

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Аналіз ефективності впровадження автоматизованої системи
комерційного обліку електроенергії в розподільчих
електричних мережах (комплексна тема)**

Виконали: студенти 4 курсу, групи ЕТс-41
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Бурштинович М А
(підпис) (прізвище та ініціали)

Микуляк Б. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Лупенко А. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Мовчан Л. Т.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Коваль В. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент Дідич І. С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В. П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« 02 » січня 2026 р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Бурштиновичу Миколі Андрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз ефективності впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії в розподільчих електричних мережах (комплексна тема)

Керівник роботи Лупенко Анатолій Миколайович, д.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 31 » грудня 2025 року № 4/7-1164

2. Термін подання студентом завершеної роботи 20 червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи показники відпуску електричної енергії в мережу, показники втрат Електричної енергії, параметри електричної мережі

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунковий розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці

Загальні висновки

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

Вступ. Характеристика фідера ПЛ-10 кВ Л-107. Динаміка втрат за фідером ПЛ-10 кВ Л-107

Порівняння планових та фактичних втрат. Відпуск і корисний відпуск електроенергії. Втрати у гривнях та економічна ефективність. Порівняння фактичних, технічних і комерційних втрат.

Проблеми експлуатації АСКОЕ. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності, основи охорони праці	К.т.н., доцент Гурик О. Я.		

7. Дата видачі завдання 02 січня 2026 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.01.2026	
2	Аналітичний розділ	15.02.2026	
3	Розрахунковий розділ	01.04.2026	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.05.2026	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2026	
6	Висновки	10.06.2026	
7	Оформлення пояснювальної записки	15.06.2026	
8	Оформлення графічної частини	15.06.2026	

Студент

_____ (підпис)

Бурштинович М. А.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Лупенко А. М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

**Бурштинович Микола Андрійович, Микуляк Богдан Іванович –
Аналіз ефективності впровадження автоматизованої системи комерційного
обліку електроенергії в розподільчих електричних мережах (комплексна
тема).**

Стор. – 77; рис. - 24; табл. - 24; джерел - 28; додатків - - .

Кваліфікаційна робота присвячена аналізу ефективності впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Досліджено структуру та динаміку технологічних і комерційних втрат електроенергії, проведено оцінку впливу встановлення сучасних приладів обліку на рівень втрат, розглянуто основні причини відхилень та розроблено комплекс рекомендацій щодо оптимізації обліку в мережах 0,4–10 кВ.

Показано, що впровадження системи АСКОЕ забезпечило суттєве зменшення фактичних втрат електроенергії — у 1,5–3 рази, значне скорочення комерційних втрат, підвищення точності енергетичного балансу та покращення якості електропостачання. Аналіз технічного стану ліній, трансформаторних підстанцій, приладів обліку та концентраторів дав можливість визначити ключові фактори, що впливають на втрати: несанкціоноване споживання, збої обладнання, застарілі лічильники, порушення схеми обліку, підключення поза приладами обліку та перепади напруги.

У ході дослідження встановлено, що система АСКОЕ є одним із найефективніших інструментів зниження втрат у розподільчих електричних мережах. Вона забезпечує автоматизований збір та аналіз показників, контроль несанкціонованих втручань, дистанційне управління, зменшення людського фактора та економічний ефект із терміном окупності менше ніж два роки.

Перелік ключових слів: АСКУЕ, АВТОМАТИЗОВАНИЙ ОБЛІК, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, КОМЕРЦІЙНІ ВТРАТИ, ТЕХНОЛОГІЧНІ ВТРАТИ, ПРИЛАД ОБЛІКУ, ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, ФІДЕР.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Загальні відомості про втрати електроенергії у районних електричних мережах	8
1.2 Причини виникнення комерційних втрат електроенергії	11
1.2.1 Інструментальні втрати вимірювань	12
1.2.2 Похибки визначення величин відпуску електроенергії в мережу та корисного відпуску споживачам	15
1.2.3 Несанкціоноване електроспоживання	18
1.2.4 Похибки розрахунків технологічних втрат електроенергії	19
1.3 Шляхи зниження комерційних втрат	20
1.4 Висновки до розділу 1	22
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	24
2.1 Втрати електроенергії в фідері	24
2.1.1 Втрати електроенергії за ТП	25
2.1.2 Втрати електроенергії в ПЛ-10 кВ Л-107	44
2.2 Аналіз планових та фактичних втрат електроенергії	46
2.3 Висновки до розділу 2	47
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	48
3.1 Висновки щодо впровадження системи АСКОЕ в ПЛ-10 кВ Л-107	48
3.2 Економічна ефективність встановлення АСКОЕ в ПЛ-10 кВ Л-107	55
3.3 Розрахунок технічних втрат за фідером ПЛ-10 кВ Л-107	58
3.4 Висновки до розділу 3	63

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	65
4.1 Планування робіт з охорони праці	65
4.2 Організаційно-технічні заходи захисту	68
4.3 Організація безпечної експлуатації електроустановок	70
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	73
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	74

ВСТУП

Електроенергетика є фундаментальною складовою стабільного функціонування економіки та соціальної інфраструктури України. У сучасних умовах, коли енергосистема країни зазнає суттєвих трансформацій, а воєнні дії та зростаючий дефіцит генеруючих потужностей погіршують її стійкість, питання ефективного обліку та раціонального використання електроенергії набувають безпрецедентної актуальності. Україна переживає період інтенсивної модернізації мережевого господарства: здійснюється перехід до цифрових стандартів управління, впроваджується інтеграція до європейських енергетичних норм ENTSO-E, реформується ринок електроенергії, а кінцевий споживач стає активним учасником енергетичного балансу [1].

Одним із ключових викликів для вітчизняних операторів систем розподілу є високий рівень технологічних та комерційних втрат електроенергії. За даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), загальні втрати в окремих регіональних мережах можуть перевищувати 15–20%, що значно вище середнього показника європейських розподільчих компаній (6–8%). Значна частка втрат припадає на сегмент мереж 0,4–10 кВ, що обумовлено їх фізичним зношенням, відсутністю сучасних приладів обліку, великою кількістю несанкціонованих підключень, низьким рівнем автоматизації та старінням трансформаторних підстанцій [2].

Особливого значення для України набуває розгортання автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ / AMR / AMI). Такі системи дозволяють суттєво підвищити точність балансу електроенергії, забезпечити дистанційне зчитування показників, оперативно виявляти аномалії споживання, унеможливити маніпуляції з лічильниками та формувати прозору модель взаємодії між споживачем і постачальником. У країнах ЄС рівень проникнення "смарт-лічильників" вже перевищує 70–90%, тоді як в Україні він залишається істотно нижчим, що пояснює актуальність таких досліджень [2].

Досвід експлуатації подібних систем у різних регіонах (свідчить, що

впровадження автоматизованого обліку дозволяє [3]:

- знизити втрати електроенергії майже у 2–3 рази;
- значно скоротити комерційні втрати, включно з розкраданнями;
- підвищити якість напруги та рівень контрольованості мережі;
- оптимізувати навантаження на трансформаторні підстанції;
- забезпечити виявлення аварійних режимів у режимі онлайн;
- підвищити довіру між операторами системи розподілу та споживачами.

На жаль, ситуація в українських розподільчих мережах часто ускладнюється пошкодженнями інфраструктури, перебоями напруги, наявністю старих лічильників індукційного типу, низькою якістю кабельних ліній та частими аваріями, що робить впровадження АСКОЕ не лише економічно вигідним, але й критично важливим для забезпечення стабільності енергосистеми [4].

Таким чином, дослідження ефективності впровадження системи АСКОЕ на конкретному прикладі, аналіз втрат, оцінка причин їх виникнення та розробка рекомендацій для подальшої модернізації є важливим і практично значущим завданням. Отримані результати можуть бути використані при модернізації електромереж українських громад, ОЕС України та приватних операторів систем, що робить дану роботу актуальною, корисною та адаптованою до сучасних потреб країни.

Об'єктом дослідження є процес комерційного та технічного обліку електричної енергії в розподільчих мережах низької напруги (0,4–10 кВ), а також функціонування автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКУЕ) у цих мережах.

Предметом дослідження є вплив впровадження системи АСКОЕ на рівень технічних і комерційних втрат електроенергії, точність енергетичного балансу та ефективність роботи розподільчих електричних мереж.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Загальні відомості про втрати електроенергії у районних електричних мережах

Фактичні втрати електроенергії формуються з багатьох взаємопов'язаних елементів, кожен із яких має власну природу та механізм виникнення. Упродовж тривалого часу для спрощення аналізу ці численні складові групували у дві великі категорії: технічні та комерційні втрати. До технічних традиційно включали навантажувальні втрати, умовно-постійні складові, а також електроенергію, яку споживають самі підстанції для власних технологічних потреб. Інші види втрат — зокрема похибки вимірювальних засобів, недоліки в обчисленні балансів та деякі інші — автоматично відносили до комерційних.

Однак така класифікація була досить узагальненою, оскільки не враховувала специфіку окремих складових. Наприклад, споживання електроенергії підстанціями не є технічною втратою в чистому вигляді, адже таке споживання точно вимірюється лічильниками. Аналогічно, метрологічні похибки приладів не належать до класичних комерційних втрат, оскільки мають окрему природу, пов'язану з точністю вимірювань. Через це термін «комерційні втрати» історично охоплював дуже широке коло явищ, у результаті чого навіть існувало поняття «допустимого рівня комерційних втрат», що включало похибки засобів обліку — лічильників, трансформаторів струму чи напруги — відповідно до вимог ПУЕ [7].

У сучасній практиці натомість дедалі частіше використовується термін «технологічні витрати електричної енергії» (ТВЕ), визначений офіційною Методикою розрахунку технологічних витрат в електричних мережах [8]. Поняття «комерційні втрати» у законодавчих документах чітко не закріплене, проте воно активно застосовується у технічних та галузевих нормативних матеріалах. У таких документах комерційні втрати трактуються, як правило, як розбіжність між загальним обсягом електроенергії, що надійшла у мережу (за

відрахуванням технологічних витрат), і тією кількістю електроенергії, яку споживачі фактично оплатили. У цьому контексті «технічні витрати» визначають як усю технологічну витрату, пов'язану з транспортуванням електроенергії, що може бути розрахована математично, з використанням параметрів мереж та характеристик її елементів.

Додатково у Кодексі комерційного обліку електричної енергії міститься показник «комерційні втрати» [9], який визначено як обсяг електричної енергії, що не був оплачений споживачами, без уточнення методології чи формули його обчислення. Це підкреслює, що комерційні втрати мають розрахунково-аналітичну природу, а не вимірювану.

Загалом виділяють два типи втрат електроенергії:

1. Технологічні втрати.
2. Комерційні втрати.

Технологічні втрати охоплюють усі фізично обґрунтовані процеси в електричних мережах: теплові втрати на проводах та обладнанні, споживання електроенергії підстанціями для власних потреб, а також похибки засобів вимірювання в межах установлених норм. Такі втрати не вважаються прямими збитками компанії, оскільки їх нормативний обсяг включений у тариф на передачу. Тобто оператор системи розподілу отримує компенсацію через тариф за ту частину електроенергії, яку необхідно закупити для покриття нормативних технологічних витрат.

Розрахунок технічних втрат можливий за законами електротехніки та математичними моделями режимів роботи мережі. Допустимі похибки приладів обліку визначають на основі їхніх метрологічних характеристик, а споживання на власні потреби підстанцій фіксується окремими вимірювальними приладами.

Комерційні втрати мають іншу природу. Їх неможливо виміряти приладами або визначити за прямими показниками — вони обраховуються як різниця між фактичними загальними втратами та розрахунковими технологічними. Тому цей показник є залишковою величиною та фактично відображає всю електроенергію, яка була спожита, але з різних причин не була

зафіксована або оплачена. Саме тому витрати на покриття комерційних втрат не компенсуються тарифами, що робить їх відчутним економічним тягарем для мережевої компанії.

Слід також звернути увагу на походження терміна: слово «commercial» («торговий») у контексті комерційних втрат підкреслює, що ці втрати стосуються господарсько-фінансових взаємин, пов'язаних з обігом електричної енергії як товару. У більшості випадків комерційні втрати є наслідком нестачі обліку, помилок у даних, несанкціонованих підключень, маніпуляцій з приладами обліку або несвоєчасного виявлення пошкоджень.

Згідно з чинними правилами, оператори систем розподілу зобов'язані покривати повний обсяг фактичних втрат, включаючи комерційні. Таким чином, комерційні втрати є подвійним тягарем: з одного боку — це прямі витрати на компенсацію електроенергії, а з іншого — втрата потенційного доходу, який компанія не отримала через неоплачені або незафіксовані обсяги споживання. Через це саме комерційні втрати є найбільш критичною проблемою для більшості електромережових компаній і потребують детального контролю, впровадження сучасних методів обліку та систем дистанційного моніторингу.

Ситуація ускладнюється тим, що джерела комерційних втрат можуть бути пов'язані не лише з діями або бездіяльністю споживачів, але й з організаційними чи технічними помилками мережевої компанії — наприклад, неправильним налаштуванням приладів обліку, неповними даними щодо точок приєднання або недостатнім контролем за технічним станом ліній. Тим не менш, незалежно від того, хто фактично спричинив такі втрати, відповідальність за їх покриття несе саме оператор системи розподілу. Саме тому комерційні втрати залишаються для мережових організацій однією з найбільш актуальних, складних і витратних проблем, які потребують системної роботи та сучасних технічних рішень.

1.2 Причини виникнення комерційних втрат електроенергії

Величина комерційних втрат електроенергії безпосередньо залежить від загального стану та взаємозв'язку показників енергетичного балансу певної ділянки мережі. Щоб коректно визначити обсяг таких втрат за будь-який період, перш за все необхідно сформулювати повний баланс електроенергії для відповідного фрагмента мережі. Це включає визначення обсягу електроенергії, що надійшла в мережу, оцінку фактичних втрат та окремих розрахунків усіх складових технологічних втрат, які піддаються аналітичному обчисленню. Лише після цього можна обчислити частку втрат, що не пояснюються технічними процесами, — тобто комерційну компоненту.

Подальший детальний аналіз дозволяє виявити де саме виникають втрати, простежити їх прояв у просторі та часі, визначити закономірності та знайти джерела виникнення відхилень. Така діагностика є важливою передумовою для подальшого вибору оптимальних технічних та організаційних заходів, спрямованих на зменшення комерційних втрат та покращення точності обліку електричної енергії [10].

Комерційні втрати мають різну природу, тому їх прийнято класифікувати за основними групами причин, що найчастіше впливають на їх виникнення:

1. Інструментальні причини (похибки вимірювальних приладів).

До цієї групи належать усі неточності, що виникають через відхилення метрологічних характеристик засобів обліку — як індукційних, так і електронних лічильників, а також трансформаторів струму та напруги. Неправильне підключення, деградація елементів, знос або робота в недопустимих режимах можуть призводити до недообліку чи переобліку, що безпосередньо впливає на фінальну величину комерційних втрат.

2. Похибки у визначенні обсягів електроенергії, що передається в мережу, та корисної відпустки споживачам.

Це можуть бути помилки, що виникають під час зчитування показів, передавання даних, їх опрацювання або їх інтерпретації в інформаційних

системах. Сюди входять неточності в актуалізації паспортних характеристик приладів, помилки у розрахункових коефіцієнтах, розбіжності у даних через неузгодженість періодів зняття показів чи неправильне відображення інформації в реєстрах і базах даних.

3. Несанкціоноване електроспоживання (крадіжки електроенергії).

Це одна з найпоширеніших причин комерційних втрат, особливо характерна для низьковольтних мереж. До таких випадків належать незаконні підключення до мережі, навмисне пошкодження або обходження лічильників, втручання в роботу вимірювальних приладів, використання магнітів для зупинки або уповільнення диска індукційних лічильників, підключення прихованих ліній чи обладнання.

4. Похибки розрахунку технологічних втрат електроенергії.

Ця група включає всі неточності, пов'язані з неправильним визначенням технічної складової втрат. Оскільки комерційні втрати визначаються як різниця між фактичними та розрахунковими технологічними, будь-яка помилка в моделюванні режимів мережі автоматично впливає на величину комерційних втрат. Сюди входить неточність параметрів мережі, спрощення при моделюванні навантажень, недостатня або застаріла технічна документація, а також помилки при введенні вихідних даних у розрахункові формули.

1.2.1 Інструментальні втрати вимірювань

Функціонування систем та комплексів вимірювання електричної енергії завжди супроводжується певною інструментальною похибкою. Її величина визначається не лише типовими метрологічними характеристиками встановлених приладів обліку, а й реальними умовами їх експлуатації — станом обладнання, режимом роботи мережі, якістю монтажу та впливом зовнішніх факторів. Нормативно-технічні документи й стандарти, які регламентують вимоги до засобів вимірювання, встановлюють допустимий рівень похибок, що вважається складовою нормативних технологічних втрат. Якщо фактичне недооблікування електроенергії перевищує цей припустимий рівень, такі втрати

вже класифікуються як комерційні, оскільки вони виникають через недосконалість або порушення роботи систем вимірювання, а не через фізичні процеси в мережі.

Комерційні «інструментальні» втрати виникають унаслідок низки технічних чинників. До найпоширеніших причин належать:

- перевантаження вторинних кіл вимірювальних трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН), що призводить до суттєвого зростання похибки;
- низький коефіцієнт потужності навантаження, який погіршує точність вимірювань у приладах, особливо за малих або різко змінних струмів;
- вплив зовнішніх магнітних або електромагнітних полів, що можуть викликати нестабільність або спотворення показів;
- несиметрія фаз та істотні просідання напруги у вторинних колах, які зменшують точність усього вимірювального тракту;
- порушення температурного режиму роботи, оскільки електролічильники та вимірювальні трансформатори мають обмежений діапазон допустимих температур, за межами якого похибка значно зростає;
- занадто високий поріг чутливості лічильника, що унеможливорює коректний облік малих навантажень;
- завищений коефіцієнт трансформації трансформаторів струму, що спричиняє систематичний недооблік енергії;
- сумарні систематичні похибки індукційних лічильників, зокрема пов'язані з механічним зносом, старінням деталей та нестабільністю елементів.

На точність обліку суттєво впливає також загальний технічний стан вимірювальних комплексів. Багато проблем виникають через незадовільний рівень контролю та обслуговування приладів обліку з боку мережевих організацій. Серед таких факторів:

- закінчення нормативного строку служби вимірювального обладнання, після чого його похибки стають непередбачуваними;
- несправності та порушення у роботі лічильників, що можуть тривалий час залишатися непоміченими;

- помилки при їх монтажі, зокрема неправильні схеми підключення, встановлення трансформаторів струму з різними коефіцієнтами трансформації у різні фази, переплутування полярності тощо.

У мережах досі експлуатується значна кількість індукційних електrolічильників застарілого типу, зокрема класу точності 2,5, які давно вичерпали свій ресурс. Такі прилади досі зустрічаються як у побутових споживачів, так і у юридичних осіб. Відповідно до вимог стандарту ДСТУ EN 50470-1:2010 [11], термін їх експлуатації обмежувався першим міжпівірочним інтервалом, а випуск лічильників зазначеного класу точності було припинено ще у 1997 році. Згодом індукційні лічильники класу 2,5 були виключені з Державного реєстру засобів вимірювання, і тому не підлягають ані виробництву, ані повірці, що фактично робить їх непридатними для використання у комерційному обліку.

Для різних типів індукційних лічильників встановлювався різний міжпівірочний інтервал:

- 16 років для однофазних;
- 4 роки для трифазних.

Отже, трифазні індукційні прилади класу точності 2,5 мали бути повністю виведені з експлуатації вже багато років тому. Сучасні вимоги допускають застосування електромеханічних лічильників лише класів точності 0,5; 1; 2, тоді як для класу 2,5 вже немає чинних нормативів, що визначають допустиму похибку та інші метрологічні характеристики.

З урахуванням цього можна впевнено стверджувати, що використання однофазних індукційних лічильників класу точності 2,5 у комерційному обліку сьогодні повністю суперечить вимогам сучасних стандартів і правилам енергетичного ринку. Їхня експлуатація не гарантує коректного вимірювання електроенергії та є одним з факторів, що сприяє виникненню значних комерційних втрат

1.2.2 Похибки визначення величин відпуску електроенергії в мережу та корисного відпуску споживачам

Похибки у визначенні обсягів електроенергії, що передається в мережу, а також корисної відпустки споживачам виникають під дією значної кількості чинників, пов'язаних як із технічними особливостями вимірювального обладнання, так і з організаційними процесами, що супроводжують комерційний облік. Вони безпосередньо впливають на точність енергетичного балансу та можуть призводити до суттєвих розбіжностей між фактичними та розрахунковими значеннями.

Найпоширеніші причини таких похибок можна класифікувати так:

1. Викривлення або спотворення даних лічильників на будь-якому етапі облікового процесу

До цієї групи належать усі можливі помилки, що виникають у процесі роботи з показами приладів обліку. Це можуть бути:

- неточності під час візуального зняття показань лічильників, особливо у разі поганого доступу до приладів або низької видимості;
- помилки при передаванні інформації, коли дані зчитуються вручну або передаються по телефону чи іншим неавтоматизованим способом;
- неправильне або некоректне введення показів у інформаційні системи та електронні бази даних;
- похибки, спричинені використанням застарілих або неповністю оновлених програмних комплексів.

У результаті фактичні дані можуть суттєво відрізнятись від реального енергоспоживання.

2. Невідповідність або некоректність даних про застосовані засоби обліку та розрахункові коефіцієнти

Мова про ситуації, коли в документації міститься неточна інформація до:

- типу встановленого лічильника;
- коефіцієнтів трансформації ТС і ТН;
- паспортних характеристик приладу;

- схем підключення.

Подібні помилки можуть виникати ще на етапі укладання договору, під час внесення даних у бази, або при замінах приладів обліку, коли відсутня належна фіксація початкових показів, параметрів трансформаторів чи технічної документації. Це часто призводить до системних похибок обліку, що переходять у категорію комерційних втрат [12].

3. Неврегульованість договірних відносин та помилки у визначенні точок поставки

Однією з суттєвих проблем є нечіткість або неповнота договорів між оператором системи та споживачами. Це може проявлятися у вигляді:

- відсутності коректного переліку точок поставки;
- неточностей у визначенні меж балансової належності;
- складності схем електропостачання, де прилад обліку встановлено не на межі балансової відповідальності, що потребує додаткових алгоритмів «дорахунку» втрат;
- відсутності узгоджених методик розрахунку втрат у різних елементах мережі.

У таких випадках помилки можуть виникати не лише під час зміни власника об'єкта або реорганізації підприємств, а й призводити до фактичного бездоговірного споживання, коли певні об'єкти не внесені до договору, але отримують електроенергію [10].

4. Неодночасність зняття показів приладів обліку

Похибки такого типу з'являються тоді, коли показання споживачів і показання вузлових лічильників (введення/виведення з мережі) знімаються у різні дні або навіть у різні часові інтервали. У результаті:

- балансові розрахунки виконуються на неузгоджених періодах;
- дані між різними групами лічильників стають непорівняними;
- у балансі виникають похибки, що переходять у комерційні втрати.

5. Невідповідність облікових періодів виявлення та включення обсягів неврахованої електроенергії

Це трапляється тоді, коли дані про невраховане споживання або донарахування за порушення обліку фіксуються в одному місяці, але стосуються іншого періоду. У такому разі:

- порушується коректність складання звітності;
- зміщується баланс між окремими звітними інтервалами;
- виникає перекручення фактичної картини енергоспоживання.

6. Встановлення приладів обліку поза межами балансової належності

Якщо облік ведеться не на точній межі розподілу відповідальності, виникає потреба застосовувати спеціальні алгоритми, що враховують:

- втрати у відрізку мережі між лічильником і реальною точкою розділу;
- конструктивні особливості ліній;
- додаткові потоки потужності.

Неточність або відсутність таких алгоритмів значно збільшує похибку розрахунків і автоматично формує комерційні втрати [10].

7. Використання розрахункових методів у разі відсутності або несправності засобів обліку

Коли прилади обліку несправні або відсутні:

- обсяги споживання визначають за нормативними або середньодобовими значеннями;
- точність такого розрахунку завжди нижча, ніж при прямому вимірюванні;
- різниця між розрахунковими та фактичними значеннями формує нерівномірні та неконтрольовані втрати.

8. Недостатня оснащеність засобами обліку меж балансової належності

Це особливо характерно для:

- старих районів забудови;
- багатоквартирних житлових будинків, де облікове обладнання встановлене не в усіх точках необхідного контролю.

У таких умовах частина споживання може залишатися неврахованою або неточно фіксованою.

9. Існування безгосподарних або невизначених мережних ділянок

В електричних мережах іноді присутні лінії та об'єкти, що:

- не мають офіційного балансоутримувача;
- перебувають у «сірій зоні» експлуатації;
- не обслуговуються належним чином.

Відсутність відповідального суб'єкта унеможлиблює коректний облік електроенергії та стає джерелом неконтрольованих втрат.

10. Використання заміщувальної інформації за періоди недообліку

У випадках, коли прилад обліку був несправним або не знімав покази певний час, оператор використовує розрахункові або статистичні методи. Такі способи неминуче призводять до похибок, що можуть бути як незначними, так і суттєвими, залежно від тривалості періоду недообліку та характеру навантажень [10].

1.2.3 Несанкціоноване електроспоживання

До категорії несанкціонованого електроспоживання належать усі дії, спрямовані на отримання електричної енергії без належного обліку або з умисним заниженням фактичних показників. Йдеться про незаконні підключення до мереж, під'єднання електрообладнання в обхід лічильника, втручання у конструкцію або роботу приладів обліку, використання технічних засобів для гальмування чи зупинки лічильників, а також несвоєчасне інформування енергопостачальника про виявлені несправності лічильного обладнання [10].

Такі дії є однією з найсуттєвіших причин комерційних втрат, і їхня частка особливо висока у низьковольтних мережах 0,4 кВ. Найчастіше несанкціонованим відбором електроенергії займаються побутові споживачі — особливо у приватному секторі, де контроль за споживанням ускладнений.

Водночас трапляються випадки умисного викривлення даних споживання і серед невеликих підприємств, магазинів, виробничих майстерень.

Спостерігається закономірність: у холодний період року кількість випадків розкрадання електроенергії різко зростає. Це свідчить, що значна частина несанкціонованого споживання припадає саме на опалення приміщень — тобто на високопотужні електроприймачі, що створюють суттєві комерційні втрати для мережевої компанії.

1.2.4 Похибки розрахунків технологічних втрат електроенергії

Оскільки комерційні втрати є залишковою величиною, що визначається як різниця між загальними фактичними втратами та розрахунковими технологічними, будь-які неточності у визначенні технологічних втрат автоматично впливають на точність оцінки комерційної складової. Тому правильність методики розрахунку відіграє ключову роль.

Похибки при розрахунку технологічних втрат можуть виникати через:

- застосування спрощених методик, які базуються на середніх навантаженнях, а не на детальних профілях навантаження по годинах чи хвилинах;
- недостатню точність моделей електричних режимів, що не враховують коливання напруги, нерівномірність навантаження та інші реальні фактори;
- відмінність фактичних технічних характеристик елементів мережі (ліній, трансформаторів, кабелів) від паспортних даних через зношеність обладнання, старіння ізоляції, корозійні процеси;
- недосконалість або неповноту вхідних даних, на основі яких формується баланс;
- наявність неврахованих або частково врахованих ланцюгів живлення.

Таким чином, якщо розрахунок технологічних втрат виконано з низькою точністю, це призводить до суттєвих спотворень комерційних втрат. Чим

якісніше виконаний розрахунок технологічних втрат — тим точніше можна визначити реальний рівень комерційних втрат [10].

1.3 Шляхи зниження комерційних втрат

Заходи, які застосовуються для зменшення комерційних втрат електроенергії, на пряму залежать від причин їх виникнення. У спеціальній літературі наведено значну кількість таких рішень, а основні рекомендації щодо модернізації систем обліку містяться в галузевих нормативних документах [13].

Усі заходи умовно поділяють на організаційні та технічні.

1. Організаційні заходи

Організаційні дії спрямовані на покращення процесів обліку, ведення документації та управління енергетичними ресурсами. До основних належать:

- перевірка та актуалізація актів розмежування балансової належності, щоб кожна точка поставки мала коректний статус та була включена до договорів;
- формування та постійне оновлення баз даних споживачів, включно з інформацією про прилади обліку та схеми підключення;
- регулярна перевірка відповідності технічних параметрів приладів обліку даним, що використовуються у розрахунках;
- контроль правильності алгоритмів «дорахунку» втрат та перевірка всіх точок, де прилади обліку встановлені не на межі балансової належності;
- максимальна автоматизація зняття показань, що дозволяє мінімізувати вплив людського фактора;
- повна ліквідація практики «безоблікового» електропостачання;
- точний і регулярний розрахунок технологічних втрат з подальшим коригуванням параметрів мережі;
- системний контроль небалансів на підстанціях та їх оперативне усунення;
- виконання «пофідерних» балансів і аналіз втрат на всіх елементах мережі 10–0,4 кВ з метою виявлення проблемних ділянок;

- організація цілеспрямованої роботи з виявлення розкрадань електроенергії;
- забезпечення персоналу спеціальними інструментами для виявлення втручань у роботу лічильників, відповідне навчання та стимулювання співробітників матеріальною мотивацією.

2. Технічні заходи

Технічні заходи охоплюють дії, пов'язані з модернізацією обладнання, підвищенням точності обліку та покращенням стану електричних мереж. Серед них:

- повна інвентаризація вимірювальних комплексів та маркування їх елементів пломбами та засобами візуального контролю;
- регулярна перевірка та калібрування всіх лічильників та трансформаторів струму та напруги;
- заміна застарілих або неточних приладів на прилади підвищеного класу точності;
- усунення перевантаження та недовантаження ТС і ТН, вирівнювання рівня напруги у вторинних колах;
- встановлення лічильників безпосередньо на межі балансової відповідальності;
- модернізація систем технічного та комерційного обліку шляхом заміни морально застарілого обладнання;
- винесення вузлів обліку за межі приватних територій для унеможливлення доступу споживача;
- заміна голих проводів на самонесучі ізольовані (СІП), модернізація вводів у будинки;
- встановлення автоматизованих систем комерційного обліку АСКОЕ (АПСКОЕ), що дозволяють дистанційно зчитувати інформацію з приладів обліку, виявляти втручання та оперативно формувати баланс.

З усіх технічних заходів впровадження АСКОЕ є найбільш результативним, оскільки забезпечує:

- повний контроль за кожною точкою обліку,
- високу точність і регулярність передачі даних,
- виявлення несанкціонованих підключень у мінімальні строки,
- суттєве скорочення трудових витрат персоналу.

Єдиним обмежувальним чинником виступає вартість впровадження, тому перехід до повної автоматизації зазвичай здійснюється поетапно, з пріоритетом для найбільш проблемних ділянок мереж.

Необхідність удосконалення законодавчої бази

Для ефективного зниження комерційних втрат важливо не лише вдосконалювати технічні засоби та організаційні процеси, але й забезпечити відповідне нормативне регулювання. Зокрема:

- застосування нормативів споживання має стимулювати встановлення сучасних лічильників, а не заохочувати споживачів до їх ігнорування;
- процедура допуску представників оператора для перевірки приладів обліку має бути максимально спрощеною;
- відповідальність за несанкціоноване споживання повинна бути посилена, щоб знизити мотивацію для розкрадання електроенергії [13].

1.4 Висновки до розділу 1

У межах аналітичного розділу було досліджено причини формування втрат електроенергії у розподільчих мережах та їх поділ на технологічні й комерційні. Встановлено, що технологічні втрати є природним наслідком фізичних процесів у мережі та підлягають нормативному регулюванню, тоді як комерційні втрати формуються внаслідок недосконалого або неточного обліку, порушень у роботі приладів, помилок у розрахунках, інформаційних невідповідностей і несанкціонованого споживання.

Аналіз показав, що найбільшу частку комерційних втрат становлять інструментальні похибки, викривлення даних обліку та незаконні підключення,

особливо характерні для мереж 0,4 кВ. Значний вплив має експлуатація застарілих індукційних лічильників, неточність договірної документації, наявність «безгосподарних» ділянок мережі та використання розрахункових підходів замість фактичного вимірювання. Визначено, що точність розрахунку технологічних втрат прямо впливає на достовірність оцінки комерційних втрат, а спрощення у моделюванні чи недостатність технічних даних призводять до істотних похибок.

Систематизація шляхів зниження втрат показала, що ефективність досягається лише за комплексного підходу. Організаційні заходи передбачають актуалізацію баз даних, перевірку меж балансової належності, ліквідацію безоблікових підключень, автоматизацію збору показників та посилення контролю небалансів. Технічні заходи включають модернізацію засобів обліку, заміну застарілих приладів, оптимізацію роботи вимірювальних трансформаторів, використання СІП та винесення вузлів обліку із приватних територій.

Найрезультативнішим інструментом зниження комерційних втрат визначено впровадження АСКОВЕ, які забезпечують дистанційний контроль, високу точність вимірювань, оперативне виявлення втручань та прозорість балансів. Хоча такі системи потребують значних інвестицій, саме вони дають найбільший ефект та створюють основу для підвищення надійності та економічності роботи електричних мереж..

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Втрати електроенергії в фідері

Розглянемо динаміку втрат електроенергії в мережах. Наведемо втрати електроенергії за 2022-2025 рік мережі ПЛ-10 кВ Л-107. А також здійснимо аналіз втрат електроенергії, де було встановлено системи обліку.

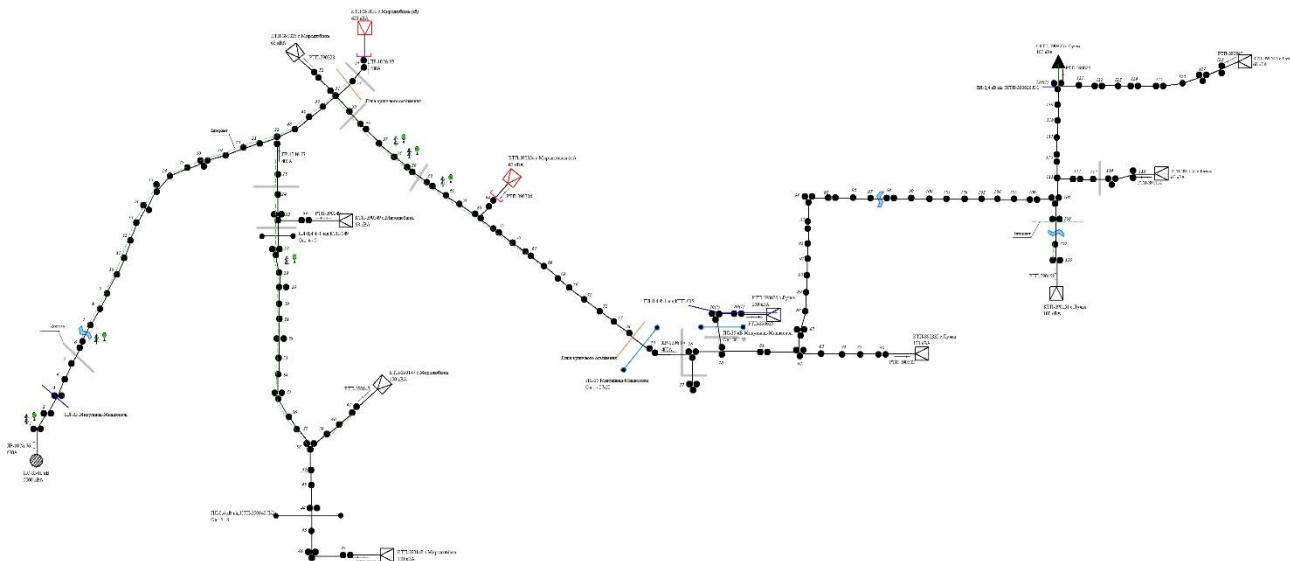


Рисунок 2.1 – Схема фідера 10 кВ, ПЛ-10 кВ Л-107

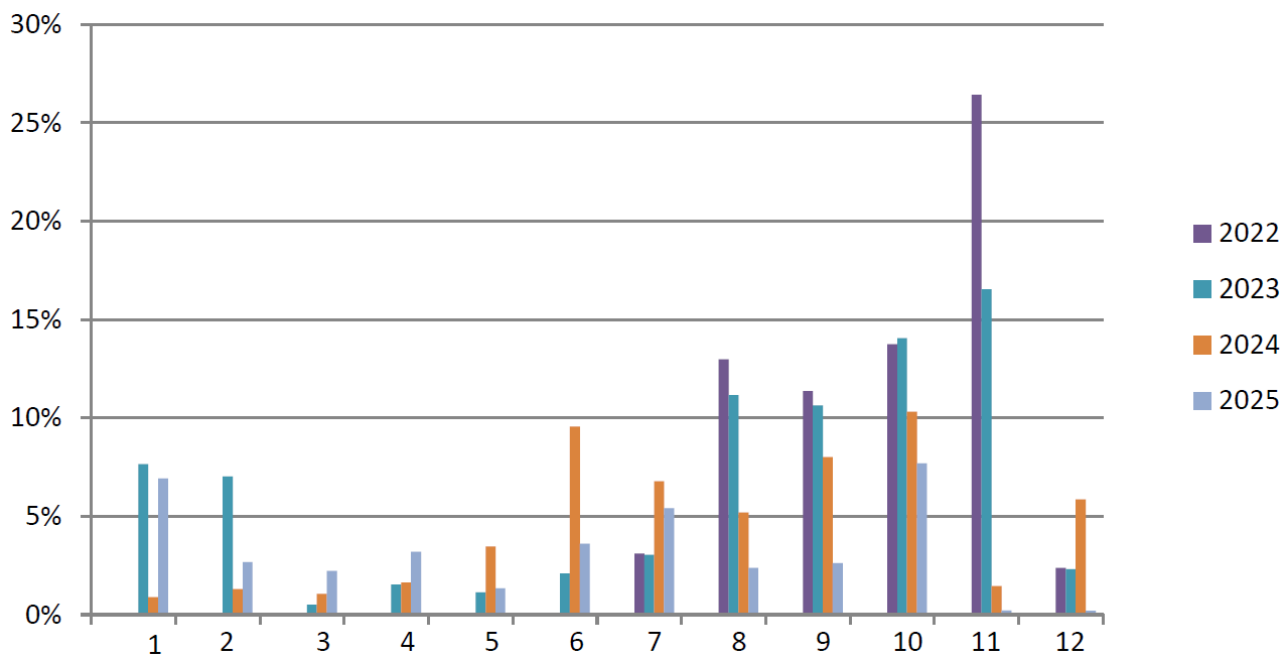
2.1.1 Втрати електроенергії за ТП

За даними втрат КТП 390147 та наочної динаміки втрат електроенергії за роками у %, введемо до таблиці 2.1 та побудуємо графіки.

Таблиця 2.1 – Втрати електроенергії за КТП 390147

Місяць	2022	2023	2024	2025
Січень	0	7.64	0.89	6.92
Лютий	0	7.03	1.29	2.66
Березень	0	0.51	1.05	2.22
Квітень	0	1.53	1.64	3.2
Травень	0	1.13	3.45	1.33
Червень	0	2.09	9.57	3.61
Липень	3.1	3.05	6.79	5.41
Серпень	12.99	11.15	5.19	2.36
Вересень	11.36	10.64	8	2.61
Жовтень	13.76	14.06	10.32	7.69

Листопад	26.44	16.54	1.45	0.21
Грудень	2.36	2.31	5.86	0.19



Графік втрат у % КТП 390147

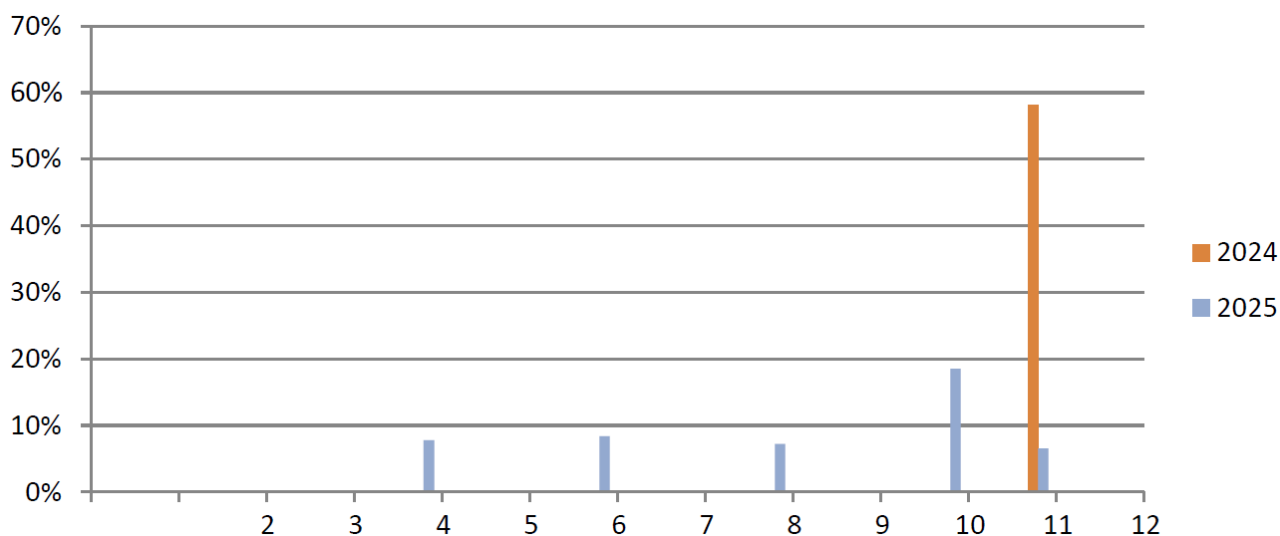
За табл. 2.1 та рис 2.2 для КТП 390147 видно, що втрати відсутні з 2019 до 2022 року. Це пов'язано з тим, що споживачі (юридичні особи) проводили розрахунки з приладів обліку, встановленим ними. У січні 2022 року було встановлено прилади обліку системи АСКОЕ. Перепади втрат у наступних роках пов'язані з виходом з ладу маршрутизатора через перепади напруги. Для відновлення опитування доводилося перезавантажувати чи замінювати маршрутизатор. Також в одного підприємця встановлено прилад обліку не системи АСКОЕ. Величина втрат збільшується з настанням холодів через те, що зняття показань приладу обліку, що не входить до системи АСКОЕ, не проводилося. Зростало споживання електроенергії та зростали технічні втрати в лінії.

За даними втрат КТП 390148 та наочної динаміки втрат електроенергії за роками у %, введемо до таблиці 2.2 та побудуємо графіки.

Таблиця 2.2 – Втрати електроенергії за КТП 390148.

Місяць	2024	2025
Січень	2	3
Лютий	0	0
Березень	0	0
Квітень	0	0
Травень	0	7.72
Червень	0	0
Липень	0	8.33
Серпень	0	0
Вересень	0	7.21
Жовтень	0	0
Листопад	0	18.5
Грудень	58.13	6.53

За таблицею 2.2 та малюнком 2.3 для КТП 390147 видно, що втрати ергії для розрахунків бралися за аналогічним періодом минулого року, у ті місяці, коли не було опитування приладів обліку.



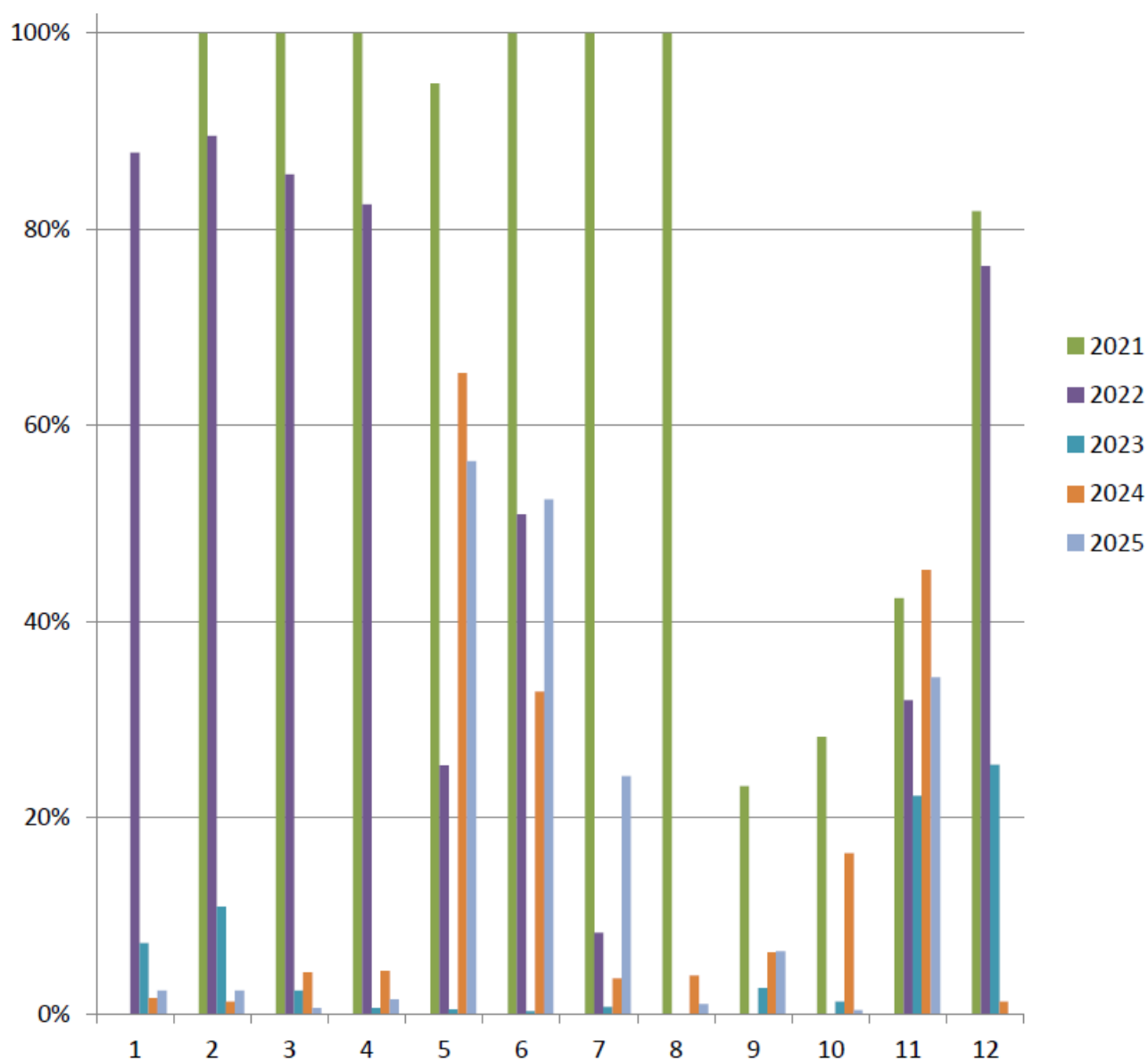
Графік втрат у % КТП 390147

За даними втрат КТП 390149 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками в %, введемо таблицю 2.3 і побудуємо графіки.

Таблиця 2.3 – Втрати електроенергії по КТП 390149.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
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



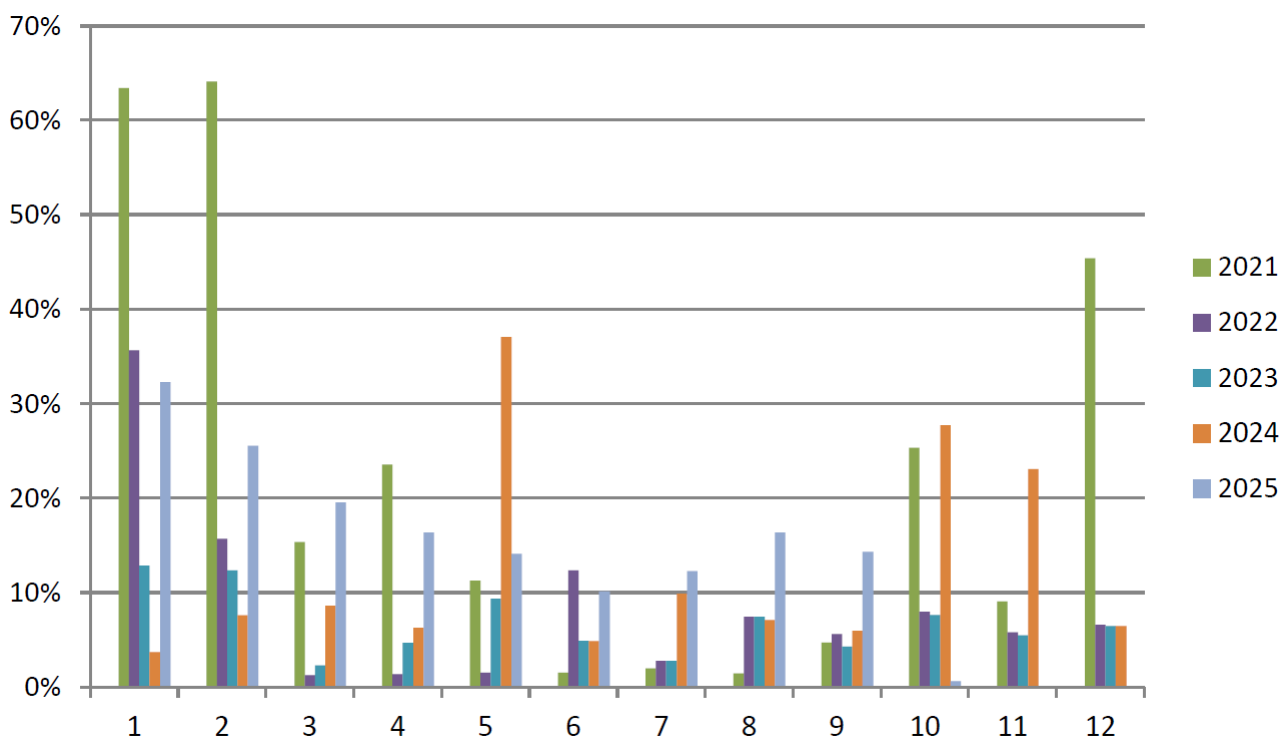
Графік втрат у % КТП 390149

По таблиці 2.3 та рисунку 2.4 для КТП 390149 видно, що втрати відсутні у 2019, 2020 роках, це пов'язано з тим, що на ТП два споживачі (юридичні особи) робив розрахунки з приладів обліку встановлених у ТП. У січні 2021 року було встановлено прилад обліку системи АСКОЕ на кожного споживача та технічний облік. Перепади втрат у 2021 році пов'язані зі збоями опитування приладів обліку споживачів. Аналогічні проблеми виникали в наступних роках через перепади напруги, для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатор. У 2024 та 2025 роках відбувалися виходи з ладу приладів обліку, що відповідно призводило до великих втрат через невчасну заміну.

За даними втрат КТП 390150 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками в %, введемо таблицю 2.4 і побудуємо графіки

Таблиця 2.4 – Втрати електроенергії по КТП 390150.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
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



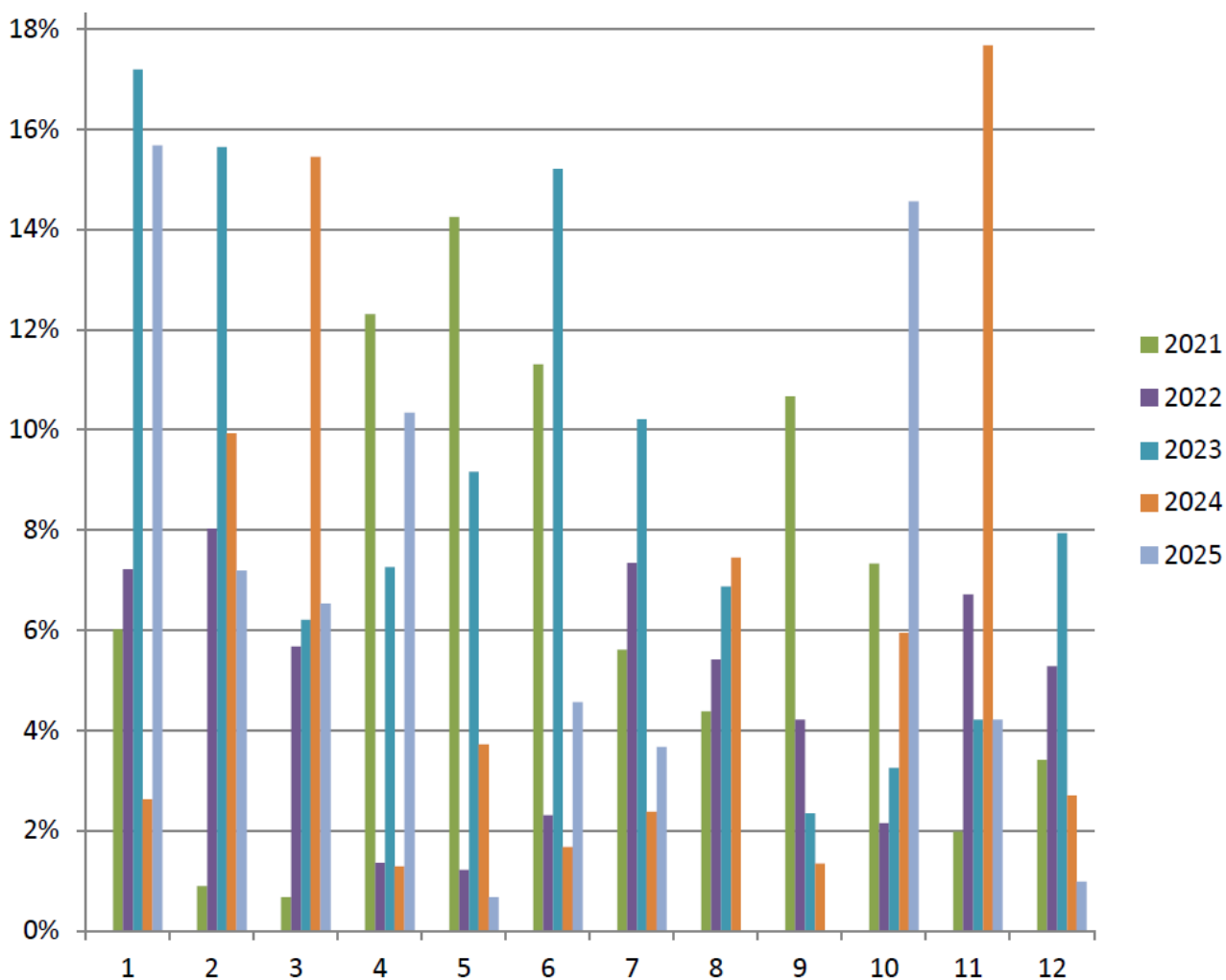
Графік втрат у % КТП 390150

За таблицею 2.4 та рисунком 2.5 для КТП 390150 видно, що втрати відсутні у 2010 та 2011 роках, це пов'язано з тим, що на ТП був відсутній прилад обліку. У січні 2021 року було встановлено прилад обліку системи АСКОЕ на кожного споживача та технічний облік. На даній ТП споживачі фізичні особи та одна юридична особа. Великі втрати в 2021 році припадають в холодну пору року, очевидно, в цей час відбувається розкрадання електроенергії на опалення приміщень. Перепади втрат у 2021 році пов'язані зі збоями опитування приладів обліку споживачів та налагодження системи. У наступні роки складові втрат, це втрати від ліхтарів вуличного освітлення включені крім приладів обліку до того моменту, поки не були встановлені прилади обліку в ЩВО. Також довелося замінювати прилади обліку, які не підтримують систему АСКОЕ (нові технічні приєднання). Проблеми виникали і в наступних роках через перепади напруги для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатор і концентратори.

За даними втрат КТП 390151 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками у % введемо таблицю 2.5 і побудуємо графіки.

Таблиця 2.5 – Втрати електроенергії по КТП 390151.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
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



Графік втрат у % КТП 390151

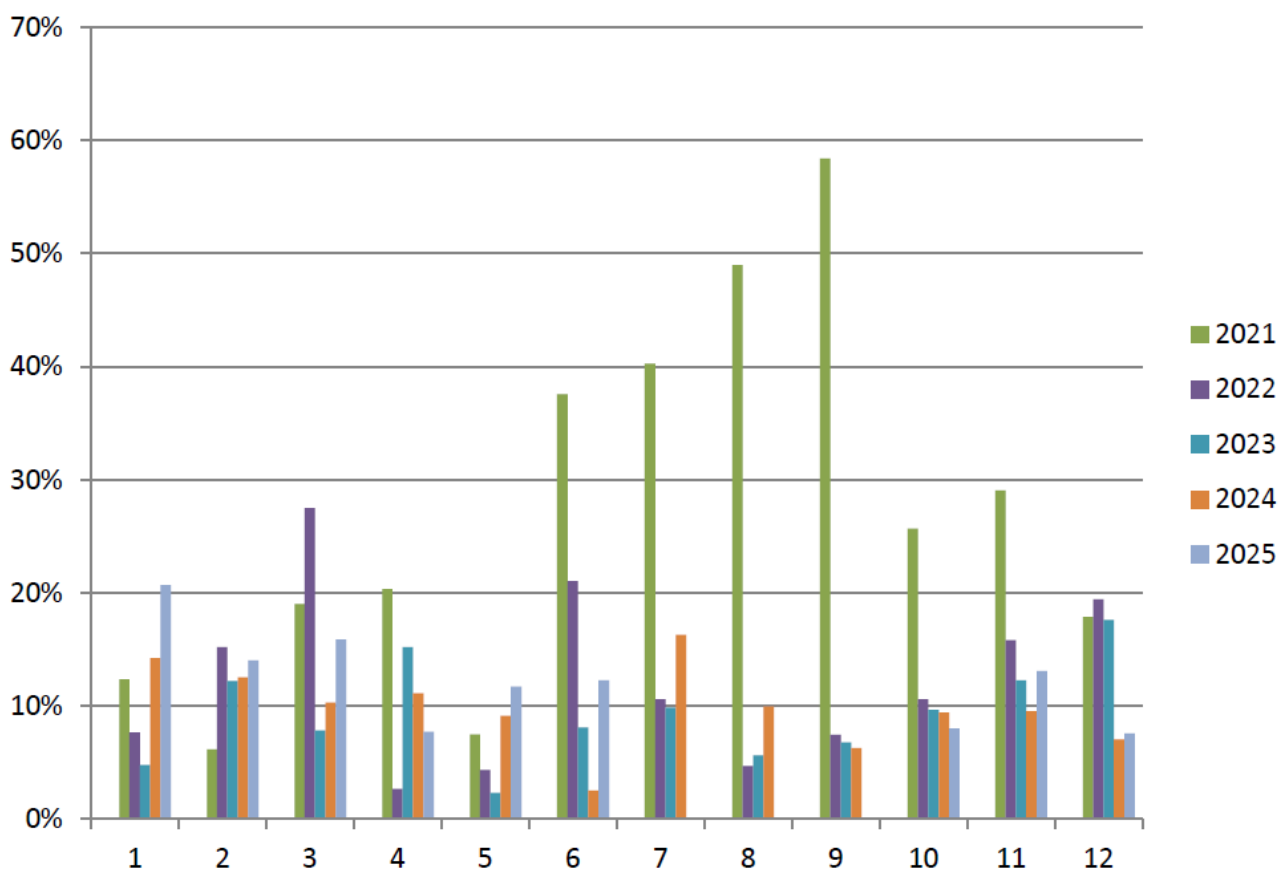
За таблицею 2.5 та рисунком 2.6 для КТП 390151 видно, що втрати відсутні у 2019 та 2020 роках, це пов'язано з тим, що на ТП був відсутній прилад обліку. У січні 2021 року було встановлено прилад обліку системи АПСКВЕ на кожного споживача та технічний облік. Споживачі фізичні особи, три юридичні особи. Перепади втрат у 2021 році пов'язані зі збоями опитування 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. У наступні роки складові втрат, це втрати від ліхтарів вуличного освітлення, включені крім приладів обліку до того моменту, поки не були встановлені прилади обліку в ЩУО. Також довелося замінювати прилади обліку, які не підтримують систему АСКОЕ (нові технічні приєднання). У 2023, 2024, 2025 роках виникали проблеми з опитуванням приладів обліку через перепади напруги, приходив збій налаштувань концентраторів, доводилося перезавантажувати маршрутизатор та перепрограмувати концентратори.

За даними втрат КТП 390152 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками у %, введемо таблицю 2.6 і побудуємо графіки.

Таблиця 2.6 – Втрати електроенергії по КТП 390152.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
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

За таблицею 2.6 та рисунком 2.7 для КТП 390152 видно, що втрати відсутні у 2019 та 2020 роках, це пов'язано з тим, що на ТП був відсутній прилад обліку. У січні 2021 року було встановлено прилад обліку системи АСКОЕ на кожного споживача та технічний облік. На даній ТП споживачі фізичні особи та одна юридична особа. Перепади втрат у 2021 році пов'язані зі збоями опитування приладів обліку споживачів та налагодженням системи. Складова втрат, це втрати від ліхтарів вуличного освітлення, включені крім приладів обліку до того моменту, поки не були встановлені прилади обліку в ЩВО. Також довелося замінювати прилади обліку, які не підтримують систему АСКОЕ (нові технічні приєднання). Проблеми виникали і в наступних роках через перепади напруги для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатор і концентратори.

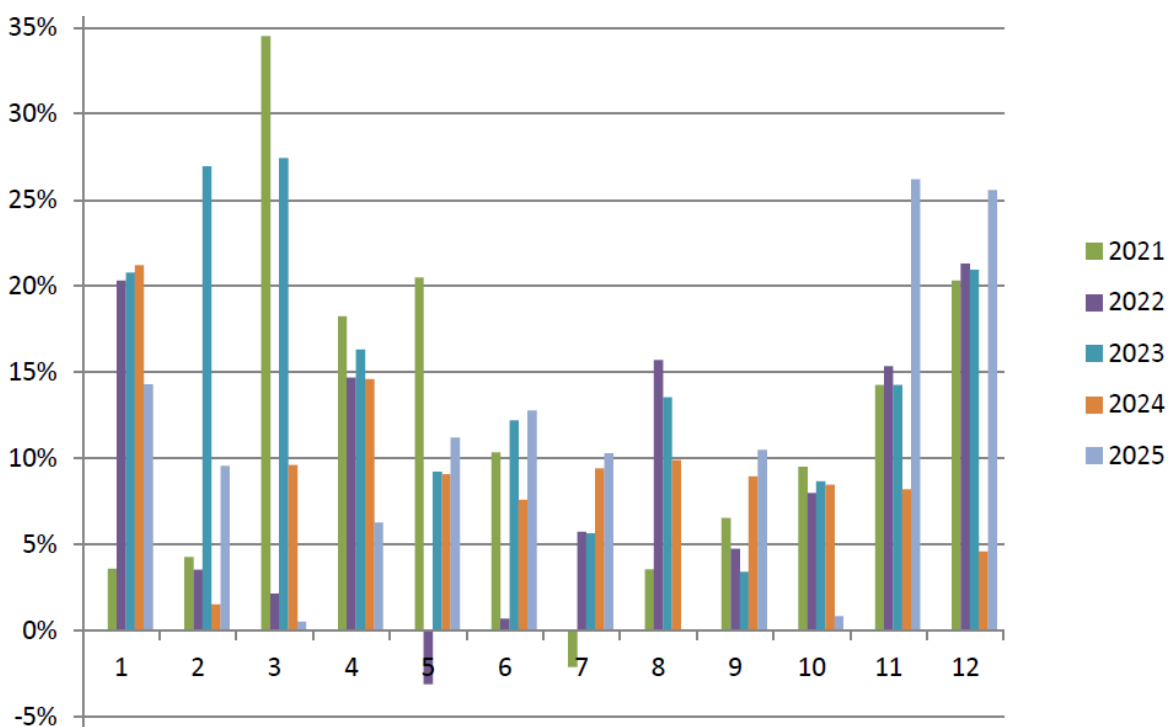


Графік втрат у % КТП 390152

За даними втрат КТП 390323 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками у %, введемо таблицю 2.7 і побудуємо графіки.

Таблиця 2.7 – Втрати електроенергії по КТП 390323.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
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



Графік втрат у % КТП 390323.

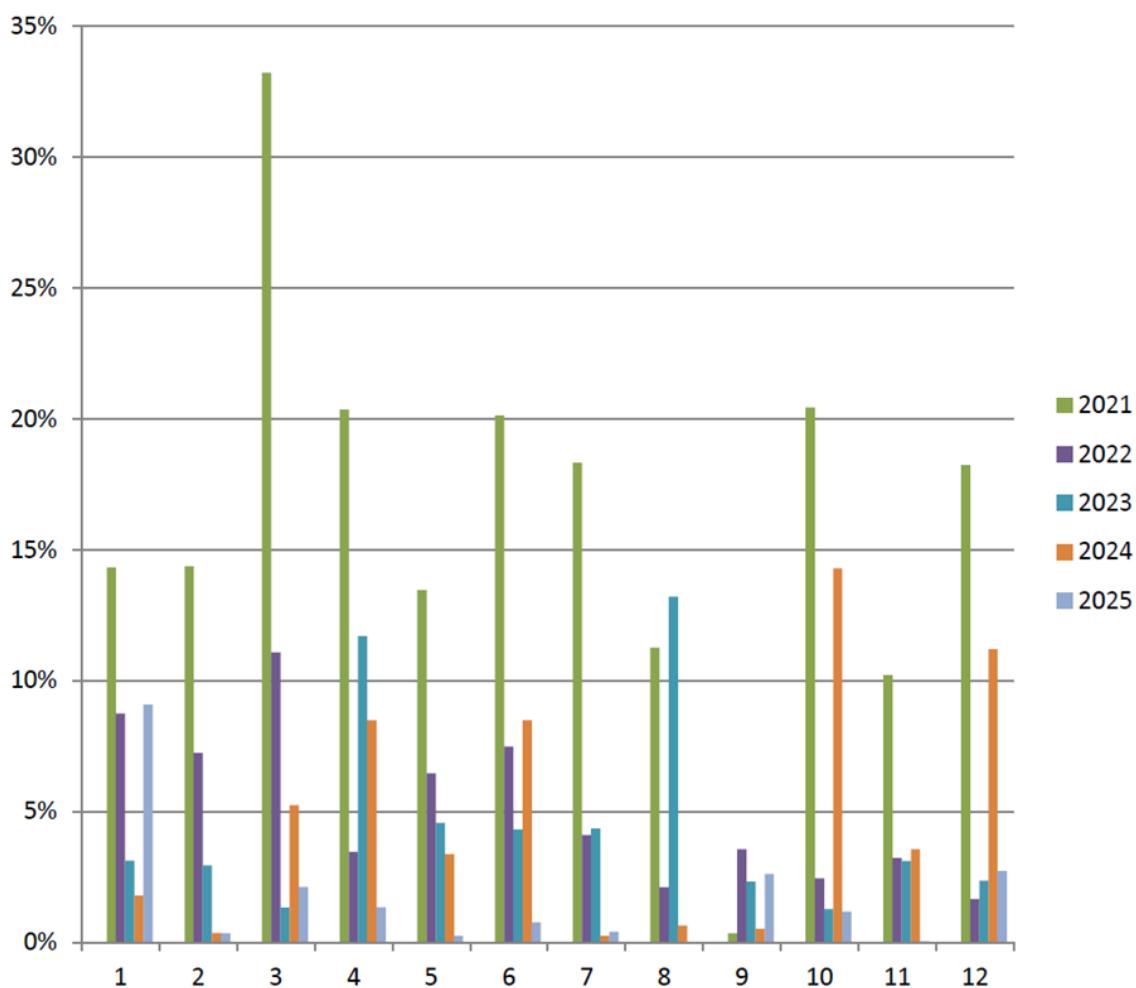
За таблицею 2.7 та рисунком 2.8 для КТП 390323 видно, що втрати відсутні у 2019 та 2020 роках, це пов'язано з тим, що на ТП був відсутній прилад обліку. У січні 2021 року було встановлено прилад обліку системи АСКОЕ на кожного споживача та технічний облік. На даній ТП споживачі фізичні особи та дві

юридичні особи. Перепади втрат у 2021 та 2022 році пов'язані зі збоями опитування приладів обліку споживачів та налагодження системи. У зв'язку з цим у 2022 році у травні місяці відбулося не опитування за повний місяць технічного обліку, а за нормального опитування відбулася генерація щодо співвідношення технічного обліку до приладів обліку споживачів. В інші місяці складова втрат, це втрати від ліхтарів вуличного освітлення, включені крім приладів обліку до того моменту, поки не були встановлені прилади обліку в ЩВО. Також довелося замінювати прилади обліку, які не підтримують систему АСКОЕ. Зростання втрат наприкінці 2025 року відбулося через вихід з ладу концентраторів на ПЛ. Проблеми виникали і в інших роках через перепади напруги, для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатор і концентратори або замінювати їх на нові. Заміна приладів обліку, що вийшли з ладу, проводилася не вчасно.

За даними втрати КТП 390324 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками в %, введемо в таблицю 2.8 і побудуємо графіки.

Таблиця 2.8 – Втрати електроенергії по КТП 390324.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
Січень	14.32	8.75	3.12	1.79	9.08
Лютий	14.36	7.24	2.94	0.36	0.34
Березень	33.21	11.08	1.32	5.24	2.12
Квітень	20.35	3.45	11.7	8.49	1.34
Травень	13.45	6.46	4.56	3.37	0.24
Червень	20.12	7.48	4.31	8.49	0.76
Липень	18.31	4.1	4.35	0.25	0.41
Серпень	11.25	2.11	13.21	0.64	0
Вересень	0.34	3.56	2.31	0.52	2.61
Жовтень	20.42	2.44	1.27	14.29	1.18
Листопад	10.21	3.22	3.11	3.56	0.05
Грудень	18.23	1.66	2.35	11.2	2.73



Графік втрат у % КТП 390324.

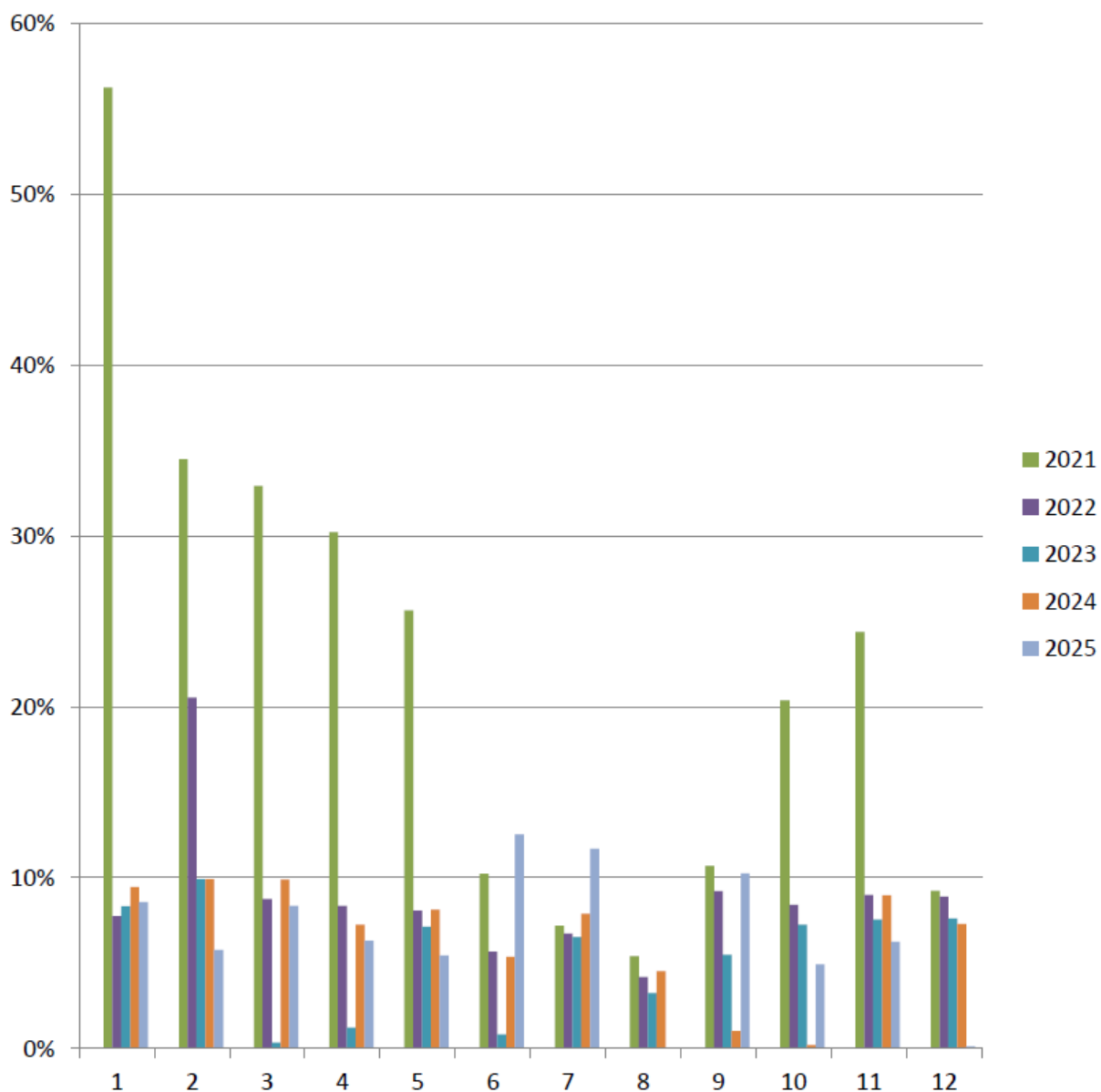
За таблицею 2.8 та рисунком 2.9 для КТП 390324 видно, що втрати відсутні у 2019 та 2020 роках, це пов'язано з тим, що на ТП був відсутній прилад обліку. У січні 2021 року було встановлено прилад обліку системи АСКОЕ на кожного споживача та технічний облік. На даній ТП споживачі фізичні особи та шість юридичних осіб. Перепади втрат у 2021 та 2022 році пов'язані зі збоями опитування приладів обліку споживачів та налагодження системи. В інші місяці складова втрат, це втрати від ліхтарів вуличного освітлення, включені крім приладів обліку до того моменту, поки не були встановлені прилади обліку в ЩВО. Також довелося замінювати прилади обліку, які не підтримують систему АСКОЕ (нові технічні приєднання). Проблеми виникали і в наступних роках через перепади напруги для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатор і концентратори. У 2025 році в березні місяці

відбувся вихід з ладу концентратора, для відновлення опитування довелося зробити його заміну.

За даними втрат КТП 390338 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками у %, введемо таблицю 2.9 і побудуємо графіки.

Таблиця 2.9 – Втрати електроенергії по КТП 390338.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
Січень	56.23	7.74	8.34	9.45	8.58
Лютий	34.5	20.54	9.91	9.91	5.76
Березень	32.91	8.76	0.34	9.9	8.36
Квітень	30.21	8.36	1.24	7.25	6.32
Травень	25.64	8.08	7.13	8.14	5.45
Червень	10.23	5.67	0.84	5.37	12.53
Липень	7.2	6.72	6.54	7.89	11.69
Серпень	5.41	4.19	3.26	4.53	0
Вересень	10.68	9.21	5.49	1.03	10.25
Жовтень	20.39	8.4	7.26	0.21	4.92
Листопад	24.38	8.99	7.54	8.98	6.24
Грудень	9.24	8.88	7.61	7.29	0.12



Графік втрат у % КТП 390338.

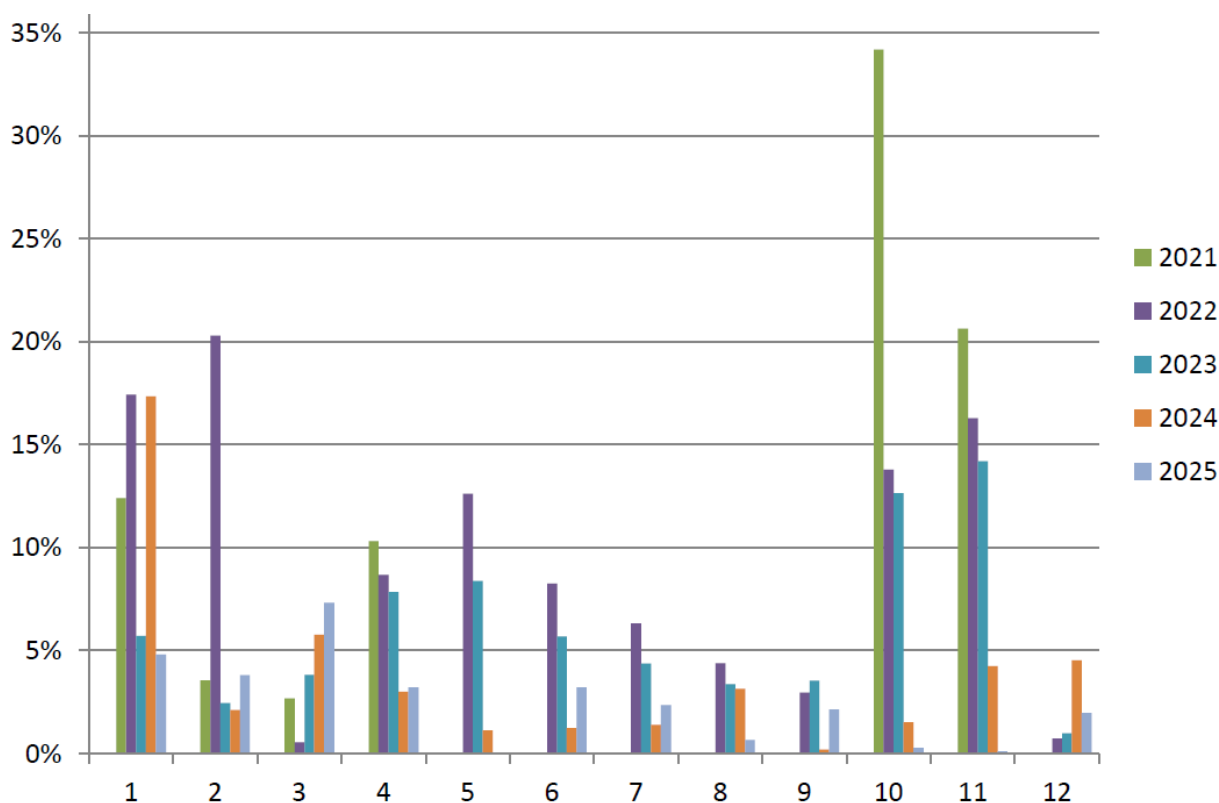
По таблиці 2.9 та рисунку 2.10 для КТП 390338 видно, що втрати відсутні 2019 та 2020 року, це пов'язано з тим, що на ТП був відсутній прилад технічного обліку. У січні 2021 року було встановлено прилад обліку системи АСКОВЕ на кожного споживача та технічний облік. На даній ТП споживачі фізичні особи та три юридичні особи. Перепади втрат у 2012 році пов'язані з налаштуванням обладнання та зі збоями опитування приладів обліку споживачів. Аналогічні проблеми виникали у 2022 році через перепади напруги, для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатор. Також у липні 2025 року було здійснено заміну приладів обліку, тих приладів обліку, які не

опитувалися, після чого втрати припинилися. У вересні стався збій концентраторів, що призвело до зростання втрат у жовтні та листопаді доводилося перезавантажувати концентратори.

За даними втрат КТП 390543 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками в %, введемо таблицю 2.10 і побудуємо графіки.

Таблиця 2.10 – Втрати електроенергії по КТП 390543.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
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



Графік втрат у % КТП 390543.

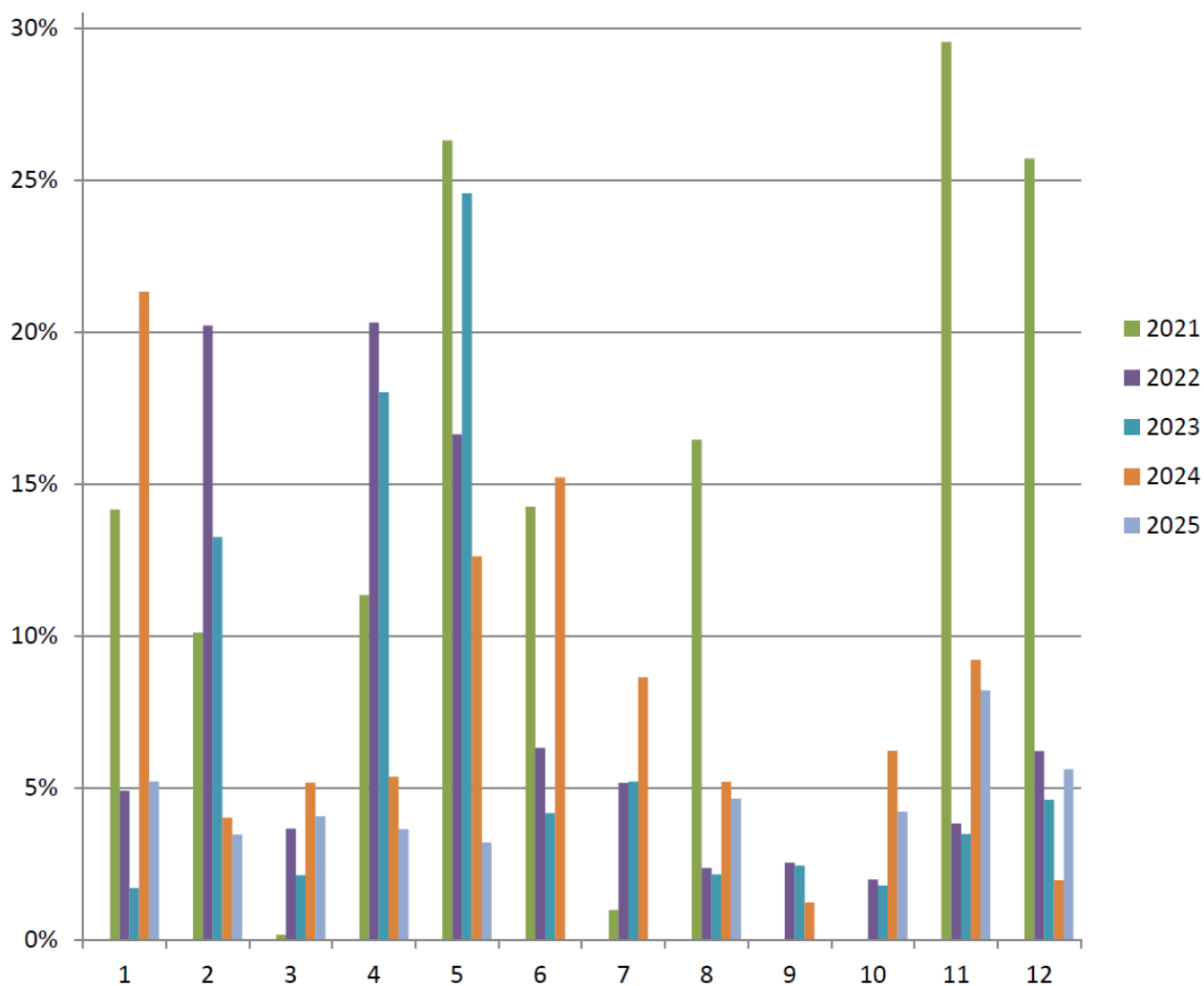
За таблицею 2.10 та малюнком 2.11 для КТП 390543 видно, що втрати відсутні у 2019 та 2020 роках, це пов'язано з тим, що на ТП був відсутній прилад обліку. У січні 2021 року було встановлено прилад обліку системи

АСКОЕ на кожного споживача та технічний облік. На даній ТП споживачі фізичні особи та одна юридична особа. Перепади втрат у 2021 році пов'язані зі збоями опитування приладів обліку споживачів та налагодження системи. Складова втрат це втрати від ліхтарів вуличного освітлення, включені крім приладів обліку до того моменту, поки не були встановлені прилади обліку в ЩВО. Також довелося замінювати прилади обліку, які не підтримують систему АСКОВЕ. Проблеми виникали і в наступних роках через перепади напруги для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатор і концентратори. У 2022, 2023 роках перепади втрат відбувалися через виходу з ладу приладів обліку та несвоєчасної їх заміни. У січні 2024 року втрати сталися через вихід з ладу концентратора, на початку лютого його було замінено. У 2025 році в червні місяці відбувся вихід з ладу приладу технічного обліку, для відновлення опитування довелося провести його заміну.

За даними втрат КТП 390635 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками у %, введемо таблицю 2.11 і побудуємо графіки.

Таблиця 2.11 – Втрати електроенергії по КТП 390635.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
Січень	14.16	4.9	1.7	21.32	5.21
Лютий	10.11	20.21	13.25	4.02	3.46
Березень	0.16	3.65	2.12	5.17	4.06
Квітень	11.35	20.31	18.02	5.37	3.64
Травень	26.31	16.64	24.57	12.62	3.2
Червень	14.25	6.32	4.17	15.21	0
Липень	0.98	5.16	5.21	8.64	0
Серпень	16.45	2.36	2.16	5.19	4.65
Вересень	0	2.55	2.45	1.23	0
Жовтень	0	1.98	1.78	6.22	4.21
Листопад	29.54	3.83	3.48	9.21	8.21
Грудень	25.71	6.21	4.61	1.96	5.62



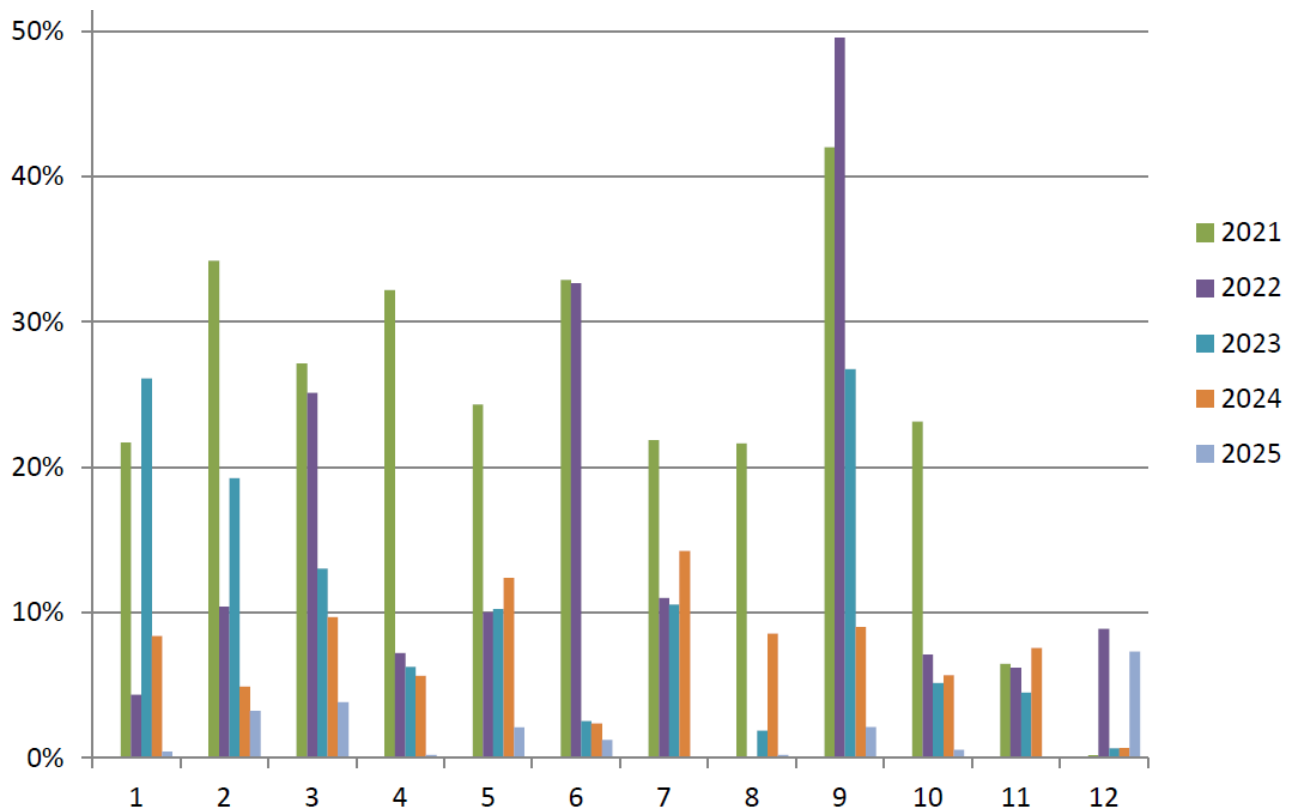
Графік втрат у % КТП 390635.

За таблицею 2.11 та рисунком 2.12 для ТП 29-04-17 видно, що втрати відсутні 2019 та 2020 роки, це пов'язано з тим, що на ТП був відсутній прилад технічного обліку. У січні 2021 року було встановлено прилад обліку системи АСКОЕ на кожного споживача та технічний облік. На даній ТП споживачі фізичні особи та одна юридична особа. Перепади втрат у 2021 році дуже великі це пов'язано з налаштуванням обладнання та зі збоями опитування приладів обліку споживачів. Аналогічні проблеми виникали і в наступних роках через перепади напруги, для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатор. У 2024 році проводилися роботи з перемикання ліхтарів вуличного освітлення через пристрій обліку, що дозволило знизити втрати електроенергії. Також було здійснено заміну приладів обліку. На даний момент один три фазний прилад обліку не замінено.

За даними втрат СКТП390825 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками у %, введемо таблицю 2.12 і побудуємо графіки.

Таблиця 2.12 – Втрати електроенергії по СКТП390825.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
Січень	21.68	4.32	26.1	8.37	0.41
Лютий	34.21	10.39	19.24	4.88	3.21
Березень	27.13	25.11	13	9.67	3.83
Квітень	32.18	7.21	6.25	5.64	0.18
Травень	24.32	10.01	10.23	12.36	2.08
Червень	32.88	32.67	2.5	2.35	1.23
Липень	21.85	10.99	10.54	14.21	0
Серпень	21.64	0	1.85	8.53	0.18
Вересень	42.03	49.57	26.72	8.99	2.1
Жовтень	23.12	7.1	5.13	5.67	0.54
Листопад	6.45	6.2	4.47	7.55	0
Грудень	0.16	8.87	0.64	0.66	7.31



Графік втрат у % СКТП390825.

За таблицею 2.12 та малюнком 2.13 для СКТП390825 видно, що втрати відсутні 2019 та 2020 роки, це пов'язано з тим, що на ТП був відсутній прилад технічного обліку. У січні 2021 року було встановлено прилад обліку системи АСКОЕ на кожного споживача та технічний облік. На даній ТП споживачі фізичні особи та одна юридична особа. Перепади втрат у 201221 році дуже великі – це пов'язано з налаштуванням обладнання, та зі збоями опитування приладів обліку споживачів, а також очевидно відбувалися розкрадання електроенергії. Проблеми з опитуванням виникали у 2022, 201423 роках відбувалася через перепади напруги та виходу з ладу приладів обліку, та концентраторів. Для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатор та концентратори. Також було проведено заміну приладів обліку вийшли з ладу та заміну приладів обліку не системи АСКОЕ.

За даними втрат КТП 390640 для наочної динаміки втрат електроенергії за роками в %, введемо таблицю.13 і побудуємо графіки.

Таблиця 2.13 – Втрати електроенергії по КТП 390640.

Місяць	2021	2022	2023	2024	2025
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

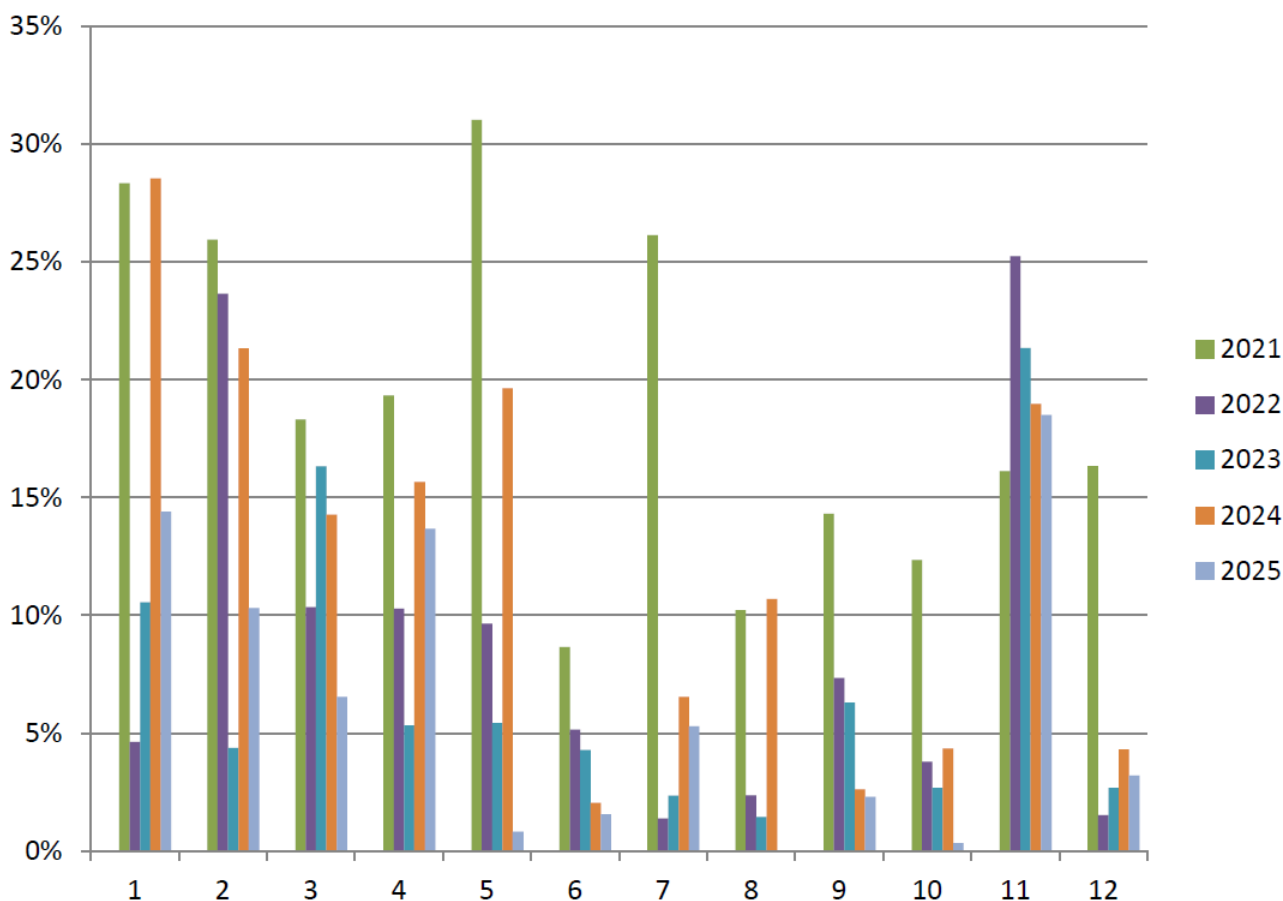


Рисунок 2.14 – Графік втрат у % КТП 390640.

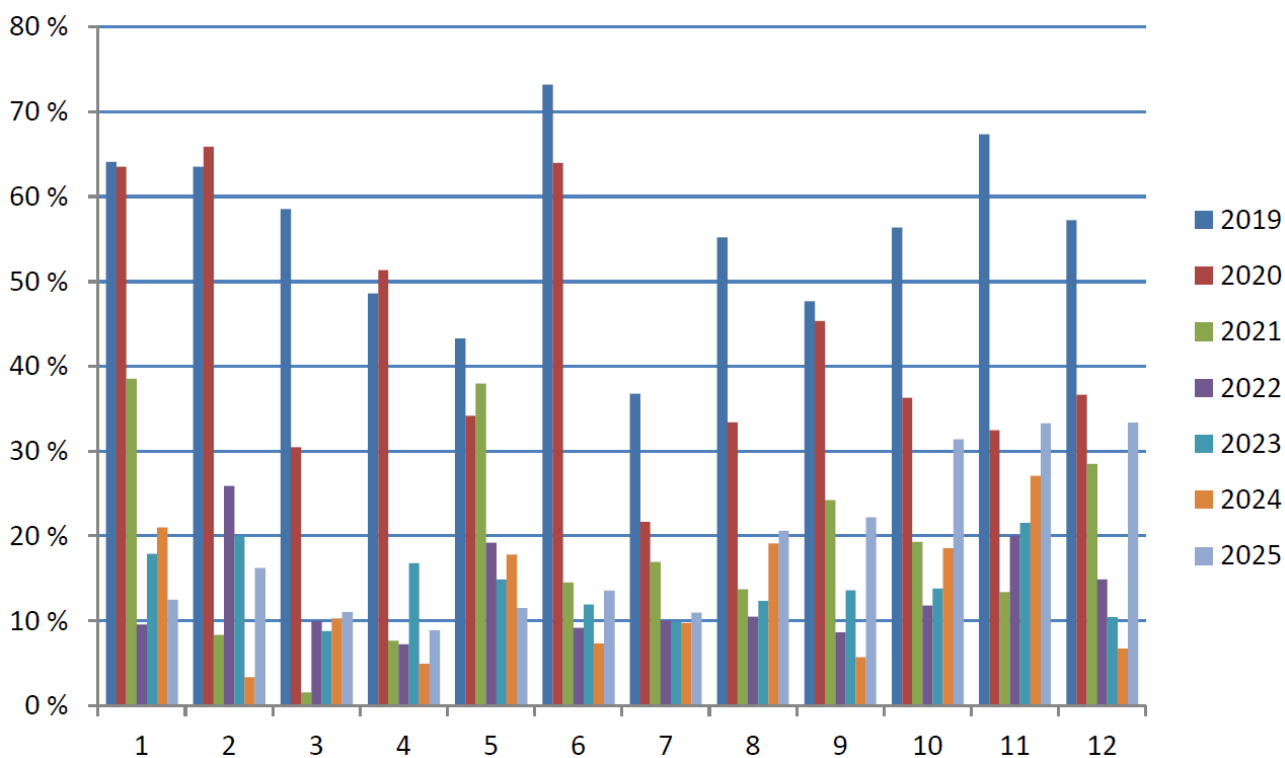
За таблицею 2.13 та рисунком 2.14 для КТП 390640 видно, що втрати відсутні 2019 та 2020 роки, це пов'язано з тим, що на ТП був відсутній прилад технічного обліку. У січні 201221 року було встановлено прилад обліку системи АСКОЕ на кожного споживача та технічний облік. На даній ТП споживачі фізичні особи та одна юридична особа. Перепади втрат у 2021 році дуже великі, це пов'язано з налаштуванням обладнання, і зі збоями опитування приладів обліку споживачів і, очевидно, відбувалися розкрадання електроенергії. У 2022 році виникали проблеми з опитуванням приладів обліку через перепади напруги, для відновлення опитування доводилося перезавантажувати маршрутизатор. Також було здійснено заміну приладів обліку. У 2023 році проводилися роботи із заміни приладів обліку. У 2024 році проводили відключення ліхтарів вуличного освітлення підключених без приладів обліку. У листопаді 2025 року опитування електролічильників не відбулося, тому показники були зняті візуально не в день вивантаження даних технічного обліку.

2.1.2 Втрати електроенергії в ПЛ-10 кВ Л-107

За даними втрат по лініях 10/0,4 кВ в даному фідері для наочної динаміки втрат електроенергії за роками у %, введемо до таблиці 2.14 та побудуємо графіки.

Таблиця 2.14 – Втрати електроенергії в ПЛ-10 кВ Л-107

Місяць	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Січень	64.1	63.5	38.52	9.57	17.89	20.97	12.48
Лютий	63.5	65.89	8.34	25.89	19.96	3.35	16.19
Березень	58.51	30.43	1.52	9.96	8.75	10.25	10.98
Квітень	48.58	51.33	7.61	7.22	16.77	4.91	8.85
Травень	43.26	34.16	37.93	19.18	14.86	17.8	11.46
Червень	73.19	63.96	14.49	9.17	11.9	7.3	13.56
Липень	36.76	21.63	16.9	10.02	9.87	9.74	10.97
Серпень	55.17	33.37	13.73	10.48	12.3	19.11	20.58
Вересень	47.64	45.35	24.21	8.65	13.6	5.71	22.17
Жовтень	56.31	36.25	19.26	11.77	13.8	18.53	31.38
Листопад	67.34	32.44	13.36	20.03	21.5	27.07	33.25
Грудень	57.2	36.6	28.46	14.86	10.41	6.7	33.32



Динаміка втрат електроенергії в ПЛ-10 кВ Л-107 у % за роками.

По таблиці 2.14 та рисунку 2.15 для ПЛ-10 кВ Л-107 видно, що у 2019 та 2020 роках були великі втрати восени – зимовий період та навесні, населення виробляла розкрадання електроенергії на опалення приміщень, а влітку на освітлення та приготування їжі. З січня 2021 року після встановлення приладів обліку на ТП та споживачів сталося зниження втрат. У процесі налагодження відбувалися перепади втрат, це пов'язано з перешкодами в лініях і не опитування приладів обліку по лініях 0,4 кВ.

У сезон гроз відбувалися збої в концентраторах на ПЛ-0,4 кВ і доводилося перепрограмувати концентратори або їх заміну. Для покращення якості сигналу лінії встановлювали додаткові концентратори, а місцями встановлювали шунтуючі перемички в місцях з'єднання проводу в прольоті ПЛ-0,4 кВ.

У 2022 році було повністю налагоджено опитування приладів обліку з усуненням виявлених зауважень.

У 2023 році відбувається невелике збільшення втрат у зв'язку із зменшення опитування приладів обліку та збільшення ліхтарів вуличного освітлення підключених, крім приладів обліку, проведено заміну приладів обліку, що не мають системи передачі даних.

У 2024 році найнижчі втрати. 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 в РП 0,4 кВ ТП.

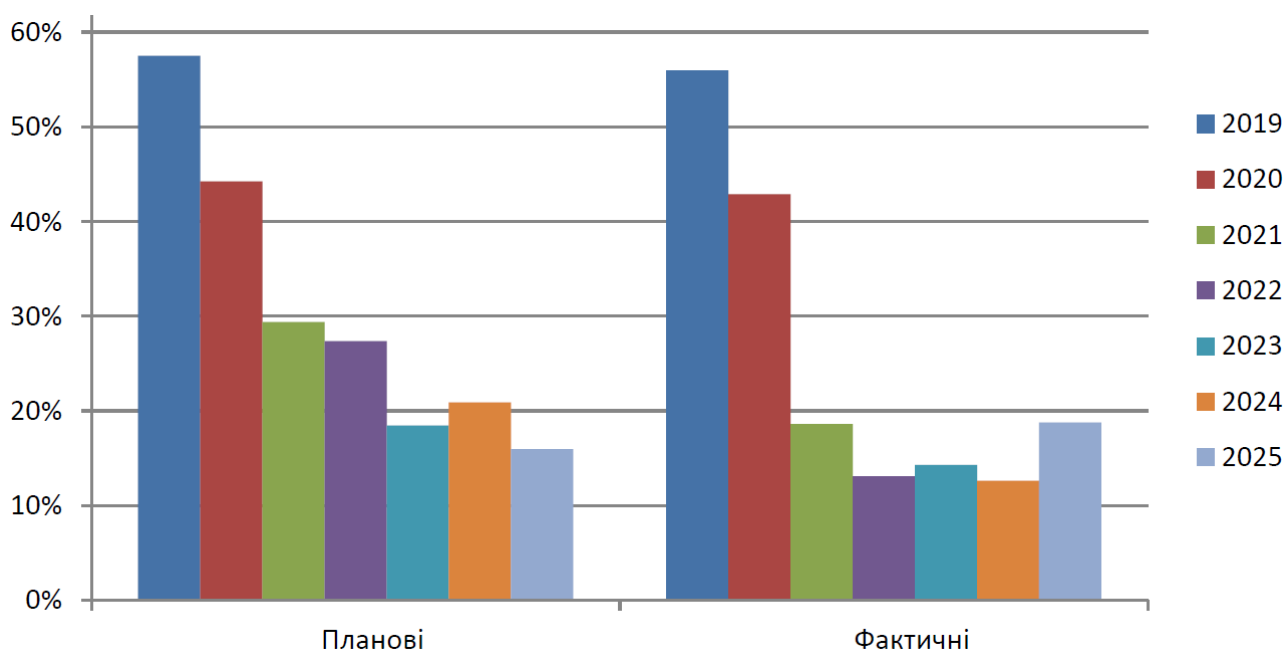
У 2025 році відбулося збільшення втрат пов'язане з неопитуванням приладів обліку та виходом з ладу концентраторів та маршрутизаторів, приладів обліку. Прилади обліку, концентратори і маршрутизатори вийшли з ладу після грози, що пройшли в липні місяці. Підключення ліхтарів вуличного освітлення безпосередньо до ПЛ-0,4 кВ. Заміна концентраторів та приладів обліку не проводилася через відсутність обладнання.

2.2 Аналіз планових та фактичних втрат електроенергії

За даними показників втрат фактичних та планових в ПЛ-10 кВ Л-107 покажемо наочно динаміку втрат електроенергії за роками. Дані введемо в таблицю 2.15 та побудуємо графіки втрат за роками та місяцями.

Таблиця 2.15 – Втрати електроенергії факт-план

Втрати	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Планові	57.52	44.27	29.38	27.35	18.47	20.91	15.97
Фактичні	55.96	42.9	18.6	13.07	14.3	12.6	18.77



Графік показників планових та фактичних втрат в ПЛ-10 кВ Л-107.

По таблиці 2.15 та рисунку 2.16 показників планових та фактичних втрат в ПЛ-10 кВ Л-107 видно, що у 2019 та 2020 роках були великі планові та фактичні втрати увійшли до планових. У 2021 році було змонтовано систему АСКОЕ і планові втрати були значно знижені порівняно з 2019 роком. Фактичні втрати у 2021 році були значно меншими ніж у 2020 році і меншими ніж планові втрати. У 2022, 2023, 2024 роках фактичні втрати практично не змінювалися, а план змінювався в залежності від фактичних втрат у попередній період.

У 2025 році планові втрати виявилися меншими за фактичні, це пов'язано з тим, що влітку 2025 року після гроз вийшли з ладу прилади обліку та знизилася опитування. Це призвело до підвищення фактичних втрат за рік.

Планування втрат за роками складалися з огляду на графік планових втрат порівняно з попередніми втратами і порівнювалися з фактичними втратами попереднього року.

2.3 Висновки до розділу 2

У розрахунковому розділі проведено аналіз втрат електричної енергії у фідері ПЛ-10 кВ Л-107 за даними трансформаторних підстанцій та ліній електропередачі за 2019–2025 роки. На основі отриманих статистичних даних побудовано графіки та визначено основні фактори, що впливають на величину втрат електроенергії.

Встановлено, що значні втрати електроенергії у попередні роки були зумовлені відсутністю або некоректною роботою приладів обліку, збоями системи АСКОЕ, виходом з ладу концентраторів, маршрутизаторів та приладів обліку, а також підключенням окремих споживачів і ліній вуличного освітлення поза системою обліку. Додатковим фактором збільшення втрат є перепади напруги в мережі та грозові явища, що призводять до пошкодження обладнання.

Після впровадження системи автоматизованого комерційного обліку електроенергії спостерігається загальна тенденція до зниження втрат у мережі, що підтверджує ефективність використання сучасних систем контролю та обліку електроенергії.

Порівняння планових і фактичних втрат показало, що у більшості років фактичні втрати були меншими або близькими до планових значень. Водночас у 2025 році спостерігається перевищення фактичних втрат над плановими, що пов'язано з виходом з ладу обладнання обліку та зменшенням рівня опитування лічильників.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

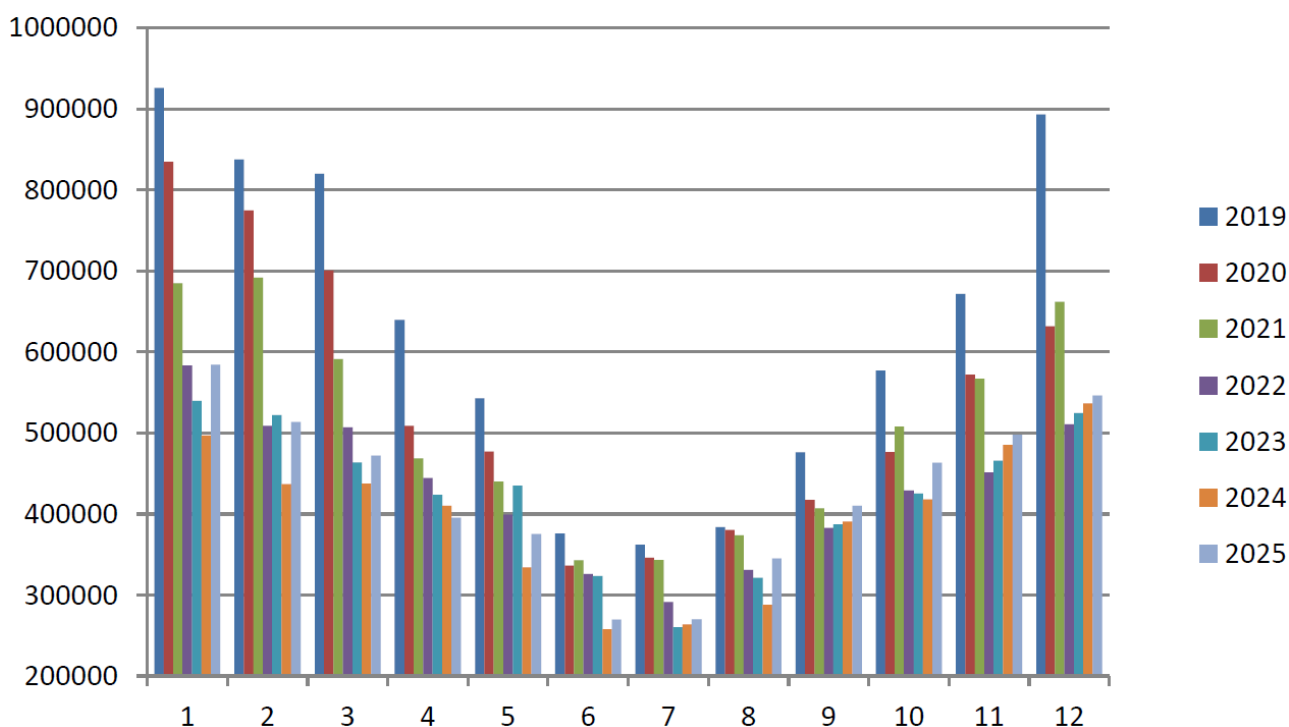
3.1 Висновки щодо впровадження системи АСКОЕ в ПЛ-10 кВ Л-107

Інтелектуальні прилади обліку, які вже зарекомендували себе майже по всій Україні як економічніші, точніші та зручніші. Нові електролічильники покращать якість енергопостачання, яке раніше падало через втручання сторонніх осіб або недобросовісних сусідів у роботу електромереж, убезпечать від несанкціонованих підключень, що призведе до вирівнювання напруги в мережі. Електронні лічильники мають високий клас точності, стійкі до кліматичних особливостей, дають можливість переключитися на багатотарифне споживання та значно заощадити на оплаті за електроенергію.

За даними показників відпуску в мережу лініями 10/0,4 кВ по ПЛ-10 кВ Л-107, наочно покажемо динаміку відпуск електроенергії за роками в *кВт·год*, введемо в таблицю 3.1 і побудуємо графіки.

Таблиця 3.1 – Відпуск електроенергії за роками в ПЛ-10 кВ Л-107

Місяць	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Січень	935733	824283	684708	582212	529702	496680	584110
Лютий	827275	774541	691843	508961	533010	427102	512361
Березень	819549	700286	591374	506724	462440	427144	471745
Квітень	629561	508632	468493	444223	432279	410235	295556
Травень	542069	476902	440092	299005	424988	224033	275198
Червень	276166	226227	242131	236099	232427	357814	369716
Липень	263383	246044	242441	391436	360211	362722	370240
Серпень	282853	280393	272800	220911	231114	388242	245331
Вересень	475853	417655	406950	282306	287387	290734	410318
Жовтень	576976	476283	507922	439398	435191	418112	462086
Листопад	671542	571665	566633	451052	465821	485238	497521
Грудень	892056	621581	661525	510676	534210	526423	545941



Графік відпуск електроенергії по місяцях в ПЛ-10 кВ Л-107.

По таблиці 3.1 та рисунку 3.1 відпуск в мережу для ПЛ-10 кВ Л-107 видно, що в 2019 і 2020 року був великий відпуск в мережу. У 2021 році було змонтовано систему АСКОЕ і відпуск в мережу знизився приблизно на 20% порівняно з 2019 роком. У 2022, 2023 та до вересня місяця 2024 року відбувалося зниження відпуску в мережу. З вересня 2024 року відбувалося зростання відпуску в мережу у зв'язку зі збільшенням абонентів фізичних осіб. За графіком видно, що великий відпуск в мережу відбувається в холодну пору року з невеликою тривалістю світлового дня.

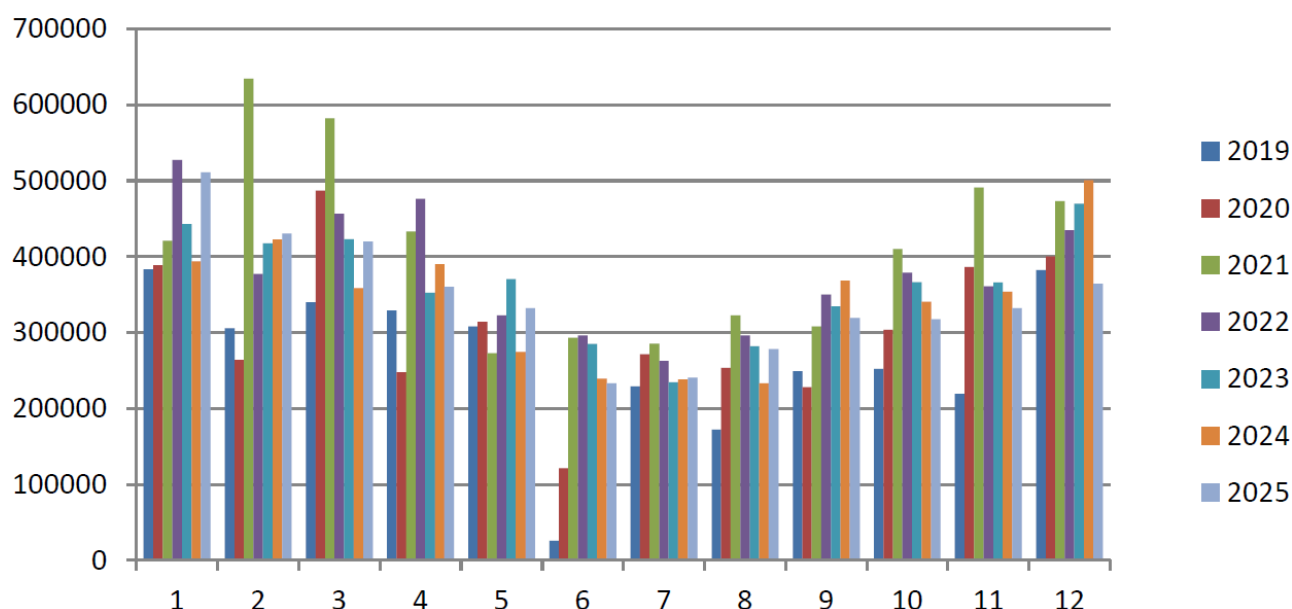
За даними показників корисного відпуску в мережу лініями 10/0,4 кВ по ПЛ-10 кВ Л-107 наочної динаміки корисного відпуску електроенергії за роками в $kWh \cdot год$, введемо в таблицю 3.2 і побудуємо графіки.

Таблиця 3.2 – Корисний відпуск в $kWh \cdot год$ по ПЛ-10 кВ Л-107

Місяць	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8
Січень	383312.7	388822.0	420965.5	527515.9	443163.9	393531.3	511228.2
Лютий	305645.4	264192.0	634150.8	377207.1	417792.4	422467.3	430275.4
Березень	340067.0	487231.5	582282.6	456261.6	422866.3	358519.9	419927.8

продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Квітень	328881.1	247560.0	432837.7	476419.6	352360.5	390178.0	360568.0
Травень	308148.0	313978.0	273157.8	322481.0	370335.9	274569.0	332219.0
Червень	25606.82	121225.7	293395.5	296199.6	284938.7	238993.6	233131.0
Липень	229100.7	271181.2	285396.5	262232.8	234618.3	238047.3	240683.7
Серпень	172074.7	253389.0	322481.0	296238.3	281616.9	233253.6	278444.0
Вересень	249144.6	228253.9	308424.2	350041.5	334616.0	368432.5	319272.7
Жовтень	252054.3	303681.0	410122.6	378757.7	366514.6	340650.0	317777.0
Листопад	219300.6	386194.1	490943.0	360727.9	365677.3	353936.8	332112.0
Грудень	382252.5	400422.4	473262.5	434803.1	469729.3	500491.1	364589.0



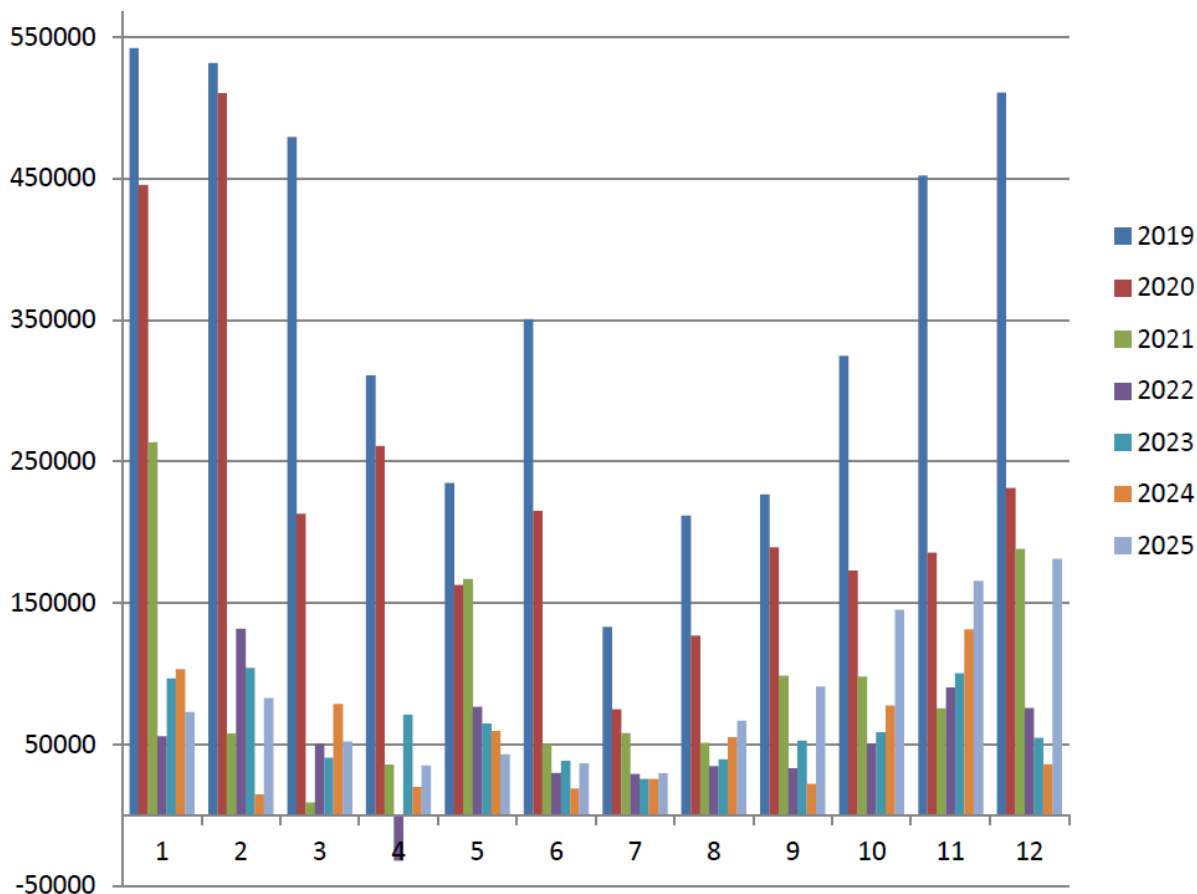
Графік корисного відпуску електроенергії в $kWh \cdot год$ ПЛ-10 кВ Л-107.

За таблицею 3.2 та рисунком 3.3 корисного відпуску у мережу в ПЛ-10 кВ Л-107 видно, що у 2019 та 2020 роках корисний відпуск у мережу був найнижчий порівняно з наступними роками. У 2021 році було змонтовано систему АСКОЕ і корисний відпуск в мережу збільшився порівняно з 2019, 2020 роками. У 2022 році відбувся стрибок корисного відпуску. З вересня 2024 року відбувалося зростання відпуску у мережу у зв'язку зі збільшенням абонентів фізичних осіб.

За даними показників втрат за місяцями в мережу лініями 10/0,4 кВ в ПЛ-10 кВ Л-107 наочної динаміки втрат за місяцями електроенергії за роками в $кВт \cdot год$, введемо в таблицю 3.3 і побудуємо графіки.

Таблиця 3.3 – Показники втрат у $кВт \cdot год$ за місяцями в ПЛ-10 кВ Л-107.

Місяць	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Січень	542409.3	445560.0	263742.5	55797.1	96539.1	103148.7	72881.8
Лютий	531729.6	510349.0	57691.2	131753.9	104217.6	14635.7	82985.6
Березень	479482.0	213154.5	8991.4.0	50472.4	40573.7	78624.1	51817.2
Квітень	310679.9	261063.0	35654.3	-32087.6	71018.5	20147.0	34988.0
Травень	234921.0	162925.0	166935.2	76524.0	64652.1	59453.0	42979.0
Червень	350559.2	215111.3	49725.5	29899.4	38498.3	18820.4	36585.0
Липень	133181.3	74862.8	58044.5	29193.2	25692.7	25685.7	29656.3
Серпень	211777.3	126903.0	51319.0	34672.7	39497.1	55089.4	66777.0
Вересень	226707.4	189401.1	98525.8	33164.5	52671	22291.5	90945.3
Жовтень	324921.7	172701.0	97810.4	50540.3	58676.4	77463.0	145309.0
Листопад	452242.4	185470.9	75679.0	90325.1	100153.7	131391.2	165419.0
Грудень	510803.5	231158.6	188272.5	75872.9	54580.7	35940.9	181352.0



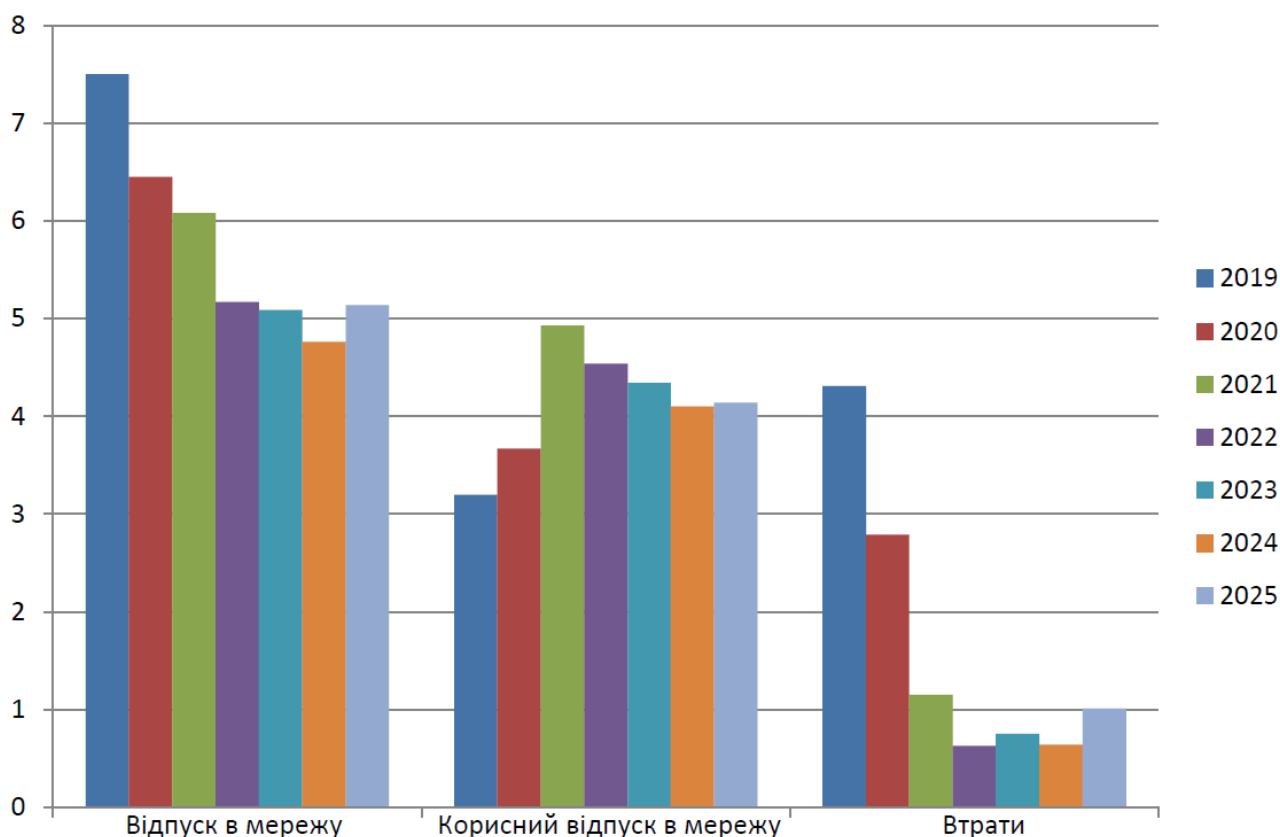
Графік втрат по місяцях в $кВт \cdot год$ в ПЛ-10 кВ Л-107.

За таблицею 3.3 та рисунком 3.3 втрат по місяцях у мережі в ПЛ-10 кВ Л-107 видно, що у 2019 та 2020 роках великі втрати у мережі особливо у зимовий період, це свідчить про велику кількість розкрадання електроенергії. У 2021 році було змонтовано систему АСКОЕ і втрати в мережі зменшилися порівняно з 2019-2020 роками приблизно вдвічі. 2022 року сталося ще зниження втрат після налагодження опитування приладів обліку. У 2022 році у квітні місяці відбулася генерація через опитування приладів обліку по ТП, які минулого місяця не опиталися. А наступного місяця втрати збільшилися через неопитування приладів обліку. У 2023 році відбулося невелике зростання втрат у порівнянні з 2022 роком через несправність приладів обліку та встановлення приладів обліку абонентами за новими технічними умовами. У 2024 році відбулося зниження втрат у зв'язку із заміною приладів обліку на прилади обліку системи АСКОЕ. У 2025 році відбулося зростання втрат у лютому та грудні порівняно із втратами в аналогічний період 2024 року.

За даними показників втрат, корисного відпуску, відпуск в мережу за роками в $кВт \cdot год$, по лініях 10/0,4 кВ ПЛ-10 кВ Л-107 з наочної динаміки за роками, введемо в таблицю 3.4 і побудуємо графіки.

Таблиця 3.4 – Показники втрат, корисний відпуск, відпустка у мережу в ПЛ-10 кВ Л-107.

Місяць	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Відпуск в мережу, $млн.кВт \cdot год$	7.5	6.45	6.08	5.17	5.09	4.76	5.14
Корисний відпуск, $млн.кВт \cdot год$	3.2	3.67 8	4.93	4.54	4.34	4.1	4.14
Втрати, $млн.кВт \cdot год$	4.31	2.79	1.15	0.63	0.75	0.64	1.1



Річний графік порівняння в *млн.кВт·год* по ПЛ-10 кВ Л-107.

Дивлячись на графіки видно, як змінювався відпуск в мережу за роками до та після встановлення системи АСКОЕ. Після встановлення системи АСКОЕ сталося зниження корисного відпуску до 2025 року. У 2025 році відбулося зростання відпуску у мережу через збільшення споживання населенням та юридичними особами.

Дивлячись на графік корисного відпуску в мережу видно, що до установки системи АСКОЕ корисний відпуск в мережу був менший ніж після встановлення. У 2021 році був найбільший корисна відпуск у зв'язку з тим, що населення думало, що може здійснювати розкрадання електроенергії після приладів обліку, оскільки старий прилад обліку не рахує вони думали, що платити не доведеться за викрадену електроенергію. У 2022-2024 роках поступово відбувалося зниження корисної відпустки до мережі. У 2025 році відбулося зростання корисного відпуску за рахунок підключення нових споживачів фізичних осіб та збільшення виробництва.

Дивлячись на графік втрат за роками, видно, що великі втрати були в 2019, 2020 роках. У 2021 році на рік встановлення системи АСКОЕ видно різке зниження втрат приблизно в 1,5 раза. У 2022-2024 роках втрат змінювалися відносно один одного незначно. У 2025 році відбулося невелике зростання втрат електроенергії через вихід приладів обліку та концентраторів, що призвело до зниження відсотка опитування приладів обліку електроенергії. Втрати порівняно 2022 з 2024 роком різниця в 3 рази. Що говорить про високу ефективність впровадження системи АСКОЕ.

Для поліпшення опитування необхідно замінити концентратори на стійку до перепадом напруги і встановити обмежувачі перенапруги (ОПН). Своєчасно проводити заміну приладів обліку, концентраторів, що вийшли з ладу для правильної картини споживання електроенергії.

Аналізуючи споживання електроенергії до та після встановлення приладів обліку системи АСКОЕ видно, що сталося значне зниження споживання електроенергії майже вдвічі. Відповідно й знизилася втрата електроенергії майже втричі. Якість електроенергії після встановлення системи АСКОЕ стала значно кращою, частково було замінено вводи в будинки з голого дроту на СІП.

Зменшилась кількість технологічних порушень у мережах 0,4 кВ.

Для якісного прийому і передачі сигналу необхідні хороші лінії електропередачі, а також застосування фільтрів, для згладжування частотних перешкод від електроприладів споживачів.

Перешкоди викликають переважно старі телевізори та інші старі побутові прилади.

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

В наш час для зниження втрат у лініях необхідне застосування нових технологій та матеріалів, що дозволить знизити технічні втрати на передачу електроенергії. Для зниження розкрадання електроенергії необхідно періодично

проводити огляд ліній ПЛ-0,4 кВ, проводити перевірку приладів 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 відключає кола обліку електроенергії дистанційно. Для недопущення можливості розкрадання електроенергії мережевої компанії бажано встановлювати самі прилади обліку із застосуванням систем АСКОЕ.

3.2 Економічна ефективність встановлення АСКОЕ в ПЛ-10 кВ Л-107

На фідер в ПЛ-10 кВ Л-107 було встановлено однофазних приладів обліку в кількості 461 шт. Трифазні прилади обліку прямого включення в кількості 91 шт., трифазних пристроїв обліку трансформаторного включення 25 шт. Трансформатори струму 75 шт. Пластикових однофазних щитів 461 шт. Пластикових трифазних щитів 91 шт. Металеві трифазні щити 22 шт. Щит металевий для концентраторів 40 шт. Концентратори 120 шт. Маршрутизатор 18 шт. і т.д. Нижче наведено розрахунок вартості матеріалів та монтажних робіт за орієнтовними ринковими цінами України станом на 2024–2025 рр. [15-19]

Таблиця 3.5 – Вартість матеріалів для монтажу системи АСКОЕ

Найменування	К-сть	Ціна за 1 шт., грн	Разом, грн
1	2	3	4
Трифазний прилад обліку прямого включення (NIK 2303 AP3)	91	4200	382200
Трифазний прилад обліку трансформаторного включення (NIK 2303 ART)	25	5200	130000
Однофазний прилад обліку (NIK 2102)	461	1800	829800
Пластиковий однофазний щит	461	700	322700
Пластиковий трифазний щит	91	1200	109200

продовження таблиці 3.5

1	2	3	4
Металевий трифазний щит	22	2500	55000
Трансформатори струму типу ТОП-0,66	75	600	45000
Кабель АВВГ 2×10, м	9220	80	737600
Кабель АВВГ 4×10, м	1820	160	291200
Кабель ВВГ 3×2,5, м	250	45	11250
Автоматичний вимикач 3-полюсний 25 А	91	350	31850
Автоматичний вимикач 2-полюсний 50 А	461	220	101420
Металевий щит для концентраторів	40	3000	120000
Концентратор збору даних	120	12000	1440000
Маршрутизатор	18	4500	81000
Сигнальна стрічка СП (50 м)	72	1400	100800
Скріпа кріпильна (100 шт)	12	560	6720

Таблиця 3.6 – Вартість монтажних робіт

Найменування робіт	Кількість	Ціна за роботу, грн	Разом, грн
Монтаж однофазного приладу обліку	461	2000	922000
Монтаж трифазного приладу обліку	91	3200	291200
Монтаж трифазного приладу трансформаторного включення	25	5000	125000
Монтаж концентраторів	40	2500	100000

Загальна вартість впровадження системи:

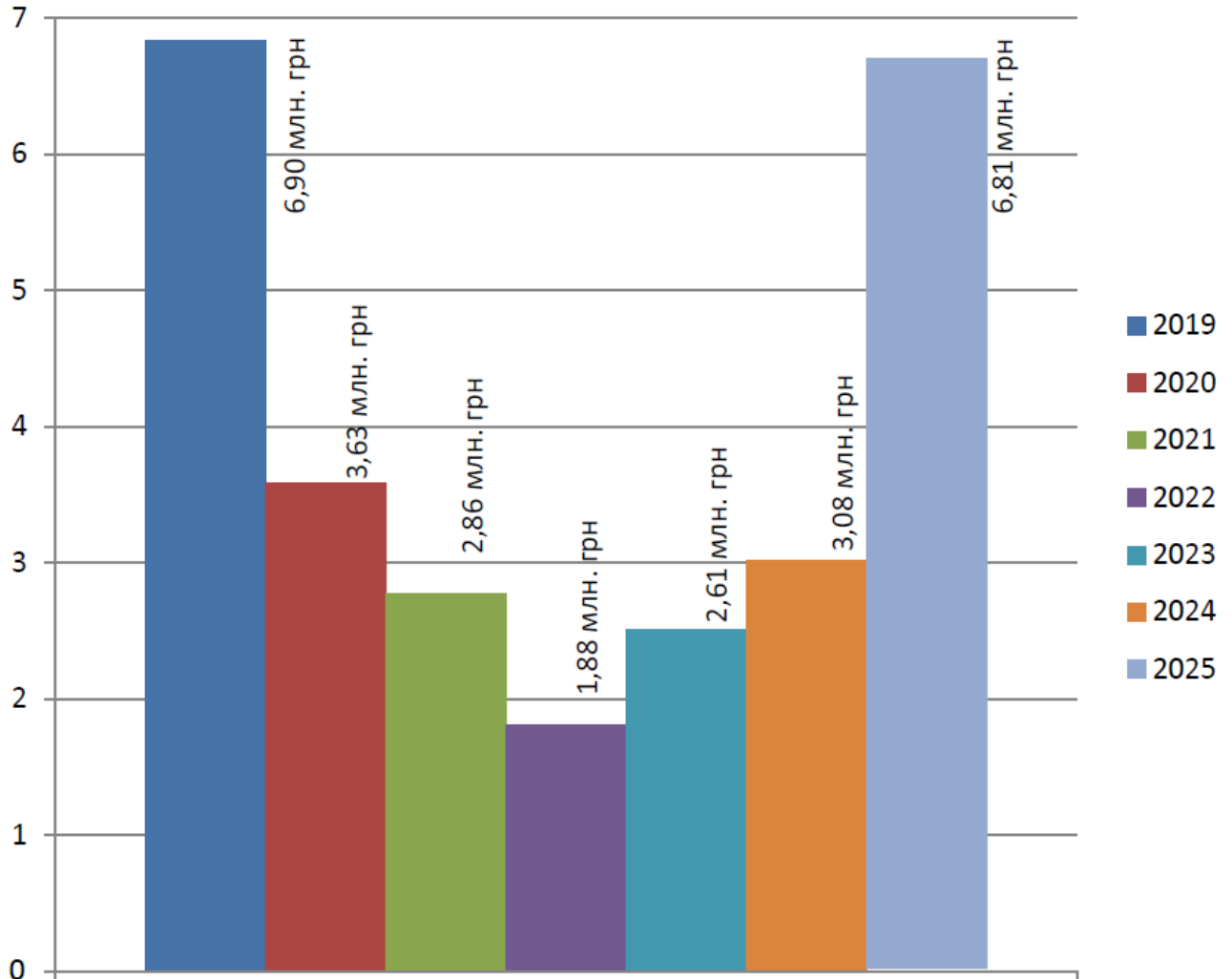
- матеріали: 4 795 740 грн;
- монтаж: 1 438 200 грн.

Загальна вартість системи АСКОЕ становить 6 233 940 грн.

За даними показників втрат, лініями 10/0,4 кВ для ПЛ-10 кВ Л-107 з наочної динаміки за роками в гривнях, згідно вартості втрат електричної енергії для енергопостачальних організацій [20], введемо в таблицю 3.7 і побудуємо графіки.

Таблиця 3.7 – Показники втрат в ПЛ-10 кВ Л-107 в млн. грн за роками.

2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
6,90	3,63	2,86	1,88	2,61	3,08	6,81



Графік втрат електричної енергії у ПЛ-10 кВ Л-107.

За таблицею 3.6 та рис. 3.5 втрат в гривнях по місяцях у мережі для ПЛ-10 кВ Л-107 видно, що у 2020 році порівняно з 2019 роком відбулося зниження втрат у грошах за рахунок проведення рейдів щодо виявлення безоблікового споживання електроенергії, встановлення системи АСКОЕ.

У 2021 році проводилося налагодження опитування та приймання на комерційні розрахунки приладів обліку, що природно знизило втрати та їхню оплату.

З 2022 року відбувалося зростання оплати втрат за рахунок підвищення тарифу на оплату втрат.

Усього витрати на систему АСКОЕ склали із витрат на матеріали та прилади обліку, а так само витрати на монтаж системи обліку все це склало 6 233 940 грн.

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

3.3 Розрахунок технічних втрат за фідером ПЛ-10 кВ Л-107

Зробимо розрахунок технічних втрат на прикладі споживання січня 2025 року.

Розглянемо метод заснований на зв'язку між втратами напруги та втратами потужності в 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 вимірів [21].

Для ділянки мережі з опором R і найбільшим навантаженням на кінці лінії $I_{нб}$ втрати потужності у відсотках щодо потужності, що передається, можна записати у вигляді:

$$\Delta P_{нб} = \frac{3 \cdot I_{нб}^2 \cdot R}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{нб} \cdot \cos \varphi} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{нб} \cdot R}{U_{ном} \cdot I_{нб} \cdot \cos \varphi} \cdot 100\%$$

Втрати напруги в режимі найбільшого навантаження у відсотках щодо номінальної напруги:

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

Тоді:

$$\frac{\Delta P_{нб}}{\Delta U_{нб}} = \frac{R}{(R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \cdot \cos \varphi} \cdot 100\%$$

Звідси:

$$\Delta P_{нб} = k_{нм} \cdot \Delta U_{нб} \%$$

При нерівномірному навантаженні фаз більше 10% коефіцієнт $k_{нм} = 0,6$ [21]. Втрати енергії в в.о. залежно від часу максимальних навантажень:

$$\Delta W = \Delta P_{нб} \cdot \tau,$$

де τ – число годин максимального навантаження.

Знайдемо абсолютну величину втрат:

$$\Delta W_C = \frac{\Delta W}{100\%} \cdot W_C,$$

де W_C – електроенергія, що відпускається в мережу за розрахунковий період.

Розрахуємо падіння напруги на прикладі КТП 390147:

$$\Delta U_{нб} = \frac{\sqrt{3} \cdot 25 \cdot (0 \cdot 0,62 + 2 \cdot 0,43)}{380} \cdot 100\% = 0\%$$

Розрахуємо втрату потужності:

$$\Delta P_{нб} = 0,6 \cdot 0 = 0\%.$$

Розрахуємо енергії у в.о. залежно від часу максимальних навантажень:

$$\Delta W = 0 \cdot 240 = 0.$$

Розрахуємо абсолютну величину втрат:

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

Далі інших ТП розрахунок проведемо у програмі Excel і занесемо до таблиці 3.8.

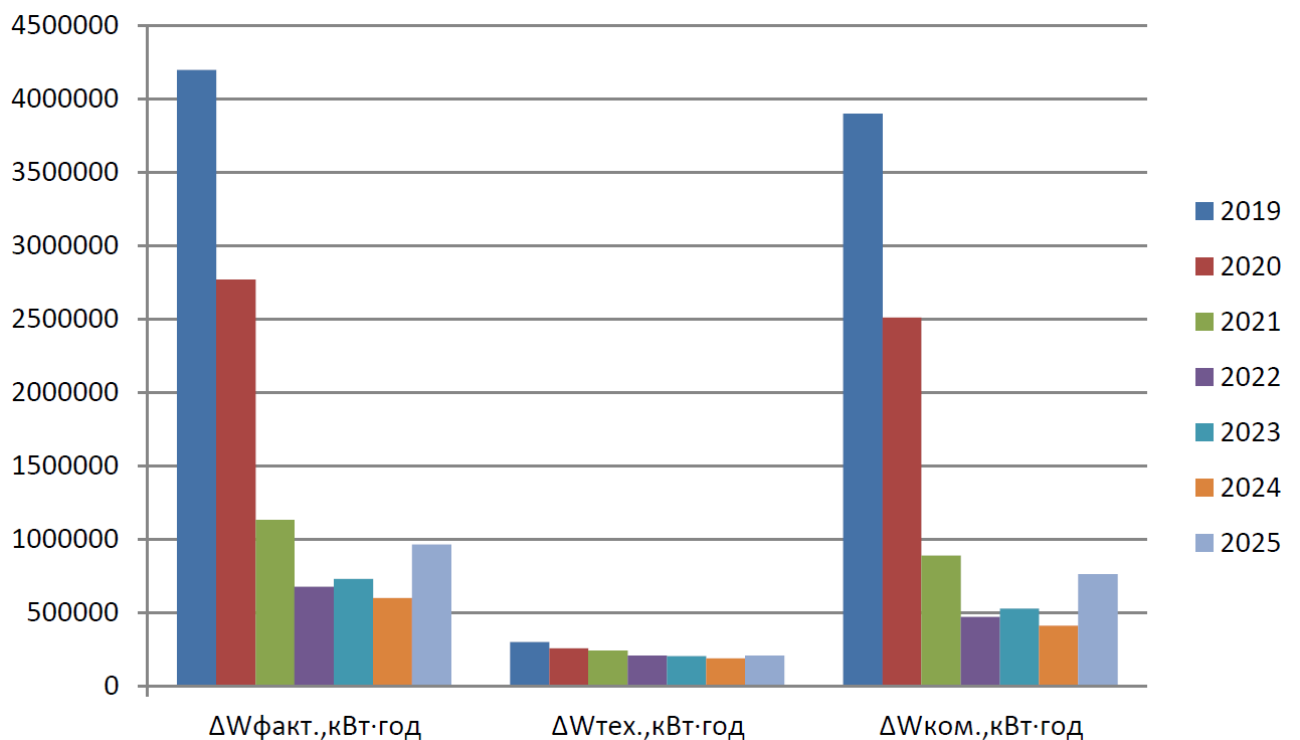
Таблиця 3.8 – Показники технічних втрат у мережі 0,4 кВ

	$k_{нм}$	Струм ПЛ-0,4кВ	Довжина ПЛ, км	Передавана потужність $кВт\cdot год$	лінії, м/км	лінії, м/км	$\sin \varphi$	$\cos \varphi$	$U_{ном}$, В	$\Delta U_{нб}$, %	$\Delta P_{нб}$, %	τ , ГОДЮ	ΔW , в.о.	ΔW_C , %
КТП 390147	0.6	25	0	5446	0	0	0.62	0.43	380	0	0	240	0	0
КТП 390147	0.6	0	0	1	0	0	0.62	0.43	380	0	0	240	0	0
КТП 390149	0.6	20	0	1632	0	0	0.62	0.43	380	0	0	240	0	0
КТП 390150	0.6	10	0.08	1	0.92	0.336	0.62	0.43	380	0.11	0.08	240	18.07	0.18
КТП 390151	0.6	7	0	1039	0.92	0.336	0.62	0.43	380	0	0	240	0	0
КТП 390152	0.6	6	1.12	245	0.64	0.325	0.62	0.43	380	0.73	0.5	240	0.49	1.2
КТП 390323	0.6	5	2	33390	0.92	0.336	0.62	0.43	380	1.38	0.94	240	0.006	2.26
КТП 390324	0.6	5	3.48	59361	0.92	0.336	0.62	0.43	380	2.41	1.64	240	0.007	3.93
КТП 390338	0.6	4	2.6	16490	1.28	0.345	0.62	0.43	380	1.82	1.24	240	0.018	2.97
КТП 390543	0.6	6	3.72	35362	1.28	0.345	0.62	0.43	380	3.91	2.66	240	0.018	6.38
КТП 390635	0.6	10	0.8	39362	0.64	0.325	0.62	0.43	380	0.87	0.59	240	0.004	1.43
СКТП390825	0.6	10	2.71	46181	0.64	0.325	0.62	0.43	380	2.96	2.01	240	0.01	4.83
КТП 390640	0.6	0	1.98	58603	0.92	0.336	0.62	0.43	380	0	0	240	0	0

За даними отриманих раніше заносимо до таблиці 3.9 втрати фактичні за роками у $\text{кВт}\cdot\text{год}$, % та гривнях. Технічні втрати розраховуємо виходячи, з розрахункового значення % підприємством по всьому фідеру ПЛ-10 кВ Л-107. Комерційні втрати це різниця фактичних втрат та технічних [21].

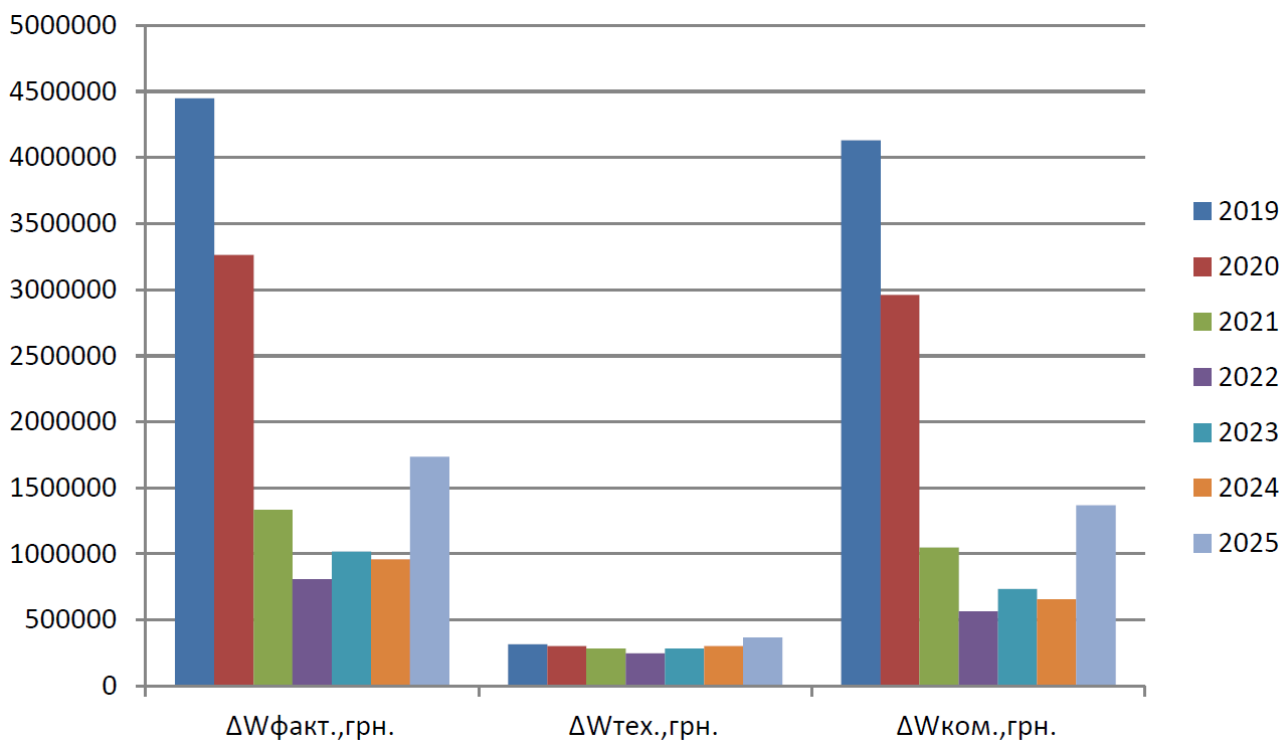
Таблиця 3.9 – Показники технічних, фактичних та комерційних втрат в ПЛ-10 кВ Л-107.

	$\Delta W_{\text{факт}}$			$\Delta W_{\text{техн}}$			$\Delta W_{\text{комер}}$		
	$\text{кВт}\cdot\text{год}$	%	грн	$\text{кВт}\cdot\text{год}$	%	грн	$\text{кВт}\cdot\text{год}$	%	грн
2019	4197000	55.96	4448820	298500	3.98	316410	3898500	51.98	4132410
2020	2767050	42.9	3265119	256710	3.98	302917.8	2510340	38.92	2962201.2
2021	1130880	18.6	1334438.4	241984	3.98	285541.1	888896	14.62	1048897.3
2022	675719	13.07	810862.8	205766	3.98	246919.2	469953	9.09	563943.6
2023	727870	14.3	1019018	202582	3.98	283614.8	525288	10.32	735403.2
2024	599760	12.6	959616	189448	3.98	303116.8	410312	8.62	656499.
2025	964778	18.77	1736600.4	204572	3.98	368229.6	760206	14.79	1328370.8



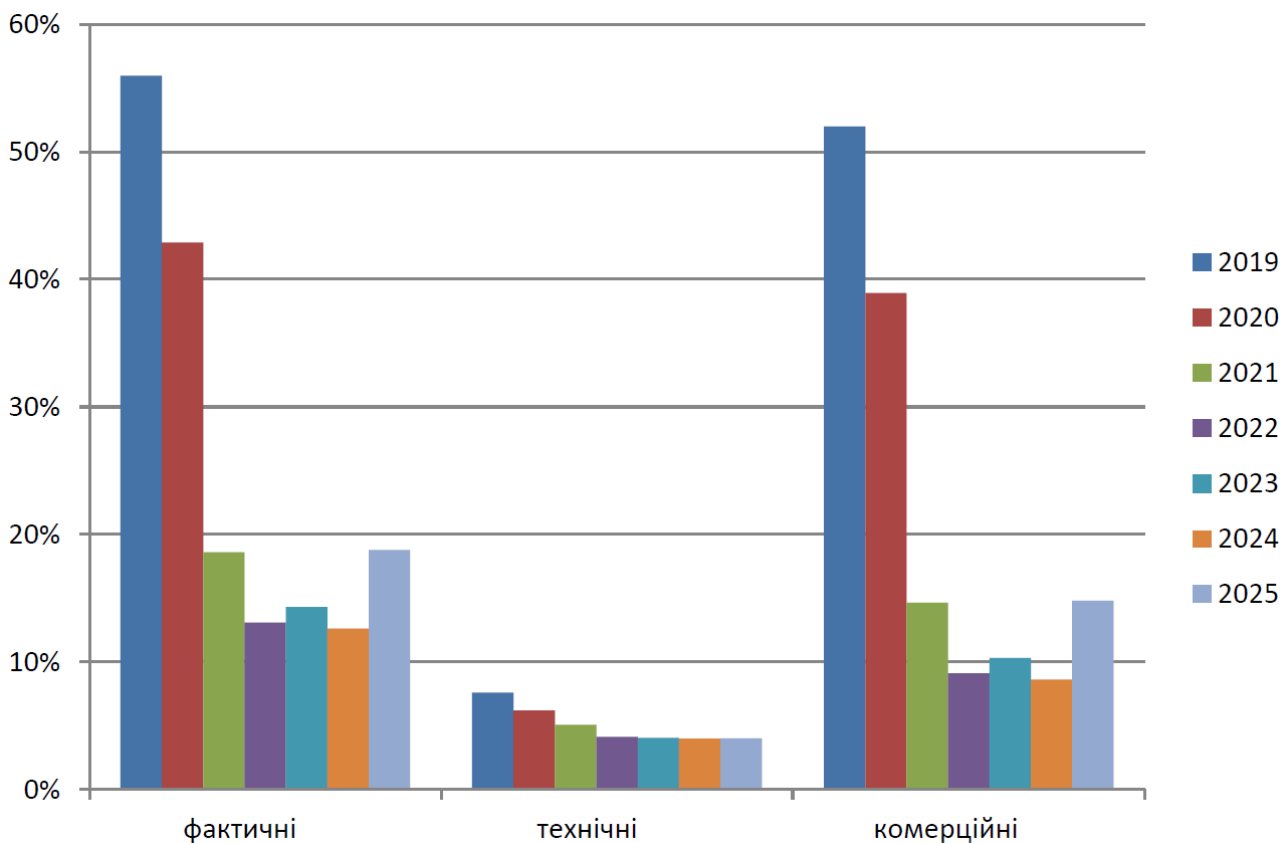
Графік порівняння втрат у $\text{кВт}\cdot\text{год}$ в ПЛ-10 кВ Л-107.

По таблиці 3.9 та рисунку 3.6 видно, що технічні втрати до впровадження системи АСКОЕ більше, за рахунок великої відпустки в мережу. Під час впровадження системи відбулося зниження комерційних втрат, зменшилося безоблікове споживання. Технічні втрати знизилися за рахунок зниження відпуску до мережі.



Графік порівняння втрат у грн в ПЛ-10 кВ Л-107.

По таблиці 3.9 та рисунку 3.7 видно, що витрати на оплату технічних втрат до впровадження системи АСКОЕ та після налагодження майже незмінилися. У разі впровадження системи відбулося невелике зниження витрат на оплату комерційних втрат. Але у 2022 році відбулося зростання оплати за технічні втрати через значне збільшення вартості оплати за втрати. Комерційні втрати зменшилися більш ніж утричі навіть за зростання тарифу на оплату втрат.



Графік порівняння втрат у % в ПЛ-10 кВ Л-107.

За таблицею 3.9 та рисунком 3.8, що фактичні та комерційні втрати знизилися майже в чотири рази після встановлення системи АСКОЕ. Що дозволяє зробити висновок правильності впровадження та зменшення втрат до необхідних показників. Технічні втрати залежить від навантаження на лінії. Чим більша відпустка в мережу, тим більше технічних втрат

3.4 Висновки до розділу 3

У проектно-конструкторському розділі проведено аналіз роботи фідера ПЛ-10 кВ Л-107 до та після впровадження системи автоматизованого комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). На основі статистичних даних за 2019–2025 роки досліджено динаміку відпуску електроенергії в мережу, корисного відпуску та втрат електроенергії.

Аналіз показав, що до впровадження системи АСКОЕ (2019–2020 рр.) у мережі спостерігалися значні втрати електроенергії, що було пов'язано з

безобліковим споживанням, застарілими приладами обліку та недостатнім контролем за роботою мережі. Після впровадження системи АСКОЕ у 2021 році відбулося суттєве зменшення втрат електроенергії, що підтверджує ефективність застосування автоматизованого обліку.

У результаті впровадження системи АСКОЕ зменшилися комерційні втрати електроенергії, покращився контроль за споживанням електроенергії, а також підвищилася достовірність даних комерційного обліку. Проведений аналіз показав, що фактичні та комерційні втрати після встановлення системи зменшилися у кілька разів порівняно з періодом до її впровадження.

У розділі також виконано розрахунок технічних втрат електроенергії для мережі 0,4 кВ на прикладі трансформаторних підстанцій фідера ПЛ-10 кВ Л-107. Отримані результати показали, що технічні втрати залежать від навантаження ліній, довжини мережі та параметрів провідників, і становлять відносно невелику частку у загальному балансі втрат.

Виконано розрахунок вартості впровадження системи АСКОЕ. Загальна вартість обладнання та монтажних робіт становить 6 233 940 грн, що включає витрати на прилади обліку, комунікаційне обладнання, допоміжні матеріали та монтаж.

Таким чином, впровадження системи АСКОЕ у мережі ПЛ-10 кВ Л-107 є технічно та економічно доцільним, оскільки дозволяє значно зменшити комерційні втрати електроенергії, підвищити точність обліку електроенергії та покращити контроль за роботою електричної мережі.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Планування робіт з охорони праці

Робота з персоналом являється одним із основних завдань керівників енергетичних підприємств та організацій, а також керівників цехів, районів, підстанцій, відділів, дільниць. Така робота планується, регулярно проводиться та систематично контролюватися.

Загальне керівництво процесом підготовки та підвищення кваліфікації працівників та інженерно – технічних працівників покладається на головних інженерів підприємств і організацій.

Планування, організаційна робота та контроль за підготовкою, перепідготовкою та підвищенням кваліфікації персоналу здійснюється старшим інженером (інженером) з підготовки кадрів та виробничо – технічному навчанні чи по сумісності іншим працівникам під безпосереднім керівництвом начальника відділу кадрів підприємства.

Персонал, який приймається на роботу, проходить попередній медичний огляд (а надалі періодичні медичні огляди) та ввідні інструктажі з охорони праці та пожежної безпеки.

Ввідні інструктажі з охорони праці проводяться зі всіма, хто приймається на роботу, незалежно від їх освіти, стажу роботи з даної професії чи посади, а також з тими, що відправляються у відрядження.

Ввідний інструктаж з охорони праці проводиться з метою надання працівнику загальної уяви про особливості виробництва, про правила техніки безпеки, виробничу санітарію та гігієну праці. Ввідний інструктаж проводиться в кабінеті з охорони праці чи в спеціально обладнаному приміщенні з використанням сучасних технічних засобів і пропаганди, а також наочних посібників (кінофільмів, діафільмів). Інструктаж проводить інженер – інспектор з охорони праці, а при його відсутності – начальник структурного підрозділу, його замісник чи інша особа, яка призначена на цю роботу наказом

на підприємстві.

Завданням інструктажу з пожежної безпеки являється ознайомлення працівником, який приймається на роботу, з новими джерелами виникнення пожеж, засобами їх можливого виникнення, засобами їх попередження, ліквідації та оповіщення осіб про пожежу.

Результати медичного огляду та проведення ввідних інструктажів оформляються записом в типовій міжвідомчій формі, який видається особі, що приймається на роботу, відділом кадрів.

Черговий та оперативно-ремонтний персонал електростанцій, мереж, диспетчерських служб та управлінь, а також персонал служб енергоуправління та енергозбуту, які виконують роботи з пристроями захисту, автоматики, обліку та вимірювань (за списком посад, затвердженому керівництвом підприємства), до призначення на самостійну роботу чи перевід на іншу оперативну роботу зобов'язаний пройти в терміни, встановлені керівництвом підприємства:

- необхідну теоретичну підготовку;
- виробниче навчання на робочому місці;
- перевірку знань правил, виробничих та посадових інструкцій і інструкцій з охорони праці в обсязі, який необхідний для даної посади (професії).

Навчання та підготовка чергового, оперативно-ремонтного та іншого експлуатаційного персоналу для підприємств чи агрегатів електростанцій та мереж, що знову вводяться в експлуатацію, завершують не пізніше, ніж за 1 місяць до початку пускових операцій на новій установці.

Для отримання дозволу на відвідання робочих місць проводиться первинний інструктаж персоналу з охорони праці.

Первинний інструктаж з охорони праці на робочому місці проводиться за інструкціями з охорони праці, які розроблені для окремих професій чи видів робіт, з врахуванням вимог стандартів та основних тем інструктажу на робочому місці.

Первинний інструктаж з охорони праці проводить начальник цеху, району, дільниці чи його замісник, в окремих випадках особа, якій це доручено

розпорядженням у структурному підрозділу.

Первинний інструктаж проводиться з кожним працівником індивідуально з практичним показом безпечних прийомів і методів праці.

Для роботи з персоналом передбачаються наступні види інструктажів, окрім ввідного та первинного:

- періодичні (планові);
- позачергові (позапланові);
- інструктажі на робочому місці перед виконанням робіт (поточні).

Періодичні (планові) інструктажі всього експлуатаційного та ремонтного робочого і оперативного інженерно – технічного персоналу енергетичних підприємств та організацій проводиться не частіше 1 разу в 1 місяць, а робочого персоналу допоміжних підрозділів (механічних майстерень, житлово – комунальних господарств, гаражів, автобаз та ін.) – не частіше 1 разу в 3 місяці.

Позачергові (позапланові) інструктажі персоналу проводяться перед вводом в дію нового чи при реконструкції старого обладнання, при зміні технологічних процесів, схем чи режимів роботи обладнання, при отриманні будь – яких нових директивних документів, які передбачають зміну експлуатаційних інструкцій та правил з охорони праці, а також після нещасних випадків, аварій і пожеж, що спричинили перерви в роботі.

Завданням підвищення виробничої кваліфікації працівників і інженерно – технічних працівників являється розширення та поглиблення їх технічних і економічних знань, навиків, уміння, освоєння нової техніки, найбільш раціональних прийомів роботи з метою підвищення продуктивності праці та ефективності виробництва.

Огляд розподільчих улаштувань, трансформаторних підстанцій та розподільчих пунктів проводять згідно Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж не частіше 1 разу в 6 місяців.

Поточний ремонт обладнання розподільчих пунктів та трансформаторних підстанцій проводять в міру необхідності. Капітальний ремонт обладнання та профілактичне його випробовування виконують:

- масляних вимикачів (з внутрішнім оглядом), вимикачів навантаження і їх приводів – 1 раз в 3 – 4 роки;
- обладнання трансформаторних підстанцій(без вимикачів – 1 раз в 6 років;
- трансформаторів струму та напруги – при необхідності за результатами профілактичних випробувань та оглядів.

4.2 Організаційно-технічні заходи захисту

Ізолювання та огороження струмопровідних частин електрообладнання.

Дотик до струмоведучих частин завжди може бути небезпечним, навіть у мережі напругою до 1000 В із ізолюваною нейтраллю та малою ємністю. Нерідко небезпечне навіть наближення до струмоведучих частин. Щоб виключити можливість дотику або небезпечного наближення до неізолюваних струмоведучих частин, повинна бути забезпечена недоступність останніх за допомогою огорожі або розташування струмопровідних частин на недоступній висоті або в недоступному місці.

1. Застосування блокувань

Блокування використовуються для забезпечення недоступності неізолюваних струмопровідних елементів. Вони застосовуються в електроустановках, в яких часто виконуються роботи на огорожуваних струмопровідних частинах (випробувальні стенди, установки для випробування ізоляції підвищеною напругою тощо). Блокування встановлюються також в електричних апаратах - рубильниках, пускачах, автоматичних вимикачах та інших пристроях, що працюють в умовах підвищених вимог безпеки.

Блокування застосовуються також для попередження помилкових дій персоналу при перемиканнях в розподільчих пристроях і на підстанціях.

2. Переносні заземлення

Це тимчасові заземлення, які призначені для захисту від ураження струмом персоналу, що виконує роботи на відключених струмопровідних частинах

електроустановки, при випадковій появі напруги на цих частинах (наприклад-заходів, що додатково заземлює провідник, металевий ланцюг, що стосується землі).

3. Контроль, профілактика ізоляції, виявлення її пошкоджень, захист від замикань на землю

Контроль ізоляції – це вимір її активного опору з метою виявлення дефектів та попередження замикань на землю та коротких замикань. Для профілактики ізоляції здійснюють періодичний та постійний її контроль.

4. Захисне заземлення

Це навмисне електричне з'єднання із землею або її еквівалентом металевих невідповідних частин, які можуть опинитися під напругою. Метою захисного заземлення є зниження до малого значення напруги щодо землі на провідних неструмопровідних частинах обладнання. Захисне заземлення застосовується у мережах із ізольованою нейтраллю напругою до 1 кВ.

Принцип дії захисного заземлення ґрунтується на перерозподілі падінь напруги на ділянках ланцюга: фаза – земля та корпус – земля. За наявності заземлення зменшується напруга, під яку потрапляє людина.

5. Подвійна ізоляція

Подвійна ізоляція - це електрична ізоляція, що складається з робочої та додаткової ізоляції. Вона є надійним та перспективним засобом захисту людини від ураження електричним струмом. Електрообладнання, виготовлене з подвійною ізоляцією, маркується спеціальним знаком. Особливо ефективна захисна дія подвійної ізоляції в електроінструменті.

6. Захисний занулення

Захисне занулення як захисний захід застосовується в мережах із глухозаземленою нейтраллю напругою до 1 кВ. Це навмисне електричне з'єднання з нульовим захисним провідником металевих невід'ємних частин, які можуть опинитися під напругою.

Метою занулення є усунення небезпеки ураження людини під час пробою на корпус обладнання однієї фази мережі.

7. Захисне відключення.

Захисне відключення є ефективним і дуже перспективним заходом захисту. Захисним відключенням називається швидкодіючий захист, що забезпечує автоматичне відключення електроустановки у разі виникнення в ній небезпеки ураження струмом. Основними характеристиками пристроїв захисного відключення (ПЗВ) є: значення струму витоку, на яке реагує пристрій, що називається уставкою, та швидкодія.

4.3 Організація безпечної експлуатації електроустановок

Робота щодо забезпечення безпечної експлуатації електроустановок здійснюється згідно з обов'язковими, для всіх споживачів електроенергії, незалежно від їх відомчої приналежності, правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів та правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів. Обслуговування діючих електроустановок, проведення в них оперативних переключень, організація та виконання ремонтних, монтажних, налагоджувальних робіт і випробувань здійснюються спеціально підготовленим електротехнічним персоналом.

Роботи в діючих електроустановках з врахуванням заходів безпеки поділяються на виконувани: зі зняттям напруги, без зняття напруги на струмоведучих частинах і поблизу них, без зняття напруги на віддалі від струмоведучих частин, котрі знаходяться під напругою. До робіт, виконуваних зі зняттям напруги, відносяться роботи, котрі виконуються в електроустановці, в котрій зі всіх струмоведучих частин знята напруга і вхід в приміщення сусідньої електроустановки, котра знаходиться під напругою, закритий. До робіт, виконуваних без зняття напруги на струмоведучих частинах та поблизу них, відносяться роботи, котрі проводяться безпосередньо на цих частинах.

Роботою без зняття напруги на віддалі від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, вважається робота, при котрій виключається випадкове наближення працюючих людей та використовуваного ними

ремонтного обладнання і інструменту до струмоведучих частин на віддаль менше встановленої і не вимагається вжиття технічних або організаційних заходів (безперервного нагляду) для запобігання такому наближенню. При виконанні робіт зі зняттям напруги та без зняття напруги на струмоведучих частинах та поблизу них повинні виконуватись організаційні та технічні заходи.

До організаційних заходів відносяться:

- оформлення роботи по наряд-допуску, розпорядженню або за переліком робіт, виконуваних в порядку поточної експлуатації;
- допуск до роботи;
- нагляд під час роботи;
- оформлення перерви під час роботи;
- переводи на інше робоче місце.

Наряд-допуск — це завдання на безпечне виконання роботи, оформлене на спеціальному бланку встановленої форми. Він визначає зміст, місце виконання роботи, час її початку та закінчення, умови її безпечного виконання, склад бригади та осіб, відповідальних за безпечне виконання роботи. Відповідальними за безпечне виконання робіт є: особа, що видала наряд; котра дає розпорядження; особа, що допускає до роботи; керівник роботи; виконавець роботи; спостережник; член бригади.

Всі роботи, котрі виконуються в електроустановках без наряду, **ВИКОНУЮТЬСЯ**:

- за розпорядженням осіб, уповноважених на це, з оформленням в оперативному журналі;
- в порядку поточної експлуатації з подальшим записом в оперативному журналі

Розпорядження — це завдання на виконання роботи, що визначає її зміст, місце, час, заходи безпеки. Воно має разовий характер, видається на один вид роботи і діє протягом однієї зміни.

За розпорядженням можуть виконуватись:

- позапланові роботи, викликані виробничою необхідністю, тривалістю до 1 год.;

- роботи без зняття напруги на віддалі від струмоведучих частин, котрі знаходяться під напругою, тривалістю не більше однієї зміни;

- роботи зі зняттям напруги з електроустановок напругою до 1000 В тривалістю не більше однієї зміни.

Поточна експлуатація — це проведення оперативним персоналом самостійно на закріпленій за ним ділянці протягом однієї зміни робіт за спеціальним переліком.

До організаційних заходів в цьому випадку відноситься складання, відповідальним за електрогосподарство, переліку робіт стосовно конкретних умов.

До технічних заходів, що забезпечують безпеку робіт, виконуваних зі зняттям напруги, відносяться:

- необхідні вимкнення та вжиття заходів, котрі запобігають подачі напруги до місця роботи внаслідок помилкового або довільного ввімкнення комутаційної апаратури;

- вивішування на приводах ручного та на ключах дистанційного керування комунікаційної апаратури (автомати, рубильники, вимикачі) забороняючих плакатів;

- перевірка відсутності напруги на струмоведучих частинах;

- накладання заземлення;

- вивішування попереджувальних та приписувальних плакатів, огороження, при необхідності, робочих місць та струмоведучих частин, які залишилися під напругою.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено дослідження причин виникнення технологічних та комерційних втрат електроенергії у розподільчих електричних мережах напругою 0,4–10 кВ та виконано аналіз ефективності впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).

У аналітичному розділі розглянуто основні джерела втрат електроенергії, їх класифікацію та фактори, що впливають на їх величину. Встановлено, що значну частину комерційних втрат становлять похибки вимірювальних приладів, недосконалість системи обліку, несанкціоноване споживання електроенергії та організаційні помилки під час формування балансу.

У розрахунковому розділі виконано аналіз втрат електроенергії у фідері ПЛ-10 кВ Л-107 та на ряді трансформаторних підстанцій. Досліджено зміну втрат у різні роки та визначено основні причини їх коливань, серед яких — збої у роботі обладнання АСКОЕ, несправності маршрутизаторів і концентраторів, відсутність або несвоєчасна заміна приладів обліку та наявність споживачів, не підключених до системи автоматизованого обліку.

У проектно-конструкторській частині розглянуто технічні рішення щодо модернізації системи обліку електроенергії та впровадження елементів АСКОЕ, що забезпечують автоматизований збір даних, підвищення точності обліку та оперативне виявлення втрат.

Виконаний економічний аналіз показав, що впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії є ефективним заходом, оскільки дозволяє суттєво знизити комерційні втрати, підвищити достовірність енергетичного балансу та зменшити витрати на експлуатацію мереж.

Отже, результати роботи підтверджують доцільність подальшого впровадження систем АСКОЕ у розподільчих електричних мережах, що сприятиме підвищенню ефективності їх функціонування, зменшенню втрат електроенергії та покращенню якості електропостачання споживачів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Mikhailova L., Dubik V., Kozak O., Gorbovy O. Prospects for use of smart meters to reduce electricity losses in Ukraine's power grids // *Machinery & Energetics*. – 2025. – Vol. 16, № 2. – P. 146–158.
2. 2. Томашевський Ю. В., Бурикін О. Б., Кулик В. В., Малогулко Ю. В., Гриник В. А. Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart metering із застосуванням типових графіків навантаження // *Технічні науки та технології*. – 2020. – № 3 (21). – С. 229–241.
3. 3. Koukouvinos K. G., Koukouvinos G. K., Chalkiadakis P., Kaminaris S. D., Orfanos V. A., Rimpas D. Evaluating the Performance of Smart Meters: Insights into Energy Management, Dynamic Pricing and Consumer Behavior // *Applied Sciences*. – 2025. – Vol. 15, Issue 2. – Article 960.
4. Боденчук, С. А., Блаженко, В. М., & Бабюк, С. М. (2025). Цифровізація підстанцій, як революційна трансформація енергетичного сектору. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“, присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя, 16-17.
5. Цифровізація розподільних електричних мереж / В. І. Мазурок, А. М. Дребіт, Ю. Ю. Онисько, С. М. Бабюк // Тези XIII МНПК „Актуальні задачі сучасних технологій“, 11-12 грудня 2024 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2024. — С. 258–260. — (Електротехніка та енергозбереження).
6. Бабюк С. М. Автоматичні системи комерційного обліку електроенергії для побутових споживачів / С. М. Бабюк, В. О. Рудянин, Д. Ю. Соловко // Матеріали XII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 6-7 грудня 2023 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2023. — С. 212–213.
7. Про затвердження Правил улаштування електроустановок : Наказ Міністерства енергетики України від 21.07.2017 № 476 // База даних «Законодавство

України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0476732-17> (дата звернення: 27.01.2026)

8. Методика визначення технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах : затв. постановою НКРЕ від 25.05.2006 № 654 (у редакції постанови НКРЕКП від 13.03.2019 № 331). Верховна Рада України. URL: zakon.rada.gov.ua (дата звернення: 26.02.2024).

9. Кодекс комерційного обліку електричної енергії : затв. постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (у редакції постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716). Верховна Рада України. URL: zakon.rada.gov.ua (дата звернення: 26.02.2024).

10. Красовський, П. Ю. (2009). Складові втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна, 27, 77–80. http://eadnurt.diit.edu.ua/bitstream/123456789/4627/1/Visnyk_27.pdf#page=78

11. ДСТУ EN 50470-1:2010. Обладнання для вимірювання електричної енергії (змінного струму). Частина 1. Загальні вимоги, випробування та умови випробувань. Вимірювальне устаткування (класи точності А, В та С) (EN 50470-1:2006, IDT). [Чинний від 2012-07-01]. Київ : Держспоживстандарт України, 2012. 50 с.

12. . Євтух П. С., Куземко Н. А., Бабюк С. М. Структура алгоритмів автоматичної компенсації систематичних похибок масштабуючих вимірювальних перетворювачів, Вісник Тернопільського державного технічного університету. Вісник Тернопільського державного технічного університету. 2010. Т. 15. Вип. 1. С. 163–170.

13. Бабюк, С. М., & Комарський, В. В. (2017). Зменшення втрат електроенергії в комунальній мережі міста. Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 92-92.

14. Кодекс систем розподілу, затверджений постановою НКРЕКП № 310 від 14.03.2018.

15. Лічильники електроенергії NIK : каталог продукції та ціни [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://prom.ua/ua/Schetchiki-elektroenergii-nik> – Назва з екрана.

16. Кабельно-провідникова продукція (АВВГ, ВВГ) : каталог та ціни [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://prom.ua/ua/Kabelno-provodnikovaya-produktsiya> – Назва з екрана.

17. Електротехнічне обладнання (автоматичні вимикачі, щити, трансформатори струму) : каталог продукції [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://prom.ua/ua/Elektrotehnicheskoe-oborudovanie> – Назва з екрана.

18. Обладнання для автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) : концентратори та комунікаційні модулі [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://prom.ua/ua/Oborudovanie-askue> – Назва з екрана.

19. Прайс-лист на електромонтажні роботи в Україні [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://budver.com/prices/elektromontazhni-roboti> – Назва з екрана.

20. Оператор ринку. Індeksi РДН та середньозважені ціни електричної енергії в Україні [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.oree.com.ua/index.php/indexes> – Назва з екрана.

21. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач : Методика; Міненерго України від 18.02.1998 // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/go/n0001240-98> – Назва з екрана.

22. Білик Д. М. Надійність розподільчих електричних мереж / Д. М. Білик, М. Л. Матвієшин, Сергій Миколайович Бабюк // Матеріали МНТК „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“, 28-29 травня 2025 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2025. — С. 12–14. — (Фізико-технічні основи розвитку нових технологій. Електротехніка та енергозбереження).

23. Долішній Т. І., Бабюк С. М. Шляхи підвищення надійності розподільчих електричних мереж // Тези XIII МНПК „Актуальні задачі сучасних технологій“, Тернопіль, 11-12 грудня 2024 року. 2024. С. 263–264.

24. Бабюк, С. М., Красножоний, О. В., Барило, В. П., & Брич, Б. В. (2020). Фактори, що впливають на надійність електропостачання. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 84-85.

25. Миколишин В., Стасів А., Сисак І., Бабюк С., Буняк О. Аналіз проблем при забезпеченні функціонування електричних мереж після аварій чи планового відключення // PROCEEDINGS OF THE IX INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL CONFERENCE «THEORETICAL AND EMPIRICAL SCIENTIFIC RESEARCH: CONCEPT AND TRENDS», Oxford, United Kingdom, 10 October 2025. — Oxford: Logos, 2025. — P. 120–124. — <https://doi.org/10.36074/logos-10.10.2025.023>

26. Bohdan Orobchuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Serhii Babiuk, Vadym Koval (2023) Development of the reactive power compensation laboratory bench and its integration into the training simulator of dispatch control system. The 3rd International Workshop on Information Technologies: Theoretical and Applied Problems 2023 (ITTAP 2023).

27. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.

28. Тарасенко М.Г., Коваль В.П., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с.