	19.3	11.8	19.3	11.8	0.0	1.3
16502	16503	347.0	212.8	346.8	212.7	0.3	22.5
16503	16513	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16513	160451	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16503	16045	138.0	86.3	138.0	86.3	0.0	9.0
16045	160452	99.3	63.4	99.3	63.4	0.0	6.5
160452	16504	99.3	63.4	99.2	63.3	0.1	6.5
16504	16076	19.3	11.8	19.3	11.8	0.0	1.3
16504	16505	79.9	51.5	79.9	51.5	0.0	5.3
16505	160081	48.4	32.2	48.4	32.2	0.0	3.2
16505	16506	31.5	19.3	31.5	19.3	0.0	2.0
16506	16231	12.2	7.5	12.2	7.5	0.0	0.8

16506	16405	19.3	11.8	19.3	11.8	0.0	1.3
16503	16507	208.8	126.4	208.7	126.3	0.1	13.5
16507	16096	19.3	11.8	19.3	11.8	0.0	1.3
16507	16508	189.4	114.5	189.2	114.5	0.1	12.3
16508	16060	19.3	11.8	19.3	11.8	0.0	1.3
16508	16514	169.9	102.7	169.8	102.6	0.1	11.0
16514	5000	169.8	102.6	169.8	102.6	0.0	11.0
5000	50001	121.4	70.4	121.4	70.4	0.0	7.8
50001	16516	121.4	70.4	121.4	70.4	0.0	7.8
16516	16517	121.4	70.4	121.3	70.4	0.0	7.8
16517	16001	121.3	70.4	121.3	70.4	0.0	7.8
16001	160011	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
160011	16065	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16501	16070	19.3	11.8	19.3	11.8	0.0	1.2
16070	160701	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
160701	16010	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

[Фідер]

Назва: Ф-12

Відпущена електроенергія, кВт год: 157018.6

Час втрат, год: 595.3

Кількість вузлів: 49

Кількість віток: 48

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.5			
12625	10.5			
12620	10.5			
12621	10.5			
12102	10.5			
12626	10.5			
12062	10.5			
12624	10.5			
12623	10.5			
12604	10.5			
12605	10.5			
12141	10.5			
12142	10.5			
12603	10.5			
12004	10.5			
12622	10.5			
12602	10.5			
12079	10.5			
12601	10.5			
12630	10.5			
12308	10.5			
123081	10.5			
6543	10.5			
12607	10.5			
12476	10.5			
12631	10.5			
12608	10.5			
12146	10.5			
12609	10.5			
12610	10.5			
12413	10.5			
12149	10.5			
12611	10.4			
12396	10.4			
12612	10.4			
12613	10.4			
12112	10.4			
12321	10.4			
12614	10.4			
12615	10.4			
12353	10.4			
12018	10.4			
12616	10.4			
12219	10.4			
12617	10.4			
12235	10.4			
12618	10.4			
12223	10.4			
12619	10.4			

[Інформація про вітки]

Номер вузла	Номер вузла кінця	P початку, кВт	Q початку, кВАр	P кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	12625	212.2	171.1	212.0	170.9	0.2	15.0
12625	12620	212.0	170.9	211.9	170.9	0.0	15.0
12620	12621	19.3	15.4	19.3	15.4	0.0	1.4
12621	12102	7.5	6.0	7.5	6.0	0.0	0.5
12621	12626	11.9	9.3	11.9	9.3	0.0	0.8
12626	12062	11.9	9.3	11.9	9.3	0.0	0.8
12620	12624	192.6	155.5	192.3	155.3	0.3	13.6
12624	12623	192.3	155.3	192.3	155.3	0.0	13.6
12623	12604	192.3	155.3	192.3	155.3	0.0	13.6
12604	12605	4.7	3.9	4.7	3.9	0.0	0.3
12605	12141	4.7	3.9	4.7	3.9	0.0	0.3
12605	12142	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12604	12603	187.6	151.3	187.5	151.3	0.1	13.3
12603	12004	7.5	6.0	7.5	6.0	0.0	0.5
12603	12622	180.0	145.3	180.0	145.2	0.0	12.8
12622	12602	180.0	145.2	180.0	145.2	0.0	12.8
12602	12079	7.5	6.0	7.5	6.0	0.0	0.5
12602	12601	172.5	139.2	172.5	139.2	0.0	12.2
12601	12630	46.4	34.2	46.3	34.2	0.0	3.2
12630	12308	46.3	34.2	46.3	34.2	0.0	3.2
12308	123081	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
123081	6543	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12601	12607	126.2	104.9	126.2	104.9	0.0	9.1
12607	12476	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12607	12608	126.2	104.9	126.1	104.9	0.0	9.1
12608	12631	18.8	17.8	18.8	17.8	0.0	1.4
12631	12146	18.8	17.8	18.8	17.8	0.0	1.4
12608	12609	107.4	87.1	107.3	87.0	0.1	7.6
12609	12610	14.1	11.3	14.1	11.3	0.0	1.0
12610	12413	2.3	2.0	2.3	2.0	0.0	0.2
12610	12149	11.9	9.3	11.9	9.3	0.0	0.8
12609	12611	93.1	75.7	93.0	75.6	0.1	6.6
12611	12396	11.9	9.3	11.9	9.3	0.0	0.8
12611	12612	81.1	66.3	81.1	66.3	0.0	5.8
12612	12613	29.4	22.1	29.4	22.1	0.0	2.0
12613	12112	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12613	12321	29.4	22.1	29.4	22.1	0.0	2.0
12612	12614	51.7	44.2	51.7	44.2	0.0	3.8
12614	12615	20.8	16.4	20.8	16.4	0.0	1.5
12615	12353	13.3	10.3	13.3	10.3	0.0	0.9
12615	12018	7.5	6.0	7.5	6.0	0.0	0.5
12614	12616	30.9	27.8	30.9	27.8	0.0	2.3
12616	12219	4.7	3.9	4.7	3.9	0.0	0.3
12616	12617	26.2	23.9	26.2	23.9	0.0	2.0
12617	12235	18.8	17.8	18.8	17.8	0.0	1.4
12617	12618	7.5	6.0	7.5	6.0	0.0	0.5
12618	12619	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12618	12223	7.5	6.0	7.5	6.0	0.0	0.5

[Фідер]

Назва: Ф-26
 Відпущена електроенергія, кВт год: 955427.2
 Час втрат, год: 508.1
 Кількість вузлів: 41
 Кількість віток: 34

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.5			
26517	10.5			
26516	10.4			
26515	10.3			
26514	10.3			
26513	10.3			
26512	10.1			
4000	10.1			
260451	0.0			

26072 10.1
 26518 10.1
 26519 10.1
 26054 10.1
 26042 10.1
 26002 10.1
 26502 10.1
 26503 10.1
 26504 10.1
 26015 10.1
 26080 10.1
 26078 10.1
 26026 0.0
 26509 0.0
 26532 10.1
 26508 0.0
 26507 0.0
 26506 0.0
 26530 10.1
 26533 10.1
 40001 10.1
 40002 10.1
 40003 10.1
 260721 10.1
 260722 10.1
 260723 10.1
 260781 10.1
 260782 10.1
 260801 10.1
 260541 10.1
 260421 10.1
 260422 10.1

=====
 [Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- гужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	26517	1291.1	681.7	1288.1	680.7	3.0	80.4
26517	26516	1288.1	680.7	1272.9	671.7	15.3	80.4
26516	26515	1272.9	671.7	1272.7	671.6	0.2	80.4
26515	26514	1272.7	671.6	1264.1	666.5	8.5	80.4
26514	26513	1264.1	666.5	1262.6	666.1	1.5	80.4
26513	26512	1262.6	666.1	1243.9	654.9	18.8	80.4
26512	4000	1243.9	654.9	1243.8	654.9	0.1	80.4
4000	40001	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
40001	40003	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
40003	26532	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4000	40002	1096.8	575.0	1096.8	575.0	0.0	70.8
40002	26072	1096.8	575.0	1092.1	573.5	4.7	70.8
26072	260721	945.2	493.6	945.2	493.6	0.0	61.2
260721	260722	945.2	493.6	945.2	493.6	0.0	61.2
260722	260723	945.2	493.6	945.2	493.6	0.0	61.2
260723	26518	469.4	243.1	469.3	243.1	0.0	30.3
26518	26519	469.3	243.1	469.1	242.9	0.2	30.3
26519	26054	469.1	242.9	469.1	242.9	0.0	30.3
26054	260541	234.6	121.5	234.6	121.5	0.0	15.2
260541	26042	234.6	121.5	234.5	121.5	0.1	15.2
26042	260421	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260421	260422	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260422	26002	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260723	26078	475.8	250.5	475.7	250.5	0.1	30.9
26078	260781	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260781	26533	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26078	260782	328.8	170.6	328.8	170.6	0.0	21.3
260782	26080	328.8	170.6	328.5	170.5	0.3	21.3
26080	260801	93.9	49.1	93.9	49.1	0.0	6.1
260801	26502	93.9	49.1	93.9	49.1	0.0	6.1
26502	26503	93.9	49.1	93.9	49.1	0.0	6.1
26503	26015	93.9	49.1	93.9	49.1	0.0	6.1
26503	26504	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26502	26530	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

=====
 [Фідер]

Назва: Ф-6

Відпущена електроенергія, кВт год: 1037526.2

Час втрат, год: 616.0

Кількість вузлів: 72

Кількість віток: 73

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.5			
6528	10.5			
6518	10.4			
6527	10.4			
6044	10.4			
6529	10.4			
6515	10.3			
6049	10.3			
6050	10.3			
6066	10.3			
6067	10.3			
6091	10.3			
60111	10.3			
6516	10.3			
6517	10.3			
6514	10.3			
6016	10.3			
6524	10.3			
6525	10.3			
6285	10.3			
6530	10.3			
6087	10.3			
6081	10.2			
6051	10.3			
606	10.2			
6035	10.2			
6142	10.2			
6107	10.2			
6340	10.2			
6531	10.2			
6064	10.2			
6511	10.2			
6068	10.2			
6510	10.2			
6512	10.3			
6075	10.3			
6513	10.3			
6523	10.2			
6522	10.2			
6509	10.2			
6040	10.2			
6508	10.2			
6507	10.2			
60148	10.2			
6048	10.2			
6506	10.2			
6114	10.2			
6505	10.2			
6504	10.2			
6086	10.2			
6521	10.2			
6061	10.2			
6008	10.2			
6503	10.2			
6520	10.2			
6030	10.2			
6017	10.2			
6519	10.2			
6502	10.2			
6055	10.2			
6526	10.3			
6071	10.2			
6540	10.3			
6541	10.2			
6544	0.0			
6542	0.0			
6543	0.0			
6501	10.2			
60811	10.2			
60511	10.3			
61071	10.2			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	P початку, кВт	Q початку, кВАр	P кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- гужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	6528	1402.1	841.7	1401.4	841.5	0.6	90.0
6528	6518	1401.4	841.5	1385.4	832.0	16.1	90.0
6518	6527	35.7	21.2	35.7	21.2	0.0	2.3
6527	6044	35.7	21.2	35.7	21.2	0.0	2.3
6518	6529	1349.6	810.8	1346.7	808.4	2.9	87.7
6529	6515	1346.7	808.4	1342.2	807.3	4.6	87.7
6515	6049	19.9	12.1	19.9	12.1	0.0	1.3
6515	6516	196.8	115.5	196.7	115.5	0.1	12.8
6516	6067	19.9	12.1	19.9	12.1	0.0	1.3
6516	6066	31.8	19.0	31.8	19.0	0.0	2.1
6516	6517	144.9	84.4	144.9	84.4	0.0	9.4
6517	6050	125.0	72.3	124.9	72.3	0.1	8.1
6050	60111	124.9	72.3	124.9	72.3	0.0	8.1
6517	6091	19.9	12.1	19.9	12.1	0.0	1.3
6515	6514	1125.5	679.7	1121.4	677.3	4.1	73.6
6514	6016	1121.4	677.3	1121.1	677.2	0.3	73.6
6016	6524	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6524	6525	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6525	6285	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6016	6530	1057.4	639.8	1057.0	639.8	0.4	69.5
6530	6513	1025.2	620.8	1024.9	620.5	0.3	67.4
6513	6512	492.5	298.6	492.3	298.4	0.2	32.4
6512	6510	442.4	265.5	441.3	264.6	1.1	29.0
6510	6511	31.8	19.0	31.8	19.0	0.0	2.1
6511	6541	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6511	6068	31.8	19.0	31.8	19.0	0.0	2.1
6510	7772	409.4	245.6	409.4	245.6	0.0	26.9
7772	6523	409.4	245.6	409.2	245.4	0.2	26.9
6523	6522	409.2	245.4	408.9	245.3	0.3	26.9
6522	6509	408.9	245.3	408.9	245.3	0.0	26.9
6509	6040	35.7	21.2	35.7	21.2	0.0	2.3
6509	6508	373.2	224.1	373.0	224.0	0.2	24.6
6508	6507	373.0	224.0	372.4	223.6	0.6	24.6
6507	60148	79.3	46.3	79.3	46.3	0.0	5.2
6507	6048	293.0	177.3	292.9	177.2	0.1	19.4
6048	6506	243.0	144.3	243.0	144.3	0.0	16.0
6506	6114	35.8	21.2	35.7	21.2	0.0	2.4
6506	6505	207.2	123.1	207.1	123.0	0.2	13.7
6505	6008	35.7	21.2	35.7	21.2	0.0	2.4
6505	6504	171.3	101.8	171.3	101.8	0.0	11.3
6504	6086	31.8	19.0	31.8	19.0	0.0	2.1
6504	6521	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6521	6061	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6504	6503	139.5	82.8	139.4	82.8	0.1	9.2
6503	6520	35.7	21.2	35.7	21.2	0.0	2.4
6520	6030	35.7	21.2	35.7	21.2	0.0	2.4
6503	6501	103.7	61.6	103.6	61.5	0.1	6.8
6501	6017	103.6	61.5	103.6	61.5	0.0	6.8
6017	6519	63.7	38.0	63.7	38.0	0.0	4.2
6519	6502	63.7	38.0	63.7	38.0	0.0	4.2
6502	6055	31.8	19.0	31.8	19.0	0.0	2.1
6502	6071	31.8	19.0	31.8	19.0	0.0	2.1
6512	6075	49.9	32.9	49.9	32.9	0.0	3.4
6513	6526	532.3	322.0	531.3	321.3	1.0	35.0
6526	6051	531.3	321.3	531.0	321.3	0.3	35.0
6051	60811	50.0	32.9	49.9	32.9	0.0	3.4
60811	6081	49.9	32.9	49.9	32.9	0.0	3.4
6051	60511	124.9	72.3	124.9	72.3	0.0	8.1
6051	606	50.0	32.9	49.9	32.9	0.0	3.4
6051	6035	181.3	110.8	181.2	110.8	0.1	12.0
6035	6142	101.9	64.5	101.8	64.5	0.0	6.8
6142	6107	81.9	52.4	81.9	52.4	0.0	5.5
6107	6340	62.0	40.4	61.9	40.4	0.0	4.2
6340	6531	12.0	7.4	12.0	7.4	0.0	0.8
6531	6064	12.0	7.4	12.0	7.4	0.0	0.8
6107	61071	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6530	6087	31.8	19.0	31.8	19.0	0.0	2.1
6087	6540	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6540	6081	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6107	6541	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6501	6542	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

6285	6544	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6508	6543	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

[Абонентські мережі]

[Інформація структурована по підстанціях]

Назва підстанції	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Жмеринка 110/35/10	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)

[Підстанція]

Назва: Жмеринка 110/35/10

[Інформація структурована по фідерах]

Назва фідера	Втрати електроенергії в абон. мережах, кВт год (%)		
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	СУМАРНІ
Ф-28	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-30	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-14	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-2	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-8	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-16	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-12	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-26	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)
Ф-6	0.0(0.0)	0.0(0.0)	0.0(0.0)

Результати розрахунків по вітках замкненої схеми ЕМ

[Фідер]

Назва: Ф-14

Відпущена електроенергія, кВт год: 328969.5

Час втрат, год: 364.8

Кількість вузлів: 65

Кількість віток: 64

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга кВ	Втрати потужності		Мінімальна напруга В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
		в мережі 0.4кВ, кВт	в мережі 0.4кВ, кВт		
1000	10.5				
14114	10.5				
14104	10.5				
14059	10.5				
14115	10.5				
14116	10.5				
14106	10.5				
14107	10.5				
14117	10.5				
14009	10.5				
14118	10.5				
14119	10.5				
14108	10.5				
14022	10.5				
14007	10.5				
14105	10.5				
14010	10.5				
14120	10.5				
14121	10.5				
14012	10.4				
14101	10.4				
14005	10.4				
14102	10.4				
14069	10.4				

14103 10.4
 14122 10.4
 14013 10.4
 14123 10.4
 14038 10.4
 14033 10.4
 14084 10.4
 14097 10.4
 14113 10.4
 14072 10.4
 14036 10.4
 14014 10.4
 14002 10.4
 14065 10.4
 140121 10.4
 140381 10.4
 140331 10.4
 140332 10.4
 140361 10.4
 140141 10.4
 140142 10.4
 140841 10.4
 141131 10.4
 26505 10.4
 260561 10.4
 26056 10.4
 26511 10.4
 26501 10.4
 26510 10.4
 26531 10.4
 260461 10.4
 26046 10.4
 260462 10.4
 260271 10.4
 26027 10.4
 260391 10.4
 26039 10.4
 260392 10.4
 7771 10.4
 260272 10.4
 26103 10.4

=====
 [Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	P початку, кВт	Q початку, кВАр	P кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- тужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	14114	444.6	323.9	444.4	323.8	0.1	30.3
14114	14104	444.4	323.8	444.3	323.8	0.1	30.3
14104	14059	18.6	12.6	18.6	12.6	0.0	1.2
14104	14115	425.7	311.2	425.6	311.1	0.0	29.0
14115	14116	425.6	311.1	425.5	311.1	0.1	29.0
14116	14106	425.5	311.1	425.0	310.7	0.5	29.0
14106	14107	59.6	43.6	59.6	43.6	0.0	4.1
14107	14117	11.7	8.1	11.7	8.1	0.0	0.8
14117	14009	11.7	8.1	11.7	8.1	0.0	0.8
14107	14118	47.9	35.5	47.9	35.5	0.0	3.3
14118	14119	47.9	35.5	47.9	35.5	0.0	3.3
14119	14108	47.9	35.5	47.9	35.5	0.0	3.3
14108	14022	18.6	12.6	18.6	12.6	0.0	1.2
14108	14007	29.3	22.9	29.3	22.9	0.0	2.1
14106	14105	365.5	267.1	365.3	267.0	0.2	25.0
14105	14010	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14105	14120	365.3	267.0	365.2	267.0	0.1	25.0
14120	14121	365.2	267.0	365.2	267.0	0.0	25.0
14121	14012	365.2	267.0	364.1	266.1	1.1	25.0
14012	140121	334.8	243.2	334.8	243.2	0.0	22.9
140121	14101	334.8	243.2	334.3	242.7	0.6	22.9
14101	14005	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14101	14102	334.3	242.7	333.9	242.5	0.4	22.9
14102	14069	11.7	8.1	11.7	8.1	0.0	0.8
14102	14103	322.2	234.4	322.2	234.4	0.0	22.1
14103	14122	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14122	14013	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14103	14123	322.2	234.4	322.1	234.4	0.0	22.1
14123	14038	322.1	234.4	322.0	234.4	0.1	22.1
14038	140381	292.8	211.4	292.8	211.4	0.0	20.1
140381	14033	292.8	211.4	292.7	211.4	0.1	20.1

14033	140331	263.4	188.5	263.4	188.5	0.0	18.0
140331	14084	187.9	135.3	187.8	135.3	0.1	12.9
14084	140841	158.5	112.4	158.5	112.4	0.0	10.8
140841	14097	158.5	112.4	158.5	112.3	0.0	10.8
14097	14113	29.3	22.9	29.3	22.9	0.0	2.1
14113	141131	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
141131	14072	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
140331	140332	75.5	53.2	75.5	53.2	0.0	5.1
140332	14036	75.5	53.2	75.5	53.2	0.0	5.1
14036	140361	46.2	30.3	46.2	30.3	0.0	3.1
140361	14014	46.2	30.3	46.2	30.3	0.0	3.1
14014	140141	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
140141	14002	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
140141	140142	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
140142	14065	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14097	26505	99.9	66.5	99.9	66.5	0.0	6.7
26505	260561	99.9	66.5	99.9	66.5	0.0	6.7
260561	26056	99.9	66.5	99.9	66.5	0.0	6.7
26056	26511	88.3	58.4	88.3	58.4	0.0	5.9
26511	26501	88.3	58.4	88.2	58.4	0.0	5.9
26501	26510	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26510	26531	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26501	260461	88.2	58.4	88.2	58.4	0.0	5.9
260461	26046	88.2	58.4	88.2	58.4	0.0	5.9
26046	260462	64.9	42.9	64.9	42.9	0.0	4.3
260462	260271	64.9	42.9	64.9	42.9	0.0	4.3
260271	26027	64.9	42.9	64.9	42.9	0.0	4.3
26027	260391	18.6	12.6	18.6	12.6	0.0	1.2
260391	26039	18.6	12.6	18.6	12.6	0.0	1.2
260391	260392	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260392	7771	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260271	260272	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260272	26103	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

[Фідер]

Назва: Ф-26

Відпущена електроенергія, кВт год: 955427.2

Час втрат, год: 508.1

Кількість вузлів: 41

Кількість віток: 34

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.5			
26517	10.5			
26516	10.4			
26515	10.3			
26514	10.3			
26513	10.3			
26512	10.1			
4000	10.1			
260451	0.0			
26072	10.1			
26518	10.1			
26519	10.1			
26054	10.1			
26042	10.1			
26002	10.1			
26502	10.1			
26503	10.1			
26504	10.1			
26015	10.1			
26080	10.1			
26078	10.1			
26026	0.0			
26509	0.0			
26532	10.1			
26508	0.0			
26507	0.0			
26506	0.0			
26530	10.1			
26533	10.1			
40001	10.1			
40002	10.1			
40003	10.1			

260721 10.1
 260722 10.1
 260723 10.1
 260781 10.1
 260782 10.1
 260801 10.1
 260541 10.1
 260421 10.1
 260422 10.1

=====
 [Інформація про вітки]
 =====

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	P початку, кВт	Q початку, кВАр	P кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- тужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	26517	1291.1	681.7	1288.1	680.7	3.0	80.4
26517	26516	1288.1	680.7	1272.9	671.7	15.3	80.4
26516	26515	1272.9	671.7	1272.7	671.6	0.2	80.4
26515	26514	1272.7	671.6	1264.1	666.5	8.5	80.4
26514	26513	1264.1	666.5	1262.6	666.1	1.5	80.4
26513	26512	1262.6	666.1	1243.9	654.9	18.8	80.4
26512	4000	1243.9	654.9	1243.8	654.9	0.1	80.4
4000	40001	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
40001	40003	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
40003	26532	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4000	40002	1096.8	575.0	1096.8	575.0	0.0	70.8
40002	26072	1096.8	575.0	1092.1	573.5	4.7	70.8
26072	260721	945.2	493.6	945.2	493.6	0.0	61.2
260721	260722	945.2	493.6	945.2	493.6	0.0	61.2
260722	260723	945.2	493.6	945.2	493.6	0.0	61.2
260723	26518	469.4	243.1	469.3	243.1	0.0	30.3
26518	26519	469.3	243.1	469.1	242.9	0.2	30.3
26519	26054	469.1	242.9	469.1	242.9	0.0	30.3
26054	260541	234.6	121.5	234.6	121.5	0.0	15.2
260541	26042	234.6	121.5	234.5	121.5	0.1	15.2
26042	260421	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260421	260422	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260422	26002	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260723	26078	475.8	250.5	475.7	250.5	0.1	30.9
26078	260781	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
260781	26533	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26078	260782	328.8	170.6	328.8	170.6	0.0	21.3
260782	26080	328.8	170.6	328.5	170.5	0.3	21.3
26080	260801	93.9	49.1	93.9	49.1	0.0	6.1
260801	26502	93.9	49.1	93.9	49.1	0.0	6.1
26502	26503	93.9	49.1	93.9	49.1	0.0	6.1
26503	26015	93.9	49.1	93.9	49.1	0.0	6.1
26503	26504	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26502	26530	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

=====