

□

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«ВПРОВАДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ КОМЕРЦІЙНОГО
ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЯХ»**

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 61 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ **Мартинюк В. О.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: _____ **Чабан А. В.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ **Бабич М. І.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2024

□

□

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

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

(вч. звання, прізвище, ініціали)

« ____ » _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Мартинюк Віталій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії на електричних підстанціях»

(назва теми)

керівник роботи д.т.н., професор Чабан А. В.

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

затверджені наказом Львівського НУП № 616 / к - с від 12.09.2024 р.

2. Строк подання студентом роботи 6.12.2024 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

1. Загальні відомості про втрати електричної енергії в районних електричних мережах

2. Аналіз втрат енергії у трансформаторних підстанціях

3. Аналіз втрат енергії у лініях електропередач

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5. Техніко-економічні обґрунтування

Висновки

Перелік джерел посилання

Додатки

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

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 12.09.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Постановка завдання. Оґрунтування актуальності теми роботи. Виконання характеристики підприємства	12.09.2024 – 30.09.2024	
2	Виконання аналізу втрат електричної енергії у трансформаторних підстанціях	1.10.2024 – 11.10.2024	
3	Виконання аналізу втрат електричної енергії у лініях електропередач	14.10.2024 – 25.10.2024	
4	Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні вольтодобавочних трансформаторів	28.10.2024 – 8.11.2024	
5	Здійснення техніко-економічних обґрунтувань застосування АСКОВЕ	11.11.2024 – 22.11.2024	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	25.11.2024 – 29.11.2024	
7	Завершення роботи в цілому	2.12.2024 – 6.12.2024	

Студент

Мартинюк В. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

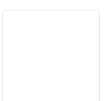
Чабан А. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.985:2

Мартинюк В. О. «Впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії на електричних підстанціях». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 58 с. текстової частини, 20 рисунків, 15 таблиць, 25 джерел.

У кваліфікаційній роботі представлено аналіз ефективності впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії на прикладі Нововолинського РЕМу ПАТ «Волиньобленерго». Здійснено обґрунтування актуальності теми кваліфікаційної роботи, представлено характеристику аналізованої районної електричної мережі та представлено загальні відомості про втрати електричної енергії. Висвітлено теорію втрат електричної енергії у трансформаторах та лініях електропередач. Проведено детальний аналіз втрат електричної енергії у трансформаторних підстанціях та лініях електропередач фідера № 29 Нововолинського РЕМу. Здійснено обчислення технічних втрат у лініях електропередач 0,4 кВ та здійснено аналіз динаміки їх зміни за роками. Розкрито питання з охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях, а також розроблено логіко-імітаційну модель небезпечної ситуації. Техніко-економічні обґрунтування впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії показали високу доцільність застосування таких систем з малим терміном окупності.

ВТРАТИ, ОБЛІК, АНАЛІЗ, ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, АВТОМАТИЗАЦІЯ



ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	8
1.1 Коротка характеристика підприємства.....	8
1.2 Загальні відомості про втрати електричної енергії.....	10
1.3 Причини виникнення комерційних втрат електричної енергії.....	12
1.4 Шляхи зниження комерційних втрат.....	13
2 АНАЛІЗ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ У ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЯХ...	17
2.1 Концепція теоретичних положень.....	17
2.2 Аналіз втрат енергії у трансформаторних підстанціях.....	19
3 АНАЛІЗ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ У ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.....	27
3.1 Концепція теоретичних положень.....	27
3.2 Аналіз втрат енергії у лініях електропередач.....	30
3.3 Розрахунок технічних втрат енергії у лініях електропередач 0,4 кВ	32
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	36
4.1 Основні фактори, які впливають на наслідок ураження електричним струмом.....	36
4.2 Розробка моделі процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні вольтододатних трансформаторів.....	40
4.3 Розробка заходів із питань безпеки в надзвичайних ситуаціях.....	44
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	46
5.1 Технічна ефективність системи.....	47
5.2 Економічна ефективність системи.....	50
ВИСНОВКИ.....	53
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	54
ДОДАТКИ.....	56
Додаток А Дані втрат енергії у трансформаторних підстанціях.....	56

ВСТУП

Нині електрична енергія відіграє значну роль у житті будь-якого суспільства. Жодне підприємство, установа не може нормально функціонувати без електричної енергії. Під час передачі електричної енергії виникають великі втрати, які поділяються на технологічні та комерційні [1].

Технологічні втрати включають втрати в електричних мережах, які зумовлені фізичними процесами, які відбуваються при передаванні електричної енергії, витрати електричної енергії на власні потреби підстанцій та втрати, зумовлені допустимими похибками системи обліку електричної енергії.

Комерційні втрати неможливо виміряти приладами та розрахувати за формулами. Вони визначаються математично як різниця між фактичними та технологічними втратами електричної енергії та не підлягають включенню до нормативу втрат електричної енергії. Витрати, пов'язані з їхньою оплатою, не компенсуються тарифним регулюванням.

Основну частку комерційних втрат часто становлять несанкціоновані електроспоживання, особливо у мережах 0,4 кВ. Розкраданнями електричної енергії займаються здебільшого побутові споживачі, особливо у приватному житловому секторі, але є випадки розкрадання електричної енергії промисловими і торговими підприємствами, переважно невеликими. Обсяги розкрадань електричної енергії зростають у періоди зниженої температури повітря, це свідчить про те, що основна частина електричної енергії, яка не враховується, у цей період витрачається на опалення.

Комерційні втрати електричної енергії є серйозним фінансовим збитком мережевих підприємств, які відволікають їх від вирішення інших нагальних завдань у сфері електропостачання [2].

Зниження комерційних втрат електричної енергії є комплексним завданням, яке у своєму рішенні потребує розробки конкретних заходів на основі попереднього енергообстеження та визначення фактичної структури втрат електричної енергії та їх причин.

Для зменшення комерційних збитків можна встановити сучасні системи обліку електричної енергії. Недолік цих систем обліку в тому, що вони дорогі, що потребує аналізу доцільності їх використання.

Метою роботи є аналіз ефективності впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії у Нововолинському РЕМі ПАТ «Волиньобленерго».

У кваліфікаційній роботі потрібно виконати такі **завдання**:

- розкрити теоретичні та концептуальні аспекти втрат електричної енергії в елементах районних електричних мереж;
- здійснити аналіз втрат електричної енергії у трансформаторних підстанціях аналізованого фідера електричної мережі;
- здійснити аналіз втрат електричної енергії у лініях електропередач аналізованого фідера електричної мережі;
- розкрити питання охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях;
- зробити техніко-економічні обґрунтування застосування автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії в аналізованому фідері.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є втрати електричної енергії у лініях електропередач та трансформаторних підстанціях Нововолинського РЕМу ПАТ «Волиньобленерго».

Предметом кваліфікаційної роботи є елементи електричної мережі Нововолинського РЕМу ПАТ «Волиньобленерго».

Методи дослідження: методи графічного моделювання, методи аналізу даних та методи економічних розрахунків.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1.1 Коротка характеристика підприємства

У нинішній кваліфікаційній роботі ми будемо аналізувати втрати електричної енергії в електричних мережах, які належать до Нововолинської філії ПАТ «Волиньобленерго».

ПАТ «Виньобленерго» є основною монополістичною енергорозподільчого та енергопостачальною компанією у Волинській області. Її основна функція полягає у надійному постачанні електричної енергії населенню Волинської області. Нововолинський РЕМ, як і ПАТ «Волиньобленерго» мають тридцятилітню історію [3].

На сьогоднішній день Нововолинський РЕМ обслуговує багато великих енергооб'єктів та забезпечує якісним та надійним енергопостачанням територію Нововолинського району Волинської області. Зокрема, Нововолинський РЕМ обслуговує: підстанції 35/10 кВ – 2 шт, підстанції 110/10 кВ – 2 шт, підстанції 110/35/10 кВ – 1 шт, трансформаторні підстанції – 232 шт, повітряні лінії 0,4 кВ завдовжки понад 300 км, повітряні лінії 6 кВ завдовжки 114 км та повітряні лінії 10 кВ – 414 км.

Діяльністю Нововолинського РЕМу є проведення технічного та оперативного обслуговування повітряних ліній, трансформаторних підстанцій, підстанцій та їх ремонту з метою утримання обладнання, будівель та споруд у стані експлуатаційної готовності, а також забезпечення якості та безперебійної передачі електричної енергії населенню Нововолинського району.

Для зниження фінансових втрат підприємства основним пріоритетом є зниження втрат електричної енергії у мережах повітряних ліній. Для зменшення втрат проводиться заміна проводів повітряних ліній з сталевалюмінієвого на самонесучий ізольований провідник. Також, підприємство здійснює встановлення приладів обліку власним коштом на фідери, які мають великі втрати [4].

Видалено керівникам задля енергетичної безпеки України

Рисунок 1.1 – Карта електричної мережі фідера №29

Одним із таких фідерів є фідер № 29, карта електричної мережі якого представлена на рисунку 1.1. Власне, у 2019 році для зниження варт електричної енергії на цьому фідері було впроваджено автоматизовану систему комерційного обліку електричної енергії.

1.2 Загальні відомості про втрати електричної енергії

Структура фактичних втрат електричної енергії складається із багатьох складових. Раніше їх часто укрупнено об'єднували у великі групи: технічні та комерційні втрати. До перших відносили навантажувальні, умовно-постійні втрати та витрати електричної енергії на власні потреби підстанцій. Решта інших втрат, у тому числі інструментальні похибки вимірювань, відносили до другої групи втрат. У такій класифікації є певні умовності. Витрата електричної енергії на власні потреби не є за своєю суттю чистими технічними втратами, і враховується електричними лічильниками. Так само і метрологічні похибки, на відміну від інших складових комерційних втрат, мають іншу природу виникнення. Тому «комерційні втрати» спочатку трактувалися досить широко, є навіть таке визначення, як «допустимий рівень комерційних втрат» – значення комерційних втрат електричної енергії, яке зумовлене похибками системи обліку електричної енергії (електричних лічильників, трансформаторів струму та напруги) відповідно до системи обліку вимог правил електроустановок [5].

У нинішній час при класифікації втрат електричної енергії, найчастіше використовується термін «технологічні втрати електричної енергії». Вираз «комерційні втрати електричної енергії» на нинішній день не закріплений у законодавстві, але зустрічається у галузевих нормативно-технічних документах. В одному з них під комерційними втратами розуміється різниця між звітними та технічними втратами, при цьому «технічними втратами електричної енергії» вважається вся «технологічна витрата електричної енергії на її передачу електричними мережами, що визначається розрахунковим шляхом».

Також, подекуди використовується звітний показник «комерційні втрати» [6]. Його визначення у звучить як «дані кількості електричної енергії, яка не оплачена абонентами», без наведення формули розрахунку. Натомість, у галузевих звітних документах мережеских компаній зазначаються лише фактичні втрати. Комерційні втрати, і навіть нетехнічні чи нетехнологічні, у формах не зазначаються.

Втрати електроенергії поділяють на технологічні та комерційні.

Технологічні втрати включають технічні втрати в електричних мережах, зумовлені фізичними процесами, які протікають при передачі електричної енергії, витрати електричної енергії на власні потреби підстанцій, і втрати, зумовлені допустимими похибками системи обліку електричної енергії.

Вони не є збитками підприємства повною мірою цього слова, оскільки вартість їхнього нормативного обсягу враховується у тарифі на передачу електроенергії. Кошти на покриття фінансових витрат, які пов'язані з придбанням електричної енергії для компенсації технологічних втрат у рамках встановленого нормативу, надходять до мережевої компанії у складі зібраної виручки за передачу електричної енергії.

Технічні втрати електричної енергії можна розрахувати за законами електротехніки, допустимі похибки приладів обліку – на підставі їх метрологічних характеристик, а витрати на власні потреби підстанцій визначити за показаннями електричних лічильників.

Комерційні втрати неможливо виміряти приладами та розрахувати за самостійними формулами. Вони визначаються математично як різниця між фактичними та технологічними втратами електричної енергії та не підлягають включенню до нормативу втрат електричної енергії. Витрати, які пов'язані з їхньою оплатою, не компенсуються тарифним регулюванням.

Використання визначення «комерційні» для цього виду втрат, підкреслює зв'язок збитку з процесом обороту товару, яким є електрична енергія. Втрати електричної енергії, які належать до категорії комерційних, здебільшого є електроспоживанням, яке з різних причин не зафіксовано документа-

льно. Тому вона не врахована як віддача з мереж, і нікому із споживачів не представляється до оплати. Відповідно до чинного законодавства, мережеві організації зобов'язані оплачувати фактичні втрати електричної енергії, які виникли в об'єктах мережного господарства, які належать їм, отже, і комерційні втрати в їх складі. Комерційні втрати електричної енергії на відміну від технологічних є прямим фінансовим збитком мережевих компаній. Будучи, з одного боку, причиною грошових витрат мережного підприємства, вони водночас є його втраченою вигодою від неоплаченої передачі електричної енергії. Тому, мережеві організації більшою мірою, ніж інші учасники ринку електричної енергії, зацікавлені у максимально точному обліку електричної енергії та правильності розрахунків її обсягів у точках поставки на межах своєї балансової належності.

Можна говорити про некоректність перекладання на мережеві компанії всієї фінансової відповідальності за комерційні втрати електричної енергії, оскільки причини їх виникнення, а також ефективність їх виявлення та усунення залежать не лише від електромережевих компаній, але факт залишається фактом: комерційні втрати електричної енергії є «головним болем» на-самперед мережевих організацій.

У той же час недосконалість законодавчо-правової бази, відсутність у мережевих підприємств прямих договірних відносин з енергопостачання зі споживачами, недостатнє фінансування та неможливість значного збільшення штату співробітників, які контролюють електроспоживання, обмежує можливості мережевих організацій у виявленні та усуненні причин виникнення комерційних втрат електричної енергії [6].

1.3 Причини виникнення комерційних втрат електричної енергії

Величина комерційних втрат електричної енергії залежить від значень інших структурних показників балансу електричної енергії. Щоб дізнатися обсяг комерційних втрат електричної енергії за певний період, необхідно

спочатку скласти баланс електричної енергії ділянки електричної мережі, яка аналізується, визначити фактичні втрати та обчислити усі складові технологічних втрат електричної енергії. Подальший аналіз втрат електричної енергії допомагає локалізувати їхні ділянки та виявити причини їх виникнення для подальшого вибору заходів щодо їх зниження.

Основні причини комерційних втрат електричної енергії можна поєднати у такі групи:

- інструментальні, які пов'язані з похибками вимірювань кількості електричної енергії;
- похибки визначення величин відпустки електричної енергії в мережу та корисної відпустки споживачам;
- несанкціоноване електроспоживання;
- похибки розрахунку технологічних втрат електричної енергії.

Ще одним вагом фактором є проведення ефективного енергетичного обліку. Ефективний енергетичний облік – це правильно організований автоматизований облік з оперативною передачею даних із багатьох точок обліку: на лініях, шинах та фідерах підстанцій енергетичної системи та споживачів – у відповідні структури енергосистеми та їх обробні центри. Такий облік вимагає створення сучасних АСКОЕ енергосистем – автоматизованих систем обліку, контролю та управління генерації, передачею, розподілом, споживанням та збутом енергії. Створення АСКОЕ це передумова вирішення головних балансних проблем енергосистем: отримання достовірного, точного та оперативного балансу поточкорозподілу кожного великого споживача. Тільки балансний підхід здатний виявити та перекрити усі витрати та втрати електричної енергії [7].

1.4 Шляхи зниження комерційних втрат

Заходи, створені для зниження комерційних втрат електричної енергії визначаються причинами їх виникнення. Багато заходів щодо зниження комерційних втрат електричної енергії досить докладно висвітлено в науково-

технічній літературі. Основний перелік заходів, спрямованих на вдосконалення приладів обліку електричної енергії, наведено в галузевій інструкції.

Заходи щодо зниження комерційних втрат електричної енергії можна умовно поділити на дві групи:

1. Організаційні, які підвищують точність розрахунків показників балансу електричної енергії, зокрема корисного відпуску споживачам.
2. Технічні, які переважно пов'язані з обслуговуванням та вдосконаленням систем обліку електричної енергії [8].

До основних організаційних заходів слід віднести такі:

- перевірка наявності актів розмежування балансової приналежності за точками постачання зовнішнього та внутрішнього перерізу обліку електричної енергії, своєчасна фіксація всіх точок постачання електричної енергії, перевірка відповідності договірних умов;
- формування та своєчасна актуалізація баз даних про споживачів електричної енергії та групи обліку, із прив'язкою їх до конкретних елементів схеми електричної мережі;
- звіряння фактичних технічних характеристик приладів обліку та застосування у розрахунках;
- перевірка наявності та правильності алгоритмів «дорахунку» втрат при встановленні приладів обліку не на межі балансової приналежності;
- своєчасна звірка показників приладів обліку, максимальна автоматизація операційної діяльності розрахунку обсягів електричної енергії для виключення впливу «людського фактора»;
- повне виключення практики «безоблікового» електропостачання;
- виконання розрахунків технологічних втрат електричної енергії та підвищення точності їх розрахунків;
- контроль фактичних небалансів електричної енергії на підстанції, своєчасне вжиття заходів щодо усунення наддопустимих відхилень;

- розрахунки «пофідерних» балансів електричної енергії у мережі, балансів за трансформаторними підстанціями 10/0,4 кВ, у лініях 0,4 кВ для виявлення «осередків» комерційних втрат електричної енергії;
- виявлення розкрадань електричної енергії;
- забезпечення персоналу, який виконує перевірку приладів обліку та виявлення розкрадань електричної енергії, необхідним інструментом та інвентарем;
- проведення навчань методів виявлення розкрадань електричної енергії, підвищення мотивації додатковою матеріальною винагородою з урахуванням ефективності роботи [9].

До основних технічних заходів, які спрямовані на зниження комерційних втрат електричної енергії, потрібно віднести такі:

- інвентаризація вимірювальних комплексів електричної енергії, маркування їх знаками візуального контролю, пломбування електричних лічильників, вимірювальних трансформаторів, встановлення та пломбування захисних кожухів клемних затискачів вимірювальних контурів;
- своєчасна інструментальна перевірка приладів обліку, їх перевірка та калібрування;
- заміна лічильників електричної енергії та вимірювальних трансформаторів на прилади обліку з підвищеними класами точності;
- усунення недовантаження або перевантаження трансформаторів струму та напруги, неприпустимого рівня втрат напруги у вимірювальних контурах трансформаторів напруги;
- встановлення приладів обліку на межах балансової приналежності, у тому числі пунктів обліку електричної енергії на межі розділу балансової приналежності, які проходять лініями електропередач.
- удосконалення розрахункового та технічного обліку електричної енергії, заміна застарілих вимірювальних приладів, а також приладів обліку із технічними параметрами, які не відповідають законодавчим та нормативно-технічним вимогам;

- встановлення приладів обліку за межами приватних володінь;
- заміна «голих» алюмінієвих проводів повітряних ліній 0,4 кВ на самонесучі ізольовані провідники, заміна введів у будівлі, виконані голим проводом, на коаксіальні кабелі;
- впровадження автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) як для промислових, так і для побутових споживачів.

Останній із перерахованих заходів є найефективнішим у зниженні комерційних втрат електричної енергії, оскільки є комплексним рішенням основних ключових завдань, забезпечуючи достовірне та дистанційне отримання інформації від кожної точки вимірювання, здійснюючи постійний контроль справності приладів обліку. Крім того, максимально ускладнюється здійснення несанкціонованого електроспоживання та спрощується виявлення «осередків» втрат у найкоротші терміни з мінімальними трудовитратами. Обмежуючим фактором широкої автоматизації обліку електричної енергії є дорожнеча систем АСКОЕ. Реалізацію цього заходу можна здійснювати поетапно, визначаючи пріоритетні вузли електричної мережі для автоматизації обліку на підставі попереднього енергетичного обстеження з оцінкою економічної ефективності впровадження проекту.

Для вирішення питань щодо зниження комерційних втрат електричної енергії також необхідно вдосконалити нормативно-правову базу у галузі енергопостачання та обліку електричної енергії. Зокрема, застосування нормативів споживання комунальних послуг з електропостачання має спонукати абонентів до якнайшвидшого встановлення приладів обліку (усунення їх несправностей), а не до підрахунку вигоди від їх відсутності. Процедура допуску представників мережевих компаній для перевірки стану приладів обліку та зняття їх показань у споживачів, насамперед у фізичних осіб, має бути максимально простою, а відповідальність за несанкціоноване електроспоживання посилено [10].

2 АНАЛІЗ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ У ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

2.1 Концепція теоретичних положень

Передавання потужності через трансформатори супроводжується втратами потужності в активних та реактивних опорах обмоток, а також втратами, які пов'язані з намагнічуванням сталі. Втрати в обмотках залежать від протікаючого по ним струму. Втрати на намагнічування визначаються напруженою і в першому наближенні можуть бути прийняті незмінними та рівними втратам потужності у стані неробочого ходу. Сумарні втрати потужності в трансформаторі визначають за формулами [11]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{mp} &= 3I^2 R_{mp} + \Delta P_x = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{mp} + \Delta P_x; \\ \Delta Q_{mp} &= 3I^2 X_{mp} + \Delta Q_x = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_{mp} + \Delta Q_x. \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

Обчислення втрат потужності у трансформаторі (кВт, кВАр) зручніше здійснювати із використанням каталожних даних:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{mp} &= \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S}{S_{ном.тр}} \right)^2; \\ \Delta Q_{mp} &= \frac{u_{\kappa} S^2}{100 S_{ном.тр}}, \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

де S – навантаження трансформатора, кВА; $S_{ном.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

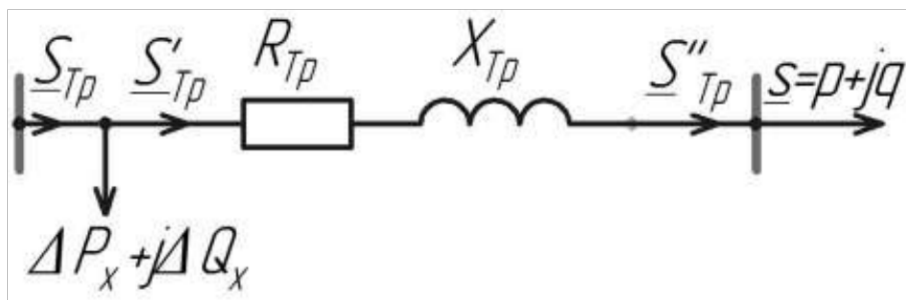


Рисунок 2.1 – Застуна схема гілки трансформатора в ТП [12]

За паралельної роботи n однакових трансформаторів їх еквівалентний опір зменшується в n раз, тоді як втрати на намагнічування у стільки ж разів зростають. При цьому втрати потужності будуть становити:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P'_{mp} &= \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \left(\frac{S}{S_{ном.тр}} \right)^2 + n\Delta P_x; \\ \Delta Q'_{mp} &= \frac{u_{\kappa}}{n \cdot 100} \frac{S^2}{S_{ном.тр}} + n\Delta Q_x. \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

Потужності на стороні ВН та НН трансформатора відрізняються між собою на втрати потужності в опорах трансформатора, тобто:

$$\underline{S}'_{mp} = \underline{S}''_{mp} + \Delta P_{mp} + j\Delta Q_{mp}. \quad (2.4)$$

При обчисленні режиму роботи мережі по потужності на стороні НН трансформатора у формули підставляються потужність \underline{S}''_{mp} та напругу U_{mp2} , а опори R_{mp} та X_{mp} обчислюються за напругою U_{mp2} . При аналогічному розрахунку за потужністю на стороні ВН трансформатора у ці самі вирази підставляються потужність \underline{S}'_{mp} та напругу U_{mp1} , (рис. 2.1), а опори R_{mp} та X_{mp} визначаються за напругою U_{mp1} .

Потужність на затискачах трансформатора \underline{S}_{mp} більша за потужність \underline{S}'_{mp} на стороні ВН на втрати потужності у провідності трансформатора, тобто $\underline{S}_{mp} = \underline{S}'_{mp} + \Delta P_x + j\Delta Q_x$ [13].

Втрати енергії у трансформаторі (кВт·год), які не залежать від струму навантаження, визначаються шляхом множення втрат потужності на час їх дії за формулою:

$$\Delta A_1 = \Delta P_x t. \quad (2.5)$$

Втрати енергії (кВт·год), які залежать від струму навантаження, знаходяться множенням втрат потужності на час максимальних втрат τ за формулою:

$$\Delta A_2 = \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном.тр}} \right)^2 \tau. \quad (2.6)$$

Повна втрата енергії у трансформаторі (кВт·год) обчислюється за формулою [14]:

$$\Delta A = \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2 \tau + \Delta P_x t. \quad (2.7)$$

Викладений вище матеріал представляє основну концепцію втрат електричної енергії у трансформаторах.

2.2 Аналіз втрат енергії у трансформаторних підстанціях

Для проведення детального аналізу втрат електричної енергії на трансформаторних підстанціях 10 кВ здійснимо вибірковий аналіз даних технічних вимірювань втрат енергії вибраних трансформаторних підстанцій, на яких заздалегідь було встановлено пристрої автоматичного контролю обліку електричної енергії.

У таблиці 2.1 представлено дані по трансформаторній підстанції №1 фідера 29.

Таблиця 2.1 – Втрати електричної енергії трансформаторної підстанції №1 фідера №29

Рік Місяць	2020	2021	2022	2023
Січень	0	7,6	0,8	6,9
Лютий	0	7,0	1,2	2,6
Березень	0	0,5	1,0	2,2
Квітень	0	1,5	1,6	3,2
Травень	0	1,1	3,4	1,3
Червень	0	2,0	9,5	3,6
Липень	3,1	3,0	6,7	5,4
Серпень	12,9	11,1	5,1	2,3
Вересень	11,3	10,6	8	2,6
Жовтень	13,7	14,0	10,3	7,6
Листопад	26,4	16,5	1,4	0,2
Грудень	2,3	2,3	5,8	0,1

Для наочного відображення представимо дані з таблиці 2.1 у вигляді гістограми на рисунку 2.2.

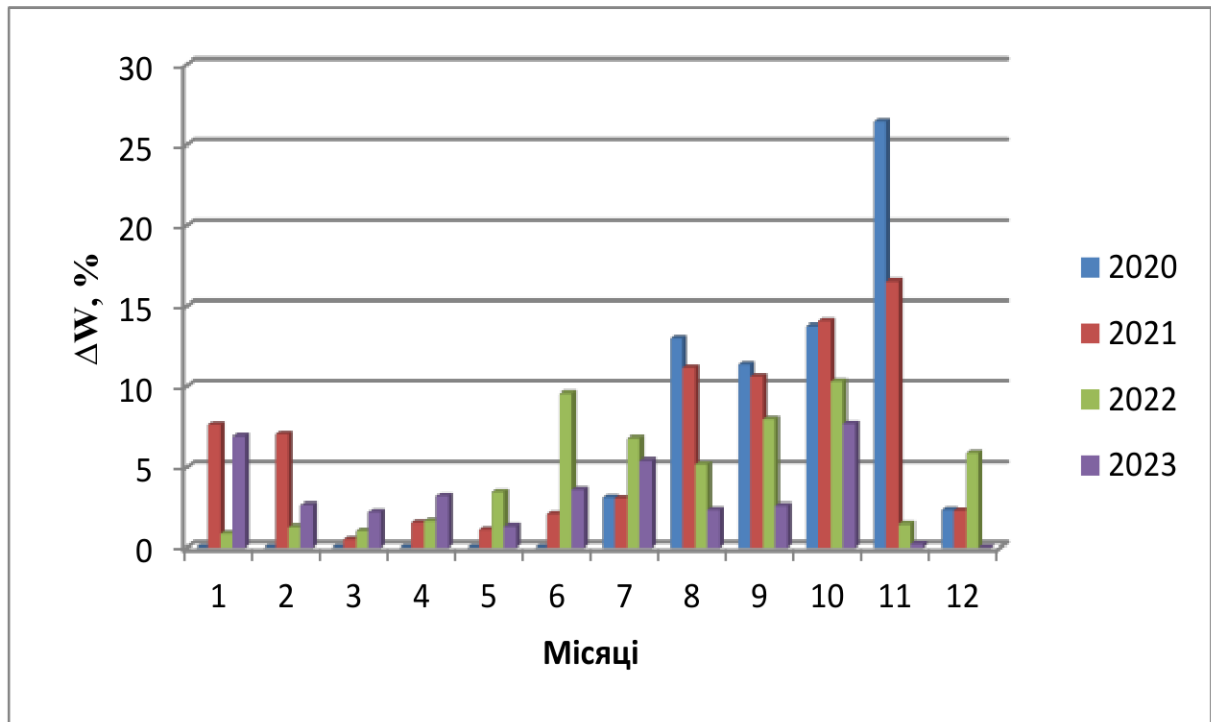


Рисунок 2.2 – Втрати у трансформаторній підстанції №1 фідера №29

Із таблиці 2.1 та рисунку 2.2 для трансформаторної підстанції №1 фідера №29 бачимо, що втрати немає з 2017 до 2018 року. Це пов'язано з тим, що споживачі здійснювали розрахунки із приладів обліку, які встановлені на їхніх уводах. У січні 2019 року було встановлено прилади обліку системи автоматичного контролю обліку електричної енергії. Різкі зміни втрат у наступних роках пов'язані із виходом з ладу маршрутизатора через перепади напруги. Для відновлення опитування давачів доводилося перезавантажувати або замінювати маршрутизатор. Також, в одного із підприємців встановлено прилади неавтоматичного обліку. Втрати збільшуються з настанням холодів та через те, що зняття показань з приладів неавтоматичного обліку не здійснювалися. Окрім цього, зі зростанням споживання електричної енергії збільшувалися технічні втрати.

Далі, для уникнення перевантаження записки до кваліфікаційної роботи табличними даними ми будемо їх наводити у додатку А.

На рисунку 2.3 представлено втрати електричної енергії у трансформаторній підстанції №7 фідера №29. Табличні дані для побудови цієї гістограми представлено у таблиці А.1.

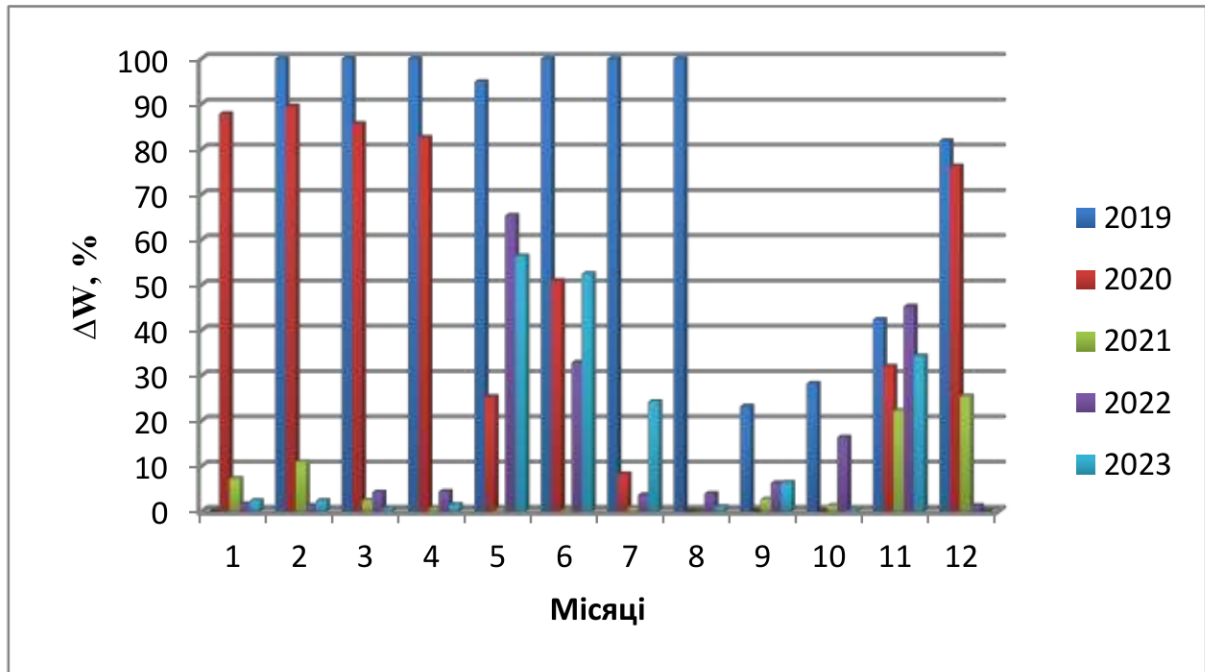


Рисунок 2.3 – Втрати у трансформаторній підстанції №7 фідера №29

З таблиці А.1 та рисунка 2.3 бачимо, що втрати відсутні у 2017 та 2018 роках, це пов'язано із тим, що на ТП два споживачі (юридичні особи) здійснювали розрахунки з приладів обліку встановлених на трансформаторній підстанції. У січні 2019 року було встановлено прилад автоматичного обліку електричної енергії на кожного споживача та здійснювався технічний облік. Різкі зміни втрат у 2019 році пов'язані зі збоями опитування давачів приладів обліку. Аналогічні проблеми виникали і у наступні роки через перепади напруги, для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатори. У 2022 та 2023 роках відбувалися виходи з ладу приладів обліку, що відповідно призводило до великих втрат через невчасну заміну.

На рисунку 2.4 представлено втрати електричної енергії у трансформаторній підстанції №8 фідера №29. Табличні дані для побудови цієї гістограми представлено у таблиці А.2.

З таблиці А.2 та рисунка 2.4 для трансформаторної підстанції №8 фідера №29 бачимо, що втрати відсутні у 2017 та 2018 роках. Це пов'язано з відсутністю на трансформаторній підстанції приладів обліку. У січні 2019 року було встановлено прилад обліку автоматичної системи на кожного споживача та технічний облік.

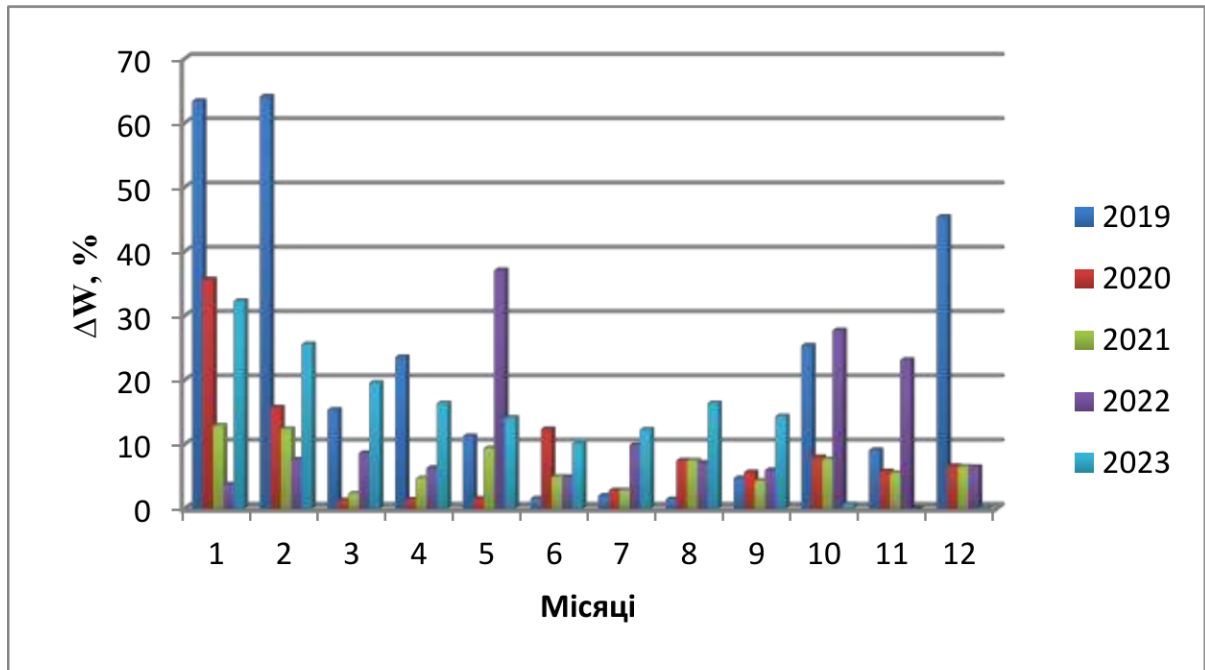


Рисунок 2.4 – Втрати у трансформаторній підстанції №8 фідера №29

На цій трансформаторній підстанції споживачами є фізичні особи та одна юридична особа. Великі втрати в 2019 році припадають на холодну пору року, очевидно, у цей час відбувається розкрадання електроенергії на опалення приміщень. Перепади втрат у 2019 році також пов'язаний зі збоями опитування давачів приладів обліку споживачів та налагодження системи. У наступні роки, до втрат входить енергія спожита на вуличне освітлення. Також, довелося замінювати прилади обліку, які не підтримують автоматичної систему (нові технічні приєднання). Проблеми виникали і в наступних роках через перепади напруги для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатори та концентратори.

На рисунку 2.5 представлено втрати електричної енергії у трансформаторній підстанції №9 фідера №29. Табличні дані для побудови цієї гістограми представлено у таблиці А.3.

З таблиці А.3 та рисунку 2.5 для трансформаторної підстанції №9 бачимо, що втрати відсутні у 2017 та 2018 роках, це пов'язано з відсутністю на трансформаторній підстанції приладів обліку електричної енергії. Починаючи від січня 2019 року на підстанції було встановлено автоматизовану систему контролю обліку електроенергії (АСКОЕ) та для кожного її споживача.

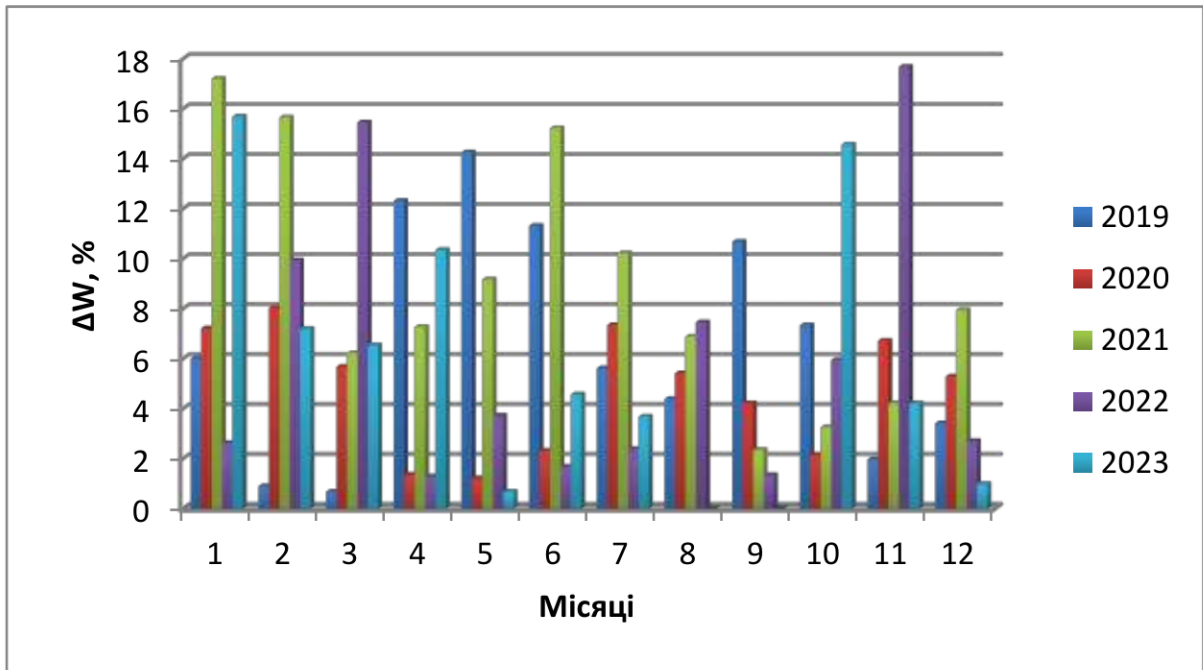


Рисунок 2.5 – Втрати у трансформаторній підстанції №9 фідера №29

Споживачами підстанції є фізичні особи та три юридичні особи. Зміни втрат за 2019 рік пов'язані зі збоями опитування давачів приладів обліку споживачів та налагодження системи. У зв'язку з цим наступного місяця при нормальному опитуванні відбувається генерація за співвідношенням технічного обліку до приладів обліку споживачів. Для наступних років складові втрат, це витрати на вуличне освітлення. Також, була потреба заміни приладів обліку електричної енергії, які не підтримують систему (АСКОЕ). Окрім цього, у 2021, 2022 та 2023 роках виникали проблеми із опитуванням давачів приладів обліку через перепади напруги, відбувалися збої налаштувань концентраторів, доводилося перезавантажувати маршрутизатор та перепрограмувати концентратори.

На рисунку 2.6 представлено втрати електричної енергії у трансформаторній підстанції №10 фідера №29. Табличні дані для побудови цієї гістограми представлено у таблиці А.4.

З таблиці А.4 та рисунку 2.6 для трансформаторної підстанції №10 бачимо, що найбільші втрати фіксуються у літні місяці 2019 року. Втрати на цій підстанції були пов'язані із неправомірним використанням електричної енергії. Фермерське господарство, яке живилося від цієї підстанції викорис-

товувало електричну енергію поза приладами обліку, тому втрати були значними, оскільки у фермерському господарстві встановлено багато холодильного обладнання на яке власне і витрачалася електрична енергія.

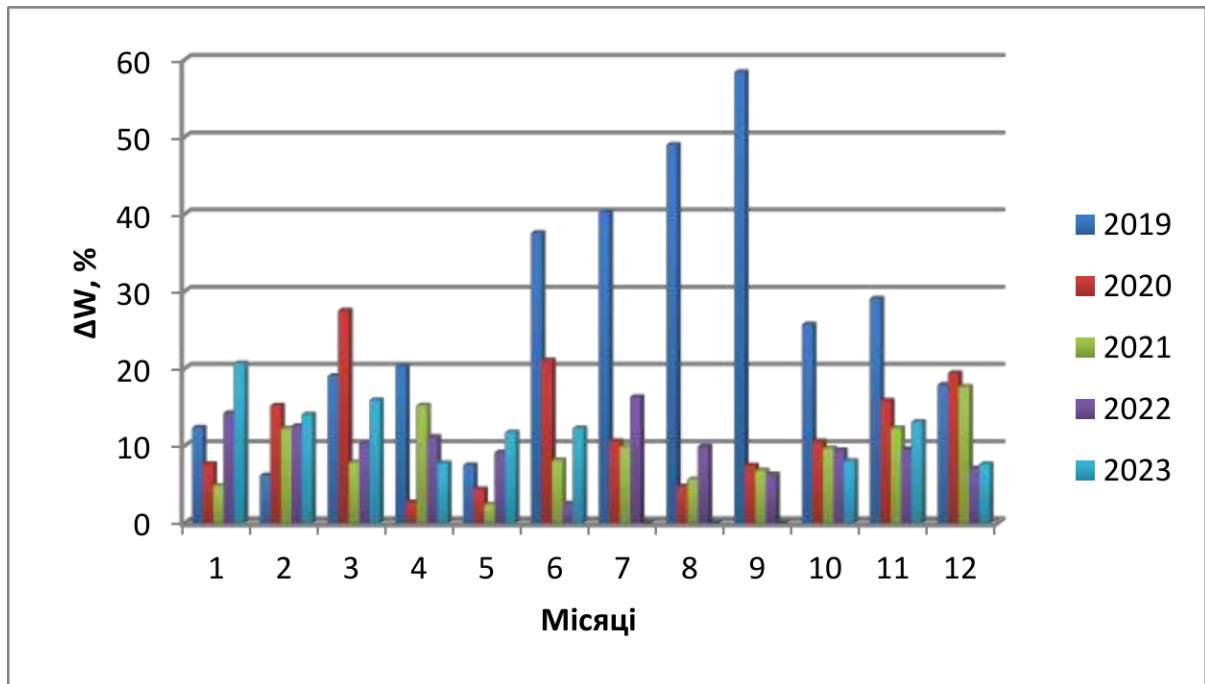


Рисунок 2.6 – Втрати у трансформаторній підстанції №10 фідера №29

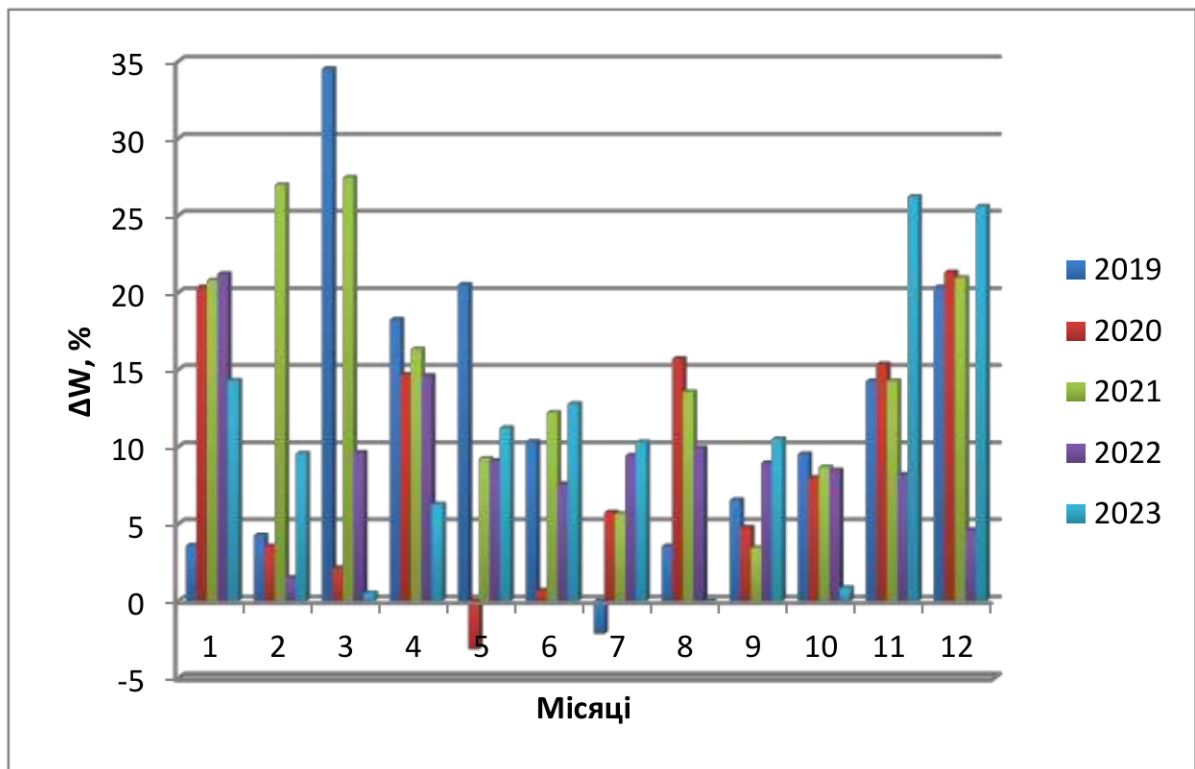


Рисунок 2.7 – Втрати у трансформаторній підстанції №11 фідера №29

На рисунку 2.7 представлено втрати електричної енергії у трансформаторній підстанції №11 фідера №29. Табличні дані для побудови цієї гістограми представлено у таблиці А.5.

Аналізуючи рисунок 2.7 бачимо, що найбільші втрати на трансформаторній підстанції припадають на березень місяць 2019 року. Ці втрати пов'язані з незаконним використання електричної енергії фізичними особами у перший місяць після встановлення АСКОЕ. Відповідно, після виявлення порушення, у наступні місяці такі великі втрати вже були відсутні. Збільшені втрати в осінньо-зимовий період пояснюються витратами на зовнішнє опілення вулиць. Також, варто відзначити, що у липні 2019 року та травні 2020 року двосторонніми лічильниками було зафіксовано генерацію електричної енергії та її вливання від нетрадиційних джерел енергії на одному із підприємств, яке живиться від цієї підстанції.

На рисунку 2.8 представлено втрати електричної енергії у трансформаторній підстанції №14 фідера №29. Табличні дані для побудови цієї гістограми представлено у таблиці А.6.

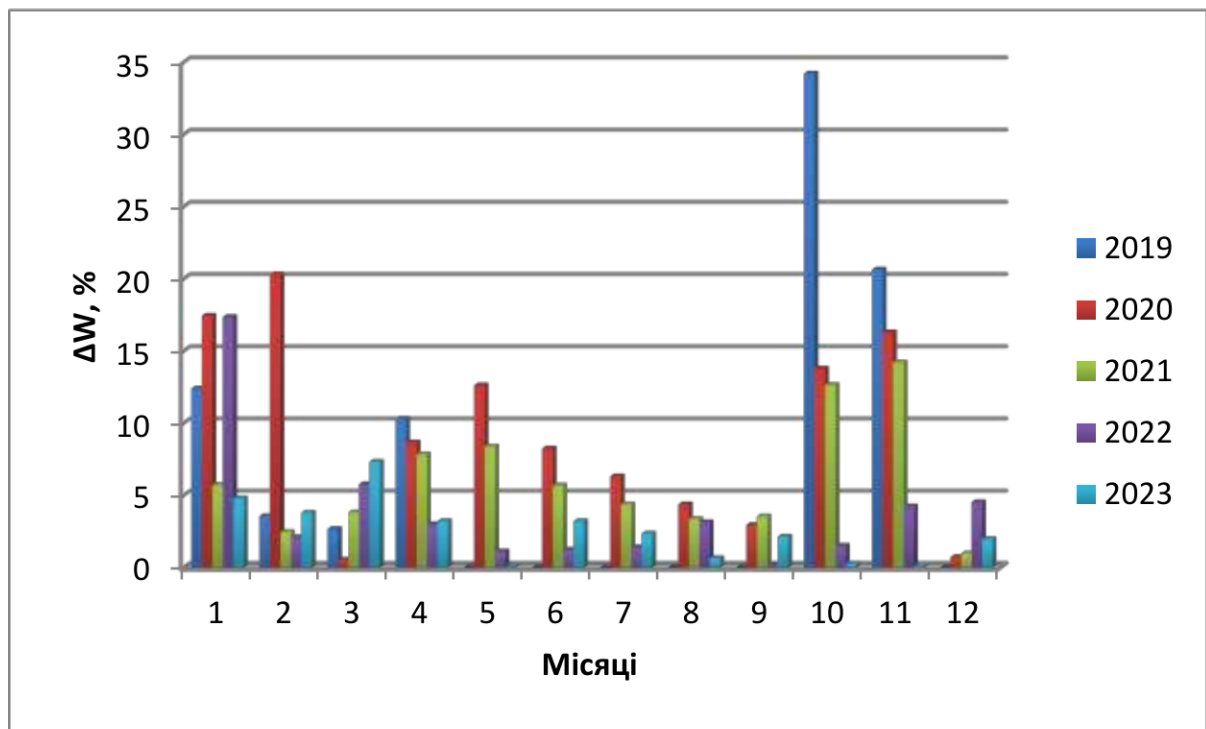


Рисунок 2.8 – Втрати у трансформаторній підстанції №14 фідера №29

Аналіз рисунка 2.8 показав, що втрати електричної енергії у трансформаторних підстанціях загалом знаходяться на пропорційному рівні у різні роки. Однак у жовтні 2019 року на трансформаторній підстанції відбулася аварія і трансформаторна підстанція працювала з одним трансформатором. Відтак у цьому трансформаторі були великі втрати, які зафіксувала система автоматизованого контролю обліку електричної енергії.

На рисунку 2.9 представлено втрати електричної енергії у трансформаторній підстанції №20 фідера №29. Табличні дані для побудови цієї гістограми представлено у таблиці А.7.

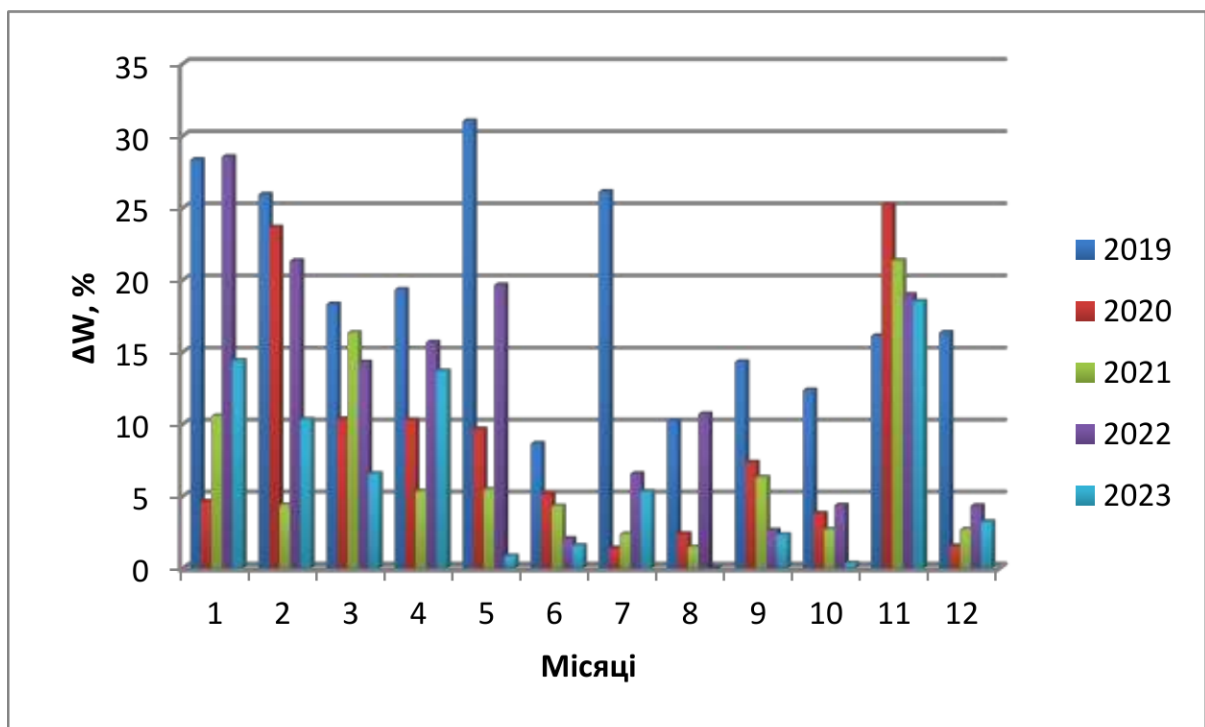


Рисунок 2.9 – Втрати у трансформаторній підстанції №20 фідера №29

Проаналізувавши рисунок 2.9 бачимо, що найбільші втрати електричної енергії присутні у 2019 році та 2022 році. Ці втрати пояснюються довготривалою несправністю системи, яка пов'язана із корона вірусною хворобою в Україні і світі та повномасштабним вторгнення російської федерації до України та початком війни.

Аналогічним чином потрібно здійснити аналіз втрат електричної енергії у лініях електропередач фідера №29, що представлено у наступному розділі кваліфікаційної роботи.

3 АНАЛІЗ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ У ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

3.1 Концепція теоретичних положень

Передача активної та реактивної потужностей дротами і перетворення напруги за допомогою трансформаторів супроводжуються частковою втратою цих потужностей та енергії у лініях електропередач (ЛЕП) і трансформаторах. В електричних мережах у середньому 10 – 15 % всієї енергії, яка генерується електричними станціями, втрачається при її передачі споживачеві [15].

Втрати активної потужності на ділянці ЛЕП обумовлені активними опорами проводів та кабелів, а також недосконалістю їх ізоляції. Потужність, яка втрачається в активних опорах трифазної ЛЕП і витрачається на нагрів її проводів визначається за формулою [16]:

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3I^2 R \cdot 10^{-3} = 3 \left[(I \cos \phi)^2 + (I \sin \phi)^2 \right] R \cdot 10^{-3} = \\ &= 3(I_a^2 + I_p^2) R \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \cdot 10^{-3} = \left(\frac{S}{U} \right)^2 R \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (3.1)$$

де I , I_a , I_p – повний, активний та реактивний струми в лінії; P , Q – активна і реактивна потужності в кінці або на початку ділянки ЛЕП; S – повна потужність у кінці або на початку ділянки ЛЕП; U – міжфазна напруга у кінці або на початку ділянки ЛЕП; R – активний опір однієї фази лінії.

Втрати активної потужності у провідностях ЛЕП, зумовлені недосконалістю ізоляції (у повітряних ЛЕП – через виникнення корони і в дуже незначній степені через витоки струму через ізолятори; у кабельних ЛЕП – через струм провідності).

Під час проектування повітряної ЛЕП, втрати потужність на корону прагнуть звести до нуля або до дуже малої величини, вибираючи такий діаметр проводу, при якому майже або зовсім виключається можливість виникнення корони.

Втрати реактивної потужності на ділянці ЛЕП зумовлені індуктивними опорами проводів та кабелів. Потужність, яка втрачається в індуктивних опорах трифазної ЛЕП, обчислюється за формулою [17]:

$$\Delta Q = 3I^2 X \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X \cdot 10^{-3}, \quad (3.2)$$

де X – індуктивний опір одної фази лінії.

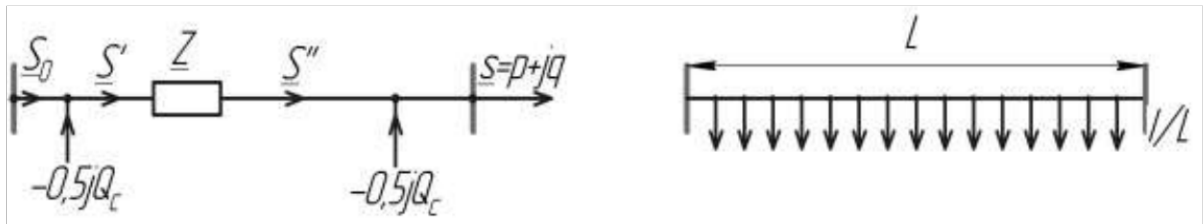


Рисунок 3.1 – Заступна схема ділянки ЛЕП із розподіленим відведенням потужності

Зарядна потужність, яка генерується ємнісною провідністю $Q_c = U^2 B$ зменшує реактивне навантаження ділянки лінії і тим самим знижує втрати потужності у ній. Під впливом зарядної потужності $0,5Q_c$, реактивна потужність q , яка споживається навантаженням (рис. 3.1), зменшується і потужність у кінці ділянки $S'' = P'' + jQ'' = p + jq - 0,5jQ_c$. Потужність на початку ділянки $\underline{S} = P' + jQ = P'' + jQ'' + \Delta P + j\Delta Q$ відрізняється від потужності в кінці ділянки на втрати потужності в проводах лінії $\Delta P + j\Delta Q$.

Втрати потужності, які обчислюються за формулами (3.1) та (3.2), повинні розраховуватися за потужністю і напругою, взятими для однієї і тієї ж точки ЛЕП (на початку або в кінці лінії). У деяких випадках, коли напруга у точці підключення навантаження невідома (навантаження увімкнене у кінці ділянки, а напруга відома на початку), втрати потужності знаходяться за номінальною напругою.

У лініях місцевих мереж втрати потужності у провідностях через їхню незначну величину не враховуються. У цих лініях (рис. 3.1) споживачі однакової потужності можуть розташовуватися на однаковій відстані один від іншого (джерела світла, деякі приймачі електричної енергії міських мереж, тощо). Такі лінії вважаються лініями із рівномірно розподіленим наванта-

женням, для яких втрата активної потужності є у три рази меншою, ніж при такому ж зосередженому навантаженні, але включеній у її кінці, і розраховуються за формулою [18]:

$$\Delta P = 3I^2 R \cdot 10^{-3} = \frac{S^2}{3U^2} R \cdot 10^{-3}, \quad (3.3)$$

де I та S – сумарні струм та потужність у лінії.

При обчисленні робочих режимів мережі необхідно визначати потужності в кінці S'' та на початку S' ділянки мережі та знати напруги в кінці U_2 і на початку U_1 ділянки ЛЕП. Потужність джерела, яке живить дану ділянку лінії (таким джерелом є шини підстанцій або навіть кінець попередньої ділянки мережі), відрізняється від потужності на початку ділянки на значення потужності ($0,5jQ_c$), яка генерується лінією [19]:

$$\underline{S}_0 = P_0 + jQ_0 = P' + jQ' - 0,5jQ_c. \quad (3.4)$$

Втрати енергії у лінії визначаються шляхом множення втрат потужності у ній на час їх дії. Так як навантаження і пов'язані з ним втрати потужності з плином часу безперервно змінюються, то при визначенні втрат енергії за відомого графіка зміни навантаження використовують вираз:

$$\Delta A = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i, \quad (3.5)$$

де ΔP_i – втрати потужності за інтервал часу t_i .

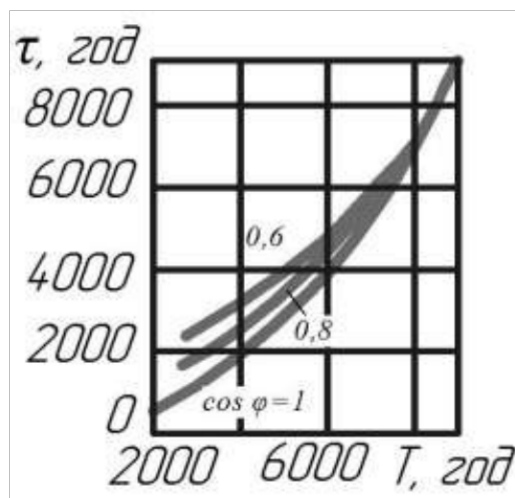


Рисунок 3.2 – Залежність часу максимальних втрат потужності від тривалості максимуму навантаження та $\cos \varphi$ [20]

З метою полегшення обчислень при проектуванні мережі, коли графік зміни навантаження невідомий, застосовується штучний метод, при якому використовується поняття часу максимальних втрат τ , протягом якого при максимальному навантаженні втрати енергії виходять такими ж, як і при навантаженні, що змінюється протягом року по дійсному графіку. Таким чином, максимальні втрати потужності ΔP_{\max} множаться на час найбільших втрат τ , яке знаходиться за кривими (рис. 3.2) залежно від часу використання максимуму навантаження T та $\cos \varphi$.

Отже, в цьому випадку [21]

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau . \quad (3.6)$$

Втрати енергії в провідностях ΔP_g лінії, що не залежать від струму навантаження, за весь час роботи лінії t залишаються постійними і тому визначаються як

$$\Delta W_1 = \Delta P_g t . \quad (3.6)$$

Далі представимо аналіз втрат електричної енергії у лініях електропередач за фідером № 29.

3.2 Аналіз втрат енергії у лініях електропередач

Згідно даних втрат у лініях 10 кВ та 0,4 кВ по Нововолинському РЕМу для наочної динаміки втрат електричної енергії по роках у %, введемо до таблиці 3.1 та побудуємо відповідні гістограми.

У таблиці 3.1 представлено дані втрат у лініях електропередач фідера № 29.

Таблиця 3.1 – Втрати електричної енергії у лініях електропередач фідера №29

Рік \ Місяць	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Січень	64,1	63,5	38,5	9,5	17,8	20,9	12,4
Лютий	63,5	65,8	8,3	25,8	19,9	3,3	16,1
Березень	58,5	30,4	1,5	9,9	8,7	10,2	10,9
Квітень	48,5	51,3	7,6	7,2	16,7	4,9	8,8
Травень	43,2	34,1	37,9	19,1	14,8	17,8	11,4
Червень	73,1	63,9	14,4	9,1	11,9	7,3	13,5

Липень	36,7	21,6	16,9	10,0	9,8	9,7	10,9
Серпень	55,1	33,3	13,7	10,4	12,3	19,1	20,5
Вересень	47,6	45,3	24,2	8,6	13,6	5,7	22,1
Жовтень	56,3	36,2	19,2	11,7	13,8	18,5	31,3
Листопад	67,3	32,4	13,3	20,0	21,5	27,0	33,2
Грудень	57,2	36,6	28,4	14,8	10,4	6,7	33,3

На рисунку 3.3 представлено динаміку зміни втрат електричної енергії у лініях електропередач фідера №29.

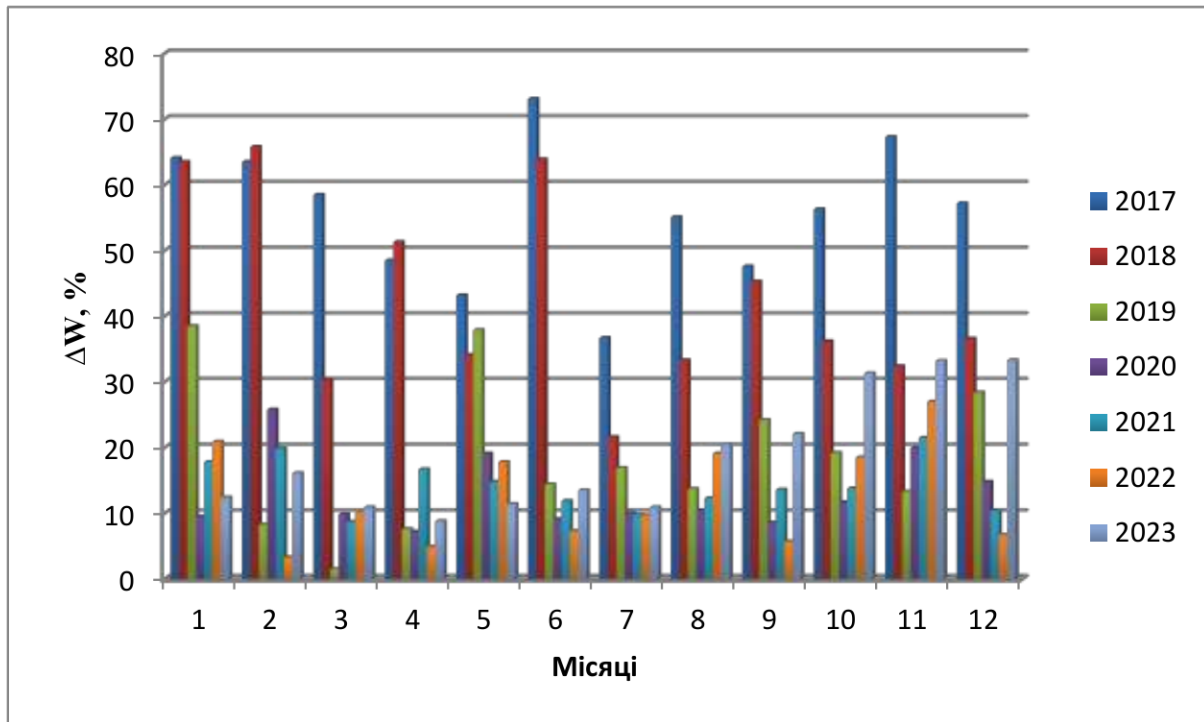


Рисунок 3.3 – Втрати електричної енергії у лініях електропередач фідера №29

З таблиці 3.1 та рисунка 3.3 для фідера №29 бачимо, що у 2017 та 2018 роках були великі втрати восени, зимовий період та на весні, які зумовлені розкраданням населенням електричної енергії для опалення приміщень, а влітку для освітлення та приготування їжі. Із січня 2019 року після встановлення приладів обліку на трансформаторних підстанціях та у споживачів, відбулося зниження втрат. У процесі налагодження відбувалися перепади втрат, це пов'язано з перешкодами у лініях та не опитуванням приладів обліку ліній 0,4 кВ.

У сезон гроз відбувалися збої у концентраторах на повітряних лініях 0,4 кВ, тому доводилося перепрограмувати концентратори або здійснювати їх заміну. Для покращання якості сигналу на лінії встановлено додаткові

концентратори, а деколи встановлювали шунтуючі перемички у місцях з'єднання проводів у прольоті повітряних ліній 0,4 кВ.

У 2020 році було повністю налагоджено опитування приладів обліку з усуненням усіх виявлених зауважень. У 2021 році відбувається невелике збільшення втрат у зв'язку зі зменшенням опитування приладів обліку та збільшення працюючих ліхтарів вуличного освітлення, які підключені поза приладами обліку, проведено заміну приладів обліку, що не мають системи передачі даних на прилади обліку.

У 2022 році були найнижчі втрати у фідері №29. Це пов'язано зі збільшенням відсотка опитування приладів обліку та складанням поіменного переліку ліхтарів вуличного освітлення. Ще зниження втрат знизилося у зв'язку із збільшенням споживання споживачами, які мають прилад обліку у розподільчих пристроях 0,4 кВ трансформаторної підстанції.

У 2023 році відбулося збільшення втрат, яке пов'язане із неопитуванням приладів обліку та виходом із ладу концентраторів та маршрутизаторів, приладів обліку. Прилади обліку, концентратори та маршрутизатори вийшли з ладу після гроз, які пройшли у липні місяці. Підключення ліхтарів вуличного освітлення безпосередньо до повітряних ліній 0,4 кВ. Заміна концентраторів та приладів обліку не проводилася через відсутність обладнання.

3.3 Розрахунок технічних втрат енергії у лініях електропередач 0,4 кВ

Зробимо обчислення технічних втрат на прикладі споживання електричної енергії у січні 2022 року.

Розглянемо метод, який ґрунтується на зв'язку між втратами напруги та втратами потужності у мережі до 1000 В. Його зручно використовувати в умовах експлуатації, коли втрати напруги від джерела живлення до найбільш віддаленої точки мережі можуть бути знайдені на підставі технічних вимірів.

Для ділянки мережі з опором R та найбільшим навантаженням на кінці лінії $I_{нб}$, втрати потужності у відсотках відносно потужності, яка передається, можна обчислити за формулою:

$$\Delta P_{нб} = \frac{3I_{нб}^2 R}{\sqrt{3}U_{ном} I_{нб} \cos \varphi} 100\% = \frac{\sqrt{3}I_{нб} R}{U_{ном} \cos \varphi} 100\%. \quad (3.7)$$

Втрати напруги у режимі найбільших навантажень у відсотках відносно номінальної напруги можна обчислити за формулою [17]:

$$\Delta U_{нб} = \frac{\sqrt{3}I_{нб} (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{U_{ном}} 100\%. \quad (3.8)$$

Відтак:

$$\frac{\Delta P_{нб}}{\Delta U_{нб}} = \frac{R}{(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cos \varphi}. \quad (3.9)$$

Звідси

$$\Delta P_{нб} = k_{нм} \cdot \Delta U_{нб} \%. \quad (3.10)$$

За нерівномірного навантаження фаз понад 10 %, коефіцієнт $k_{нм} = 0,6$.

Абсолютну величину втрат можна знайти за формулою [11]:

$$\Delta W_C = \frac{\Delta W}{100\%} W_C, \quad (3.11)$$

де W_C – електрична енергія, яка відпускається у мережу за розрахунковий період часу.

Розрахуємо падіння напруги на прикладі трансформаторної підстанції № 1 фідера №29:

$$\Delta U_{нб} = \frac{\sqrt{3} \cdot 25(0 \cdot 0,62 + 0 \cdot 0,43)}{380} 100\% = 0\%.$$

Обчислимо втрати потужності:

$$\Delta P_{нб} = 0,6 \cdot 0 = 0\%$$

Обчислюємо втрати енергії з урахуванням часу максимальних навантажень у відносних одиницях:

$$\Delta W = 0 \cdot 240 = 0 \text{ в.о.}$$

Обчислимо абсолютну величину втрат енергії:

$$\Delta W_C = \frac{0}{100\%} \cdot 5446 = 0\%.$$

Для решти трансформаторних підстанцій обчислення здійснюються аналогічно. Представимо результати обчислень у вигляді таблиці 3.2. Тут технічні втрати обчислюємо виходячи, з розрахункового значення у % підприємством по всьому фідеру № 29, а комерційні втрати це різниця між фактичними та технічними втратами:

Таблиця 3.2 – Показники технічних, фактичних та комерційних втрат електричної енергії фідера №29

Рік	$\Delta W_{факт}$		$\Delta W_{техн}$		$\Delta W_{комерц}$	
	кВтгод	%	кВтгод	%	кВтгод	%
2017	4196000	55,9	298500	8,0	3898500	51,9
2018	2766050	42,9	256610	7,0	2510341	38,9
2019	1130780	18,6	241984	6,0	888896	14,6
2020	675729	13,0	205566	5,5	469953	9,0
2021	727860	14,3	202482	5,0	525287	10,3
2022	599660	12,6	189448	4,0	410313	8,6
2023	964768	18,7	204571	5,0	760205	14,7

На рисунку 3.4 представлено порівняльне відображення фактичних, технічних та комерційних втрат електричної енергії в іменних одиницях.

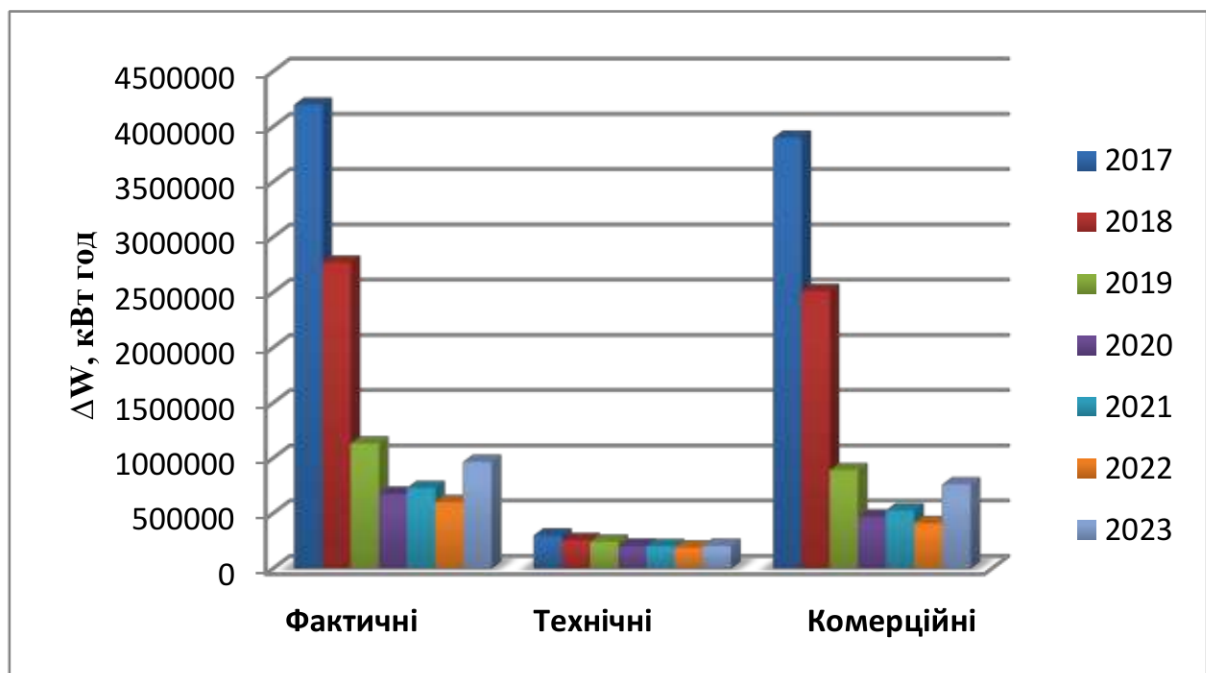


Рисунок 3.4 – Порівняння фактичних, технічних та комерційних втрат електричної енергії в іменних одиницях

З таблиці 3.2 та рисунка 3.4 бачимо, що технічні втрати до впровадження системи АСКОЕ є більшими, за рахунок великого відпуску електричної енергії у мережу. Під час впровадження системи відбулося зниження комерційних втрат, зменшилося безоблікове споживання. Технічні втрати знизилися за рахунок зниження відпуску електричної енергії до мережі.

На рисунку 3.5 представлено порівняльне відображення фактичних, технічних та комерційних втрат електричної енергії у відсотковому співвідношенні.

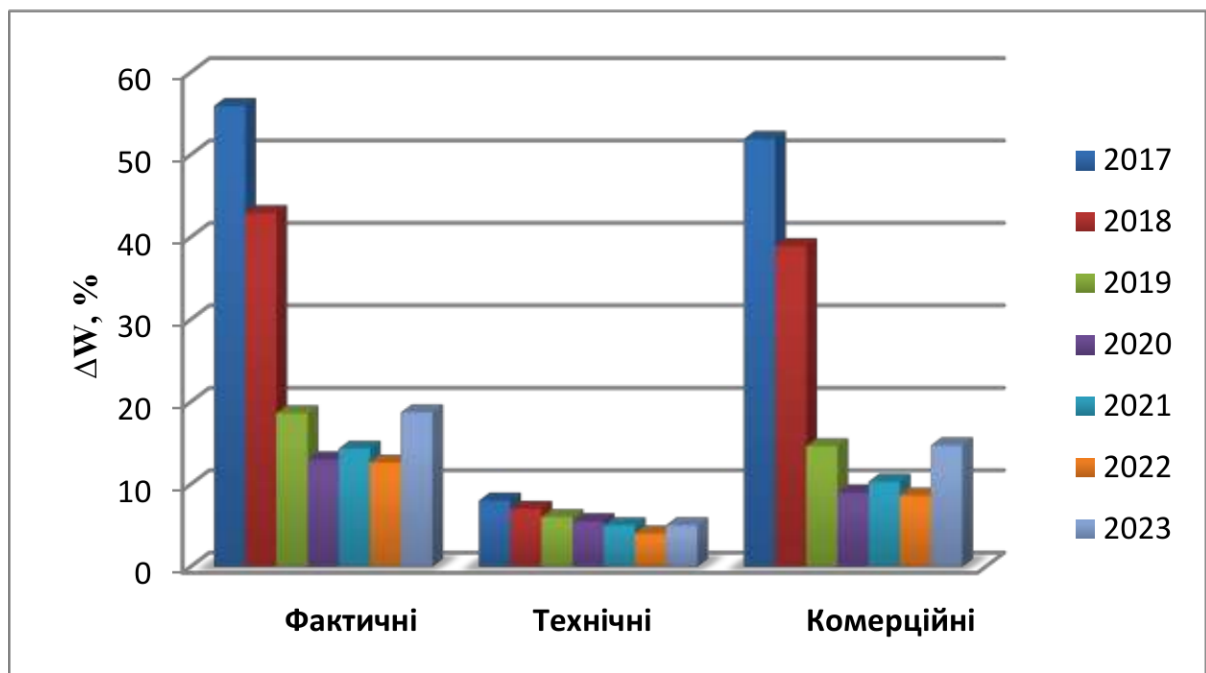


Рисунок 3.5 – Порівняння фактичних, технічних та комерційних втрат електричної енергії у відсотковому співвідношенні

З таблиці 3.2 та рисунку 3.5 бачимо, що фактичні та комерційні втрати знизилися майже у чотири рази після встановлення системи АСКОЕ, що дає змогу зробити висновок правильності впровадження та зменшення втрат до необхідних показників. Технічні втрати залежить від навантаження на лінії, тому чим більший відпуск електричної енергії у мережу, тим більшими будуть технічні втрати.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Основні фактори, які впливають на наслідок ураження електричним струмом

При ураженні людини електричним струмом, основним вражаючим фактором є величина струму, яка проходить через її тіло. При цьому ступінь негативного впливу струму на організм людини збільшується із зростанням струму. Разом з тим результат ураження визначається тривалістю проходження струму, його частотою, а також деякими іншими факторами.

Розглянемо докладніше, як змінюється небезпека впливу на людину струму залежно від його величини. При цьому будемо вважати, що струм через людину проходить найбільш типовими шляхами, а саме від руки до руки або від руки до ніг [22].

Відчутний струм. Людина починає відчувати вплив струму, за його величини в середньому близько 1,1 мА при змінному струмі частотою 50 Гц і близько 6 мА при постійному струмі. Цей вплив обмежується при змінному струмі слабким свербіжем й легким пощипуванням (поколюванням), а при постійному струмі – відчуттям нагрівання шкіри на ділянці, що торкається струмовідної частини.

Електричний струм, який викликає при проходженні через організм відчутні подразнення, називається відчутним струмом, а найменше значення цього струму називається граничним відчутним струмом. Значення граничних відчутних струмів у різних людей різні. Граничний відчутний струм не може викликати ураження людини, і в цьому розумінні він не є небезпечним. Однак тривале (протягом декількох хвилин) проходження цього струму через людину може негативно позначитися на стані її здоров'я й тому неприпустиме. Крім того, відчутний струм може стати непрямою причиною нещасного випадку, оскільки людина, відчувши вплив струму, втрачає впевненість у своїй безпеці й може вчинити неправильні дії. Особливо небезпечний неспо-

діваний вплив відчутного струму, що викликає мимовільні помилкові дії людини, які збільшують небезпеку для неї при роботах поблизу струмовідних частин, на висоті й в інших аналогічних умовах.

Безпечний струм, який довгостроково (протягом декількох годин) може проходити через людину, не завдаючи їй шкоди й не викликаючи жодних відчуттів, очевидно, у багато разів менший граничного відчутного струму. З метою практичності найбільші значення безпечного струму приймають рівними 50 мкА при 50 Гц і 100 мкА при постійному струмі.

Невідпускаючий струм. Збільшення струму понад граничного відчутного викликає в людини судоми м'язів та болісні відчуття, які із зростанням струму посилюються й поширюються на все більші ділянки тіла. При струмі у середньому близько 15 мА (50 Гц) біль стає ледь стерпним, а судоми м'язів рук виявляються настільки значними, що людина не в змозі їх перебороти. У результаті вона не може розтиснути руку, у якій затиснута струмовідна частина, і опиняється ніби прикутою до неї [23].

Електричний струм, який викликає при проходженні через людину непереборні судорожні скорочення м'язів руки, у якій затиснуто провідник, називається невідпускаючим струмом, а найменше його значення – граничним невідпускаючим струмом.

Для змінного струму частотою 50 Гц величина невідпускаючого струму становить 10 – 15 мА, для постійного струму – 50 – 80 мА. Струм, що перевищує граничний невідпускаючий, посилює судорожні скорочення м'язів і болісні відчуття, які поширюються на більш велику ділянку тіла людини, ніж при граничному невідпускаючому струмі. У результаті дихальні рухи грудної клітки сильно утруднюються. У випадку тривалого впливу цього струму дихання може виявитися неможливим, після чого за кілька хвилин настане смерть від асфіксії. Цей струм одночасно викликає звуження кровоносних судин, що призводить до підвищення артеріального тиску крові й утруднення роботи серця. Тривалий вплив цього струму викликає ослаблення діяльності серця і як наслідок цього – втрату свідомості, а іноді й зупинку серця.

Фібриляційний струм. Струм 50 мА й більше при 50 Гц, проходячи через тіло людини, викликає звичайно через 1 – 3 с фібриляцію серця. При цьому припиняється кровообіг і, отже, в організмі виникає нестача кисню; це у свою чергу швидко призводить до припинення дихання, тобто настає смерть.

Електричний струм, який викликає при проходженні через організм фібриляцію серця, називається *фібриляційним струмом*, а найменше його значення – *граничним фібриляційним струмом*. При частоті 50 Гц фібриляційними є струми в межах від 50 мА до 5 А, а середнє значення граничного фібриляційного струму складає приблизно 100 мА. При постійному струмі середнім значенням граничного фібриляційного струму можна вважати 300 мА, а верхньою границею – 5 А [22].

Струм більше 5 А, як змінний при 50 Гц, так і постійний, викликає негайну зупинку серця, минаючи стан фібриляції. Якщо дія струму була короткочасною (1 – 2 с) і не спричинила ушкодження серця (у результаті нагрівання, опіку тощо), після вимикання струму воно, як правило, самостійно відновлює нормальну діяльність. При великих струмах, навіть у випадку їх короткочасного впливу, поряд із зупинкою серця відбувається й параліч дихання. Після вимикання струму дихання, як правило, самостійно не відновлюється, і потрібна негайна допомога потерпілому у вигляді штучного дихання. Тривала (кілька секунд) дія великого струму супроводжується не тільки зупинкою серця й припиненням дихання, але й великими й глибокими опіками тіла, руйнуванням внутрішньої структури тканин організму й іншими важкими ушкодженнями окремих органів, у тому числі серця, які, як правило, призводять до загибелі організму.

Аналіз нещасних випадків ураження електричним струмом показує, що тривалість проходження струму через організм істотно впливає на результат ураження: чим триваліша дія струму, тим більша ймовірність важкого або смертельного результату. Така залежність пояснюється тим, що зі збільшенням часу дії струму на живу тканину зростає його величина, накопичуються наслідки дії струму на організм і, нарешті, підвищується ймовірність збігу

моменту проходження струму через серце з фазою Т серцевого циклу (кардіоциклу).

Зростання струму зі збільшенням часу його дії пояснюється зменшенням опору тіла людини, що докладно розглянуто вище. Наслідки дії струму на організм виявляються в порушенні функцій центральної нервової системи, зміні складу крові, місцевому руйнуванні тканин організму під впливом теплоти, що виділяється, порушенні роботи серця й легенів тощо. Очевидно, що зі збільшенням часу дії струму ці негативні фактори накопичуються, а згубний вплив їх на стан організму посилюється.

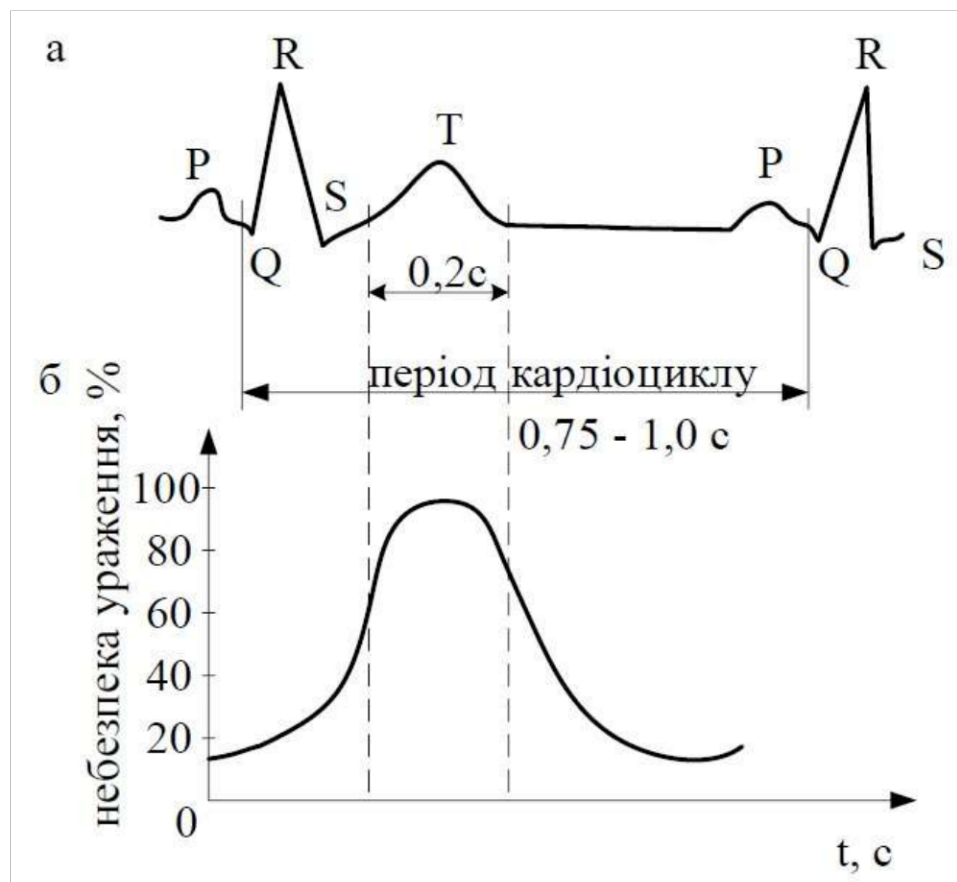


Рисунок 4.1 – Залежність небезпеки ураження від збігу часу протікання струму через серце з фазою Т кардіоциклу: а – електрокардіограма здорової людини (у схематизованому вигляді); б – залежність небезпеки ураження від моменту протікання струму через серце [23]

Небезпека збігу моменту проходження струму через серце з фазою Т кардіоциклу полягає в тому, що чутливість серця до електричного струму неоднакова в різні фази його діяльності. Найбільш уразливим серце вияв-

ляється у фазі Т, коли закінчується скорочення шлуночків, і вони переходять у розслаблений стан.

Тривалість цієї фази близько 0,2 с. Тому, якщо під час фази Т через серце проходить струм, то при деякому його значенні виникає фібриляція серця; якщо ж час проходження цього струму не збігається з фазою Т, то ймовірність виникнення фібриляції різко зменшується (рис. 4.1).

4.2 Розробка моделі процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні вольтдодатних трансформаторів

Використання методу, який розроблений Д. Хенлі та Х. Кумамото, дає можливість шляхом побудови «дерева» відмов та помилок операторів різних систем вести математичну обробку моделі з метою одержання ймовірності виникнення таких випадкових подій, як аварія, травма, катастрофа [22].

Наведемо основні принципи побудови логічно-імітаційної моделі. Окреслюється досліджувана технологічна операція, під час виконання якої вже були раніше або можуть статися аварії, виробничі травми чи катастрофи. У графічній інтерпретації, модель за своєю формою нагадує крону дерева, тому вона і одержала назву “дерево відмов та помилок”. Своєю чергою кінцеві події називають базовими.

Для окреслення та характеризування тієї чи іншої події при побудові логіко-імітаційних моделей застосовують різні символи. Як правило, побудова моделі починається з головної події, а наступні розміщують зверху вниз, аж до базових подій.

Кожен блок рисунку, позначений відповідним номером, означає подію або окремий етап побудови моделі: 1 – відмова (аварія, травма) системи – головна подія; 2 – послідовність подій, що приводять до відмови системи; 3 – послідовність подій зображується за допомогою логічних операторів; 4 – усі вхідні і вихідні події, що входять до моделі, зображуються у вигляді прямокутників з відповідними написами всередині; 5 – послідовний підхід до базових

подій, частоти виникнення яких відомі; 6 – базові події зображують у вигляді кружечків з написами всередині, вони є межею аналізу побудованої моделі.

Шляхом проведення аналізу, кожний із логічних процесів формування та можливого виникнення травмонебезпечних та аварійних ситуацій, можна виокремити та знайти подію з якої починається небезпечний процес, ще до виникнення небезпечних наслідків.

Методикою оцінки рівня безпеки робочих місць, машин, виробничих процесів та окремих виробництв передбачено пошук об'єктивного критерію рівня безпеки для конкретного об'єкту [23]. Таким показником вибрано ймовірність виникнення аварії, травми залежно від явища, яке досліджується.

Представимо методику побудови логіко-імітаційної моделі.

За даними виробництва визначаємо ймовірність базових подій. Наприклад, базова подія «стан контролю з охорони праці». Для визначення імовірності ми маємо встановити, наскільки (у відсотках) від ідеального рівня здійснюється відповідний контроль на об'єкті. Якщо буде встановлено, що такий рівень контролю становить 50 % або 30 %, то ймовірність відповідно дорівнює 0,5 і 0,3. При відсутності контролю ймовірність «не здійснення контролю» становитиме 1, якщо контроль ідеальний, то відповідно ймовірність дорівнює 0.

Після обчислення ймовірності всіх подій, розміщених у ромбах, і базових подій, починаючи з лівої нижньої гілки «дерева», позначаємо номерами всі випадкові події, які увійшли до моделі.

На цьому можна вважати, що певна модель підготовлена до математичних обчислень ймовірностей випадкових подій логіко-імітаційної моделі.

Отже, для побудови логіко-імітаційної моделі процесу, формування та виникнення аварії та травми складемо перелік базових подій. Вони лежатимуть в основі даної моделі. Кожній події (пункту) присвоїмо певне значення ймовірності його виникнення:

Стан контролю з охорони праці $P_1 = 0,25$;

Несерйозне відношення до роботи..... $P_2 = 0,05$;

Неправильне облаштування робочого місця..... $P_3 = 0,1$;

Неправильна робота електроживлення	$P_4 = 0,03;$
Застаріла техніка	$P_6 = 0,3;$
Перебіг напруги.....	$P_7 = 0,2;$
Досвід роботи.....	$P_{12} = 0,5.$
Професійний рівень користувача	$P_{13} = 0,5;$
Психофізіологічний стан користувача	$P_{14} = 0,3;$

На основі наведених подій будуюмо матрицю логічних взаємозв'язків між окремими пунктами, графічна інтерпретація якої представлена на рис. 4.2.

Розрахуємо ймовірності виникнення подій, що формують логіко-імітаційну модель технологічного процесу розробки інформаційної системи. Розглянемо травмонебезпечну ситуацію, що виникає за умови роботи за несправним персональним компютером. Ймовірність виникнення події P_5 визначаємо наступним чином:

$$P_{13} = 0,25 + 0,05 + 0,03 + 0,1 - 0,25 \cdot 0,05 - 0,25 \cdot 0,03 - 0,25 \cdot 1 - 0,05 \cdot 0,03 - 0,05 \cdot 0,1 - 0,03 \cdot 0,1 + 0,25 \cdot 0,05 \cdot 0,03 \cdot 0,1 = 0,37$$

Аналогічним чином визначаємо ймовірність виникнення події P_{10} :

$$P_{10} = 0,25 + 0,05 - 0,25 \cdot 0,05 = 0,2875.$$

Ймовірність виникнення події P_{11} :

$$P_{11} = 0,2 \cdot 0,37 \cdot 0,3 \cdot 0,3 = 0,0064.$$

Ймовірність виникнення події P_{15} :

$$P_{15} = 0,5 \cdot 0,5 \cdot 0,3 = 0,075.$$

Ймовірність виникнення події P_{18} :

$$P_{18} = 0,5 + 0,3 - 0,5 \cdot 0,3 = 0,65.$$

Ймовірність виникнення події P_{19} :

$$P_{19} = 0,075 \cdot 0,65 = 0,0488.$$

Ймовірність виникнення події P_{20} :

$$P_{20} = 0,0064 + 0,048 = 0,0544.$$

Відтак, бачимо, що ймовірність ураження електричним струмом працівника є досить малою і становить $P_{20} = 0,0544$.

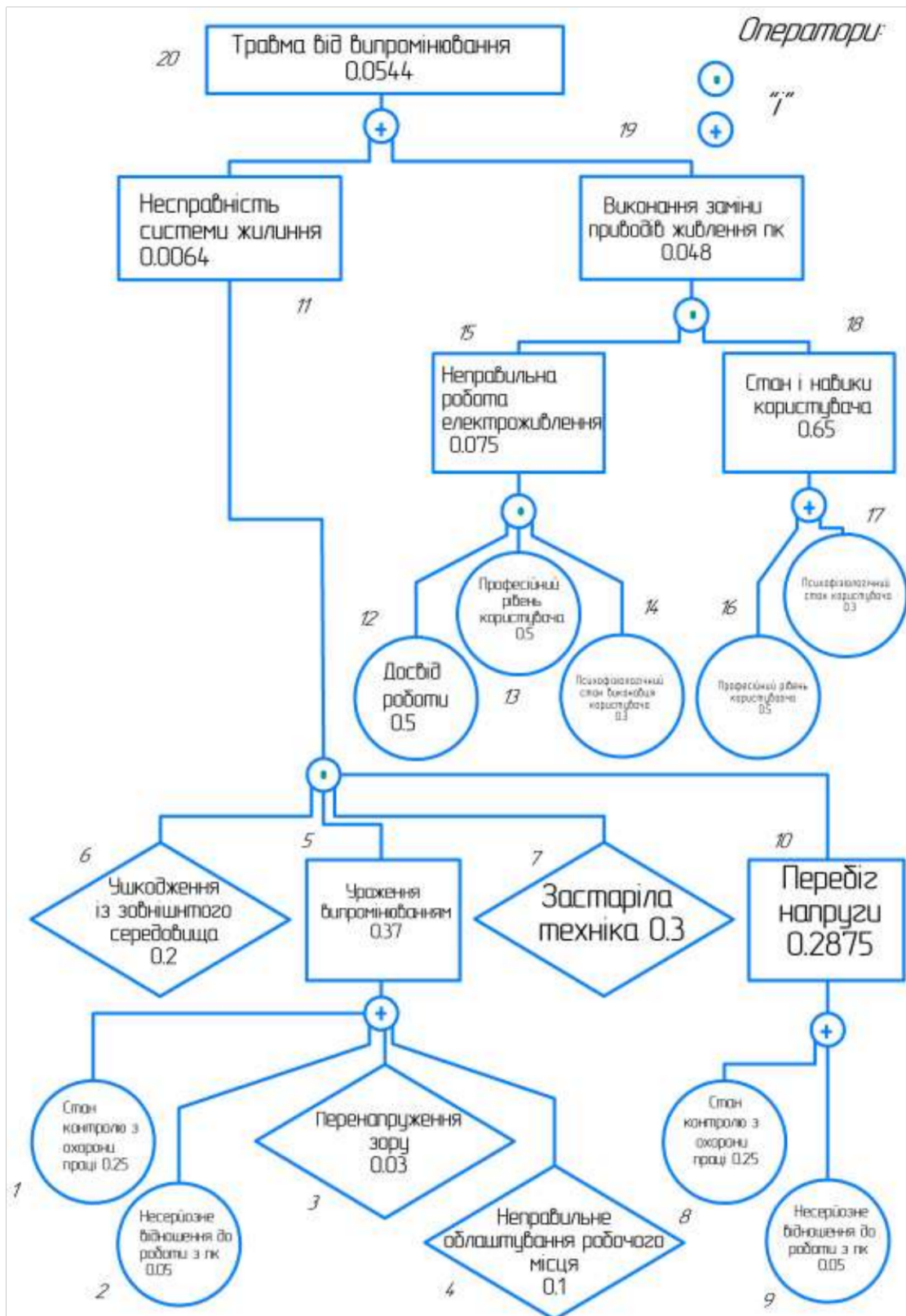


Рисунок 4.2 – Матриця логічних взаємозв'язків між окремими подіями травмонебезпечної ситуації

Використання логіко-імітаційних моделей для дослідження аварій і травм та обґрунтування заходів охорони праці, дають можливість знизити ймовірність виникнення аварійних та травмонебезпечних ситуацій.

4.3 Розробка заходів із питань безпеки в надзвичайних ситуаціях

Відомо понад 30 видів природних особливонебезпечних явищ, які об'єднуються у три групи [24]:

- ✚ літосферні – землетруси, виверження вулканів, гірські обвали, зсуви, викиди гірських порід, тощо;

- ✚ гідросферні – цунамі, повені, сільові потоки, снігові лавини, льодові затори, ожеледиця, обмерзання суден, тощо.

- ✚ атмосферні – бурі, смерчі (вихори), буревії, грози, зливи та снігопади, град, ожеледь, посухи, пожежі, заморозки, тощо.

До розряду надзвичайних відносяться тільки ті катастрофи, які мають хоча б одну з наведених нижче ознак-критеріїв оцінки катастроф як надзвичайних ситуацій природного характеру:

- ✚ геологічні небезпечні явища (землетруси, виверження вулканів, обвали, зсуви, просідання земної поверхні) – землетруси у 4 і більше балів; кількість потерпілих 15 осіб і більше; кількість загиблих 4 особи і більше; прямі матеріальні збитки 500 тис. грн. і більше; вплив на функціонування інших галузей господарства;

- ✚ гідрометеорологічні і геліогеофізичні небезпечні явища – кількість потерпілих 10 осіб і більше; кількість загиблих 2 особи і більше; прямі матеріальні збитки 500 тис. грн. і більше, зокрема:

- сильний вітер (у т.ч. смерчі, шквали) – швидкість вітру при поривах 25-30 м/с і більше;

- сильний дощ (зливи) – більше 120 мм, а в селенебезпечних гірських районах понад 30-50 мм за 12 годин;

- крупний град – розміром більше 20 мм;

- сильний снігопад – 30 мм і більше за 12 годин;

- сильна хуртовина (снігові заноси) – вітер 20 м/с і більше протягом доби із снігопадом;

- сильна ожеледь – діаметр налипання на лініях електропередач 20 мм і більше;
 - сильний мороз або спека;
 - високі хвилі, вітрові нагони, дощові паводки (повені);
 - заморозки – зниження температури повітря нижче 0 °С в екстремально
- льно
- пізні строки (весна – початок літа) і в екстремально ранні (літо – початок осені) в період активної вегетації сільгоспкультур, що може призвести до їх загибелі;
 - засуха – поєднання високих температур повітря, дефіциту опадів, низької вологості повітря, малих запасів вологи в ґрунті, що призводить до загибелі врожаю польових культур;
 - високі рівні води при дощових повенях, заторах, вітрових нагонах, що перевищують небезпечні рівні води для конкретних об’єктів;
 - низькі рівні води – нижче проектних значень водозабірних споруд та навігаційних рівнів на судноплавних річках протягом місяця і більше;
 - селі, лавини – загроза населеним пунктам, господарським об’єктам, туристичним базам тощо;
 - погіршення радіаційної обстановки в наземному космічному просторі у випадку, коли щільність потоку протонів з енергією більше 25 MeV становить понад $5 \cdot 10 \text{ см}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}$);
 - зменшення загального вмісту озону в атмосфері понад 25% протягом 2-3 місяців у період вегетації рослин.
- ✚ природні пожежі (лісові, польові, торф’яні) – кількість потерпілих понад 15 осіб, кількість загиблих 4 особи і більше; прямі матеріальні збитки понад 100 тис. грн.; великі неконтрольовані пожежі на площі понад 25 га.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ОБҐРУНТУВАННЯ

5.1 Технічна ефективність системи

Інтелектуальні прилади обліку вже зарекомендували себе як економічніші, точніші та зручніші. Споживачі фідера № 29 повністю оснащені інтелектуальними лічильниками, які покращать якість електропостачання, яке раніше було на низькому рівні, через втручання сторонніх осіб у роботу електричних мереж, убезпечать від несанкціонованих підключень, що призведе до вирівнювання рівнів напруги у мережі. Електронні лічильники мають високий клас точності, стійкі до кліматичних умов та дають змогу переключатися на багатотарифне споживання та значно заощадити на оплаті за спожиту електричну енергію [25].

За даними показників відпуску електричної енергії в мережу лініями 10 кВ та 0,4 кВ у фідері № 29 (таблиця 5.1) можна наочно проаналізувати динаміку змін за роками, яка представлена на рисунку 5.1.

Таблиця 5.1 – Відпуск електричної енергії фідером №29 у кВтгод

Місяць \ Рік	Рік						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Січень	925622	834382	684718	583313	539703	496680	584110
Лютий	837375	774441	691842	508962	522010	437103	513261
Березень	819549	700386	591174	506734	463441	437144	471745
Квітень	639561	508623	468492	444232	423379	410335	395556
Травень	543069	476903	440093	399005	434978	334022	375188
Червень	376166	336337	343121	326099	323437	257614	269716
Липень	362282	346044	343441	291426	260411	263733	270240
Серпень	383852	380292	373800	330811	321114	288243	345221
Вересень	475852	417655	406850	383206	387277	390724	410218
Жовтень	576976	476482	507933	429288	425191	418113	463086
Листопад	671443	571665	566522	451053	465831	485328	497531
Грудень	893056	631481	661535	510676	524310	536432	545941

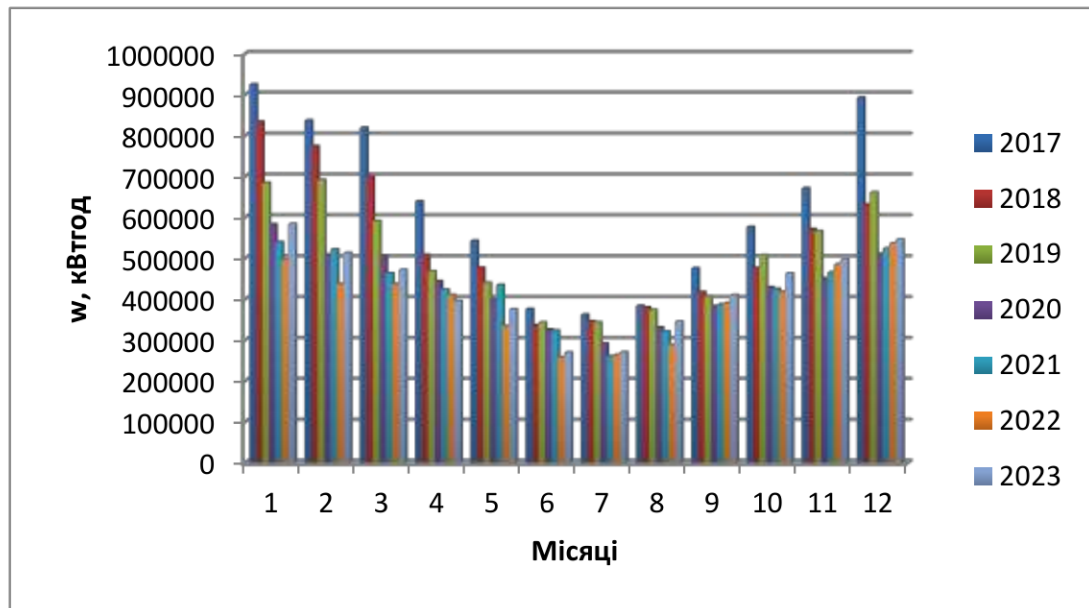


Рисунок 5.1 – Динаміка відпуску електричної енергії фідером № 29

З таблиці 5.1 та рисунку 5.1 бачимо, що у 2017 та 2018 роках був великий відпуск у мережу. У 2019 році було змонтовано систему АСКОЕ і відпуск у мережу знизився приблизно на 20 % порівняно з 2018 роком. У 2020, 2021 роках та до вересня 2022 року відбувалося зниження відпуску у мережу. З вересня 2022 року відбувалося зростання відпуску у мережу на що вплинули обстріли російської федерації інших українських підстанцій. З графіка видно, що великий відпуск до мережі відбувався у холодну пору року з невеликою тривалістю світлового дня.

У таблиці 5.2 представлено показники корисного відпуску електричної енергії в мережу з фідера №29.

Таблиця 5.2 – Показники відпуску електричної енергії фідером №29 у млн. кВтгод

Рік \ Показник	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Відпуск в мережу	7,5	6,45	6,08	5,17	5,09	4,76	5,14
Корисний відпуск в мережу	3,2	3,67	4,93	4,54	4,34	4,1	4,14
Втрати	4,31	2,79	1,15	0,63	0,75	0,64	1,1

Аналізуючи таблиці 5.2 та рисунок 5.2 бачимо, як змінювався відпуск електричної енергії в мережу за роками до та після встановлення системи АСКОЕ. Після встановлення системи АСКОЕ відбулося зниження корисного

відпуску до 2023 року. У 2023 році відбулося зростання відпустки у мережу через збільшення споживання населенням та юридичними особами.

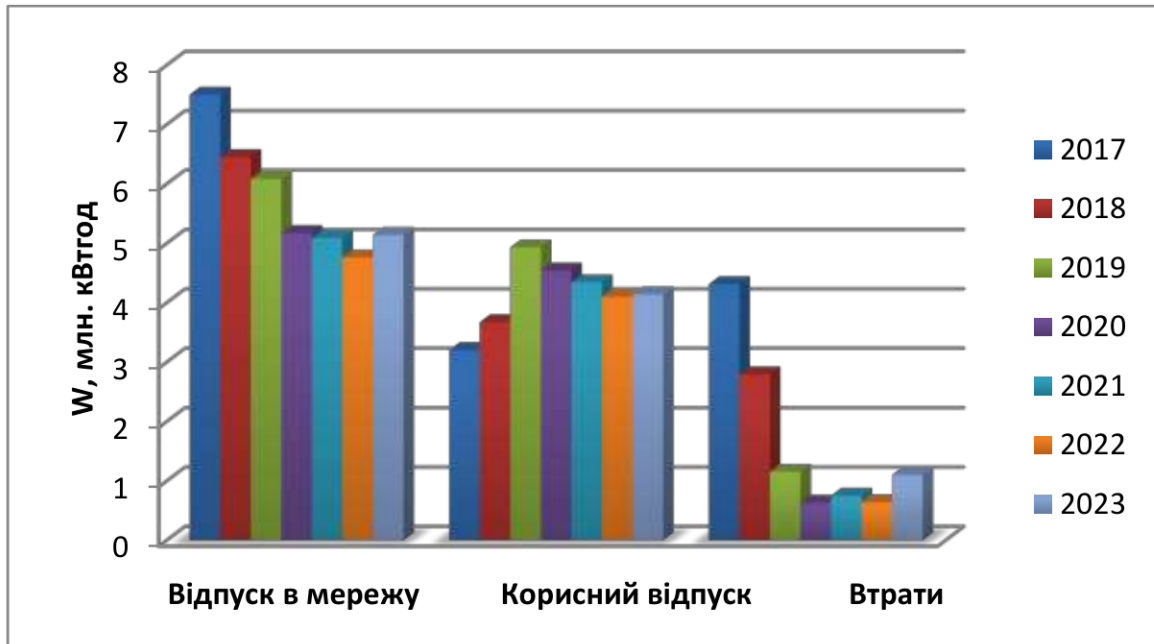


Рисунок 5.2 – Показники відпуску електричної енергії фідером №29

Дивлячись на графік корисного відпуску у мережу бачимо, що до установки системи АСКОЕ корисний відпуск у мережу був меншим ніж після встановлення. У 2019 році було встановлено найбільшу кількість незаконного споживання електричної енергії. У 2020, 2021, 2022 роках поступово відбувалося зниження корисного відпуску до мережі. У 2023 році відбулося зростання корисного відпуску за рахунок підключення нових споживачів фізичних осіб.

Аналізуючи графік втрат за роками, бачимо, що великі втрати були у 2017 та 2018 роках. У 2019 році, у рік встановлення системи АСКОЕ бачимо різке зниження втрат приблизно у 1,5 рази. У 2020, 2021, 2022 роках втрати змінювалися відносно один одного незначно. У 2023 році відбулося невелике зростання втрат електричної енергії через вихід з ладу приладів обліку та концентраторів, що призвело до зниження відсотка опитування приладів обліку електричної енергії. Втрати, порівняно 2020 рік та 2022 рік, становлять різницю у 3 рази, що говорить про високу ефективність впровадження системи АСКОЕ.

Для покращання опитування необхідно замінити концентратори на стійкі до перепадів напруги та встановити обмежувачі перенапруги. Своєчасно проводити заміну приладів обліку, концентраторів, що вийшли з ладу для правильної картини споживання електричної енергії.

Аналізуючи споживання електричної енергії до та після встановлення приладів обліку системи АСКОЕ бачимо, що відбулося значне зниження споживання електричної енергії майже у двічі. Відповідно й знизилися втра-ти електричної енергії майже в тричі. Якість електричної енергії після вста-новлення системи АСКОЕ стала значно кращою, також частково були замі-нені вводи в будинки із голого дроту на СІПи. Зменшилась кількість техно-логічних порушень у мережах 0,4 кВ.

Для якісного прийому та передачі сигналу необхідні хороші лінії елек-тروпередачі, а також застосування фільтрів, для згладжування частотних пе-решкод від електроприладів споживачів.

Перешкоди викликають переважно старі телевізори та інші старі побу-тові прилади.

На лініях, зниження рівня сигналу відбувається через погане з'єднання проводів та великі їх довжини. Через це, довелося встановлювати додаткові концентратори підвищення рівня сигналу достатнього, для якісного прийому даних маршрутизаторами.

В наш час для зниження втрат у лініях необхідно застосовувати нові технології та матеріали, які дають змогу знизити технічні втрати на переда-вання електричної енергії. Для зменшення розкрадання електричної енергії потрібно періодично проводити огляд ліній 0,4 кВ, проводити перевірку при-ладів обліку на справність та відсутності на прилад обліку.

Останнім часом зросло застосування магнітів для зупинки лічильного механізму, а також з'явилися прилади обліку з вбудованим реле, що відклю-чає контур обліку електричної енергії дистанційно. Для недопущення мож-ливості розкрадання електричної енергії мережевої компанії бажано встанов-лювати прилади обліку із застосуванням систем АСКОЕ.

5.2 Економічна ефективність системи

На фідері № 29 було встановлено 461 однофазний прилад обліку електричної енергії, 91 прилад трифазного обліку прямого включення та 25 трифазних приладів трансформаторного увімкнення. Також, для організації цієї системи було потрібно 75 трансформаторів струму, 461 пластиковий однофазний щит, 91 пластиковий трифазний щит, 22 металеві трифазні щити, 40 металевих щитів концентраторів, 120 концентраторів та 18 маршрутизаторів.

Ціни на обладнання та кабелюну продукцію взято із прайсу та представлено у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Вартість матеріалів для монтажу АСКОЕ

Назва	Ціна за 1 прилад, грн	Кількість, шт	Всього, грн
Трифазний прилад обліку прямого увімкнення	1463,9	91	133315,9
Трифазний прилад обліку трансформаторного увімкнення	1716,9	25	42662,5
Однофазний прилад обліку	719,7	461	331827,7
Однофазний пластиковий щит	860,4	461	396685,8
Трифазний пластиковий щит	1360,4	91	123804,5
Трифазний металевий щит	1012	22	22243
Трансформатор струму 400/5	503,1	9	4528,3
Трансформатор струму 300/5	503,1	9	4528,3
Трансформатор струму 200/5	428	9	3860
Трансформатор струму 150/5	428	3	1286
Трансформатор струму 100/5	428	12	5147
Трансформатор струму 600/5	662,6	27	17892,6
Трансформатор струму 75/5	467	6	2807
Провід АВВГ 2x10	8,6	9220	80213
Автоматичний вимикач триполюсний 25 А	259	91	22758
Автоматичний вимикач двополюсний 50 А	131	461	59932
Провід АВВГ 4x10 (м)	16	1820	29122
Провід ВВГ 3x2,5 (м)	21,78	250	5444
Металевий щит для концентраторів	1011	40	40440
Концентратор	2037,8	120	244548
Маршрутизатор	3941,7	18	70950,7

СП-стрічка (м)	1237(50м)	3600	89064
Кріпильна скоба	560(100шт)	1200	6720
ЗАГАЛОМ			1739774

У таблиці 5.4 представлено вартість монтажних робіт приладів обліку та іншого обладнання для АСКОЕ.

Таблиця 5.4 – Вартість монтажних робіт приладів обліку та обладнання

Назва	Ціна за 1 прилад, грн	Кількість, шт	Всього, грн
Монтаж трифазних приладів обліку прямого увімкнення	2500	91	227550
Монтаж трифазних приладів обліку трансформаторного увімкнення	3000	25	75000
Монтаж однофазних приладів обліку	1500	461	691500
Монтаж концентраторів	1000	40	40000
ЗАГАЛОМ			1034000

У таблиці 5.5 представлено показники втрат у грошовому еквіваленті у лініях електропередач 10 кВ та 0,4 кВ для фідера № 29, а на рисунку 5.3 представлено наочну динаміку змін цих втрат по роках.

Таблиця 5.5 – Втрати електричної енергії у лініях 10 кВ та 0,4 кВ у грошовому еквіваленті для фідера №29

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
5903798	2615663	1372215	783730	1004929	969349	1738614

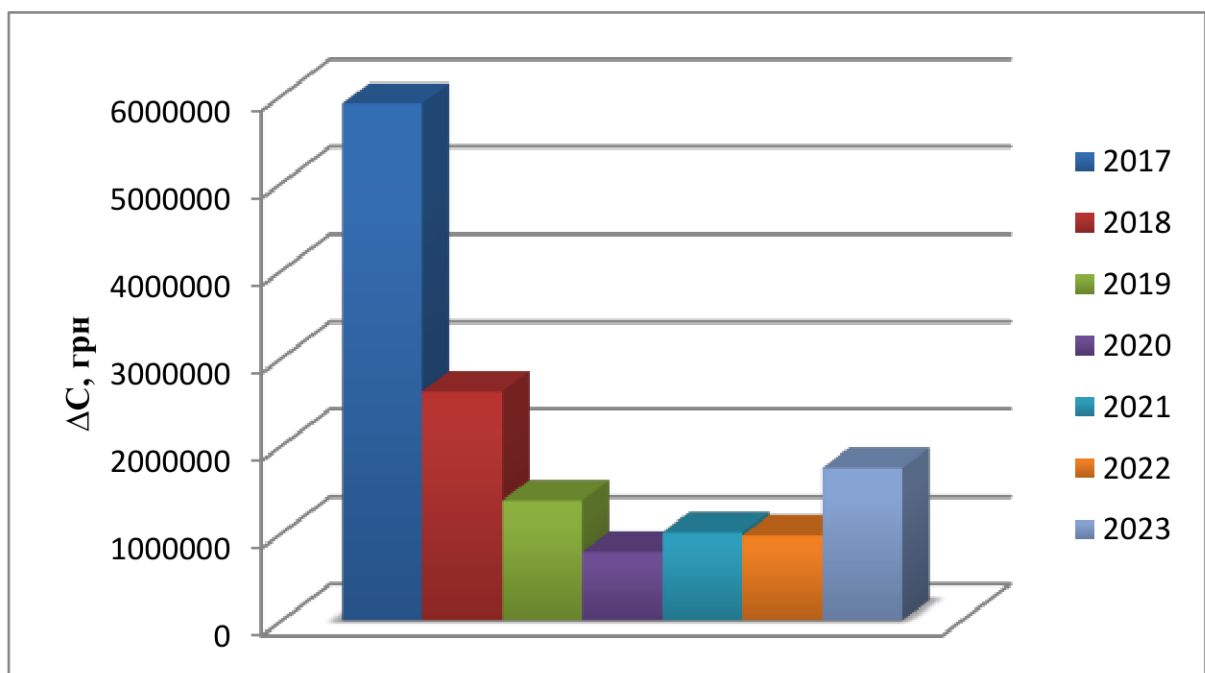


Рисунок 5.3 – Втрати електричної енергії у грошовому еквіваленті

З таблиці 5.5 та рисунка 5.5 бачимо, що у 2018 році порівняно з 2017 роком відбулося зниження втрат за рахунок проведення рейдів з виявлення безоблікового споживання електричної енергії, встановлення системи АСКОЕ та за рахунок зниження тарифу на оплату втрат.

У 2019 році проводилося налагодження опитування та приймання на комерційні розрахунки приладів обліку, що природно знизило втрати та їхню оплату. У 2020, 2021 роках відбувалося зростання оплати втрат за рахунок підвищення тарифу на оплату втрат від Укренерго. 2022 рік є найоптимальнішим за втратами для порівняння втрат до встановлення та після встановлення системи АСКОЕ. У 2023 році відбулося зростання оплати за втрати через невелике зростання втрат і тарифу на оплату втрат.

Витрати на систему АСКОЕ склали, враховуючи витрати на матеріали та прилади обліку, витрати на монтаж системи обліку, 2,773 млн.грн. У 2019 році порівняно з 2018 роком економія після встановлення склала 1,2 млн.грн, а 2017 рік з 2020 роком економія склала 1,8 млн.грн. За два роки економія на втратах порівняно із втратами 2018 року становила 3,07 млн.грн. Очевидно [25], що окупність вкладень на систему АСКОЕ становить менше двох років.

За рахунок встановлення системи АСКОЕ знизилася витрата електроенергії та підвищилася її якість, скарги населення на низьку якість напруги припинилися, що говорить про високий позитивний ефект від її застосування.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі представлено аналіз ефективності впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії на прикладі Нововолинського РЕМу ПАТ «Волиньобленерго». Отримані у роботі результати можемо узагальнити такими висновками.

1. Здійснено обґрунтування актуальності теми кваліфікаційної роботи, представлено характеристику аналізованої районної електричної мережі та представлено загальні відомості про втрати електричної енергії.

2. Висвітлено теорію втрат електричної енергії у трансформаторах. Проведено детальний аналіз втрат електричної енергії у трансформаторних підстанціях фідера № 29 Нововолинського РЕМу, зокрема представлено гістограми розподілу втрат енергії по роках, що дало змогу наочно відобразити динаміку зміни втрат до та після встановлення автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії.

3. Проведено аналіз втрат електричної енергії у лініях електропередач 10 та 0,4 кВ фідера № 29, зокрема представлено концепцію теоретичних положень розрахунку втрат енергії у лініях електропередач, представлено гістограми розподілу втрат енергії у лініях з 2017 по 2023 роки. Також, для доповнення кваліфікаційної роботи здійснено обчислення технічних втрат у лініях електропередач 0,4 кВ та здійснено аналіз динаміки їх зміни за роками.

4. Розкрито питання з охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях, а також розроблено логіко-імітаційну модель небезпечної ситуації.

5. На основі проведеного аналізу, зроблено техніко-економічні обґрунтування впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії, які показали високу доцільність застосування таких систем з терміном окупності **2 роки**.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Черкашина В. В. Структурування повітряних ліній електропередачі в умовах неповноти інформації. Харків: Факт, 2016. 160 с.
2. Кузьмичов А. І. Оптимізаційні методи і моделі: практикум в Excel. Київ: ВПЦ АМУ, 2013. 438 с.
3. <https://energy.volyn.ua/#gsc.tab=0>
4. Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.
5. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
6. Півняк Г. Г. Енергетична ефективність систем електропостачання: монографія. Дніпро: НТУ «ДП», 2018. 148 с.
7. Хоменко І. В., Плахтій О. А., Нерубацький В. П., Стасюк І. В. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації: монографія. Харків: НТУ «ХП», ТОВ «Планета-Прінт», 2020. 132 с.
8. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
9. Притака І. П., Козирський В. В. Електропостачання сільського господарства. Київ: Урожай, 1995. 343 с.
10. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
11. Гаряжа В. М., Карюк А. О. Електрична частина станцій та підстанцій: конспект лекцій. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.
12. Mahdi Fathi, University of North Texas, Marzieh Khakifirooz, Tecnológico de Monterrey. Panos Pardalos. Optimization in Large Scale Problems. 2019. 245 p.

13. Бурбело М. Й., Гадай А. В. Динамічна компенсація реактивної потужності в пускових режимах електроприводів: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2010. 104 с.
14. Кириленко О. В. Блінов І. В. Впровадження базових міжнародних стандартів Smart Grid в Україні: сучасний стан справ. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 4. С. 44 – 54.
15. Жежеленко І. В., Півняк Г. Г., Трофімов Г. Г., Папаїка Ю. А. Реактивна потужність в електричних мережах: монографія. Дніпро: НТУ«ДП», 2020. 72 с.
16. Казанський С. В. Надійність електроенергетичних систем. Київ: КПІ, 2020. 67 с.
17. Добровольська Л. Н., Лесько В. О., Черкашина В. В. Автоматизація розподільних електричних мереж в умовах балансуєчого ринку електроенергії. Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2014. 208 с.
18. Остапчук Ж. І., Кулик В. В., Тептя В. В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Вінниця: ВНТУ, 2008. 128 с.
19. Тісленко В. В. Системи електропостачання загального призначення. Чернігів: ЧНТУ, 2005. 341 с.
20. Бардик Є. І. Експлуатація та режими роботи електростанцій. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 73 с.
21. Kowalski Z. *Jakosc energii elektrycznej*. Lodz, 2007. 620 s.
22. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Електробезпека: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2018. 295 с.
23. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
24. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
25. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.

ДОДАТКИ

Додаток А Дані втрат енергії у трансформаторних підстанціях

Таблиця А.1 – Втрати енергії у трансформаторній підстанції №7 фідера №29

Місяць \ Рік	Рік				
	2019	2020	2021	2022	2023
Січень	0	87,79	7,2	1,61	2,34
Лютий	99,99	89,51	10,91	1,25	2,37
Березень	100	85,61	2,35	4,2	0,56
Квітень	99,98	82,55	0,56	4,35	1,45
Травень	94,86	25,31	0,43	65,32	56,34
Червень	100	50,94	0,24	32,86	52,46
Липень	99,97	8,25	0,67	3,61	24,2
Серпень	100	0	0	3,89	0,98
Вересень	23,2	0	2,6	6,24	6,38
Жовтень	28,23	0	1,25	16,34	0,35
Листопад	42,35	32	22,21	45,26	34,28
Грудень	81,83	76,23	25,39	1,23	0

Таблиця А.2 – Втрати енергії у трансформаторній підстанції №8 фідера №29

Місяць \ Рік	Рік				
	2019	2020	2021	2022	2023
Січень	63,4	35,65	12,86	3,72	32,29
Лютий	64,11	15,71	12,35	7,59	25,54
Березень	15,34	1,25	2,31	8,61	19,54
Квітень	23,54	1,37	4,67	6,29	16,36
Травень	11,24	1,51	9,35	37,07	14,09
Червень	1,53	12,34	4,91	4,89	10,14
Липень	1,98	2,79	2,79	9,89	12,25
Серпень	1,43	7,46	7,45	7,11	16,36
Вересень	4,7	5,63	4,29	5,95	14,33
Жовтень	25,34	8	7,65	27,71	0,62
Листопад	9,07	5,79	5,49	23,1	0
Грудень	45,37	6,59	6,47	6,45	0,11

Таблиця А.3 – Втрати енергії у трансформаторній підстанції №9 фідера №29

Місяць \ Рік	Рік				
	2019	2020	2021	2022	2023
Січень	6,01	7,21	17,19	2,62	15,68
Лютий	0,89	8,03	15,64	9,93	7,19
Березень	0,67	5,67	6,21	15,45	6,53
Квітень	12,31	1,35	7,26	1,28	10,34
Травень	14,25	1,21	9,16	3,72	0,67
Червень	11,31	2,31	15,21	1,67	4,56
Липень	5,61	7,34	10,21	2,38	3,67
Серпень	4,38	5,41	6,87	7,45	0
Вересень	10,67	4,21	2,34	1,34	0
Жовтень	7,33	2,15	3,25	5,94	14,56
Листопад	1,97	6,71	4,21	17,67	4,21
Грудень	3,41	5,28	7,94	2,7	0,98

Таблиця А.4 – Втрати енергії у трансформаторній підстанції №10 фідера №29

Місяць \ Рік	Рік				
	2019	2020	2021	2022	2023
Січень	12,35	7,64	4,79	14,23	20,68
Лютий	6,17	15,21	12,21	12,54	14,03
Березень	19,02	27,51	7,83	10,31	15,88
Квітень	20,34	2,67	15,21	11,14	7,72
Травень	7,48	4,36	2,34	9,13	11,71
Червень	37,56	21,06	8,1	2,51	12,26
Липень	40,27	10,59	9,87	16,3	0
Серпень	48,98	4,72	5,64	9,93	0
Вересень	58,38	7,45	6,78	6,28	0
Жовтень	25,71	10,58	9,64	9,42	8,01
Листопад	29,06	15,83	12,26	9,56	13,1
Грудень	17,89	19,42	17,62	7,05	7,6

Таблиця А.5 – Втрати енергії у трансформаторній підстанції №11 фідера №29

Місяць \ Рік	Рік				
	2019	2020	2021	2022	2023
Січень	3,59	20,34	20,78	21,21	14,29
Лютий	4,26	3,54	26,97	1,5	9,56
Березень	34,51	2,14	27,44	9,62	0,5
Квітень	18,25	14,68	16,32	14,6	6,26
Травень	20,51	-3,12	9,22	9,09	11,21

Червень	10,33	0,68	12,21	7,58	12,78
Липень	-2,12	5,74	5,64	9,42	10,3
Серпень	3,55	15,71	13,54	9,91	0
Вересень	6,54	4,76	3,42	8,95	10,5
Жовтень	9,52	7,98	8,67	8,47	0,84
Листопад	14,25	15,36	14,26	8,19	26,21
Грудень	20,34	21,31	20,94	4,6	25,58

Таблиця А.6 – Втрати енергії у трансформаторній підстанції №14 фідера №29

Місяць \ Рік	2019	2020	2021	2022	2023
Січень	12,4	17,44	5,71	17,35	4,8
Лютий	3,56	20,31	2,45	2,1	3,8
Березень	2,67	0,54	3,82	5,77	7,32
Квітень	10,31	8,67	7,84	3	3,21
Травень	0	12,62	8,38	1,11	0,05
Червень	0	8,25	5,68	1,23	3,21
Липень	0	6,32	4,37	1,4	2,35
Серпень	0	4,38	3,36	3,14	0,65
Вересень	0	2,95	3,54	0,18	2,14
Жовтень	34,21	13,78	12,64	1,51	0,27
Листопад	20,64	16,29	14,21	4,24	0,1
Грудень	0	0,72	0,97	4,53	1,97

Таблиця А.7 – Втрати енергії у трансформаторній підстанції №20 фідера №29

Місяць \ Рік	2019	2020	2021	2022	2023
Січень	28,34	4,62	10,55	28,54	14,4
Лютий	25,93	23,65	4,37	21,32	10,31
Березень	18,32	10,35	16,32	14,28	6,54
Квітень	19,32	10,28	5,32	15,67	13,67
Травень	31,02	9,64	5,44	19,64	0,83
Червень	8,64	5,15	4,29	2,04	1,56
Липень	26,12	1,38	2,35	6,54	5,3
Серпень	10,23	2,37	1,45	10,69	0
Вересень	14,31	7,34	6,29	2,62	2,31
Жовтень	12,35	3,79	2,67	4,35	0,34
Листопад	16,11	25,24	21,34	18,97	18,5
Грудень	16,34	1,53	2,68	4,32	3,21