

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Підвищення ефективності энергообліку Збарзького РЕМ
шляхом впровадження АСКОЕ для споживачів с. Старий Вишнівець**

Виконав(ла): студент(ка) 6 курсу, групи ЕТм-61
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

_____ Довгань П. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ Белякова І. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Завідувач кафедри _____ Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(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

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« 10 » листопада 2022 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр

(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

студенту Довганю Павлу Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення ефективності енергообліку Збаразького РЕМ шляхом
впровадження АСКОЕ для споживачів с. Старий Вишнівець

Керівник роботи Белякова Ірина Володимирівна, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 09 » листопада 2022 року № 4/7-883

2. Термін подання студентом завершеної роботи 20 грудня 2022 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Схема електропостачання споживачів села; поопорна
схема КТП; відомості про споживачів електричної енергії побутових та промислових
Споживачів, а також громадських будівель.

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

Структура втрат електроенергії. Поопорна схема живлення (лінія 10 кВ) с. Старий Вишнівець.

Поопорна схема КТП. Картограма електричних навантажень с. Старий Вишнівець.

Схема АСКОЕ з передачею даних силовою мережею 0,4 кВ. Структура автоматизованої
системи контролю та обліку електроенергії з передачею інформації через GSM.

Алгоритм програмного забезпечення мікропроцесорних лічильників.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 10 листопада 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.11.2022	
2	Аналітичний розділ	25.11.2022	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	20.11.2022	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.12.2022	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	15.12.2022	
6	Висновки	15.12.2022	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2022	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2022	

Студент

_____ (підпис)

Довгань П. І.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Белякова І.В.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Довгань П. І. «Підвищення ефективності енергообліку Збараського РЕМ шляхом впровадження АСКОЕ для споживачів с. Старий Вишнівець».

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Стор.– 70; рис. - 14; табл. - 18; слайдів - ____; джерел - 26; додатків - _.

У цій кваліфікаційній роботі проведено розробку автоматизованої системи обліку електроенергії споживачів села Старий Вишнівець, Збараського РЕМ. Виконано розрахунок електричних навантажень та вибір обладнання.

Розроблено структурну схему АСКОЕ села Старий Вишнівець, обрано обладнання для організації автоматизованої системи обліку електроенергії.

Розглянуто заходи зниження рівня втрат електроенергії у сільських населених пунктах.

Представлено методику, яка дозволяє виявити наявність ділянок із збільшеними технічними втратами у сільській електричній мережі з достатньою для точністю.

У техніко-економічному розрахунку здійснено розрахунок кошторисної вартості системи, економічного ефекту від впровадження АСКОЕ та термін окупності.

У розділі "Безпека життєдіяльності" розглянуті питання безпечного забезпечення робіт при обслуговуванні АСКОЕ, екологічної безпеки та питання безпеки при загрозі надзвичайних ситуацій

Ключові слова: СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, АСКОЕ, ЛІЧИЛЬНИК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Аналіз методів та засобів автоматизації обліку електроенергії	9
1.2 Способи зниження втрат електроенергії у сільських населених пунктах	14
1.3 Способи виявлення ділянок із збільшеними технічними втратами електроенергії в сільських електричних мережах низької напруги	15
1.4 Висновки до розділу 1	25
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	27
2.1 Аналіз електричного обладнання	27
2.2 Розрахунок електричних навантажень	28
2.2.1 Розрахунок електричних навантажень побутових споживачів	28
2.2.2 Розрахунок електричних навантажень виробничих об'єктів	31
2.2.3 Розрахунок електричних навантажень громадських споруд	33
2.3 Вибір місця числа та місця розташування трансформаторних підстанцій	34
2.4 Вибір силових трансформаторів	38
2.5 Перевірка трансформаторів на систематичне навантаження	41
2.6 Перевірка трансформаторів на аварійне навантаження	41
2.7 Висновки до розділу 2	43
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	44
3.1 Розробка автоматизованої системи контролю і обліку електроенергії	44
3.1.1 Поняття та основні положення концепції АСКОВЕ	44
3.1.2 Мікропроцесорні лічильники обліку електроенергії та потужності	46
3.1.3 Пристрої збору та передачі даних	49
3.1.4 Програмне забезпечення	51
3.2 Економічний розрахунок	53
3.2.1 Розрахунок капітальних вкладень	53
3.2.2 Розрахунок економії експлуатаційних витрат	55

	5
3.2.3 Розрахунок економічної ефективності	56
3.3 Висновки до розділу 3	57
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	58
4.1 Організаційно-технічні заходи захисту	58
4.2 Виробнича санітарія	60
4.3 Основні способи захисту в надзвичайних ситуаціях	62
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	66
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	68

ВСТУП

Актуальність проблеми.

Електроенергія є одним із найдорожчих видів ресурсів, а її правильний та точний облік – важливим завданням для постачальників енергії. Так, як число абонентів у мережі досить велике, то отримання достовірних показань є важливим критерієм для проведення точних розрахунків споживання. Насамперед, ця проблема актуальна у сільських місцевостях та дачних кооперативах.

Підвищення ефективності електропостачання сільських населених пунктів – велике комплексне завдання. З ним тісно пов'язані завдання підвищення якості електроенергії та надійності електропостачання. Важливе значення при цьому мають заходи щодо зниження втрат електроенергії та її раціонального використання.

Існуючі способи зниження втрат електроенергії в сільському районі не забезпечують досягнення максимально можливих енергетичних показників. Необхідна модернізація існуючих методів та розробка нових способів розрахунку та підходів до проблеми зниження комерційних втрат електроенергії.

Висока вартість енергоресурсів зумовила останніми роками кардинальну зміну ставлення до організації енергообліку у промисловості та інших енергоємних галузях (транспорт та житлово-комунальне господарство). Мережеві компанії зазнають величезних збитків. Для їх компенсації електроенергетика вже давно практикує використання автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії – АСКОЕ.

Сучасна система обліку електроенергії зводить до мінімуму участь людини на етапі виміру. Вона забезпечує не лише достовірність, точність та оперативність збору інформації, а також повідомляє про позаштатні ситуації, дозволяє виявити факти розкрадань електроенергії та дистанційно відключити неплатників.

Електричні мережі села перебувають у зношеному стані. Звідси великі втрати, крім того пов'язані з крадіжкою, перебої в подачі електроенергії. Також покази приладів обліку електроенергії збираються виключно вручну. Показання здаються або мешканцями, або знімаються обхідниками, що не виключає впливу людського фактора і викликає необхідність тримати в штаті обхідників та обробників знятих показів електричних лічильників.

Мета і завдання дослідження.

Метою роботи є зниження технічних та комерційних втрат електроенергії із застосуванням існуючих та впровадженням нових методів та засобів автоматизації обліку електроенергії.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- здійснити аналіз методів та засобів автоматизації обліку електроенергії;
- провести аналіз існуючої системи електропостачання;
- виконати розрахунок навантажень споживачів села Старий Вишнівець;
- виконати розрахунок та вибір обладнання;
- розробити автоматизовану систему обліку електроенергії;
- розрахувати техніко-економічні показники;
- розглянути питання безпеки життєдіяльності.

Об'єкт дослідження – системи електропостачання населених пунктів сільського типу.

Предмет дослідження – розробка автоматизованої системи обліку електроенергії населеного пункту сільського типу;

Наукова новизна отриманих результатів.

– Дістало подальший розвиток дослідження та впровадження шляхів зниження технічних та комерційних втрат електроенергії із застосуванням нових методів та засобів автоматизації обліку електроенергії.

Практичне значення отриманих результатів.

Запропонована схема електропостачання, та застосування нової, сучасної,

автоматичної системи електроприводу; автоматичних вимикачів з мікропроцесорами для захисту трансформаторів; гексафторидні автоматичні вимикачі та вакуумні автоматичні вимикачі забезпечить надійну та безвідмовну роботу.

Апробація.

Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на XI Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» 7 - 8 грудня 2022 р., на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (26 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 70 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аналіз методів та засобів автоматизації обліку електроенергії

Важливою проблемою електричних мереж у селах є неможливість точного відстеження споживання електроенергії. Для вирішення цієї проблеми існує автоматична система контролю та обліку електроенергії. Головний елемент АСКОЕ – це мікропроцесорний лічильник, який має широкі функціональні можливості. На рис 1.1 зображено структурну схему мікропроцесорного лічильника.

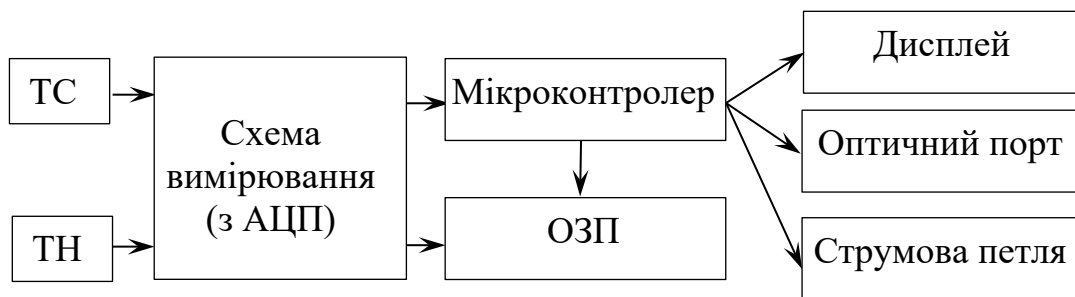


Рисунок 1.1 – Схема мікропроцесорного лічильника

Мікропроцесорний лічильник складається з вимірювальних трансформаторів струму та напруги, схем виміру (аналого-цифрові перетворювачі), мікроконтролера, який обробляє цифрові сигнали, пам'яті для зберігання даних лічильника. Для визначення значення споживаного струму використовують трансформатори струму. Дані про кількість спожитої електроенергії виводиться на рідкокристалічне табло, паралельно йде запис на згадку про лічильник. Живлення походить від підключених до них ланцюгів напруги. Також на лічильник встановлюється резервне живлення, яке є акумуляторними батареями, для підтримки цілісності важливої інформації [1].

Мікропроцесорні лічильники з'явилися у 70-ті роки у Європі разом із індукційними лічильниками електроенергії. Такі лічильники дозволяють вирішити складніші завдання порівняно з простим накопичувальним

урахуванням електроенергії. Переваги та недоліки мікропроцесорних та індукційних лічильників представлені у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Порівняння мікропроцесорних та індукційних лічильників електроенергії

Характеристики	Мікропроцесорні лічильники	Індукційні лічильники
Клас точності	0,2S; 0,5S; 1,0	Не більше 2,0
Точність в умовах низьких та швидкозмінних навантажень	Не змінюється	Порушується
Багатотарифність	+	-
Захист від розкрадань та несанкціоного доступу	+	-
Дистанційний збір даних	+	-
Облік різних видів електроенергії	+	-
Захищеність від перенапруг	-	Не схильний до перенапруг
Середнє напрацювання на відмову (годин)	Щонайменше 120 тис	Щонайменше 150 тис
Вартість (грн.)	Від 1,5 тис (однотарифний)	Від 500

Мікропроцесорні лічильники можуть вимірювати активну та реактивну потужність відповідно до тарифу, записувати графіки навантаження та зберігати їх у своїй пам'яті до року, відстежувати характеристики мережі: частоту, напругу, струм. Залежно від можливостей лічильника вартість може відрізнятись в рази.

Сучасні цифрові лічильники не використовують реле, що передає імпульси. Вони формують пакети даних про споживання електроенергії у кіловатах. Дані не потребують переробки, їх передача здійснюється за кілька секунд у момент здійснення зв'язку з комп'ютером, який є другим рівнем. За відсутності зв'язку інформація зберігається у пам'яті до року. У процесі передачі відбувається обмін командами, який підтверджує правильність інформації [2].

Проаналізувавши всі переваги та недоліки мікропроцесорних та індукційних лічильників, слід зазначити, що, незважаючи на високу вартість,

мікропроцесорні лічильники окупаються в досить короткі терміни завдяки захищеності від зовнішніх впливів.

Енергопостачання великих територій ґрунтується на принципі поділу центрів виробництва та систем доставки електроенергії споживачам. Системи передачі розподіляють між споживачами електроенергію від різних виробників. Визначити частку виробництва однієї підстанції від усього обсягу електроенергії у будь-який момент часу можна за допомогою фіксації кількості виробленої електроенергії на всіх ділянках мережі. Залежно від частки виробітку, виробники отримують свою частку від оплати енергії споживачами. Автоматизовані облікові системи, створювані на вирішення цього завдання, отримали назву АСКОЕ. Їх принцип дії заснований на збиранні та обробці даних про споживання електроенергії з лічильників, які встановлюються на великих відстанях один від одного. Таким чином, однією з функцій АСКОЕ є багатотарифність. Електроенергія споживається на момент її виробництва. Залежно від часу споживання ціна електроенергію може значно змінюватися. Так, у години найбільшого споживання вартість буде вищою, ніж у моменти мінімуму. Тому, багатотарифність - це важлива вимога для сучасних лічильників [3].

Ще одна важлива вимога була зумовлена тим, що рівень точності традиційних індукційних лічильників перестав задовольняти учасників ринку. Можливість багатотарифного обліку та дистанційного зчитування – основна перевага електронних лічильників. Саме це спричинило технічне переозброєння сфери обліку електроенергії на Заході. А з інтеграцією до схеми лічильників мікропроцесора набір функцій ще більш розширився.

Сьогодні зростає як виробництво та впровадження електронних лічильників, так і набір їх функцій: захист від несанкціонованого розтину, передоплата, керування розподілом навантаження тощо. Використання електронних лічильників дозволяє впроваджувати пристрої дистанційного зчитування показників електромережами, телефонними лініями або бездротовими системами передачі даних.

Згідно з дослідженнями, 64% європейського ринку електролічильників зайнято продукцією виробників електролічильників Elster та Actaris [4]. На російському ринку найбільшою компанією є Харківський електротехнічний завод «Енергоміра».

Actaris (Itron) займає лідируючі позиції в галузі впровадження новітніх технологій та лідирує протягом багатьох років на світовому ринку виробництва приладів та систем обліку.

Компанія була заснована у 1872 році двома французькими інженерами як майстерня з виробництва газових лічильників. Пізніше на базі майстерні було засновано компанію з виробництва лічильників електрики, газу та води. І з часом вона стала одним із найбільших європейських виробників.

Сьогодні фірму Actaris представляють 30 заводів і 50 торгових офісів, розташованих у всьому світі, зокрема і в Україні. Компанія управляється з головного офісу в Люксембурзі та двох штаб-квартир у Брюсселі та Парижі. Здійснює розробку, виробництво та збут побутових, комерційних та промислових систем обліку електроенергії; обладнання для обліку споживання газу, води, теплової енергії та рідких речовин (нафти, зрідженого газу, хімічних матеріалів, харчових інгредієнтів та ін.), а також випробувального обладнання для перевірки приладів обліку. В усьому світі використовується понад 200 000 одиниць продукції фірми Actaris. Усі заводи-виробники лічильників Actaris сертифіковані за системою ISO 9001:2000 та повністю відповідають вимогам програми TQM («Комплексне управління якістю»), запровадженої в Actaris кілька років тому.

Elster – провідне підприємство з виробництва електролічильників. Лічильники електроенергії задовольняють вимогам українських та міжнародних стандартів і мають сертифікати, що дозволяють їх застосування в Україні та СНД. На підприємстві Elster у Києві впроваджено систему якості, сертифіковану міжнародним центром КЕМА на відповідність компанії стандарту ISO 9001.

Компанія почала формуватись у 1994 році, коли німецька газова компанія

Ruhrgas об'єднала свої виробництва вимірювального обладнання у холдинг Ruhrgas Industries. У 2002 р. до складу Ruhrgas Industries увійшло ABB Metering, а в 2005 р. Ruhrgas Industries було придбано міжнародною інвестиційною групою CVC Capital Partners і перейменовано на Elster Group.

Бізнес Elster Group розвивається у трьох основних напрямках: Gas Measurement and Control, Water&Electricity Metering та Industrial Furnaces. В даний час до групи входять понад 100 дочірніх компаній і представництв, діють у 32 країнах, у тому числі ТОВ "Ельстер Метроніка" (раніше "АББ ВЕІ Метроніка") у Москві. У 150 країнах світу встановлено понад 350 млн приладів виробництва Elster Group. Штаб-квартира компанії знаходиться в Ессені, Німеччина.

Компанія Elster пропонує комплексні рішення щодо автоматизації обліку електроенергії «під ключ» на базі новітнього обладнання та програмного забезпечення, а також постачає компоненти АСКУЕ.

Компанія Енергоміра є визнаним лідером на ринку лічильників електроенергії. Також, «Енергоміра» - один з найбільш сучасних виробників вимірювального обладнання. Крім установок для проведення перевірочних робіт у лабораторних умовах, концерн випускає портативні переносні пристрої для перевірки приладів та правильності їх підключення на місці встановлення. Останні модифікації електролічильники дооснащені струмовими кліщами, що уможливають перевірку засобів вимірювання без їх відключення. Щороку з конвеєрів заводів «Енергоміра» сходять понад три мільйони електролічильників. Кожен третій електронний лічильник електроенергії, що експлуатується в Україні носить назву торгової марки «Енергоміра».

Торгова марка "Енергоміра" відома і на глобальному ринку. Так, в останньому дослідженні англійської компанії "ABS Energy Research" "Енергомера" посідає 7 місце серед провідних світових виробників лічильників електроенергії [5].

Таблиця 1.2 – Порівняння трифазних мікропроцесорних лічильників

Характеристики	Actaris SL7000	Elster A1800	Енергоміра СЕ308
Виробник	Франція	Німеччина	Україна
Період інтеграції потужності	1 2 3 5 10 12 15 20 30 60 хвилин	1 2 3 5 10 12 15 20 30 60 хвилин	3 5 10 15 30 60 хвилин
Робоча частота	50 Гц	50 Гц	50 Гц
Робочий діапазон струмів	1... 10 А	1.5 А	1...10 А
Клас точності	0,2S; 0,5S; 1,0	0,2S; 0,5S; 1,0	1,0
Власне споживання	1 В · А	1 В · А	1 В · А
Комунікаційні інтерфейси	RS232 та RS485 або 2RS232	RS – 485, RS – 232	PLC, GSM / GPRS, Ethernet та RF433 (радіомодем)
Робочий діапазон температур	-40°C ÷ +70°C	-40°C ÷ +65°C	-40°C ÷ +60°C
Вартість, грн	від 12600	від 9 300	від 3 500

Мікропроцесорні лічильники закордонних виробників незначно відрізняються від вітчизняних за технічними характеристиками. Головним плюсом лічильника СЕ308 є низька ціна. Окрім цього, компанія «Енергоміра» надає вигідні умови для мережевих компаній із встановлення обладнання. Вони відповідають вимогам безпеки та відповідають стандартам, які діють в Україні.

1.2 Способи зниження втрат електроенергії у сільських населених пунктах

Підвищення ефективності електропостачання сільських населених пунктів – велике комплексне завдання. З ним тісно пов'язані завдання підвищення якості електроенергії та надійності електропостачання. Важливе значення при цьому мають заходи щодо зниження втрат електроенергії та її раціонального використання. Об'єкт досліджень – сільські розподільні електричні мережі 0,4-10 кВ. Існуючі способи зниження втрат електроенергії в сільських населених пунктах не забезпечують досягнення максимально

можливих енергетичних показників. Необхідна модернізація існуючих методів та розробка нових способів розрахунку та підходів до проблеми зниження комерційних втрат електроенергії. Зниження технічних та комерційних втрат електроенергії із застосуванням існуючих та впровадженням нових методів та засобів автоматизації обліку електроенергії.

При передачі електричної енергії у кожному елементі електричної мережі виникають втрати електроенергії. Для вивчення їх складових у різних елементах мережі та оцінки необхідності проведення того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, виконується аналіз структури втрат електроенергії.

Структуру втрат електроенергії показано рис. 1.2.

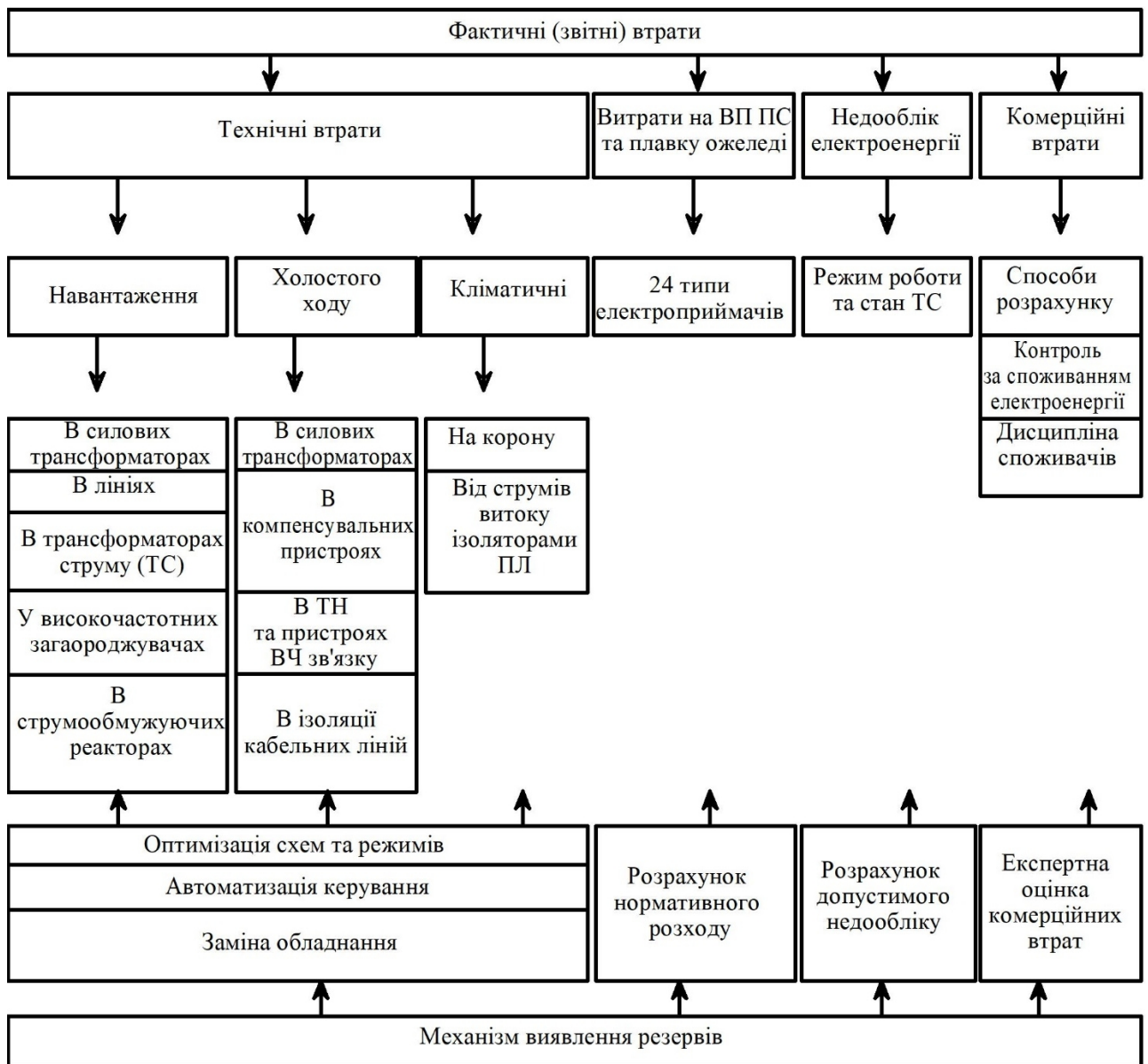


Рисунок 1.2 – Структура втрат електроенергії

Поряд із технічними втратами значну величину в мережах 0,4 кВ становлять комерційні втрати. За даними мережевих організацій на частку несанкціонованого електроспоживання у регіоні припадає вагома, частина всіх фінансових втрат, причому як у приватному секторі, так і у бізнесі. Сумарні розкрадання становлять близько 27,2% усіх втрат.

Для зниження рівня втрат електроенергії варто використати такі заходи:

1. Використання трансформаторів із симетруючою обмоткою, включеною в нульовий провід, для зниження додаткових втрат. Трансформатор симетруючий трифазний служить для вирівнювання значень напруги на фазах мережі, що сприяє енергозбереженню за рахунок збереження рівня напруги та домагаючись симетричного фазного навантаження. Ефективність використання таких трансформаторів з точки зору зниження втрат електроенергії як у самих трансформаторах, так і в електричних мережах [7].

2. Перенесення КТП (ТП) до умовних центрів навантажень, що дозволить значно скоротити втрати електроенергії в мережі напругою 380 В та підвищити показники її якості споживачів з допомогою зниження довжин фідерів.

3. Заміна недовантажених трансформаторів на сучасні, які мають кілька разів менші втрати холостого ходу. Головною конструктивною особливістю таких трансформаторів є магнітопровід (осердя), виконаний з особливого металу – аморфної сталі. Цей матеріал має дуже низькі втрати. Якщо шихтування магнітопроводу методом step-lap дозволяють знизити втрати холостого ходу (P_{xx}) на 20-30%, то застосування аморфної сталі для виготовлення такого ж магнітопроводу дає можливість знизити втрати холостого ходу ще на 75%.

4. Для виключення несанкціонованого підключення до електричних мережам пропонується провести заміну введів до споживачів на спеціальні провідники (коаксіальний кабель з ізоляцією з полівінілхлоридного пластику з алюмінієвими жилами (АВК)). Прилад обліку при цьому слід помістити в антивандальну скриньку, винести в легкодоступне місце для енергопостачальної організації, наприклад, опору ЛЕП, кордон земельної

ділянки або стіну приватного будинку.

5. Установка АСКОЕ на базі лічильників ТОВ "Енергоміра", м. Харків. Застосовуючи дані лічильники знімається проблема доступу мережевих організацій до електролічильників для звірки показань та перевірки їх технічного стану (дистанційно), розраховується баланс відпущеної та спожитої електроенергії, виключається можливість розкрадання електроенергії. Впровадження системи не вимагає створення провідних ліній зв'язку, вкладення на монтажні роботи споживачів мінімальні [8].

6. Для боротьби з розкраданнями за допомогою неодимових магнітів пропонується повсюдно встановлювати антимагнітні пломби. Принцип її дії полягає в тому, що при впливі на неї магнітного поля, смужка змінює свої характеристики, сповіщаючи цим у тому, що у цей прилад діяв магніт.

7. Впровадження авансової системи оплати електроенергії зниження втрат електроенергії та надходження коштів на розрахунковий рахунок енергопостачальної організації для проведення організаційно-технічних заходів.

1.3 Способи виявлення ділянок із збільшеними технічними втратами електроенергії в сільських електричних мережах низької напруги

Рівень технічних втрат у мережах низької напруги посилюється специфічними особливостями сільських електричних мереж, таких як:

- переважання протяжних ліній;
- недостатній переріз проводів та незадовільний їх стан;
- невелика встановлена потужність (до 15 кВт) споживачів на точках підключення;
- високий ступінь фізичного зносу мереж, пов'язаний із тривалою експлуатацією без реконструкції та капітальних ремонтів (більшість мереж збудовано в середині минулого століття).

Цілком очевидно, що фактори та особливості мереж, пов'язані з їх

конструкцією та закладені при проектуванні, такі як довжина лінії та поперечний переріз проводів, якими ця лінія виконана, не можуть бути знижені жодними методами крім реконструкції (модернізації), а тому повинні розглядатися при розрахунку та аналізі величини технічних втрат як постійні величини та враховуватися у вигляді незнижуваної нормативної величини (коефіцієнта), що розраховується особливим чином для кожного типу мереж з урахуванням її конструкції та інших факторів, що впливають на результат.

Невелика встановлена потужність споживачів несприятливо впливає величину втрат тому, що на даний момент немає реальної можливості жити таких споживачів лініями напругою 10 кВ з індивідуальною трансформацією рівня побутової напруги. Зважаючи на це для електропостачання сільськогосподарських та побутових споживачів малої потужності часто необхідно прокладати протяжну лінію низької напруги, що тягне за собою підвищення рівня технічних втрат у мережі.

Що стосується високого ступеня зносу електричних мереж, то знос живильних ліній та інших елементів може спричинити за собою додаткові технічні втрати електроенергії, отримати величину яких розрахунковим шляхом абсолютно неможливо, оскільки на даний момент не існує будь-яких інструментів і методик, що володіють достатньою ефективністю, призначених для виявлення ділянок мереж та їх елементів із збільшеними щодо «норми» технічними втратами електроенергії.

Всі перелічені технічні втрати (рис. 1.2) можуть бути розраховані і враховані при аналізі рівня технічних втрат в електричній мережі на підставі наявної інформації про конфігурацію мережі, відомості про споживачів електроенергії та потужності, що споживаються ними.

Очевидно, що за місцем виникнення втрати найдоцільніше класифікувати на дві групи:

- втрати в лініях електропередачі (ПЛ та КЛ);
- втрати в енергетичному обладнанні підстанцій та РП (силові та вимірювальні трансформатори, комутаційне обладнання тощо).

Втрати в енергетичному обладнанні розраховуються одноразово згідно з різними інструкціями та іншими нормативними документами і при експлуатації враховуються як нормовані величини через незначну зміну їх параметрів з часом.

Технологічні втрати в лініях електропередачі, як було розглянуто раніше, поділяються на постійні та навантажувальні. З цього випливає, що найбільш раціональним рішенням буде визначення та використання нормативних значень технологічних втрат, в які увійдуть як постійні втрати для ліній електропередачі, так і залежні від значення струму, що протікає в даний момент, навантажувальні втрати.

Таким чином, нормативне значення величини постійних технологічних втрат для лінії електропередачі визначатиметься за виразом:

$$P_{\text{пост.норм.}} = P_{\text{вит}} + P_{\text{кор}}$$

де $P_{\text{вит}}$ – втрати потужності, що викликаються струмами витоку (враховується як ємнісна, так і активна складова струмів);

$P_{\text{кор}}$ – втрати потужності на коронування.

Як відомо, обидві складові виразу залежать тільки від напруги лінії електропередачі і тому можуть бути однозначно визначені з використанням інформації про топологію мережі. Зважаючи на те, що напруга в розподільчих лініях знижується в міру віддаленості від джерела живлення, знижуватимуться також і втрати на окремих ділянках. Для обліку цього ефекту пропонується визначити значення напруги на кожному з ділянок, а потім обчислити середнє значення напруги в розподільчій мережі, з використанням якого стає можливим отримати точне значення струмів витоку через ізоляцію, так і втрат на коронування.

Слід зазначити, що оскільки для сільських мереж напругою до 35 кВ втрати на коронування є неактуальним питанням, то цей вид втрат не береться до уваги.

За отриманими розрахунковими значеннями нормативних струмів витоку

в мережі та фактичними значеннями струмів витоку, отриманих з використанням показань вимірювальних та контролюючих приладів, можна зробити висновок про відповідність мережі нормативу струму витоку. Небаланс аналізованих величин може бути викликаний такими причинами:

- невраховане споживання електроенергії [13];
- наявність на даний момент у мережі однофазного замикання на землю (для мереж із ізольованою нейтраллю);
- порушення технічного стану ізоляції проводів та кабелів, а також ізоляторів ліній електропередач.

Для сільських мереж до 1000 В найбільш характерно збільшення струмів витоку через наявність в мережі неврахованого споживання електричної енергії, оскільки вони працюють в режимі глухозаземленої нейтралі і існуванням струмів витоку на землю в низьковольтних лініях електропередачі можна знехтувати. А в мережах напругою до 35 кВ переважно збільшення струмів витоку буде спричинене порушенням стану ізоляції.

Втрати навантаження в лініях електропередачі також мають нормативне значення. Вони зумовлені опором протіканню електричного струму як активної, і реактивної складової. Тому навантажувальні втрати лінії визначаються окремо як втрати активної та реактивної потужності відповідно.

$$P_{н.норм.} = (I_{\alpha\phi.A}^2 \cdot R_{\phi.A} + I_{\gamma\phi.A}^2 \cdot R_{\phi.A}) + (I_{\alpha\phi.B}^2 \cdot R_{\phi.B} + I_{\gamma\phi.B}^2 \cdot R_{\phi.B}) + (I_{\alpha\phi.C}^2 \cdot R_{\phi.C} + I_{\gamma\phi.C}^2 \cdot R_{\phi.C})$$

$$Q_{н.норм.} = (I_{\alpha\phi.A}^2 \cdot X_{\phi.A} + I_{\gamma\phi.A}^2 \cdot X_{\phi.A}) + (I_{\alpha\phi.B}^2 \cdot X_{\phi.B} + I_{\gamma\phi.B}^2 \cdot X_{\phi.B}) + (I_{\alpha\phi.C}^2 \cdot X_{\phi.C} + I_{\gamma\phi.C}^2 \cdot X_{\phi.C})$$

де $I_{\alpha\phi.i}$ – активний струм, що протікає у проводах фази i -тої лінії;

$I_{\gamma\phi.i}$ – реактивний струм, що протікає у проводах фази i -тої лінії;

$R_{\phi.i}$ – активний опір проводів фази i -тої лінії;

$X_{\phi.i}$ – реактивний опір проводів фази i -тої лінії.

Таким чином загальні навантажувальні втрати в лінії визначаються

геометричною сумою активної та реактивної складових:

$$\Delta S_{н.норм} = \Delta P_{н.норм} + j\Delta Q_{н.норм} = \sqrt{\Delta P_{н.норм}^2 + \Delta Q_{н.норм}^2}$$

Слід зазначити, що з аналізу мереж напругою вище 1000 У слід враховувати зарядну потужність ліній електропередач, що знижує втрати реактивної енергії та впливає загальну нормативну величину втрат.

Отримане значення нормативних технологічних втрат електроенергії може бути використане для порівняння даної величини з фактичним небалансом електричної потужності у мережі. Небаланс потужності за відсутності небалансу струмів (обов'язкова умова) говорить про технологічний характер втрат потужності мережі.

Щоб точніше виділити обсяг втрат, що мають навантажувальний характер, варто багаторазово провести вищеописаний аналіз з метою уточнення результатів шляхом розрахунку втрат у ситуаціях з різними наборами параметрів.

Перелік змін, обов'язкових до вивчення під час аналізу мереж:

- підвищення/зниження миттєвого навантаження;
- зміна кількості споживачів;
- відхилення напруги живлення;
- зміна пори року;
- зміна погодних умов.

Розгляд однієї й тієї мережі в різних ситуаціях дозволяє виділити певний тип втрат і з'ясувати причини їх виникнення (різкого збільшення).

Проведемо аналіз технічних втрат, пов'язаних із збільшенням втрат на нагрівання провідників в ході експлуатації ліній через їх поступове фізичне зношування. Далі під технічними втратами мається на увазі саме цей тип втрат.

Збільшення технічних втрат під час експлуатації при постійному навантаженні, зазвичай, проявляється у збільшенні опору проводів живильних ліній. Дане явище може мати місце і найчастіше проявляється внаслідок таких подій:

- знос ділянки дроту, що спричинив руйнування цілісності частини

провідних жил (для багатожильних проводів);

- неякісно виконано з'єднання проводів після їх обриву з будь-яких причин.

Подібні порушення, як правило, не можуть бути зафіксовані при обходах та зовнішніх візуальних оглядах ліній через неможливість їх визначення без застосування спеціалізованих приладів (наприклад, тепловізор), проте вони можуть значний вплив не тільки на величину технічних втрат, але й на загальну надійність мережі, Так як подібні порушення створюють області з відносно високим опором, а тому дані ділянки лінії зазнають підвищеного нагрівання, що часто значно перевищує розрахунковий рівень і, отже, мають тенденцію до прискорення подальшого руйнування. Таким чином, збільшення опору проводів і кабелів ліній живлення не тільки негативно впливає на рівень втрат в мережі, але також може призвести до ризику порушення електропостачання.

Для того, щоб визначити факт перевищення технічними втратами в мережі (лінії) певного порогового значення, необхідно знати або розрахувати нормативний рівень втрат у мережі на підставі даних про її конфігурацію та параметри всіх її елементів, в основному повітряних ліній електропередачі. Цей показник повинен включати як умовно-постійні, так і навантажувальні втрати і мати кореляцію з реальними (вимірними) втратами.

Про те, що в сільській електричній мережі, що розглядається, існують ділянки зі збільшеними технічними втратами, говорить факт небалансу електроенергії, відпущеної споживачами з живильної підстанції і спожитої за показаннями приладів обліку за вирахуванням розрахункової величини технічних втрат. Наявність небалансу електроенергії у мережі свідчить про наявність у ній додаткового джерела втрат. Як вже було згадано, додаткові втрати передбачаються технічними та викликаними збільшенням опору проводів лінії живлення.

Методика, що дозволяє визначити проблемну область або елемент мережі, ґрунтується на розбитті мережі на ділянки з подальшим порівнянням фактичного та розрахункового падіння напруги на них. Ділянкою називається

проміжок мережі між двома найближчими приладами обліку. Необхідними умовами для користування методикою є:

- знання конфігурації та параметрів всіх елементів мережі;
- отримання інформації з усіх встановлених у мережі приладах обліку, об'єднаних в АСКОЕ, виконане одночасно та із забезпеченням необхідної точності.

Розглянемо мережу, представлену на рис 1.3 У ній є 5 споживачів електричної енергії, розташованих на однаковій відстані один від одного, кожен з яких обладнаний приладом обліку. Усі прилади обліку споживачів, а також прилад, що контролює споживання на даному фідері, об'єднані в АСКОЕ.

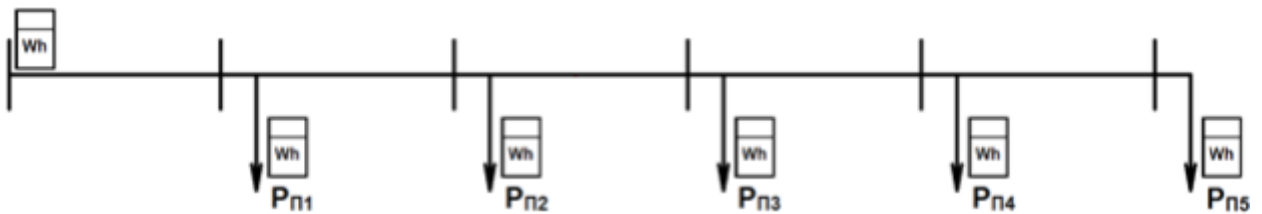


Рисунок 1.3 – Схема електричної мережі.

Очевидно, що напруга в точках мережі буде поступово зменшуватися, причому на кожній наступній ділянці нахил кривої зменшуватиметься у зв'язку зі зниженням струму, що протікає по ділянці. Приблизний графік напруги в мережі показаний рис. 1.4, де крива 1 відповідає нормативному стану мережі, а крива 2 – мережі, в якій існує погіршення технічного стану лінії. Це погіршення призводить до різкого зниження напруги в лінії на величину падіння напруги на додатковому опорі, утвореному з'єднанням низької якості або руйнуванням проводу.

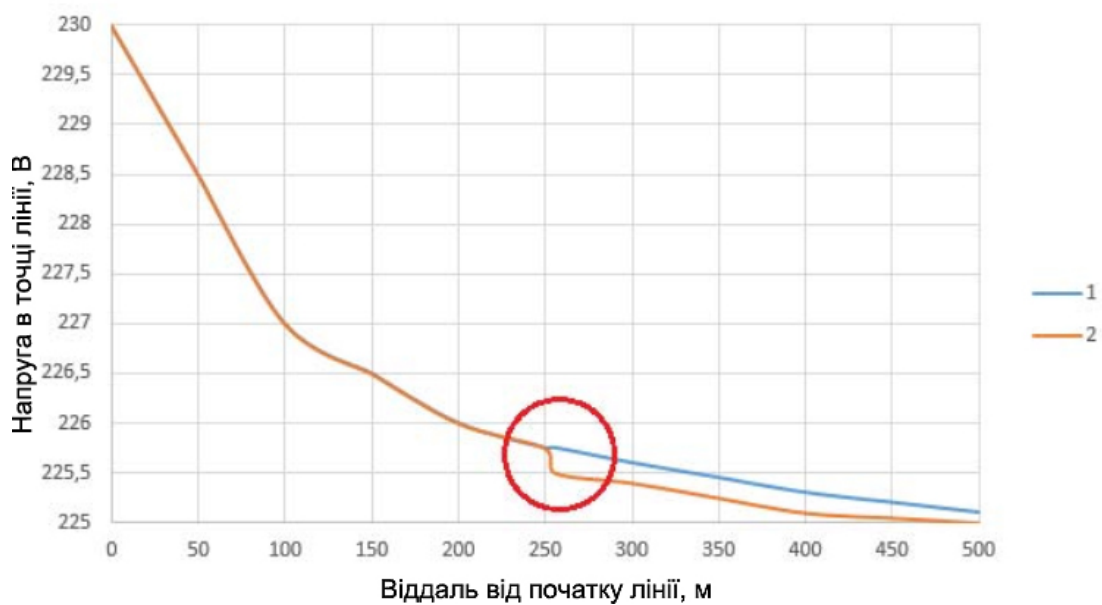


Рисунок 1.4 – Графік напруги в мережі за відсутності підвищених технічних втрат (1) та за наявності елементів зі збільшеним опором (2)

Неважко помітити, що розбіжність реального розподілу напруг ділянки з розрахунковим призводить до подальшого розбіжності на практично постійну величину. Через це падіння напруги на ділянці дроту в реальних мережах можна вважати тим, що відбувається, не розподілено, а в конкретній точці.

Незважаючи на те, що зняти реальний графік розподілу напруги в мережах не є можливим з ряду об'єктивних причин, позначити проблемну ділянку, на якій є елемент з підвищеним опором електричного струму, можна за фактом відхилення фактичної напруги на обліковому пристрої споживача від розрахункового.

Необхідно відзначити, що таким чином може бути визначено необмежену кількість проблемних ділянок. Це стає можливим при використанні інформації про струм, що протікає через прилади обліку, і параметри проводу, яким виконані ділянки лінії між розглянутими споживачами. Тобто розрахунковим шляхом може бути визначене ймовірне значення напруги з урахуванням вже виявлених у мережі порушень технічного стану.

Найбільш показовою кількісною оцінкою ступеня погіршення стану елемента мережі буде значення додаткового комплексного опору на ділянці. Чисельно воно може бути розраховане за формулою:

$$\Delta Z = \frac{U_{розр} - U_{факт}}{I_{діл}} - Z_{діл}$$

де $U_{розр}$, $U_{факт}$ – розрахункова та фактична напруга наприкінці ділянки;

$I_{діл}$ – значення струму, що протікає ділянкою;

$Z_{діл}$ – розрахунковий опір ділянки.

Отриманий додатковий опір слід вважати активним, оскільки він є перехідним опором з'єднання або точковим збільшенням опору дроту.

У ході роботи за методикою необхідно визначити розрахункову напругу в кінці кожної ділянки і розрахувати з необхідною точністю додаткове падіння напруги на ділянці використовуючи показання приладів обліку, встановлених на початку лінії та на кожній з ділянок. Різниця між цими величинами за відсутності на ділянці струмів витоку, що розглядається, повністю визначається збільшенням щодо визначеного параметрами мережі рівня опором і, як наслідок, збільшенням щодо нормативу рівнем технічних втрат, що мають навантажувальний характер.

Ділянки, де різницю між фактичним і розрахунковим значенням падіння напруги відсутня чи зневажливо мала, вважаються відповідними нормі даної сільської мережі. Ділянки зі значним перевищенням фактичного значення падіння напруги над розрахунковим слід оперативно проінспектувати щодо порушень.

Відповідно, з урахуванням того, що значення струмів споживання на кожному приладі обліку відомі, стає можливим розрахувати додаткове значення опором на ділянці та порівняти його з розрахунковим. При перевищеному відношенні до нормативного опором ділянки необхідно планувати роботу з виявлення причин та усунення цього порушення.

Незважаючи на те, що такі порушення є точковими, визначити точне місце розташування такого порушення на ділянці принципово неможливо, так як при розрахунку за пропонованою методикою фактичне розташування точки порушення на ділянці не має значення. За зазначеними умовами розгалуження

на ділянках мережі, що розглядається, відсутні і тому вважається допустимим припускати розрахунковий опір ділянки і додаткове включеннями послідовно. Це дозволяє розрахувати значення додаткового опору, але не дозволяє виявити його конкретне місце. Тому вихідними значеннями методики будуть набір ділянок, на яких технічні втрати мають підвищене значення та величини додаткових опорів на них. Однак, враховуючи той факт, що протяжність ділянок у реальних сільських мережах низької напруги зазвичай не перевищує кількох десятків метрів, можна зробити висновок, що подібні результати є точними в достатньою мірою для ефективної роботи.

1.4 Висновки до розділу 1

В даному розділі здійснено аналіз методів та засобів автоматизації обліку електроенергії, та проведено вибір лічильників для впровадження системи АСКОЕ в с. Старий Вишнівець. Вибрано мікропроцесорні лічильники компанії «Енергоміра», оскільки вони задовольняють вимогам, що висуваються:

- 1) період інтеграції потужності поступається зарубіжним аналогам, але достатній обліку споживання електроенергії побутових споживачів;
- 2) робочі частота та діапазон струму відповідають параметрам мережі, а робочий діапазон температур – кліматичним умовам регіону.

Вартість таких лічильників у 2,5 рази нижча за закордонні аналоги.

Розглянуто заходи зниження рівня втрат електроенергії у сільських населених пунктах, реалізувавши які, можна досягти:

- комерційні втрати знизяться на 80%, а технічні втрати – на 40% порівняно з даними до реконструкції;
- фактичні втрати всього району можуть знизитись на 64% з 12,16% до 5,58%;
- ефективність передачі електроенергії може зрости у 2,18 рази;
- зниження технічних втрат електроенергії спричиняє зниженню споживання електроенергії, що в свою чергу розвантажує лінії та трансформатори, а зниження комерційних втрат збільшення корисної відпустки.

Представлено методику, яка дозволяє виявити наявність ділянок із збільшеними технічними втратами у сільській електричній мережі з достатньою для точністю. Отримані результати можуть бути застосовані для аналізу та вибіркового контролю реальних сільських електричних мереж низької напруги, що знаходяться на балансі енергопостачальної організації, а також для складання оцінки стану мереж з метою побудови оптимальних стратегій розвитку мереж щодо планування реконструкцій та ремонтів.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Аналіз електричного обладнання

Електропостачання села Старий Вишнівець здійснюється повітряними лініями від підстанції 35/10 кВ «Вишнівець», а також резервна лінія від підстанції 35/10 кВ «Кунинець». На території села працюють 4 трансформаторні підстанції ТП-187; ТП-502; ТП-532; ТП-533.

Для електропостачання споживачів району використовується розподільна мережа на трифазному змінному струмі напругою 10 кВ і мережа загального користування напругою 0,4 кВ.

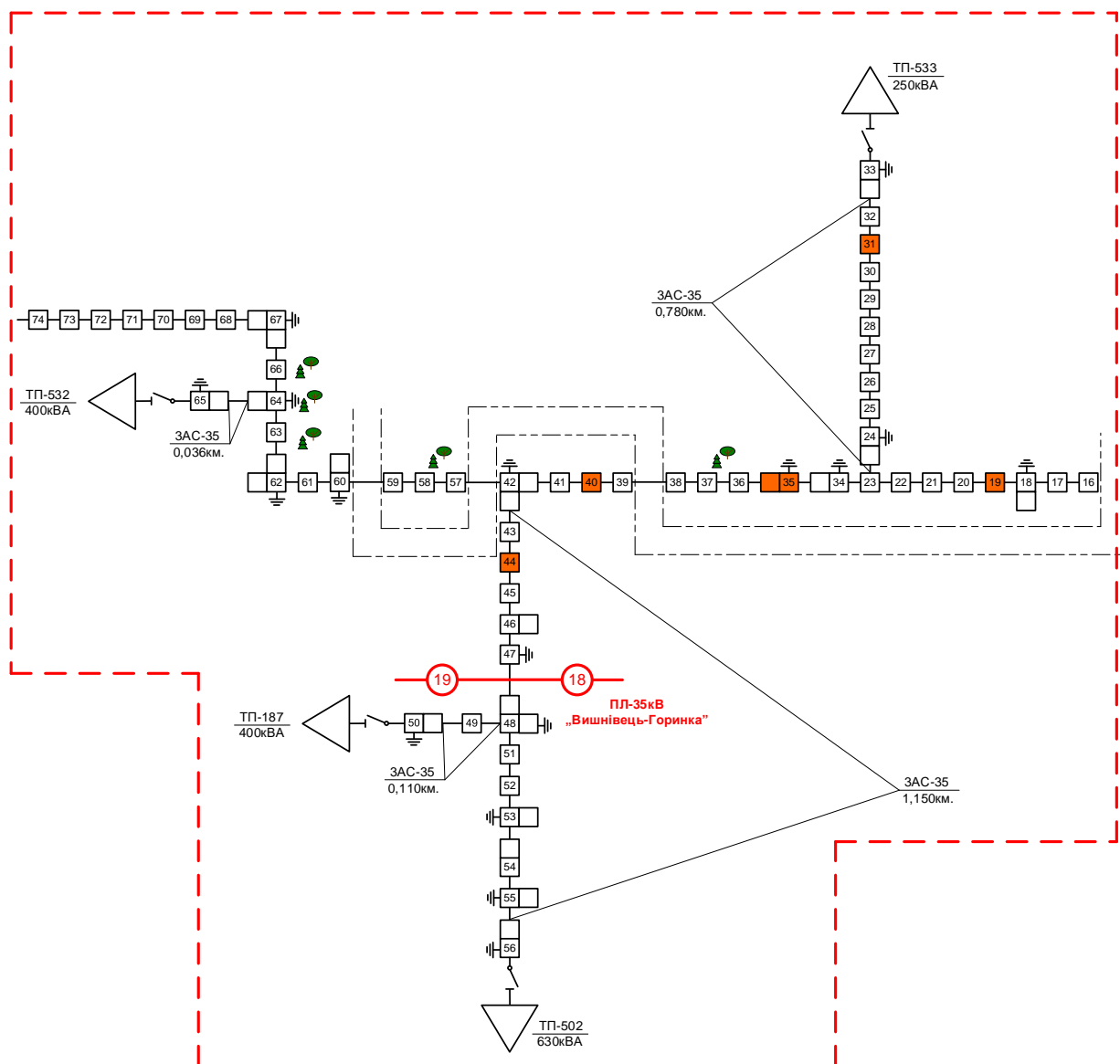


Рисунок 2.1 – Поопорна схема живлення (лінія 10 кВ) с. Старий Вишнівець

Таблиця 2.1 – Встановлене обладнання

Номер ТП	Тип трансформатора	Рік випуску	Потужність трансформаторів, кВА
533	<i>ТМ – 400 – 10 / 0,4</i>	1977	400
187	<i>ТМ – 630 – 10 / 0,4</i>	1977	630
532	<i>ТМ – 400 – 10 / 0,4</i>	1985	400
502	<i>ТМ – 250 – 10 / 0,4</i>	1977	250

2.2 Розрахунок електричних навантажень

2.2.1 Розрахунок електричних навантажень побутових споживачів

В основу розрахунку покладено «Побудова і експлуатація електричних мереж». Технічна політика, від 15.10.2012 [13], ДБН В.2.5-23:2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення [11], а також література [9, 10, 12].

Величина розрахункового навантаження значною мірою залежить від рівня від того, скільки електроприймачів встановлено в квартирах мешканців. На сьогоднішній день спостерігається тенденція підвищення рівня електрифікації побуту, збільшення кількості різних електроприладів та їх поодинокі потужності.

Електроприймачі житлових будинків можна поділити на дві групи:

- електроприймачі квартир;
- електроприймачі загальнобудинкового призначення.

До перших відносяться освітлювальні та побутові електроприлади; до других - світильники сходових кліток, технічних підпілля, горищ, вестибюлів, холів, службових та інших приміщень, вентиляційні системи, різні протипожежні пристрої, домофони тощо.

Електричне освітлення квартир здійснюється за допомогою світильників з лампами розжарювання та люмінесцентними. До побутових належать такі електроприлади: нагрівальні, господарські, культурно-побутові, санітарно-гігієнічні, побутові кондиціонери повітря, водонагрівачі, прилади для опалення приміщень.

Для освітлення сходів, вестибюлів, холів, коридорів застосовують лампи розжарювання та люмінесцентні лампи.

Для орієнтовних розрахунків усереднені питомі навантаження та коефіцієнти потужності допускається приймати за таблицею питомих показників навантажень, наведених з урахуванням внутрішнього освітлення.

Метою розрахунку електричних навантажень є виявлення відповідності потужності діючих трансформаторів споживчих ТП, сучасним навантаженням споживачів району.

Розрахункове навантаження ліній живлення, вводів та на шинах РП-0,4 кВ ТП від електроприймачів квартир (P_{KB}) визначається за формулою:

$$P_{KB} = P_{KB.ПИТ} \cdot n$$

де P_{KB} – питома навантаження електроприймачів квартир, що приймається за таблицею залежно від кількості квартир, приєднаних до лінії (ТП), типу кухонних плит, кВт/квартиру;

n - кількість квартир, що приєднані до лінії.

Розрахункове навантаження силових електроприймачів P_C , кВт, наведене до вводу житлового будинку, визначається за формулою:

$$P_C = P_{СТ.П}$$

Потужність електродвигунів насосів водопостачання, вентиляторів та інших санітарно-технічних пристроїв $P_{СТ.П}$, кВт визначається за їх встановленою потужністю з урахуванням коефіцієнта попиту $K_{П}$.

$$P_{СТ.П} = K_C \cdot \sum P_{СТ.П}$$

Потужність резервних електродвигунів, а також електроприймачів протипожежних пристроїв не враховується.

Розрахункове електричне навантаження житлового будинку (квартир та силових електроприймачів) $P_{P.Ж.Б}$, кВт визначається за формулою:

$$P_{P.Ж.Б} = P_{KB} + K_V \cdot P_C$$

де P_{KB} – розрахункове електричне навантаження квартир, наведене до вводу житлового будинку, кВт;

K_V – коефіцієнт участі у максимумі навантаження силових електроприймачів (рівний 0,96).

Реактивне навантаження житлових об'єктів складається з реактивної потужності електродвигунів ліфтів та реактивної потужності квартир, але оскільки ліфти відсутні:

$$Q_{P.Ж.Б} = Q_{KB}$$

$$Q_{KB} = P_{KB} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{KB}$$

де $\operatorname{tg} \varphi_{KB} = 0,26$

Повне навантаження, кВ·А, рівне

$$S_{P.Ж.Б} = \sqrt{P_{P.Ж.Б}^2 + Q_{P.Ж.Б}^2}$$

Приклад розрахунку зроблено за житловим будинком на 16 квартир, ТП № 502 $P_{кв.лут.16}$ визначається шляхом інтерполяції

$$\frac{18-15}{P_{кв.лут.15} - P_{кв.лут.18}} = \frac{18-16}{P_{кв.лут.16} - P_{кв.лут.18}}$$

$$\frac{18-15}{2,8-2,6} = \frac{18-16}{P_{кв.лут.16} - 2,6}$$

$$P_{кв.лут.16} = 2,73 \frac{\text{кВт}}{\text{кВ}}$$

Звідси розрахункове електричне навантаження квартир за формулою дорівнюватиме:

$$P_{KB} = 2,73 \cdot 6 = 16,4 \text{ кВт}$$

Питомі розрахункові навантаження квартир враховують навантаження освітлення загальнобудинкових приміщень (сходових кліток, підвалів, технічних поверхів, горищ тощо), а також навантаження слабкостроумних пристроїв та дрібного силового обладнання (щитки протипожежних пристроїв, автоматики, обліку тепла тощо) .

$$P_{СТ.П} = P_C = 0 \text{ кВт}$$

Визначається розрахункове навантаження житлової будівлі $P_{P.Ж.Б} = \kappa Bm$ відповідно до формули.

$$P_{P.Ж.Б} = 12,9 + 0,9 \cdot 0 = 19,62 \text{ кВт.},$$

Реактивне навантаження житлових об'єктів дорівнює:

$$Q_{P.Ж.Б} = Q_{KB}$$

$$Q_{P.Ж.Б} = 12,9 \cdot 0,26 = 3,354 \text{ кВАр},$$

Повне навантаження дорівнює

$$S_{P.Ж.Б} = \sqrt{19,62^2 + 3,354^2} = 19,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Розрахунок інших житлових будинків аналогічний. Результати розрахунків наведено у таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Розрахунок навантаження житлових будівель.

№ ТП	ТП 533		ТП 187		ТП 532	ТП 502		
	ЖБ	ПД	ЖБ	ПБ	ЖБ	ЖБ	ЖБ	ПД
Об'єкт								
Кількість будинків	5	22	8	15	6	2	33	5
Кількість квартир	2	1	2	1	16	12	2	1
$P_{KB}, \text{ кВт}$	20	10	20	10	43.73	38.4	20	10
$P_p, \text{ кВт}$	100	220	160	150	262.38	76.8	660	50
$\cos \varphi$	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
$\text{tg } \varphi$	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
$Q_p, \text{ кВАр}$	29	63.8	46.4	43.5	76.08	22.28	191.4	14.5
$S_p, \text{ кВА}$	104.1	229.0	166.5	156.1	273.2	79.9	687.0	52.0

2.2.2 Розрахунок електричних навантажень виробничих об'єктів

Розрахунок електричних навантажень промислових об'єктів здійснюється за методом розрахунку навантажень за встановленою потужністю та коефіцієнтом попиту.

Метод коефіцієнта попиту може застосовуватися для підрахунку навантажень по тих окремих групах електроприймачів, цехах і підприємствам в цілому, для яких є дані про величину цього коефіцієнта.

$$P_p = K_C \cdot P_v$$

де K_C – коефіцієнт попиту

P_v – встановлена (номінальна) потужність об'єкта.

При підрахунку навантажень по окремих групах електроприймачів цей метод рекомендується застосовувати для тих груп, електроприймачів яких працюють з постійним навантаженням і коефіцієнтом включення, рівним (або близьким) одиниці, як, наприклад, електродвигуни насосів, вентиляторів і т.п.

За отриманим для кожної групи електроприймачів значенням P_p визначається реактивне навантаження:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \alpha$$

де $\operatorname{tg} \alpha$ – коефіцієнт реактивної потужності об'єкта, причому, $\operatorname{tg} \alpha$ визначається по $\cos \varphi$, характерному для цієї групи електроприймачів.

Потім проводиться роздільне підсумовування активних та реактивних навантажень та знаходження повного навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Розрахунок електричних навантажень виконано з прикладу ковбасного цеху. Розрахункове активне навантаження:

$$P_p = 0,75 \cdot 46,5 = 34,87 \text{ кВт}$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg} \arccos \cos \varphi$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт активної потужності об'єкта, $\cos \varphi = 0,75$.

$$\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg} \arccos 0,75 = 0,88$$

Тоді:

$$Q_p = 34,87 \cdot 0,88 = 30,7 \text{ кВА}$$

Повна потужність об'єкта ковбасний цех:

$$S_p = \sqrt{30,7^2 + 34,87^2} = 46,5 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунку промислових об'єктів зводяться до таблиці 2.2.

Таблиця 2.1 – Розрахунок навантажень промислових об'єктів

Місце розташування	Найменування об'єкта	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{вст}$ кВт	K_C	P_p кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
ТП-187	Ковбасний цех	0.75	0.88	46.5	0.75	34.88	30.76	46.5
ТП-187	Гараж	0.87	0.57	6.9	0.89	6.14	3.48	7.06
ТП-187	Госпобудова	0.82	0.7	15	0.83	12.45	8.69	15.18
ТП-187	Гараж школи	0.82	0.7	7.2	0.86	6.19	4.32	7.55

2.2.3 Розрахунок електричних навантажень громадських споруд

Розрахунок електричних навантажень громадських будівель провадиться за питомими розрахунковими електричними навантаженнями.

Приклад розрахунку навантаження дитячого садочка на 25 місць.

Розрахункова потужність дитячого садочка визначається за формулою

$$P_p = P_{\text{пит}} \cdot m,$$

де $P_{\text{пит}}$ –питоме розрахункове навантаження, кВт/місце;

m – число місць у саду.

Розрахункова реактивна потужність визначається за формулою:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg } \varphi$$

Розрахункова потужність спортивної школи дорівнює:

$$P_p = 0,7 \cdot 25 = 4,25 \text{ кВт}$$

Розрахункова реактивна потужність визначається за формулою:

$$Q_p = 4,25 \cdot 0,93 = 1,57 \text{ кВА}$$

$$S_p = \sqrt{4,25^2 + 1,57^2} = 4,53 \text{ кВА}.$$

Аналогічно визначається розрахункові електричні навантаження інших громадських споруд. Результати розрахунків наведено у таблиці 2.3.

Місце розташування	Найменування об'єкта	$P_{\text{пит}}$ кВт	$\cos \varphi$	$\text{tg } \varphi$	P_p кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
ТП–187	Клуб	0.46	0.92	0.39	22.08	8.61	23.7
ТП–187	Дитячий садок	0.17	0.93	0.37	4.25	1.57	4.5
ТП–187	Магазин 1	0.23	0.92	0.39	11.5	4.49	12.3
ТП–187	Госп. магазин	0.14	0.82	0.57	5.6	3.19	6.5
ТП–187	Магазин 2	0.23	0.82	0.57	8.74	4.98	10.1

Аналогічні розрахунку проведено для споживачів ТП 502, ТП 532, ТП 533. Результати розрахунків зведено в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Сумарна розрахункова потужність споживачів

Потужність	ТП 187	ТП 502	ТП 532	ТП 533	Сумарна навантаження
$P_p, \text{кВт}$	421.83	786.8	262.38	320	1791.01
$Q_p, \text{кВАр}$	159.99	228.18	76.08	92.8	557.05
$S_p, \text{кВА}$	456.07	819.07	273.24	333.12	1881.5

2.3 Вибір місця числа та місця розташування трансформаторних підстанцій

Важливою метою проектування є вибір оптимального числа та розташування споживчих трансформаторних підстанцій (ТП).

Загальна площа населеного пункту становить $3,45 \text{ км}^2$. Сумарне активне розрахункове навантаження складає 1881.5 кВт . Щільність навантаження становитиме $25 \text{ Вт} / \text{м}^2$.

Згідно з проектними нормативами передбачається, що довжина кабелю від ТП до будівель не повинна перевищувати 400 м . У житловій забудові між будинками розміщуються дитячі та спортивні майданчики, не завжди вдається розташувати підстанцію у центрі електричних навантажень. Тому, згідно з рекомендацією проектування міських мереж, неприпустиме перевищення протяжності кабелю.

ТП розташовуються у центрах електричних навантажень, визначення яких необхідна побудова картограми навантажень. Картограма є розміщена на генплані, кола, площа яких відповідає в обраному масштабі розрахунковим навантаженням об'єктів.

Згідно з цим генеральним планом села видно, що він представлений у вигляді прямокутника $2100 \times 1700 \text{ м}$. Подумки мікрорайон розбивається на 4 частини. Приймається 4 споживчі підстанції для забезпечення надійності електропостачання та зменшення економічних показників.

За вихідними даними будуються осі X і Y генплану та наносяться центри електричних навантажень. При цьому вважається, що навантаження рівномірно розподілено площею об'єктів. Тоді центр кола збігається із центром тяжкості фігури, що зображує об'єкт на генплані.

З урахуванням розмірів території генплану вибирається масштаб навантажень, орієнтуючись на найбільшу та найменшу.

$$m_p = \frac{P_{HM}}{\pi \cdot R_{HM}^2}$$

де m – масштаб навантажень, $кВт / км^2$;

P_{HM} – найменша потужність цеху, $кВт$;

R_{HM} – найменший візуально сприйманий радіус картограми навантаження, км.

Величина m округляється і приймається як активних, так реактивних навантажень.

Далі визначаються радіуси кіл активних та реактивних навантажень усіх цехів за формулами:

$$R_p = \frac{P}{\pi \cdot m_p}$$

де R_p – радіуси реактивного та активного навантажень, км;

P – Активне навантаження цехів, кВт;

m_p – масштаб навантажень активного та реактивного, $кВт / км^2$.

Координати ЦЕН визначаються за формулами

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i};$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}.$$

Розрахункові дані, необхідні побудови картограми навантажень представлені у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахункові дані, необхідні для побудови картограми навантажень

№ТП	Найменування об'єкта	$X_i, м$	$P_{pi} \cdot X_i, кВт \cdot м$	$P_{pi}, кВт$	$Y_i, м$	$P_{pi} \cdot Y_i, кВт \cdot м$	$r_i, мм$
187	Гараж	1125	94500	84	1154	96936	1889
187	Госпбудова	1240	169880	137	1095	150015	2412
187	Гараж школи	1201	68457	57	746	42522	1556
187	Клуб	875	19320	22	654	14440	968
187	Дитячий садок	912	3876	4	550	2338	425
187	Група магазинів	823	21266	26	560	14470	1047
187	Група приватних будинків	753	112950	150	745	111750	2524
502	Група приватних будинків	1100	55000	50	430	21500	1457
533	Група приватних будинків	1627	357940	220	715	157300	3056
532	Група житлових будинків	528	84480	160	855	136800	2607
502	Група житлових будинків	315	24201	77	1350	103721	1806
502	Група житлових будинків	756	498960	660	1020	673200	5294
533	Група житлових будинків	1468	146800	100	877	87700	2061
532	Група житлових будинків	1215	318792	262	517	135650	3338

Приклад розрахунку ЦЕН.

$$\sum_{i=1}^8 P_i \cdot X_i = 94500 + 169880 + 68457 + 1930 + 3876 + 166 + 112950 + 84480 =$$

$$= 574729 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i = 96936 + 150015 + 42522 + 14440 + 2338 + 14470 + 111750 + 136800 =$$

$$= 569271 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Координати центрів електричних навантажень дорівнюватимуть

$$X_0 = \frac{574729}{640} = 898 \text{ м};$$

$$Y_0 = \frac{569271}{640} = 889 \text{ м}.$$

Розрахунок навантажень для інших ТП проведемо аналогічно. Результати розрахунків наведено у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Координати центрів електричного навантаження

Номер ТП	$P_{pi} \cdot X_i, \text{ кВт} \cdot \text{м}$	X	$P_{pi} \cdot Y_i, \text{ кВт} \cdot \text{м}$	Y
533	504740	1577	245000	766
187	574729	898	569271	889
532	318792	1215	135650	517
502	578161	423	798421	1191

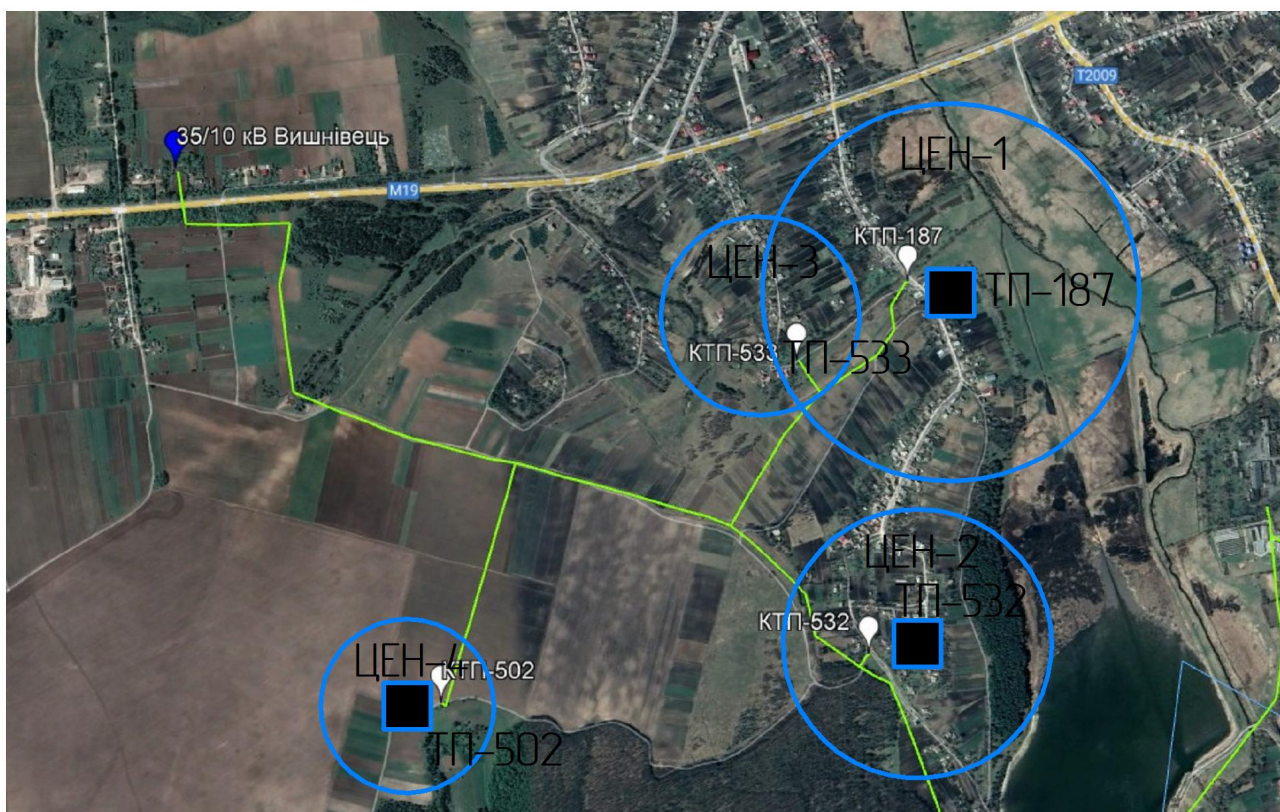


Рисунок 2.2 – Картограма електричних навантажень с. Старий Вишнівець.

2.4 Вибір силових трансформаторів

Згідно з ПУЕ електроприймачі II категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємно резервуючих джерел живлення. Для електроприймачів II категорії при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади [10].

За наявності централізованого резерву трансформаторів та можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1 доби допускається живлення електроприймачів II категорії від одного трансформатора.

Для вибору потужності трансформаторів визначається максимальна повна потужність, що припадає на підстанцію:

$$S_M = \frac{P_{\Sigma \max}}{\cos \varphi_{c.з.}}$$

де $P_{\Sigma \max}$ – сумарна активна потужність, кВт;

$\cos \varphi_{c.з.}$ - середньозважене значення $\cos \varphi$, визначається через $\operatorname{tg} \varphi_{c.з.}$.

$$\operatorname{tg} \varphi_{c.з.} = \frac{\sum Q_i}{\sum P_i}$$

Потужність одного трансформатора визначається за формулою

$$S_{\text{тр.розр.}} = \frac{S_M}{2 \cdot K_3}$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора, що приймається, $K_3 = 0,7$.

За певною потужністю одного трансформатора знаходиться найближча стандартна потужність трансформатора $S_{\text{НОМ}}$ та вибирається тип трансформатора. Вибрані трансформатори перевіряються за дійсним коефіцієнтом завантаження

$$K_{3.Д} = \frac{S_M}{2 \cdot S_{НОМ}}$$

$$K_{3.Д} \leq K_3$$

Приклад розрахунку потужності трансформаторів споживчої підстанції наведено у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Споживачі ТП 187

ТП 187	P , кВт	Q , кВАр	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
Група житлових будинків	160	46.4	0.96	0.29
Група приватних будинків	150	43.5	0.96	0.29
Ковбасний цех	34.88	30.76	0.75	0.88
Гараж	6.14	3.48	0.87	0.57
Госп. будівля	12.45	8.69	0.82	0.7
Гараж школи	6.19	4.32	0.82	0.7
Клуб	22.08	8.61	0.92	0.39
Дитячий садок	4.25	1.57	0.93	0.27
Магазин	11.5	4.49	0.92	0.39
Господарський магазин	5.6	3.19	0.82	0.57
Магазин	8.74	4.98	0.82	0.57
Разом	421.8	160		

$$\operatorname{tg} \varphi_{c.з.} = \frac{160}{421,8} = 0,38$$

$$\cos \varphi_{c.з.} = 0,94$$

Сумарна розрахункова активна потужність $P_{\Sigma max}$ визначається при живленні від трансформаторної підстанції житлових будинків та громадських будівель за формулою

$$P_{\Sigma max} = P_{\text{б\ddot{y}д.1}} \cdot K_1 + P_{\text{б\ddot{y}д.2}} \cdot K_2 + P_{\text{б\ddot{y}д.n}} \cdot K_n$$

де $P_{\text{б\ddot{y}д}}$ – розрахункові навантаження будівель;

K – коефіцієнти, що враховують розбіжність максимумів навантаження (квартир та громадських будівель).

$$P_{\Sigma max} = 160 + 150 + 34,88 \cdot 0,8 + 6,14 + 12,45 + 6,19 + 22,08 + 4,25 + 11,5 \cdot 0,8 + 5,6 \cdot 0,8 + 8,74 \cdot 0,8 = 409,7 \text{ кВт}$$

$$S_M = \frac{409,7}{0,94} = 438,2 \text{ кВА}$$

Потужність одного трансформатора:

$$S_{тр.розр.} = \frac{438,2}{2 \cdot K_3} 0,7 = 313 \text{ кВА}$$

Приймаємо два трансформатори типу ТМГ12-400/10-У1(ХЛ1).

Т – трансформатор;

М – природне масляне охолодження;

Г – герметичний.

$$S_{тр.розр.} = 400 \text{ кВА}$$

Таблиця 2.8 – Паспортні дані трансформатора ТМГ12 – 400 / 10 – У1(ХЛ1)

Параметри		Значення
Нормована потужність, кВА		400
Висока напруга, кВ		10
Низька напруга, кВ		0.4
Напруга короткого замикання, %		4.5
Втрати короткого замикання, Вт		5500
Втрати холостого ходу, Вт		830
Струм холостого ходу, %		1.5
Частота, Гц		50
Схема та група з'єднання обмоток		Y/Yн-0; Δ/Yн-11
Габаритні розміри, мм	L, мм	1300
	B, мм	860
	H, мм	1350
Повна маса, кг		1360

Перевіряємо вибрані трансформатори за дійсним коефіцієнтом завантаження:

$$K_{з.д} = \frac{438,2}{2 \cdot 400} = 0,548$$

$$0,548 \leq 0,7$$

2.5 Перевірка трансформаторів на систематичне навантаження

Систематичне навантаження трансформатора допустиме за рахунок нерівномірності навантаження його протягом доби. Визначається коефіцієнт перевантаження K_{HT} трансформаторів:

$$K_{HT} = \frac{S_{HT} \cdot n}{S_M}$$

Якщо $K_{HT} > 1$, то трансформатори не мають систематичного навантаження і перевірка не потрібна.

$$K_{HT} = \frac{400 \cdot 2}{438,2} = 1,82,$$

Перевірка трансформаторів на систематичне навантаження не потрібна.

2.6 Перевірка трансформаторів на аварійне навантаження

Аварійне навантаження допускається у виняткових (аварійних) умовах протягом обмеженого часу, коли перерва в енергопостачанні споживачів неприпустима.

На аварійне перевантаження перевіряються трансформатори, якщо підстанції встановлено щонайменше двох трансформаторів. Як аварійний режим розглядається режим з відключенням одного трансформатора.

Визначається коефіцієнт навантаження K_{HT} в аварійному режимі:

$$1,4 \cdot S_{HT} \geq S_M$$

$$1,4 \cdot 400 \geq 438,2$$

$$560 \geq 438,2$$

Вибрані трансформатори ТП №187 задовольняють умови перевірки на аварійне навантаження.

Розрахункове навантаження на ТП №533 – 238 кВА, на ТП №532 – 195,15 кВА. Вибирається по 2 трансформатори ТМГ – 250/10 – У1 на кожен трансформаторну підстанцію.

Таблиця 2.9 – Паспортні дані трансформатора типу ТМГ-250/10-У1

Параметри		Значення
Нормована потужність, <i>кВА</i>		250
Висока напруга, <i>кВ</i>		10
Низька напруга, <i>кВ</i>		0.4
Напруга короткого замикання, %		4.5
Втрати короткого замикання, <i>Вт</i>		3250
Втрати холостого ходу, <i>Вт</i>		425
Струм холостого ходу, %		1.5
Частота, <i>Гц</i>		50
Схема та група з'єднання обмоток		Y/Y _n -0; Δ/Y _n -11
Габаритні розміри, мм	<i>L, мм</i>	1170
	<i>B, мм</i>	790
	<i>H, мм</i>	1460
Повна маса, <i>кг</i>		1360

Таблиця 2.10 – Паспортні дані трансформатора типу ТМГ-250/10-У1

Параметри		Значення
Нормована потужність, <i>кВА</i>		630
Висока напруга, <i>кВ</i>		10
Низька напруга, <i>кВ</i>		0.4
Напруга короткого замикання, %		5.5
Втрати короткого замикання, <i>Вт</i>		6750
Втрати холостого ходу, <i>Вт</i>		800
Струм холостого ходу, %		1.5
Частота, <i>Гц</i>		50
Схема та група з'єднання обмоток		Y/Y _n -0; Δ/Y _n -11
Габаритні розміри, мм	<i>L, мм</i>	1390
	<i>B, мм</i>	1000
	<i>H, мм</i>	1710
Повна маса, <i>кг</i>		1360

2.7 Висновки до розділу 2

1. Проведено аналіз втрат електроенергії села Старий Вишнівець. Фактичні втрати становлять 15%. З них 63% становлять комерційні втрати, а 37% – технологічні. Втрат від розкрадання електроенергії 85% від комерційних втрат, а інструментальні 15%. Звідси випливає необхідність запровадження автоматизованої системи обліку електроенергії.

2. Проведено аналіз категорій надійності споживачів. Більшість споживачів електроенергії відносяться до третьої категорії надійності.

3. Виконано розрахунок електричних навантажень споживачів. Сумарне розрахункове навантаження склало 1881 кВт. Отримані дані використано для вибору ТП.

4. Відповідно до електричних навантажень споживачів, було збудовано картограму села Старий Вишнівець. Визначено, що існуючі трансформаторні підстанції розміщено практично у центрах енергетичних навантажень.

5. Відповідно до отриманих розрахунків здійснено вибір силових трансформаторів, та проведено перевірку вибраних трансформаторів на систематичне та аварійне перевантаження показала, що допустиме аварійне навантаження трансформатора становить 22%, а коефіцієнт навантаження дорівнює 1,82, що говорить про правильність вибору обладнання.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розробка автоматизованої системи контролю і обліку електроенергії

3.1.1 Поняття та основні положення концепції АСКОЕ

Головною проблемою електричних мереж, встановлених у сільських населених пунктах, є неможливість точного відстеження споживання електроенергії. Для вирішення цієї проблеми існує автоматична система контролю та обліку електроенергії.

Крім точного виміру спожитої потужності, завданнями АСКОЕ є облік денних, нічних, сезонних тарифів, зберігання графіків навантажень та оперативне регулювання обсягу виробництва та передачі електроенергії.

Перші системи було розроблено у 1974 року. У їхньому складі було два рівні: електrolічильники та інформаційно-вимірювальні системи. У перших системах було 45 каналів обліку, до них дистанційно підключали лічильники.

Після додавання до системи третього рівня обліку електроенергії яким є програмне забезпечення, межі регулювання споживання та виробництва електроенергії значно розширилися. Нові системи отримали назву АСКОЕ, яка представлена рис. 3.1 та 3.2.

Система обліку електроенергії має бути створена як трирівнева автоматизована система з розподіленою функцією вимірювання та централізованим керуванням. Система загалом має складатися з наступних компонентів:

- 1) Вимірювальні компоненти:
 - Вимірювально-інформаційні комплекси точок обліку (ІВК ТУ);
- 2) Комплексні компоненти:
 - інформаційно-обчислювальні комплекси електроустановок (ІВКЕ);
 - інформаційно-обчислювальний комплекс (ІВК);
- 3) Сполучні компоненти:

- технічні засоби прийому-передачі даних (каналоутворююча апаратура) та канали зв'язку.

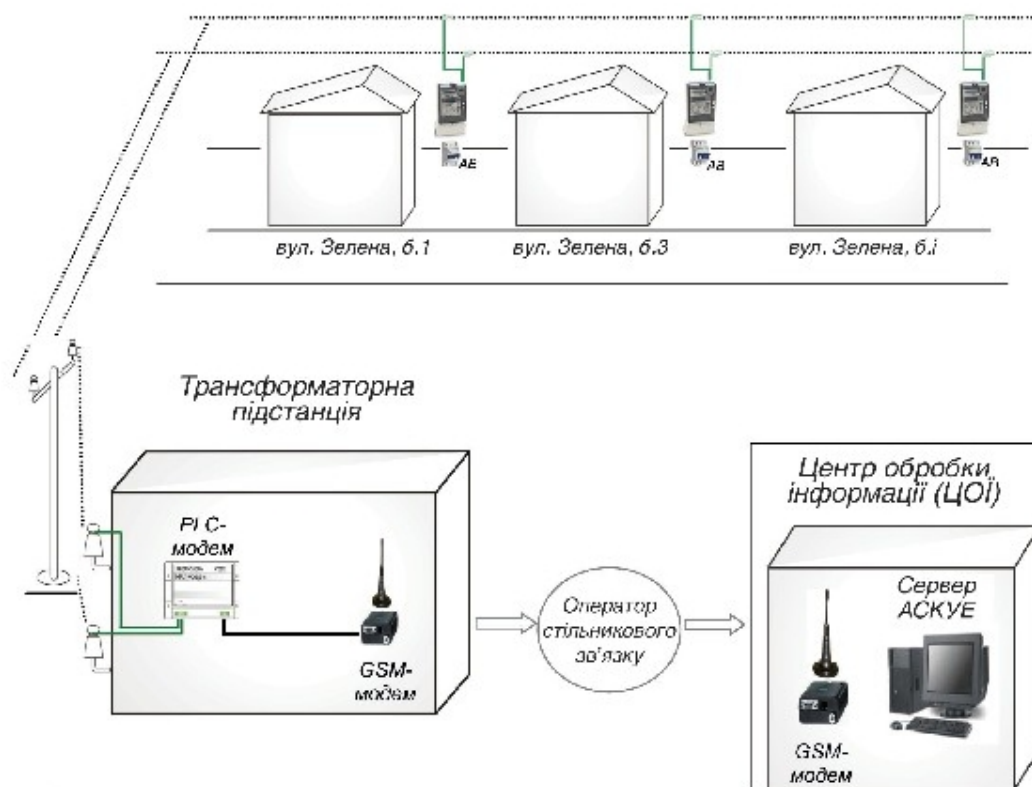


Рисунок 3.1 – Схема АСКОЕ з передачею даних силовою мережею 0,4 кВ.



Рисунок 3.2 – Структура автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії з передачею інформації через GSM.

На рівні ІВК ТУ повинно забезпечуватись автоматичне проведення вимірювань у точці вимірювань. До складу ІВК ТУ входять:

- лічильники електричної енергії;
- вторинні вимірювальні ланцюги;
- існуючі вимірювальні трансформатори струму та напруги;

На рівні ІВКЕ мають забезпечуватися:

- інтерфейс доступу до інформації щодо обліку електричної енергії ПК ТУ;
- автоматичний збір інформації з обліку електричної енергії від ПК ТУ;
- автоматичне збирання інформації про стан засобів вимірювань.

До складу ІВКЕ входять:

- концентратори даних, що забезпечують інтерфейс доступу до ІВК ТУ

3.1.2 Мікропроцесорні лічильники обліку електроенергії та потужності

Електролічильники є джерелами первинної інформації для АСКОЕ. Типи електролічильників, що застосовуються, повинні бути внесені до Державний реєстр засобів вимірювальної техніки і мати діючі свідоцтва про перевірку. Для точок обліку, де можливі перетікання електроенергії (прийом – віддача), електролічильники повинні забезпечувати облік електроенергії в обох напрямках. Усі електролічильники комерційного обліку повинні забезпечувати облік перетікань реактивної потужності в обох напрямках.

Мікропроцесорні лічильники електричної енергії Харківського заводу «Енергоміра» *CE102 – U S6 145 – AV* фіксують задані при їх програмуванні параметри, основними з яких є:

- вимірювання активної та реактивної електроенергії та потужності, що пройшло через переріз обліку наростаючим підсумком;
- фіксація усереднених значень миттєвої потужності на розрахунковому інтервалі часу;
- запис та зберігання у пам'яті лічильника графіка навантажень;

- вимірювання значень напруги та струмів пофазно.

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики лічильника СЕ 102–U

Характеристика	Значення
Клас точності	1
Базовий струм, А	5
Максимальний струм, А	80
Номінальна напруга,	230
Діапазон робочих температур навколишнього повітря для лічильника, °С	від -45 до +70
Робочий діапазон зміни частоти вимірювальної мережі лічильника, Гц	50 ± 2,5
Тривалість зберігання інформації при відключенні харчування не менше років	30
Тривалість обліку часу та календаря при відключеному харчуванні не менше років	16
Термін служби батареї, років	16
Інтервали усереднення (розрахунку) потужності, хв	3; 5; 10; 15; 30; 60
Число тарифів	4
Швидкість обміну за інтерфейсом/оптопортом, біт/с	від 300 до 38400
Маса лічильника не більше, кг	0,5
Габаритні розміри корпусу (довжина; ширина; висота), не більше, мм	110×89×72,5
Середнє напрацювання лічильника до відмови, год.	220000
Ступінь захисту	IP51

На рис. 3.3 зображено зовнішній вигляд лічильника СЕ 102–U

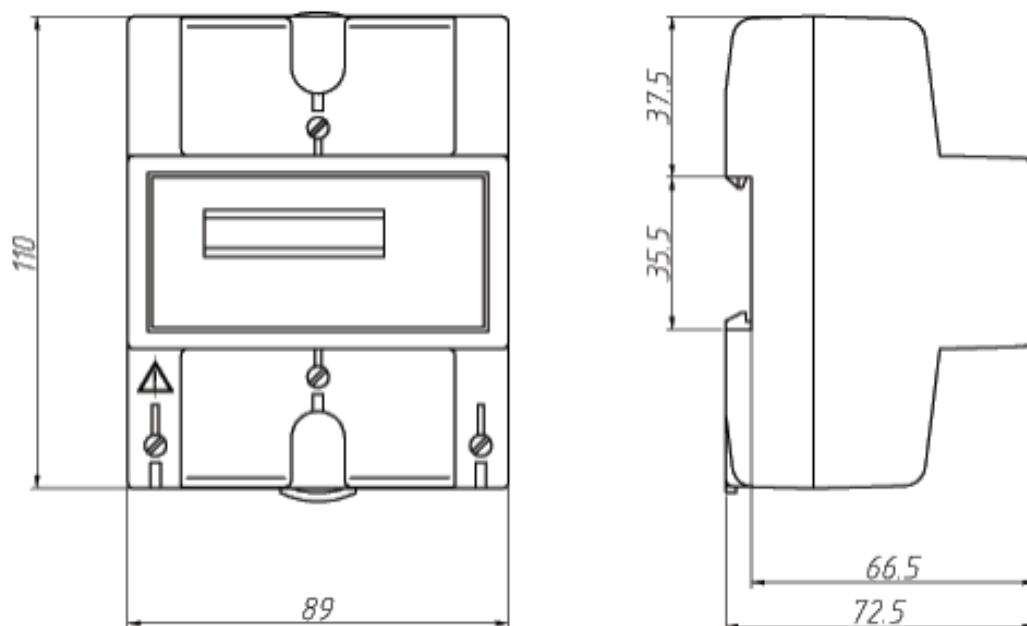


Рисунок 3.3 – Габаритні розміри лічильника СЕ 102–U

На рис. 3.4 представлено типову схему підключення лічильника СЕ 102–
U

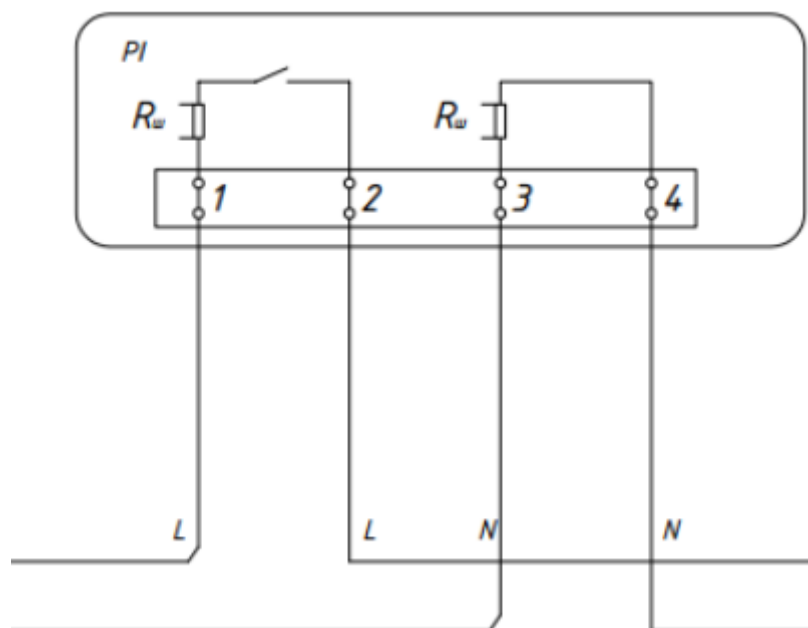


Рисунок 3.4 – Схема підключення лічильника СЕ 102–U

Лічильники здійснюють передачу вимірювань на УСПД –164 –01Б – контролер збору даних по радіо каналу зв'язку (за допомогою вбудованих радіомодулів). Діагностика, дискретність обліку параметрів електричної мережі, їх кількісний та якісний склад програмується за допомогою програмного забезпечення «Система інтелектуального обліку "Енергоміра" (PLC \ RADIO, SmartMetering)». Зберігання ключової інформації (конфігурація, активна енергія, кількість сеансів зв'язку тощо) здійснюється в незалежній пам'яті лічильника.

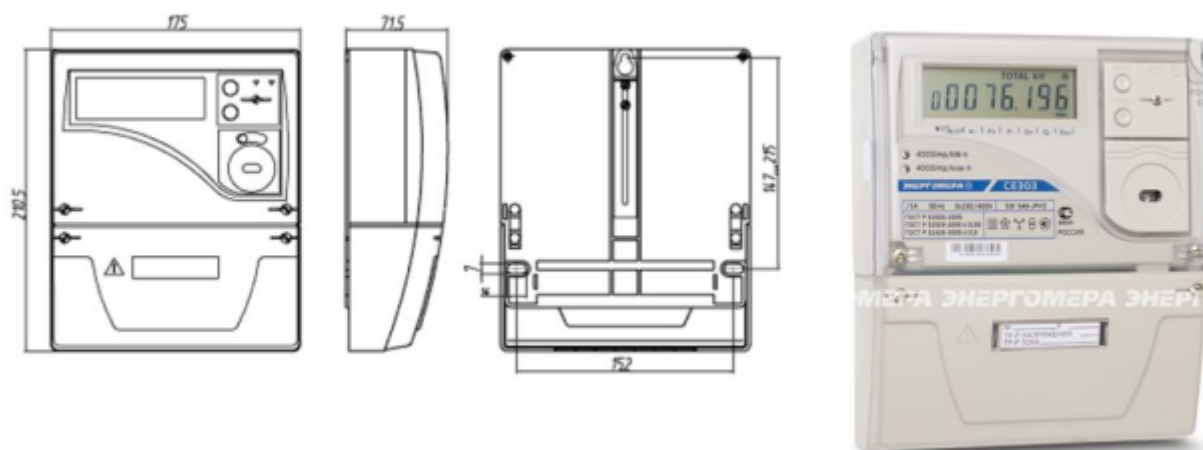


Рисунок 3.5 – Зовнішній вигляд мікропроцесорного лічильника CE303U.

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики лічильника CE 303U

Показники	Величини
Число тарифів, не менше	8
Число тимчасових зон тарифної програми на добу	від 1 до 12
Клас точності з активної енергії	0,5S, 0,5, 1
Номінальний чи базовий струм, А	1, 5
Номінальний чи базовий струм, А	1, 5
Максимальний струм, А	1,5; 10
Частота вимірювальної мережі, Гц	50
Діапазон робочих температур навколишнього повітря	від - 40 до + 70
Тривалість зберігання інформації при відключенні	30
Тривалість обліку часу та календаря при відключеному	16
Строк служби елемента живлення, не менше, років	16
Число тарифів, не менше	8
Швидкість обміну за інтерфейсами, біт/с	від 300 до 115 200
Швидкість обміну через оптичний порт, біт/с	від 300 до 9600
Маса лічильника, не більше, кг	1
Габаритні розміри, не більше, мм (довжина; ширина;	215; 175; 72
Середнє напрацювання на відмову, не менше, год.	220000
Середній термін служби до першого капітального ремонту	30

3.1.3 Пристрої збору та передачі даних

На трансформаторній підстанції збір даних з приладів обліку здійснює контролер збору даних *УСПД – 164 – 01Б*, розташованих на трансформаторній

підстанції по фрагменту локальної промислової шини EIA485, розташованих у абонентів - по радіо каналу (433 МГц).

УСПД забезпечує збір, обробку, накопичення, зберігання даних з лічильників, об'єднання вимірювань за характерними групами, за заданими тарифами на заданому інтервалі часу, пошук максимальних потужностей, ведення архівів заданої структури, а також коригування вбудованого годинника лічильника під час здійснення сеансів зв'язку з метою забезпечення синхронності вимірів. Коригування вбудованого годинника УСПД здійснюється під час сеансу зв'язку з сервером центру збору даних системи обліку електроенергії.

Для передачі комерційної інформації з УСПД – 164 – 01Б трансформаторних підстанцій до центру збору та обробки інформації використовується GSM/GPRS канал оператора стільникового зв'язку.

Для забезпечення високого ступеня працездатності комплекс здійснює автоматичну діагностику та фіксує усі випадки несправності у журналах подій. Для захисту вимірювальних даних та параметрів комплексу від несанкціонованої зміни передбачено багаторівневу систему захисту.

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики УСПД – 164 – 01Б

Показники	Величини
інтерфейси для збирання даних із лічильників інтерфейси для читання зібраних даних	1 або 2 RS-485, RF433 RS-485, USB, GSM/GPRS, Ethernet
кількість каналів обліку	1000
Напруга живлення УСПД, В	9 - 27
Максимальна споживана потужність, Вт	10
Діапазон робочих температур, °С	Від - 40 до + 65
Ступінь захисту корпусу	IP20, IP52
Середнє напрацювання на відмову	Не менше 120 000 годин
Міжповірочний інтервал	6 років
Середній термін служби	Не менше 24 років

проводитиметься за денним тарифом. Змінюючи або додаючи умови, можна задати будь-який необхідний тариф. Однією із функцій АСКУЕ є дистанційне відключення споживачів, які перевищують ліміт споживання електроенергії. Максимальне обмежувальне значення вноситься до програми. Якщо різниця між попереднім значенням і нинішнім буде вищою за ліміт, то на верхній рівень буде відправлено сигнал «Перевищення ліміту». Щоб переконатися у правильності роботи лічильника, програма запускає перевірку. У побутових споживачів різниця між попереднім та нинішнім значенням не може бути негативною. При порушеннях у роботі або фіксації несанкціонованого втручання програмне забезпечення має забезпечити автоматичне переведення системи в режим передачі на верхній рівень збору інформації. Також подається сигнал про несправність лічильника.

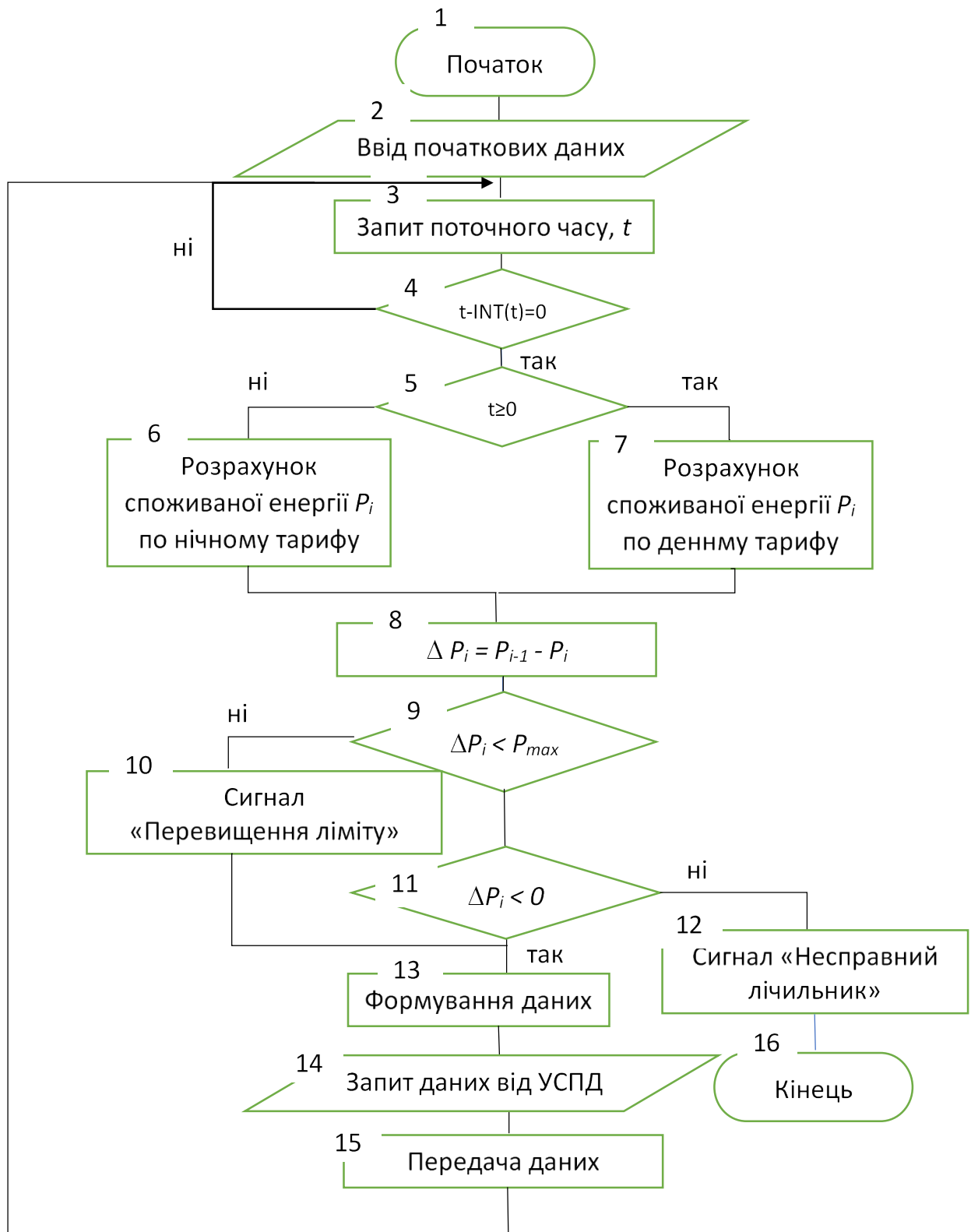


Рисунок 3.8 – Алгоритм програмного забезпечення мікропроцесорних лічильників

Якщо лічильник справний, програма формує пакети даних. У нормальному режимі роботи обмін інформацією з системою верхнього рівня

АСКОЕ проводиться за сигналами запиту цієї системи, при цьому повинні передаватися будь-які параметри, що запитуються і зберігаються.

При цьому передбачається обчислення всіх необхідних показників енергоспоживання, можливість зміни в процесі роботи складу та кількості параметрів, що враховуються, а також механізмів їх обчислень. Формати та протоколи передачі даних мають бути побудовані на основі "відкритих" промислових стандартів, тобто повинні дозволяти використання їх у складі АСКУЕ різних розробників, мати можливість транспортування даних до різних СУБД, електронних таблиць та інших типів програмних додатків для подальшої обробки та зберігання інформації.

3.2 Економічний розрахунок

3.2.1 Розрахунок капітальних вкладень

Вартість обладнання визначається з урахуванням кошторисної вартості обладнання. У поточних цінах враховано: оптові ціни постачальника, вартість упаковки та тари, величина заготівельно-складських витрат та ПДВ.

Таблиця 3.4 – Кошторис витрат на обладнання та матеріали

Назва обладнання/матеріалу	Од. вимір.	К-сть	Ціна за од., грн.	Сума, грн.
Лічильник однофазний <i>CE102 – U</i>	шт.	139	1100	152900
Лічильник трифазний <i>CE303 – U</i>	шт.	21	3800	79800
Трансформатор струму <i>TШП – 0,66 УЗ 400 / 5</i>	шт.	3	760	2280
Трансформатор струму <i>TШП – 0,66 УЗ 600 / 5</i>	шт.	3	1270	3810
Трансформатор струму <i>TШП – 0,66 УЗ 300 / 5</i>	шт.	6	870	5220
GSM Антена <i>Polaris 4505 433 МГц</i>	шт.	4	4800	19200
Силовий трансформатор <i>ТМГ12 – 400 / 10 – У1</i>	шт.	2	198000	396000
Силовий трансформатор <i>ТМГ12 – 630 / 10 – У2</i>	шт.	2	232000	464000
Силовий трансформатор <i>ТМГ12 – 250 / 10 – У3</i>	шт.	2	164000	328000
GSM Антена <i>905 FME / SMA</i>	шт.	12	400	4800
УСПД <i>CE805</i>	шт.	4	16400	65600
Разом вартість обладнання S_0, грн.				1521610

Одноразові витрати K_1 , грн:

$$K_1 = K_{TC} + K_{BC} + K_{MH}$$

де K_{TC} – витрати на основні технічні засоби, грн.;

K_{BC} – витрати на невраховане обладнання, грн.;

K_{MH} – витрати на монтаж та налагодження технічних засобів, грн.;

Витрати основні технічні засоби K_{TC} , грн.

$$K_{TC} = C_0 + C_{TP}$$

де C_{TP} – транспортні витрати, грн.

Транспортні витрати становлять 5% від вартості обладнання

$$C_{TP} = 0,05 \cdot C_0$$

$$C_{TP} = 0,05 \cdot 1521610 = 76080,5 \text{ грн.}$$

Витрати основні технічні засоби K_{TC} , грн складають

$$K_{TC} = 1521610 + 7680,5 = 1597690,5 \text{ грн.}$$

Витрати на невраховане обладнання K_{BC} , грн. становлять 10% вартості устаткування

$$K_{BC} = 0,1 \cdot C_0$$

$$K_{BC} = 0,1 \cdot 1521610 = 152161 \text{ грн.}$$

Витрати на монтаж, пуско-налагодження технічних засобів K_{MH} , грн. становлять 10% вартості устаткування

$$K_{MH} = 0,1 \cdot C_0$$

$$K_{MH} = 0,1 \cdot 1521610 = 152161 \text{ грн.}$$

Загальна величина капіталовкладень включає вартість обладнання, вартість електромонтажних і пусконалагоджувальних робіт. Підрахунок капітальних витрат подано у таблиці 7.2

Таблиця 3.5 – Підрахунок капітальних витрат

Найменування витрат	Вартість, грн.
Витрати основні технічні засоби	1597690,5
Витрати на невраховане обладнання	152161
Електромонтажні та пуско-налагоджувальні роботи	152161
Разом	1902012,5

3.2.2 Розрахунок економії експлуатаційних витрат

Розрахунок прибутку з постачання електроенергії енергопостачальної організації. Енергопостачальна організація отримує прибуток за кожен кВт·год з урахуванням коефіцієнта тарифу на передачу. Село Старий Вишнівець за 2021 рік спожило 15468441,3 кВт·год енергії.

Прибуток енергопостачальної організації:

$$P_p = N \cdot T_{\text{ПР}}$$

де N – кількість спожитих кВт·год;

$T_{\text{ПР}}$ – тариф з передачі електроенергії, $T_{\text{ПР}} = 0,45$ грн.

$$P_p = 15468441,3 \cdot 0,45 = 6960798,45 \text{ грн.}$$

Встановлення нової системи електропостачання дозволить скоротити робочі посади, подані у таблиці 7.3.

Таблиця 3.6 – Заробітна плата працівників за рік

Посада	Розряд	Річний оклад, грн
Електромонтер	4	132000
Електромонтер	5	168000
Водій	-	96000
Технік-контролер	-	96000
Разом $C_{\text{ЗП}}$		492000

Відрахування на соціальні потреби становлять 32% від суми економії заробітної плати

$$C_c = C_{\text{ЗП}} \cdot 0,32$$

$$C_C = 492000 \cdot 0,32 = 15744 \text{ грн.}$$

Витрати на заробітну плату з відрахуваннями:

$$\sum C = C_C + C_{ЗП}$$

$$\sum C = 15744 + 492000 = 507744 \text{ грн.}$$

Витрати на комерційні втрати

$$B = P_p \cdot K_\phi$$

де B – фактичні втрати;

K_ϕ – нормативна кількість втрат для сільських електричних мереж.

$$B = 6960798,45 \cdot 0,1 = 696079,8$$

$$B_K = B \cdot K_K$$

B_K – комерційні втрати;

K_K – нормативна кількість комерційних втрат для сільських електричних мереж.

$$B_K = 696079,8 \cdot 0,7 = 487255,9$$

Отже, економія витрат за комерційні втрати становитиме 487255,9 грн.

Економія річних експлуатаційних витрат

$$\Delta S = E_3 + E_{KB}$$

де E_3 – економія на заробітній платі працівників, грн;

E_{KB} – економія на комерційних втратах, грн.

$$\Delta S = 507744 + 487255,9 = 994999,9$$

3.2.3 Розрахунок економічної ефективності

Річний економічний ефект:

$$E_p = \Delta S - \Delta K \cdot e_n$$

де ΔS – економія річних та експлуатаційних витрат;

ΔK – додаткові капітальні вкладення;

e_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень,

$$e_n = 0,15 \text{ [20].}$$

$$E_p = 994999,9 - 507744 \cdot 0,15 = 918838,3$$

Термін окупності капітальних вкладень:

$$T_{OK} = \frac{\Delta K}{E_p}$$

$$T_{OK} = \frac{1902012,5}{918838,3} = 2,07 \text{ року.}$$

3.3 Висновки до розділу 3

В даному розділі здійснено розрахунки, та проведено вибір обладнання для системи АСКОЕ, обрані:

- однофазні лічильники серії СЕ-102U у кількості 139 штук;;
- трифазні лічильники електроенергії серії СЕ-303U у кількості 23 штук
- пристрій збору та передачі даних УСПД –164 –01Б у кількості 4 штук Для передачі даних з лічильника на УСПД встановлюється GSM Антена 905 FME/SMA у кількості 12 штук та GSM Антена Polaris 4505433 МГц

Було зроблено розрахунок економічної ефективності, у результаті якого виявлено, що річний економічний ефект становить 918838,3 грн, а термін окупності капіталовкладень – 2,07 року. Термін окупності свідчить про доцільність реалізації проекту.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 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 ізолюваною 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 пробією 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.

4.2 Виробнича санітарія

Під впливом різних виробничих шкідливостей безпосередньо у процесі праці формується одне з трьох якісно певних функціональних станів організму: нормальний, прикордонний (між нормою та патологією) та патологічний.

Характерні ознаки кожного із трьох функціональних станів організму служать фізіологічною шкалою щодо тяжкості робіт. Розроблена НДІ праці класифікація виділяє 6 категорій тяжкості робіт в залежності від ступеня впливу умов праці на людину.

До першої категорії тяжкості відносяться будь-які види робіт, які виконуються в оптимальних умовах довкілля. Тут трудове навантаження точно пропорційне фізіологічними можливостями людини і відповідає його здібностям.

До другої категорії тяжкості належать такі роботи, внаслідок виконання яких нормальний стан організму практично не змінюється. Можливі зміни функціонального стану організму відновлюються під час регламентованого відпочинку чи відпочинку після роботи. Ця категорія тяжкості свідчить у тому, що віднесена сюди робота виконується у сприятливі умови праці.

До третьої категорії тяжкості відносяться роботи, під час виконання яких в організмі людини через підвищене навантаження або не цілком сприятливі умови праці формується початкова стадія прикордонного функціонального стану. Основною ознакою третьої категорії тяжкості є уповільнення фізіологічних функцій. Уповільнюється виконання нормальних робочих операцій (завдань), знижується індивідуальна продуктивність праці.

До четвертої категорії тяжкості відносяться роботи, при виконанні яких в організмі виконавця формується глибокий функціональний прикордонний стан. Для цієї категорії характерне зниження працездатності, підвищується рівень

загальної захворюваності, з'являються виробничо обумовлені захворювання, зростає кількість та тяжкість виробничих травм.

До п'ятої категорії тяжкості відносяться роботи, при виконанні яких в організмі людини формується патологічний функціональний стан внаслідок надмірного навантаження та несприятливих санітарно-гігієнічних умов середовища. Роботи п'ятої категорії тяжкості викликають хронічні виробничо-обумовлені захворювання, професійні хвороби.

До шостої категорії тяжкості відносяться роботи, у виконанні яких чітко з'являються ознаки патологічного функціонального стану в організмі людини на ранніх стадіях. Для цієї категорії тяжкості характерна велика кількість професійних захворювань, які виявляються рано і набувають тяжкого перебігу.

При монтажі електрообладнання роботи можуть виконуватись у будь-яку пору року за винятком дощу, грози, температури нижче мінус 25 °С, при сильному вітрі. Для персоналу обслуговуючого обладнання, місцем постійного перебування є приміщення в будівлі районних електричних мереж, приміщенні знаходиться засіб зв'язку, засоби індивідуального захисту та інструменти. У приміщенні підтримується температура повітря близько 22-24 градусів, з оптимальною вологістю повітря в межах 40-60%, швидкість руху повітря 0,1-0,2 м/с. Є природна вентиляція.

Захист від електромагнітних полів

До основних методів захисту від електромагнітних полів слід віднести раціональне розміщення випромінюючих та опромінюючих об'єктів, що виключають або послаблюють вплив випромінювання на персонал; обмеження місця та часу знаходження працюючих в електромагнітному полі; захист відстанню, тобто. видалення робочого місця джерела електромагнітних випромінювань; використання поглинаючих або відбивних екранів; застосування засобів індивідуального захисту та деякі ін.

Захист від шуму та вібрації

Основними джерелами промислового шуму трансформатори. Найбільш раціональний спосіб зменшення шуму – зниження звукової потужності його джерела.

Цей спосіб боротьби з шумом зветься зменшення шуму в джерелі його виникнення. Зниження механічних шумів досягається: поліпшенням конструкції машин і механізмів, заміною деталей із металевих матеріалів на пластмасові, заміною ударних технологічних процесів на ненаголошені.

Основні методи захисту від вібрації поділяються на великі групи:

- зниження вібрації у джерелі її виникнення;
- зменшення параметрів вібрації шляхом її поширення джерела.

Важливо, щоб власні частоти вібрації агрегату чи установки не збігалися із частотами змінних сил, що викликають вібрацію. В іншому випадку може виникнути резонанс, внаслідок чого різко збільшиться амплітуда коливань (вібропереміщення) пристрою, що може призвести до його поломки або руйнування. Виключити резонансні режими роботи обладнання і тим самим знизити рівень вібрації можна шляхом зміни маси і жорсткості віброуючої системи, або, встановленням нового режиму роботи агрегату.

Наступний метод захисту від вібрації називається вібродемпфуванням (вібропоглинанням), під яким розуміють перетворенням енергії механічних коливань системи теплову. Хорошу вібродемпфуючу здатність мають і традиційні матеріали: пластмаси, дерево, гума. Значний ефект досягається при нанесенні на деталі, що коливаються, вібропоглинаючих покриттів.

4.3 Основні способи захисту в надзвичайних ситуаціях

Захист від вражаючих чинників надзвичайних ситуацій мирного і військового часу досягається максимальним здійсненням усіх захисних заходів відповідно до положення „Про єдину державну систему запобігання та реагування на НС техногенного та природного характеру”, найкращим

використанням усіх способів і засобів. Основними способами захисту населення в надзвичайних ситуаціях є:

- евакуація населення;
- інженерний захист населення і територій;
- радіаційний і хімічний захист;
- медичний захист.

Укриття населення в захисних спорудах.

Захисні споруди поділяються на сховища, протирадіаційні укриття (ПРУ) і споруди подвійного призначення.

Споруди подвійного призначення забезпечувати захист від розрахункової дії вражаючих чинників ядерної зброї і звичайних засобів ураження (без урахування прямого попадання), бактерійних (біологічних) засобів, отруйних речовин, а також, при необхідності, від катастрофічного затоплення, аварійно хімічно небезпечних речовин, радіоактивних продуктів при руйнуванні ядерних енергоустановок, високих температур і продуктів горіння при пожежах.

Протирадіаційні укриття призначені для забезпечення захисту від дії іонізуючих випромінювань при радіоактивному зараженні (забрудненні) місцевості і допускають безперервне перебування в них розрахункової кількості впродовж двох діб.

Сховища – це споруди, які забезпечують частковий захист від повітряної ударної хвилі, світлового випромінювання і уламків зруйнованих будівель, а також знижують дію проникаючої радіації і радіоактивних випромінювань, крім того захищають від негоди і інших несприятливих умов.

До сховищ відносяться:

- траншеї;
- підвали і підпілля (з лісоматеріалів і інших місцевих матеріалів);
- землянки, навіси;
- цокольні і перші поверхи знань і інші заглиблені приміщення.

Евакуація населення

Евакуація населення – комплекс заходів по організованому вивезенню (виводу) населення із зон надзвичайної ситуації або вірогідної надзвичайної ситуації (НС) природного і техногенного характеру і його короткочасному розміщенню в завчасно підготовлених за умовами першочергового життєзабезпечення безпечних (поза зонами дії вражаючих чинників джерела НС) районах. Евакуація вважається закінченою, коли увесь суб'єкт евакуації населення буде вивезено (виведено) за межі зони дії вражаючих чинників джерела НС у безпечні райони.

Евакуація планується і здійснюється автомобільним і залізничним транспортом, незалежно від форм власності і не зайнятого військовими і іншими особливо важливими перевезеннями по мобілізаційних планах.

Евакуйоване населення розміщується в громадських і адміністративних будівлях (санаторіях, пансіонатах, будинках відпочинку, дитячих оздоровчих таборах і т. д.), житлових будинках незалежно від форм власності і відомчій підлеглості, в опалюваних будинках дачних кооперативів і садівничих товариств на підставі ордерів (приписів), що видаються органами місцевого самоврядування.

Застосування засобів індивідуального захисту

По призначенню засобу індивідуального захисту підрозділяються на засоби індивідуального захисту органів дихання і засобу захисту шкіри.

До засобів індивідуального захисту органів дихання фільтруючого типу, відносяться протигази, респіратори і прості засоби захисту типу протипилових тканинних масок і ватно-марлевих пов'язок.

До засобів захисту шкіри відноситься спеціальний захисний одяг, що виготовляється з прогумованих і інших тканин ізолюючого типу, а також побутовий одяг з поліетиленових і інших волого - і пиленепроникних матеріалів.

Заходи медичного захисту плануються заздалегідь і включають:

- прогноз медико-санітарних наслідків можливих НС;

- створення сил і засобів медичної служби і підтримка їх в готовності до дій з призначення;
- створення гарантованих запасів медико-санітарного майна з урахуванням характеру і масштабу можливих НС, у тому числі і медичних засобів індивідуального захисту.

Конкретні заходи по захисту працівників організації і усього населення у разі виникнення ЧС передбачаються планами дій з попередження і ліквідації надзвичайних ситуацій природного і техногенного характеру організацій і органів влади.

Дії працівників організації у разі загрози НС носять попереджувальний характер: зміцнення будівельних конструкцій, закриття, при необхідності вікон щитами, створення запасу продуктів і води на 2 ÷ 3 діб на випадок евакуації у безпечний район, підготовка автономних джерел освітлення і тому подібне

При виникненні надзвичайної ситуації – відключається електро- і газопостачання, гаситься вогонь в печах. Подальші дії залежать від виду природної НС, наприклад укриття в найбільш безпечних, внутрішніх приміщеннях будівель, що не мають віконних отворів.

Багато в чому конкретний порядок дій працівників організацій у випадках загрози і виникнення НС визначається Планом дій з попередження і ліквідації надзвичайних ситуацій природного і техногенного характеру організації

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі здійснено розробку автоматизованої системи обліку електроенергії споживачів села Старий Вишнівець, Збараського РЕМ.

Отримані наступні результати:

- Здійснено аналіз методів та засобів автоматизації обліку електроенергії, та проведено вибір обладнання для впровадження системи АСКОЕ в с. Старий Вишнівець.
- Розглянуто заходи зниження рівня втрат електроенергії у сільських населених пунктах, реалізувавши які, можна досягти:
 - комерційні втрати знизяться на 80%, а технічні втрати – на 40% порівняно з даними до реконструкції;
 - фактичні втрати всього району можуть знизитись на 64% з 12,16% до 5,58%,
 - ефективність передачі електроенергії може зрости у 2,18 рази;
 - зниження технічних втрат електроенергії спричиняє зниженню споживання електроенергії, що в свою чергу розвантажує лінії та трансформатори, а зниження комерційних втрат збільшення корисної відпустки.
- Представлено методику, яка дозволяє виявити наявність ділянок із збільшеними технічними втратами у сільській електричній мережі з достатньою для точністю.
 - Проведено аналіз втрат електроенергії села Старий Вишнівець.
 - Виконано розрахунок електричних навантажень споживачів. Сумарне розрахункове навантаження склало 1881 кВт. Отримані дані використано для вибору ТП.
 - Побудовано картограму електричних навантажень с. Старий Вишнівець. Визначено, що існуючі трансформаторні підстанції розміщено практично у центрах енергетичних навантажень.

- Здійснено вибір силових трансформаторів, та проведено перевірку вибраних трансформаторів на систематичне та аварійне перевантаження, яка показала, що допустиме аварійне навантаження трансформатора становить 22%, а коефіцієнт навантаження дорівнює 1,82, що говорить про правильність вибору обладнання.
- Проведено розрахунок економічної ефективності, у результаті якого виявлено, що річний економічний ефект становить 918838,3 грн, а термін окупності капіталовкладень – 2,07 року. Термін окупності свідчить про доцільність реалізації проекту.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Усе про лічильники електроенергії // ДТЕК Київські Електромережі: [Веб-сайт]. Київ, 2022. URL: <https://www.dtek-kem.com.ua/ua/metering-devices> (дата звернення: 24.10.2022).
2. Стаднік, М. І., Видмиш, А. А., Штуць, А. А., & Колісник, М. А. (2020). Інтелектуальні системи в електроенергетиці. Теорія та практика. навч. посіб.-Вінниця: ТВОРИ, 2020.-332 с./Рек. до друку ВР ВНАУ 28 квіт. 2020 р
3. Волошин В. А. Енергоефективність багатотарифного обліку електричної енергії, яка використовується в житлово-комунальному господарстві / В. А. Волошин, І. В. Белякова // Збірник тез доповідей VII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 28-29 листопада 2018 року.
4. .Поліщук О.Ю. студ. наук. керівник: доц., канд. техн. наук Коцар О.В. Вибір лічильників для комерційного обліку електроенергії у споживачів. Сталий розвиток енергетики. Енергетика. Екологія. Людина, 236.
5. Однофазні однотарні і багатотарні лічильники "Енергоміра" // ТОВ Електрологістик: [Веб-сайт]. Дніпро, 2022. URL: <https://elektrologistik.com.ua/ua/p1479675556-odnofaznye-odnotarifnye-mnogotarifnye.html> (дата звернення: 24.10.2022).
6. Буцьо З. Ю., Мартинюк В. І. Аналіз втрат електричної енергії в електромережах усіх рівнів напруги в енергосистемах провідних зарубіжних країн та України. Енергетика та електрофікація, № 2, 2020 р.
7. Ягуп, Е. В. Оптимизация режима работы трехфазной системы электроснабжения с использованием трансформаторного симметрирующего устройства. Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка, (175), (2016). 88-90.
8. Створене посилання: Система інтелектуального обліку "Енергоміра" (PLC \ RADIO, SmartMetering) // Харківський електротехнічний завод "Енергоміра": [Веб-сайт]. Харків, 2022. URL:

<https://shop.energomera.kharkov.ua/ASKUE/ASKUE-SM> (дата звернення: 25.10.2022).

9. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні : Навч. посіб. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик; Вінниц. держ. техн. ун-т. - Вінниця, 2002. - 111 с.

10. Попов В. А., Ткаченко В. В., Ярмолюк О. Проектування систем забезпечення споживачів електричною енергією: навчальний посібник / за ред. Федосенко М. М. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 222 с.

11. ДБН В.2.5-23:2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : Державні будівельні норми і правила // ДП "Укрархбудінформ". Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 169 с.

12. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.

13. Neto, Edison; Coelho, Jorge. (2013). Probabilistic methodology for Technical and Non-Technical Losses estimation in distribution system. Electric Power Systems Research. 97: 93-99. 10.1016/j.epsr.2012.12.008

14. Технічна політика: Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Київ: ДП «НЕК «Укренерго», 2014. 250 с.

15. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.

16. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.

17. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електропостачання», Національний університет «Львівська політехніка», 2005.

18. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.

19. Вказівки з розрахунку електричних навантажень Розрахунок електричних навантажень РТМ 36.18 32.4 92.
20. Олашин Е. І. Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах / П.І. Довгань, Е.І. Олашин, А.О. Кукуруза // Збірник тез доповідей XI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 7-8 грудня 2022 року. — Т. : ТНТУ, 2022.
21. Vakulenko, O., Sysak, I., Babiuk, S., & Bunko, V. (2021, December). Features of the enameled wires insulation diagnosing by voltage. In Proceedings of the International Conference „Advanced applied energy and information technologies 2021”, 2021 (pp. 27-32). TNTU, Zhytomyr «Publishing house „Book-Druk “» LLC.
22. П.Євтух. Облік електроенергії при несинусоїдальних і несиметричних режимах у мережах електропостачання міст / П.Євтух, С.Бабюк, Т.Кислиця // Вісник ТНТУ. — 2013. — Том 70. — № 2. — С.183-189.
23. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “, 2, 82-83.
24. Буняк, О., Бабюк, С., & Сисак, І. (2019). Інтелектуальний пристрій автоматичного регулювання параметрів електмережі. Матеріали IV Міжнародної науково-технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій “присвячена 80-ти річчю з дня народження професора ЯІ Проця, 268-270.
25. Бабюк, С. М., Клебан, К. М., & Танасійчук, В. В. (2021). Шляхи підвищення надійності електропостачання. Збірник тез доповідей X Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “, 5-6.
26. 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.