

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ “ _____2023р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ
ВИЩОЇ ОСВІТИ
на тему:
“ Аналіз енергоменеджменту енергопостачальних
компаній та
вибір автоматизованої системи обліку електроенергії на
оптовому ринку України”

Виконала здобувач вищої освіти
ІІ курсу магістратури, групи ЕНМ-22М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Наталія КУЛЬЧИЦЬКА

« ____ » _____2023 р.

Керівник роботи професор, к.т.н.
_____Петро ПЛЄШКОВ

« ____ » _____2023 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Енергетичний менеджмент»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____ Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Кульчицької Наталії Сергіївни

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Аналіз енергоменеджменту енергопостачальних компаній та вибір автоматизованої системи обліку електроенергії на оптовому ринку України

Analysis of energy management of energy supply companies and selection of an automated electricity metering system for the Ukrainian wholesale market.

2. Керівник роботи (проекту) Плішков Петро Григорович, к.т.н., професор

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 25.12.2023 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____

Вступ; Ключові аспекти енергоменеджменту енергопостачальних компаній України; Функціонування оптового ринку електричної енергії та нормативно-правова база; Структура енергоменеджменту у виробничо-економічній діяльності обласних енергопостачальних компаній; Зменшення втрат в електричних мережах як ефективна складова енергоменеджменту електропостачання; Впровадження АСКОЕ в енергетичних компаніях на оптовому ринку України; АСКОЕ як інструмент зменшення комерційних та технологічних втрат електропостачальної компанії; Впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії на ПАТ «Черкасиобленерго»; Охорона праці; Висновки

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Ключові аспекти енергоменеджменту енергопостачальних компаній України</i>	7.10.23	
2	<i>Функціонування оптового ринку електричної енергії та нормативно-правова база</i>	15.10.23	
3	<i>Структура енергоменеджменту у виробничо-економічній діяльності обласних енергопостачальних компаній</i>	22.10.23	
4	<i>Зменшення втрат в електричних мережах як ефективна складова енергоменеджменту електропостачання</i>	4.11.23	
5	<i>Впровадження АСКОЕ в енергетичних компаніях на оптовому ринку України</i>	12.11.23	
6	<i>АСКОЕ як інструмент зменшення комерційних та технологічних втрат електропостачальної компанії</i>	18.11.23	
7	<i>Впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії на ПАТ «Черкасиобленерго»</i>	24.11.23	
8	<i>Охорона праці</i>	02.12.23	
9	<i>Висновки</i>	10.12.23	
10	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	22.12.23	
11	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	25.12.23	

Дата видачі завдання _____
Підпис керівника _____

«___» _____ 2023 р.
Петро ПЛЄШКОВ

Завдання прийнято до виконання _____
Підпис здобувача _____

«___» _____ 2023 р.
Наталія КУЛЬЧИЦЬКА

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 148 с.; 31 рис.; 7 табл.; 20 джерел.

Кульчицька Н. С. Аналіз енергоменеджменту енергопостачальних компаній та вибір автоматизованої системи обліку електроенергії на оптовому ринку України. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2023 рік.

Об'єктом досліджень є оптовий ринок електроенергії України та система енергоменеджменту.

Предмет досліджень – автоматизована система контролю та обліку електроенергії енергетичної компанії.

Метою роботи є дослідження енергоменеджменту енергопостачальних компаній та роль автоматизованої системи обліку електроенергії на оптовому ринку України.

Дана робота містить в собі огляд різних аспектів енергоменеджменту діяльності енергопостачальних компаній та їх вплив на енергосистему та ринок, включаючи організацію автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) при аналізі діяльності енергопостачальних компаній.

Значну увагу приділено дослідженню оптового електроенергетичного ринку України, де аналізуються різні сегменти оптового ринку та розкривається їхні принципи функціонування. Детально розглянуто структуру енергоменеджменту у виробничо-економічній діяльності обласних енергопостачальних компаній, алгоритм визначення рейтингу РЕМів. Проаналізовано питання зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах і обгрунтовано необхідність проведення досліджень в цій галузі.

Протягом виконання роботи проведено обгрунтування впровадження систем АСКОЕ на оптовому ринку електроенергії та застосування даних систем в енергетичній компанії «Черкасиобленерго».

За результатами досліджень зроблено висновки щодо ефективності впровадження АСКОЕ в енергопостачальних компаніях в рамках діяльності служб енергоменеджменту.

Ключові слова: енергоменеджмент, енергопостачальна компанія, оптовий ринок, втрати електроенергії, АСКОЕ, інтелектуальні мережі.

ABSTRACT

Qualification work: 148 p.; 31 Fig.; 7 tables; 20 sources.

Kulchytska N. S. Analysis of energy management of energy supply companies and the choice of an automated electricity accounting system in the wholesale market of Ukraine. - Manuscript.

Master's thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Energy Management". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2023.

The object of research is the wholesale electricity market of Ukraine and the energy management system.

The subject of research is the automated system of control and accounting of electricity of the energy company.

The purpose of the work is to study the energy management of energy supply companies and the role of the automated electricity accounting system in the wholesale market of Ukraine.

This work contains an overview of various aspects of energy management of energy supply companies and their impact on the energy system and the market, including the organization of the automated system of control and accounting of electricity (ASCOE) in the analysis of the activities of energy supply companies.

Considerable attention is paid to the study of the wholesale electricity market of Ukraine, where various segments of the wholesale market are analyzed and their principles of operation are revealed. The structure of energy management in the production and economic activity of regional energy supply companies, the algorithm for determining the rating of power supply companies is considered in detail. The issue of reducing electricity losses in distribution networks is analyzed and the need for research in this field is substantiated.

During the execution of the work, the justification of the implementation of ASKOE systems in the wholesale electricity market and the application of these systems in the energy company "Cherkasioblenergo" was carried out.

Based on the results of the research, conclusions were made regarding the effectiveness of the implementation of ASKOE in energy supply companies within the framework of energy management services.

Key words: energy management, energy supply company, wholesale market, electricity losses, ASKOE, intelligent networks.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 КЛЮЧОВІ АСПЕКТИ ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ УКРАЇНИ.....	10
1.1. Енергопостачання та ринок.	10
1.2. Виробництво електроенергії в Україні.	12
1.3. Транспортування та розподіл електроенергії.	14
1.4. Енергоефективність та розвиток технологій.	16
1.5. Регулююча політика та правові аспекти.....	17
1.6. Енергоменеджмент та інновації.	19
2 ФУНКЦІОНУВАННЯ ОПТОВОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА НОРМАТИВНО-ПРАВОВА БАЗА.....	22
2.1. Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ).	23
2.2. Роздрібний ринок.....	42
2.3. Публічний сервіс обов'язкового електропостачання.....	43
3 СТРУКТУРА ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ У ВИРОБНИЧО- ЕКОНОМІЧНІЙ ДІЯЛЬНОСТІ ОБЛАСНИХ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ.....	42
3.1. Служби енергоменеджменту енергопостачальних компаній.....	43
3.2. Завдання служби енергоменеджменту.....	55
4 ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЯК ЕФЕКТИВНА СКЛАДОВА ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	64
4.1. Структура втрат електроенергії.....	64
4.2. Формалізація завдання зменшення втрат електроенергії в електричних мережах.....	67
4.3. Способи визначення та аналіз втрат електроенергії в електричних мережах.....	69

5	ВПРОВАДЖЕННЯ АСКОЕ В ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПАНІЯХ НА ОПТОВОМУ РИНКУ УКРАЇНИ.....	84
5.1.	Аналіз АСКОЕ на оптовому ринку України.	84
5.2.	Комерційні, технічні, централізовані й децентралізовані АСКОЕ	87
5.3.	Багаторівневі інтегровані АСКОЕ вітчизняних виробників (на прикладі системи "ХАРТЕП").....	90
6	АСКОЕ ЯК ІНСТРУМЕНТ ЗМЕНШЕННЯ КОМЕРЦІЙНИХ ТА ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНОЇ КОМПАНІЇ.....	98
6.1.	Автоматизована система обліку та управління електроенергією на основі технології Smart.....	98
6.2.	Вибір комплексних систем обліку та контролю електроспоживання, а також багатофункціональних лічильників.....	103
6.3.	Системи комерційного та технічного обліку та контролю системи електропостачання.....	106
6.4.	Вибір електричних схем підключення та обладнання систем обліку на базі SMART IMS 5.0.	106
6.5.	Переваги та недоліки в застосуванні системи "SMART"	111
7	ВПРОВАДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»	112
7.1.	Виробнича діяльність ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»	112
7.2.	Переваги використання АСКОЕ ЛУЗОД.	122
7.3.	Споживачі, що облаштовують свої електроустановки ЛУЗОД.	122
7.4.	Заходи по оптимізації програмного забезпечення АСКОЕ	128
7.5.	Впровадження інтелектуальних мереж.....	132
8	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	139
	ВИСНОВКИ.....	144
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	146

СПИСОК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЕК	Електропостачальна компанія
ЕС	Енергосистема
НКРЕ	Національна комісія регулювання електроенергетики
ОРЕ	Оптовий ринок електроенергії
ПС	Промислові споживачі
РРЕ	Роздрібний ринок електроенергії
ЛЕП	Лінії електропередач
ЕЕС	Електроенергетична система
УЕБ	Українська енергетична біржа
ПСО	Публічний сервіс обов'язкового електропостачання (PSO)
ОЕС	Оператор електричних систем
РДН	Ринок на добу наперед
ВДР	Внутрішньодобовий ринок
БР	Балансуючий ринок
РДД	Ринок двосторонніх угод
ОСП	Оператор системного балансування
ППБ	Постачальник послуг балансування
СВБ	Сторони, які несуть відповідальність за баланс

ВСТУП

Енергетичний менеджмент - це систематичний підхід до управління енергетичними ресурсами в організаціях або підприємствах з метою підвищення енергоефективності, зменшення витрат на енергію та оптимізації енергетичних процесів.

Шлях до підвищення енергоефективності починається з впровадження енергоменеджменту. Це інструмент, який допомагає оптимізувати витрати енергії в будівлях та скорочувати їх без значних капіталовкладень.

Згідно зі світовою практикою, підвищення енергоефективності, насамперед, досягається через організаційні зміни в системі управління енергетикою підприємств. Запроваджуючи систему енергоменеджменту, можна отримати значну економію енергії на рівні 3-5% протягом 1-2 років.

Енергоменеджмент включає в себе різні заходи, такі як моніторинг енергоспоживання, розробка енергетичних бюджетів, аналіз існуючих показників для планування нових бюджетів, розроблення енергетичної політики, планування нових заходів щодо збереження енергії і інші.

Енергетичне планування є одною зі складових системи енергетичного менеджменту. Це включає в себе розробку стратегій та планів щодо використання та управління енергетичними ресурсами, визначення цілей, завдань та способів досягнення енергетичної ефективності.

В структуру енергетичного менеджменту енергетичних компаній обов'язково входить енергетичний облік - збір, аналіз та облік даних про споживання енергії, включаючи вимірювання і моніторинг витрат.

Питання енергозбереження та впровадження заходів та технологій для зменшення споживання енергії та витрат на неї, такі як ефективне утеплення, використання енергоефективного обладнання та систем, оптимізація процесів, що впроваджуються енергетичним менеджментом, сприяють економії

енергоресурсів. Проведення оцінки та аудитів енергозбереження проводяться для виявлення можливостей для покращення енергоефективності та встановлення пріоритетів для заходів.

Також енергетичний менеджмент займається такими напрямками як, енергетична автоматизація, що включає використання сучасних систем керування та автоматизації для ефективного контролю енергетичних процесів та моніторингу; відновлюваними джерелами енергії, такими як сонячна, вітряна, гідравлічна енергія тощо; управлінням контрактами з постачальниками енергії для оптимізації витрат та забезпечення сталості постачання; стратегічним управлінням енергією - планів та політик, спрямованих на досягнення сталості та покращення роботи системи енергетичного управління.

Енергетичний менеджмент є важливою складовою для підприємств та організацій, оскільки допомагає зменшити витрати, знизити вплив на довкілля та забезпечити стабільність постачання енергії. Він також відповідає на вимоги сталої розвитку та регуляторних вимог у сфері енергетики.

В даній магістерській роботі проаналізовано роботу енергетичного менеджменту енергопостачальних компаній.

В сучасних умовах, коли вартість електроенергії висока і продовжує зростати, промисловим підприємствам потрібно переглянути свій підхід до управління та контролю над споживаною електроенергією. Сучасна система торгівлі електроенергією базується на використанні автоматизованих систем обліку, які мінімізують вплив людського фактору на збір, обробку та передачу даних з підприємства. Це забезпечує точний та об'єктивний облік. Для цього споживачі розробляють автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на промислових і комерційних об'єктах.

1 КЛЮЧОВІ АСПЕКТИ ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ УКРАЇНИ

Аналіз енергоменеджменту енергопостачальних компаній може бути корисним для оцінки їхньої діяльності, визначення слабких та сильних сторін, а також для визначення можливостей для покращення управління та споживання ресурсів у сфері енергетики.

Енергоменеджмент енергопостачальних компаній України може включати в себе огляд різних аспектів їхньої діяльності та впливу на енергосистему та ринок. Розглянемо деякі ключові пункти, які можна розглядати при аналізі діяльності енергопостачальних компаній.

1.1. Енергопостачання та ринок.

Щоб оцінити розмір та склад енергопостачального ринку України, включаючи основних учасників, можна використовувати різні джерела та методи.

Розмір енергопостачального ринку можна оцінити на основі офіційних статистичних даних, які надаються регуляторними органами, такими як Національна комісія, що здійснює регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг (НКРЕКУ). Ці дані можуть включати інформацію про загальний обсяг споживаної електроенергії, види джерел виробництва, розподіл та постачальників.

Регулятори енергоринку в Україні вимагають від компаній, які діють на ринку, представляти регулярні звіти щодо своєї діяльності. Ці звіти можуть містити інформацію про фінансові показники, обсяги постачання електроенергії, структуру клієнтів тощо.

Аналітичні агентства та дослідницькі організації часто проводять аналізи енергетичного ринку та публікують звіти, які можуть містити інформацію про розмір ринку, тенденції та основних учасників.

Багато енергопостачальних компаній публікують свої фінансові звіти, які містять інформацію про їхню діяльність та обсяги постачання електроенергії.

Розмір і склад енергопостачального ринку України можуть підлягати змінам у залежності від політичних, економічних та регуляторних чинників.

Структура електроспоживання має значний вплив на фінансове положення електрокомпанії, а також на її можливості управління попитом на електроенергію. Ця структура визначає рівень середньовідпускного тарифу, впливає на собівартість постачання електроенергії, важлива для збору платежів за використану електроенергію і можливості регулювання режимів споживання електроенергії, формує специфіку договорів зі споживачами та динаміку цін на електроенергію.

Функція регулюючих органів і політика щодо енергоринку полягає в забезпеченні стабільності та ефективності функціонування ринку електроенергії та інших видів енергоресурсів.

Регулюючі органи встановлюють механізми для контролю цін на енергоресурси, щоб забезпечити справедливі та конкурентні ціни для споживачів, відслідковують та контролюють розвиток та ефективність енергетичної інфраструктури, зокрема, передачу та розподіл електроенергії.

Політика щодо енергоринку включає в себе заходи для захисту прав та інтересів споживачів, забезпечуючи їм доступ до надійних та доступних послуг, сприяють розвитку сталої енергетики та зменшенню негативного впливу енергетичного сектора на довкілля.

Політика регулювання конкуренції націлена на стимулювання конкуренції на енергоринку, щоб забезпечити вибір та якість послуг для споживачів.

Загалом, регулюючі органи та політика щодо енергоринку спрямовані на збалансування інтересів різних сторін - виробників, постачальників та споживачів - для забезпечення стійкості та ефективності енергетичного сектора.

1.2. Виробництво електроенергії в Україні.

На виробництво електроенергії в Україні впливають джерела виробництва електроенергії, включаючи традиційні (теплоелектростанції, гідроелектростанції, ядерні станції) і відновлювані джерела енергії (сонячна, вітряна, біомаса), динаміка виробництва, розвиток енергетичної ефективності та зменшення викидів CO₂.

Виробництво електроенергії в Україні відбувається з використанням різних джерел енергії, включаючи традиційні та відновлювані джерела. До традиційних джерел енергії відносяться:

- Теплова енергетика - електростанції, що використовують природний газ, вугілля та інші паливні ресурси, генерують значну частину електроенергії в Україні. Теплова енергетика залишається важливим джерелом енергії.

- Атомна енергетика. Україна має декілька ядерних електростанцій, які генерують електроенергію. Атомна енергетика є одним із ключових джерел енергії в Україні.

До відновлювальних джерел енергії відносяться:

- Сонячна енергія. В Україні активно розвивається сонячна енергетика, і сонячні електростанції стали важливим джерелом виробництва електроенергії.

- Вітряна енергія. Вітряні електростанції також почали займати значну позицію в енергетичній системі України.

- Гідроелектростанції. Україна має численні гідроелектростанції, які використовують потік води для виробництва електроенергії.

Виробництво електроенергії в Україні може коливатися через різноманітні чинники, такі як рівень споживання, наявність паливних ресурсів, стан обладнання, регуляторні політики та інші фактори. Крім того, Україна вживає заходів для підвищення енергоефективності та розвитку відновлюваних джерел енергії з метою зменшення викидів CO₂ та забезпечення сталості виробництва електроенергії.

У 2021 році Україна виробила 156,576 мільярда кіловат-годин електроенергії, що є на 5,2% більше, ніж у 2020 році. Ці дані були представлені Міністерством енергетики. Головну частку у загальному обсязі виробництва електроенергії у 2021 році складали атомні електростанції (АЕС) з показником 55,1%, теплові та газові електростанції (ТЕС та ТЕЦ) – 29,3%, а також гідроелектростанції та гідроакумуючі електростанції (ГЕС та ГАЕС) – 6,7%.

Виробництво електроенергії на різних джерелах в Україні мало такі показники у 2021 році: теплоелектростанції виробили 37,225 мільярда кіловат-годин, теплоелектроцентралі та когенераційні установки – 8,6 мільярда кіловат-годин.

Гідроелектростанції підвищили виробництво електроенергії на 37,7%, до 10,44 мільярда кіловат-годин, а атомні електростанції – на 13,1%, до 86,2 мільярда кіловат-годин.

Виробництво електроенергії з використанням альтернативних джерел енергії в 2021 році становило 12,52 мільярда кіловат-годин, що є на 15,3% більше, ніж у попередньому році.

Споживання електроенергії зросло на 5,7% і склало 154,82 мільярда кіловат-годин. Якщо не враховувати технологічні втрати, споживання електроенергії збільшилося на 6,4% протягом минулого року.

Експорт електроенергії склав 34,96 мільярда кіловат-годин, що на 26,5% менше, ніж протягом 12 місяців 2020 року.

Промисловість країни, не враховуючи технологічні втрати, збільшила споживання електроенергії на 6% до рівня 52,27 мільярда кіловат-годин.

У минулому році населення країни використовувало 38,66 мільярда кіловат-годин (зростання на 5,8%), комунально-побутові споживачі - 15,02 мільярда кіловат-годин (збільшення на 5,8%), а інші непромислові споживачі - 8,6 мільярда кіловат-годин (підвищення на 16,5%).

У підсумку, частка промисловості у загальному обсязі споживання електроенергії у 2021 році скоротилася з 41,8% до 41,7%, а частка населення - з 31% до 30,8%.

1.3. Транспортування та розподіл електроенергії.

Завдяки зміні ролі споживачів, розподільна мережа та транспортування в енергетичній системі проходять значні трансформації. Вони стають активним компонентом всієї системи, контролюються та регулюються, і споживачі адаптуються до змінних умов, які виникають на ринку та в режимі функціонування енергетичної системи з метою підвищення ефективності енергоспоживання.

На транспортування електроенергії впливають стан електроенергетичних мереж та інфраструктури, надійність і безпека розподільної системи, ініціативи з розвитку сучасних технологій в мережах.

Розподільні мережі нового покоління – це мережі, які будуються на нових принципах з використанням сучасних технологій, конструкцій, та матеріалів. Вони обладнані сучасним електрообладнанням, системами керування, автоматизації та захисту, що відповідають вимогам споживачів щодо якості електроенергії та надійності постачання.

З точки зору функціонування електроенергетичних систем, інтелектуалізація може бути розділена на три рівні: верхній – це інтелектуалізація системи в цілому, середній – це інтелектуалізація обладнання, наприклад, електростанцій чи електромереж, і нижній – це

інтелектуалізація окремих компонентів і технологічних комплексів, що використовуються споживачами.

При модернізації електроенергетичного сектора в Україні важливо враховувати зміни в інфраструктурі, нову роль ринку електроенергії, взаємозв'язок між власниками генеруючих і розподільних мереж та покупцями електроенергії, а також розвиток «енергетичних хабів» у кінцевих споживачів.

Сучасна система управління розподілом електроенергії повинна бути програмним забезпеченням, яке має в собі інструменти для аналізу стандартних електричних мереж, включаючи засоби для оцінки потоків потужності та стану мережі.

Ця система має забезпечувати наступні функції: швидке планування та аналіз, мінімізацію втрат енергії, підтримку засобів управління для усунення відмов у електропостачанні та регулювання напруги та реактивної потужності.

Сукупність технологій для споживання електроенергії, які включають розподілену генерацію, зберігання енергії, регульовані навантаження та інші, призводить до зменшення або перерозподілу пікового навантаження та вирівнювання графіку споживання енергії, можливості двостороннього обміну енергією з електроенергетичною системою, автоматичної синхронізації з електроенергетичною системою, обмеження короткого замикання та забезпечення якості електроенергії, здатність до безперервного електропостачання, включаючи в разі аварійного відключення від електроенергетичної системи, з гарантованою якістю щодо частоти та напруги електричного струму на вузлах споживача.

1.4. Енергоефективність та розвиток технологій.

Великі зусилля прикладають енергопостачальні компанії у напрямку енергоефективності та впровадженні сучасних технологій у виробництві та управлінні.

Енергопостачальні компанії в останні роки активно вживають заходи для підвищення рівня енергоефективності у сфері виробництва та постачання електроенергії. Впроваджуються сучасні технології - енергопостачальні компанії інвестують у сучасні технології та обладнання для підвищення енергоефективності при виробництві та передачі електроенергії. Проводяться оптимізаційні заходи та покращення режимів роботи електростанцій з метою зменшення витрат енергії та палива - енергопостачальні компанії працюють над зменшенням технічних та комерційних втрат електроенергії під час передачі та розподілу.



Рисунок.1.1. Основні напрями вдосконалення використання електроенергії промисловими споживачами у рамках енергоменеджменту.

Ці зусилля спрямовані на покращення продуктивності, зменшення витрат, захист довкілля та забезпечення сталості постачання електроенергії. Вони також сприяють зменшенню викидів CO₂ і покращенню загальної якості енергетичних послуг.

1.5. Регулююча політика та правові аспекти.

Регулююча політика містить у собі регулювання та законодавство, що впливають на діяльність енергопостачальних компаній та законодавчі ініціативи та реформи у сфері енергетики.

Регулююча політика та правові аспекти в електроенергетиці визначають і контролюють функціонування енергетичних ринків, забезпечують безпеку та стабільність постачання електроенергії, а також регулюють права та обов'язки різних учасників енергетичної системи. Регулюючі органи та організації встановлюють тарифи на електроенергію, які визначають вартість для споживачів та умови для генераторів.

Правові норми і стандарти встановлюють вимоги до якості електроенергії та забезпечення стабільності електричних мереж.

Регулююча політика може сприяти розвитку відновлюваних джерел енергії шляхом надання підтримки та стимулювання інвестицій в цю галузь.

Встановлюються правила і процедури для участі на ринках електроенергії, включаючи ринки обміну енергією та закупівлю великих обсягів електроенергії.

До регулюючої політики та правових аспектів відноситься забезпечення дотримання прав та обов'язків стосовно договорів та угод між учасниками енергетичної системи.



Рисунок 1.2 - Базові юридично-правові документи, що регламентують електровикористання.

Регулююча політика може також впливати на забезпечення безпеки енергетичних об'єктів і заходи щодо попередження аварій та надзвичайних ситуацій.

Усі ці аспекти мають суттєвий вплив на функціонування електроенергетичних систем та взаємодію всіх її учасників, включаючи генераторів, розподільних компаній, постачальників та споживачів електроенергії.

1.6. Енергоменеджмент та інновації.

Політика енергоменеджменту включає в себе заходи, спрямовані на покращення енергоменеджменту в енергопостачальних компаніях, а також впровадження інновацій у сфері енергетики, такі як "розумні" мережі та технології.

Перспективний напрямок енергоменеджменту - впровадження "розумних" мереж. Розробка і впровадження "розумних" мереж (інтелектуальних систем керування) проводиться для ефективного управління розподільними мережами та оптимізації споживання енергії.

Ключовою складовою інтелектуальної мережі стає інфраструктура для збору та аналізу даних в реальному часі, що потребує інтенсивного обміну інформацією. Можливості інтелектуальних мереж, такі як моніторинг і передбачення режимів та їх управління, значно підвищують продуктивність та адаптивність управління енергетичними системами. Це також сприяє ефективному формуванню корпоративних, регіональних та національних електронних баз знань у галузі електроенергетики.

Важливою характеристикою інтелектуальних електромереж є можливість автоматично запобігати або зменшувати перерви в електропостачанні шляхом розвитку системи превентивного та протиаварійного управління. Також вони дозволяють управляти якістю

електропостачання, контролювати аварійні ситуації, включаючи каскадні аварії, і полегшувати процес відновлення електропостачання.

Для досягнення цих результатів необхідно забезпечити ЕЕС сучасними технічними засобами, які підвищують рівень інформативності процесів та роблять управління більш інтелектуальним в кожному ключовому вузлі, забезпечуючи миттєвий обмін інформацією.

Перехід до інтелектуальних розподільних електричних мереж в Україні передбачає розв'язання таких основних завдань:

- Ефективне керування передачею електроенергії та зменшення втрат при її транспортуванні.
- Підвищення надійності та стійкості системи електропостачання споживачів шляхом моніторингу стану мережі, попередження та локалізації аварій.
- Згладжування графіків навантаження для забезпечення стабільності розподільної електричної мережі.
- Забезпечення споживачів електроенергією високої якості.
- Підвищення керованості та спостережуваності розподільної електричної мережі.
- Інтеграція розосереджених джерел електроенергії в мережу.
- Визначення технічних напрямів розвитку розподільних електричних мереж.
- Визначення потреби в новому будівництві, технічному переозброєнні та реконструкції розподільних електричних мереж.
- Обрання оптимальних класів напруги.
- Встановлення допустимих значень струмів короткого замикання.
- Вирішення питань щодо компенсації ємнісних струмів замикання та реактивної потужності.
- Встановлення загальних вимог до систем обліку електроенергії.

- Формулювання вимог щодо мережевого резервування та використання автономних джерел електропостачання.
- Визначення "закритих" центрів живлення для технологічного приєднання.
- Формулювання технічних вимог до видачі потужності об'єктів малої генерації.
- Забезпечення надійності електропостачання великих міст і мегаполісів.

Багато енергопостачальних компанії беруть участь у публічних ініціативах та програмах, спрямованих на підвищення енергоефективності, таких як програми субсидій для енергоефективних проектів. Компанії стимулюють споживачів до енергоефективних рішень, які можуть включати в себе енергозберігаючі лампи, обладнання та інші заходи. Серед задач - досягнення стандартів стійкості, а саме впровадження практик та стандартів, спрямованих на забезпечення стійкості електромереж та зменшення втрат енергії.

2 ФУНКЦІОНУВАННЯ ОПТОВОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА НОРМАТИВНО-ПРАВОВА БАЗА

У даному розділі розглядається оптовий електроенергетичний ринок України, де аналізуються різні сегменти оптового ринку та розкривається їхні принципи функціонування.

У загальному розумінні, лібералізований ринок електроенергії дозволяє виробникам продавати свою електроенергію на оптовому ринку постачальникам, які укладають угоди про постачання з кінцевими споживачами на роздрібному ринку. Проте цей процес є складнішим і включає багато учасників. У ньому враховано також імпорт та експорт електроенергії, а також операції трейдерів, що здійснюють купівлю та продаж електроенергії. Крім того, великі споживачі можуть придбати електроенергію безпосередньо на оптовому ринку. Сам оптовий ринок може складатися з декількох підринків, в той час як роздрібний ринок часто має різні сегменти.

Загальна структура ринку електричної енергії України показана на Рисунку 2.1



Рисунок 2.1. Структура ринку електричної енергії України.

Існують різні моделі структури ринку електроенергії, але структура ринку електроенергії в Україні схожа на ту, що мають країни Європейського Союзу (ЄС). Це особливо важливо, оскільки як Україна, так і ЄС мають

амбіції з посилення інтеграції своїх ринків електроенергії. Однією з основних ініціатив, що сприяє цьому процесу, є Енергетичне співтовариство. Перспектива набуття Україною статусу кандидата на вступ до ЄС робить ще актуальнішим гармонізацію її правил з правилами ЄС.

2.1. Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ).

На оптових ринках відбувається масштабна торгівля електроенергією, включаючи її купівлю та продаж, до того, як ця електроенергія подається споживачам, таким як домогосподарства, підприємства і державні установи, через мережі передачі та розподілу. Оптові ринки електроенергії відіграють ключову роль у функціонуванні будь-якої конкурентної системи електропостачання, оскільки оптові ціни визначають основу для цін на роздрібному ринку.

В наш час існує оптовий ринок електроенергії, де господарські суб'єкти різних форм власності взаємодіють. Серед них є виробники електроенергії, такі як теплоелектростанції (ТЕС), атомні електростанції (АЕС), гідроелектростанції (ГЕС) та незалежні виробники електроенергії, які включають незалежні теплоелектроцентралі (ТЕЦ) з потужністю понад 20 МВт. Також на ринку діє Національна енергетична компанія (НЕК) "Укренерго," яка відповідає за передачу електроенергії через високовольтні лінії передачі 220 кВ і вище, а також за оптову торгівлю електроенергією. До її структури входить Державне підприємство (ДП) "Енергоринок," яке також виконує функції диспетчерування. Ринок також включає постачальників електроенергії та великих споживачів.

Усі енергопостачальники здійснюють закупівлю електроенергії через Національну енергетичну компанію "Укренерго," забезпечуючи тим самим рівноправну поставку електроенергії у всі регіони. На оптових ринках електроенергії існують перепродавці, які придбають електроенергію за змінною щогодинною ціною і потім перепродають її за сталою ціною,

спрямовуючи зусилля на згладжування коливань попиту.

З технічної точки зору, оптовий ринок електроенергії - це координація дій виробників, спрямована на задоволення попиту енергопостачальників та великих споживачів електроенергії. На початковому етапі, компанії, що виробляють теплову енергію, змагаються за споживання разом з гідро- та атомними компаніями, які надають базове навантаження на оптовий ринок на основі довгострокових контрактів.

З економічної перспективи, оптовий ринок електроенергії - це система економічних відносин між суб'єктами підприємницької діяльності, які отримали ліцензії від Національної комісії регулювання електроенергетики (НКРЕ) для здійснення діяльності з виробництва, передачі та постачання електроенергії.

Діяльність учасників оптового ринку електроенергії спрямована на задоволення попиту споживачів (енергопостачальників та великих споживачів) на електричну енергію та досягнення максимальної ефективності шляхом справедливої конкуренції. Купується необхідний обсяг електроенергії, переважно той, який є найбільш вигідним, враховуючи обмеження мереж та рішення виробників електроенергії щодо вартості та характеристик їхніх енергоблоків. Вибираються найбільш економічні енергоблоки з урахуванням технічних обмежень та пропозицій від виробників енергії.

Територіальний регульований ринок електроенергії - це система постачання електроенергії споживачам, яка охоплює організаційно та технологічно пов'язану групу енергопостачальників, що обслуговують споживачів на певних територіях. Основною метою цього ринку є забезпечення потреб споживачів у електроенергії та надання послуг, пов'язаних з процесом електропостачання. На цьому ринку діють роздрібні постачальники електроенергії та споживачі, які розташовані на певних територіях. Споживачі мають право вибрати свого постачальника

електроенергії самостійно.

На ринках електроенергії всі учасники повинні реалізовувати стратегію, яка враховує особливості конкретного сегмента, включаючи товарну, цінову та дистрибуційну політику.

Залежно від подальшого використання електроенергії, оптовий ринок електроенергії структуризований на два ринкові сегменти. Перший сегмент охоплює ринок промислових підприємств, які закупають електроенергію для використання її у виробництві інших продуктів. Другий сегмент включає ринок посередників, таких як організації, які закупають електроенергію з метою подальшого перепродажу та отримання прибутку, включаючи енергоспоживачів, незалежних постачальників електроенергії та інших посередників. Сегментація цього ринку базується на географічному принципі, де споживачі ОРЕ поділені на території відповідно до їхніх потреб та місця розташування.

Основними товарами та послугами, які продаються на оптовому ринку електроенергії, включають електричну енергію, потужність у години максимуму Оператора електричних систем України (ОЕС України), робочу і резервну потужність для генеруючих компаній, послуги з передачі та постачання енергії для Національної енергетичної компанії "Укренерго", послуги з планування та оперативного управління потужностями електростанцій, послуги з організації системи комерційних розрахунків, маркетинг та інші послуги.

Система ціноутворення, що застосовується на оптовому ринку електроенергії, спонукає постачальників електроенергії та великих споживачів до ефективного управління попитом на електроенергію для кінцевих споживачів, використовуючи ціни, які змінюються протягом доби в залежності від витрат на виробництво та постачання електроенергії, такі як напівпіковий, піковий та нічний час. Ринкова ціна визначається на основі співвідношення між попитом і пропозицією. Для кожної тарифної зони

встановлені коефіцієнти, які застосовуються до оптового тарифу: піковий - 1,8, денний - 1,02, нічний - 0,25. Ці коефіцієнти можуть змінюватися щомісяця.

Територіальний регульований ринок електроенергії може бути розділений на різні сегменти в залежності від різних маркетингових критеріїв. Для енергетичних компаній, сегментування ринку електроенергії може бути проведено за такими параметрами: рівнями напруги (висока, низька); кліматичними та географічними умовами; зонами часу (денна, нічна, пікова); днями тижня (робочі, вихідні); порами року; сферами використання енергії (промислові, сільськогосподарські, комунально-побутові споживачі, транспорт і т. д.). Сегменти також можуть бути поділені за додатковими факторами, такими як особливості технологічних процесів (неперервний, періодичний, циклічний); вимоги до надійності постачання енергії; стандарти якості електроенергії; готовність до участі в програмах управління попитом на енергію; вплив на нерівномірність графіка навантаження електричних мереж об'єднаних енергосистем.

На кожному з сегментів територіального регульованого ринку електроенергії необхідно встановлювати раціональні різні тарифи. Тарифи регулюються Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері електроенергетики (НКРЕ). Регульовані тарифи на електроенергію формуються як сума оптової ціни на електроенергію та тарифів на передачу та постачання електроенергії місцевими електричними мережами. Підприємства, які реалізують електроенергію за нерегульованими тарифами, повинні закуповувати її на оптовому ринку електроенергії та сплачувати вартість використання місцевими електричними мережами.

Для того, щоб бути здатною до підключення нових потужностей споживачів до електромережі компанія повинна мати достатній залишковий обсяг потужності в силових трансформаторах та можливості пропускання потужності в лініях електропередачі. Це пов'язано із необхідністю вкладення

інвестиційних коштів. Частково це питання може бути вирішено шляхом впровадження заходів з управління попитом на електроенергію.

У межах оптового ринку електроенергії та територіальних регульованих ринків електроенергії існують основні ланки маркетингових каналів розподілу енергії. Дослідження показують, що в електроенергетиці найбільш поширеними є вертикальні маркетингові системи з дворівневими каналами розподілу (Рисунок 2.2).

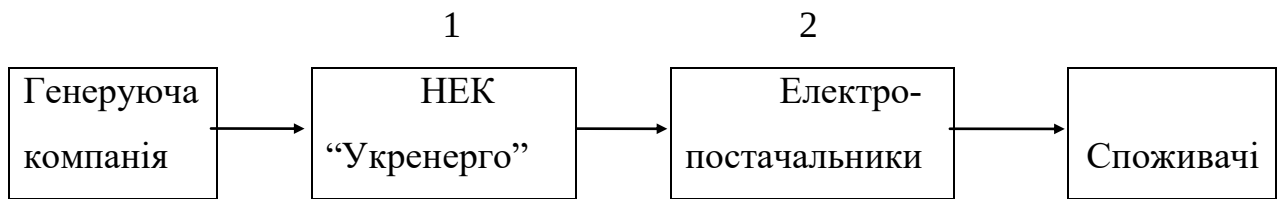


Рисунок 2.2 - Схема вертикальної системи з дворівневим (1, 2) каналом розподілу

В електроенергетичній галузі існують різні канали розподілу, що складаються з різних суб'єктів. Основний канал розподілу включає в себе наступні суб'єкти:

- Виробник - генеруюча компанія, яка виробляє електроенергію.
- Оптовий торговець, який здійснює оптову торгівлю електроенергією.
- Роздрібний торговець (ЕК - енергопостачальник або незалежний постачальник електроенергії), який постачає електроенергію кінцевим споживачам.
- Кінцевий споживач, який використовує електроенергію для своїх потреб.

Усі ці суб'єкти є членами оптового ринку електроенергії (ОРЕ) і

спільно координують свою діяльність. Крім основного каналу розподілу існують інші маркетингові системи, такі як:

- Маркетингові системи з трирівневим каналом розподілу, що базуються на договірних угодах і включають дрібнооптового торговця - енергопостачальника та роздрібного торговця - споживача-перепродавця.
- Маркетингові системи з одnorівневим каналом розподілу, які виникають, коли великий споживач прямо взаємодіє на оптовому ринку електроенергії без посередників.

Енергетичні компанії (ЕК) значну частину своєї діяльності спрямовують на управління низьковольтними мережами і збір платежів від незалежних постачальників електроенергії. Більші промислові підприємства, які активно застосовують стратегії енергозбереження та гармонізації розкладів споживання, встановлюють спеціальні облікові прилади, які реєструють використання електроенергії в піковий час, та вступають на оптовий ринок електроенергії.

Загалом, оптові ринки електроенергії розглядаються як сукупність різних ринкових сегментів, кожен із яких виконує специфічну, але взаємопов'язану функцію. Важливою відмінністю між ними є час, на який орієнтовані ринкові обміни стосовно постачання та використання електроенергії. Ключовими короткостроковими ринками є ринок на добу наперед (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР) і балансуючий ринок (БР). На цих ринках торгівля проводиться з одного дня до майже реального часу до моменту поставки. Довгострокові ринки, відомі також як форвардні ринки, орієнтовані на постачання електроенергії у майбутньому. Україна також пропонує можливість форвардної торгівлі через ринок двосторонніх угод (РДД).

Окрім часової розбіжності, існує ще одна важлива відмінність між енергетичними ринками і ринками потужності. Енергетичний ринок регулює

збіг попиту і пропозиції щодо фактичної електроенергії, яка буде вироблена і доставлена в певний момент часу (наприклад, наступний день на ринку на добу наперед). З іншого боку, ринок потужності не включає в себе безпосереднє постачання електроенергії, а замість цього він узгоджує попит і пропозицію стосовно готових або наявних потужностей для виробництва електроенергії, які можуть бути використані за потреби. По суті, ринки потужності забезпечують надійність генерації електроенергії. Їх також часто описують як ринки допоміжних послуг.

На Рисунку 2. 3. наведено схематичне зображення послідовності функціонування оптового ринку електроенергії в Україні та його різних сегментів.

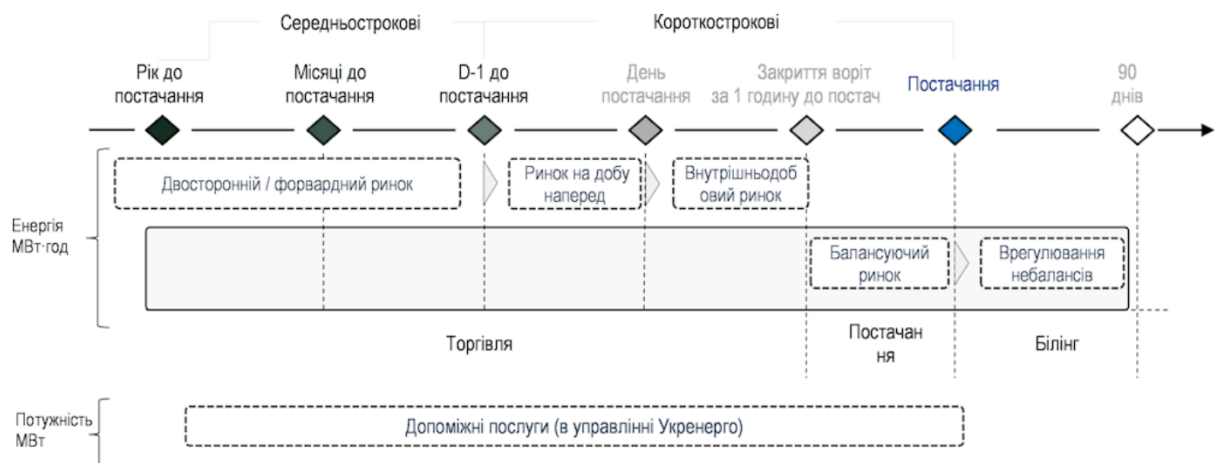


Рисунок 2.3 - Схема послідовності функціонування оптового ринку електроенергії в Україні та його різних сегментів.

2.1.1. Ринок двосторонніх договорів.

Договори щодо електроенергії можуть укладатися шляхом договорів між двома сторонами, де продавцем зазвичай є виробник, а покупцем - постачальник. Такі угоди можуть визначати терміни та умови поставки в майбутньому. Їх можуть укласти сторони безпосередньо або за допомогою посередників. Такі угоди фактично є форвардними контрактами.

В багатьох країнах форвардні контракти є основною формою торгівлі електроенергією. Наприклад, у Франції на форвардному ринку продажів електроенергії перевищують обсяги торгівлі на добу наперед приблизно в сім разів. Це пояснюється тим, що форвардні контракти дозволяють сторонам зменшити ризик від короткострокових коливань цін, що є важливим для фінансового планування. Двосторонні угоди також можуть забезпечити конфіденційність сторін, якщо вони не бажають розголошувати умови своєї угоди.

В Україні, згідно з Законом про ринок, учасники ринку мають право на укладення двосторонніх угод на вільних умовах, за винятком певних обмежень. Однак існують певні обмеження, які обмежують двосторонні продажі. Зокрема, виробники та імпортери зобов'язані продавати певні обсяги електроенергії на ринку на добу наперед.

Державні виробники можуть продавати двосторонні угоди лише на електронних аукціонах. Крім того, існує обмеження, що обмежує максимальну кількість двосторонніх угод між вертикально інтегрованими компаніями на рівні не більше 50% від загального обсягу.

Більшість угод, які обумовлюються між двома сторонами, укладаються на Українській енергетичній біржі (УЕБ). Договори поза межами УЕБ мають відносно невелике значення. УЕБ є основним оптовим ринком електроенергії в Україні за обсягом, який становив 78% від загального обсягу продажів у 2021 році, що порівняно з 75% у 2020 році.

УЕБ пропонує два типи аукціонів: односторонні та двосторонні безперервні аукціони. У односторонньому аукціоні, ініціатором може бути одна сторона, будь то продавець чи покупець, і інші учасники можуть брати участь, якщо вони відповідають умовам регламенту аукціону. У двосторонньому безперервному аукціоні не існує єдиного ініціатора, і в ньому можуть одночасно брати участь необмежена кількість продавців і покупців, відповідно до додаткових вимог регламенту аукціону. Платформа

для двосторонніх безперервних аукціонів була створена УЕБ у серпні 2022 року, але на момент написання звіту її ще не використовували.

Односторонні аукціони поділені на спеціальні, комерційні та експортні секції, кожна з яких має свої власні правила та мету. Спеціальні секції призначені для продажу електроенергії з конкретними обов'язками щодо надання суспільних послуг (PSO). Комерційна секція відкрита для всіх учасників ринку. Першість у комерційному розділі була добровільною, проте завдяки поправкам до Закону про ринок, внесеним у липні 2021 року, вона стала обов'язковою для всіх виробників. Секція для експорту була створена в липні 2022 року як тимчасове рішення, проте на той момент ще не відбулись жодні аукціони в цій секції.

Згідно з Законом про ринок, НКРЕКП має повноваження обмежувати максимальний термін дії двосторонніх договорів до шести місяців. Закон не встановлює загального строку для всіх договорів, але Постанова Кабінету Міністрів України № 499 обмежує тривалість дії двосторонніх договорів у спеціальній секції аукціону до 12 місяців. Це обмеження також застосовується до договорів з строком до 36 місяців для певного обсягу. У комерційних секціях тривалість дії договорів не має чіткого обмеження.

Склад учасників ринку в секціях виявляє значні відмінності. Наприклад, у комерційній секції головну роль відіграють виробники теплової енергії, включаючи тих, хто комбінує виробництво тепла та електроенергії. Один з найбільших гравців на цьому ринку - компанія ДТЕК, яка виступає великим продавцем. У той час, у спеціальній секції найбільший обсяг продажів належить компанії Енергоатом [6] .

2.1.2. Формування обсягів продажу електроенергії та середньозважених цін в Україні

Нижче на рисунках приведено порівняння по обсягам продажу електроенергії та середньозваженим цінам в Україні.

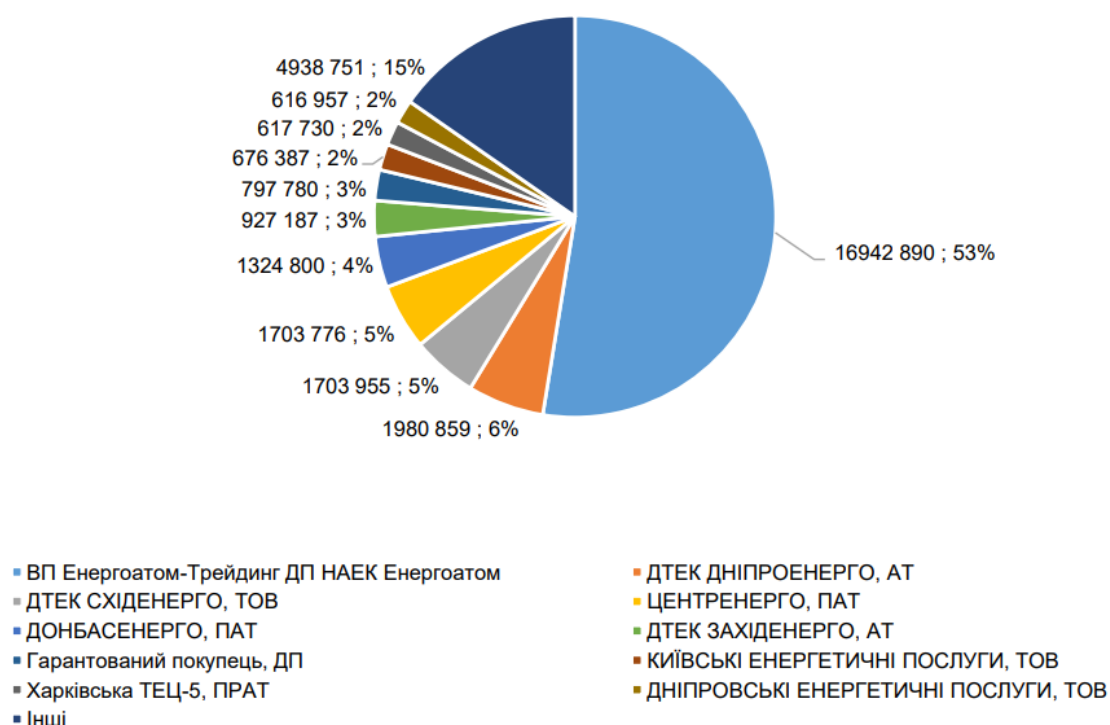


Рисунок 2.4 - ТОП провідних по обсягах продажу електроенергії за четвертий квартал 2021 року.

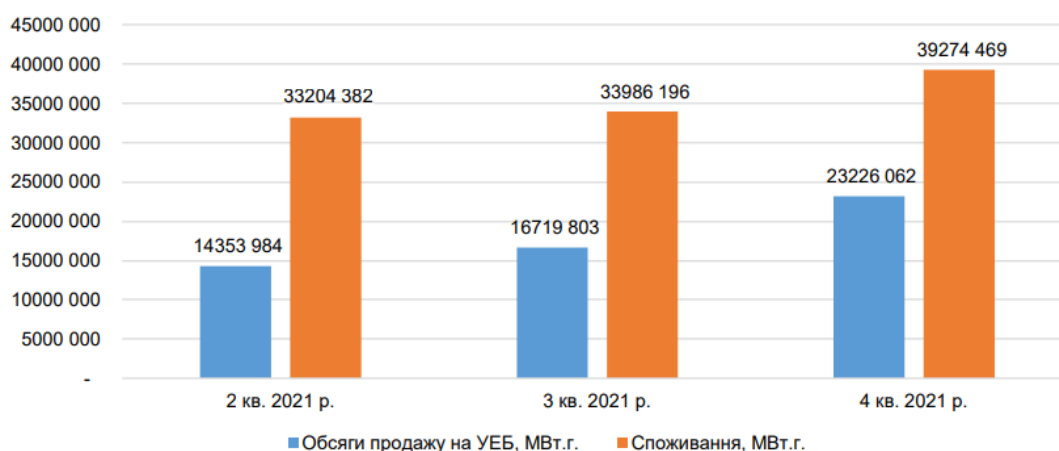


Рисунок 2.5 - Аналіз обсягів споживання та обсягів продажу на УЕБ в залежності від періоду постачання

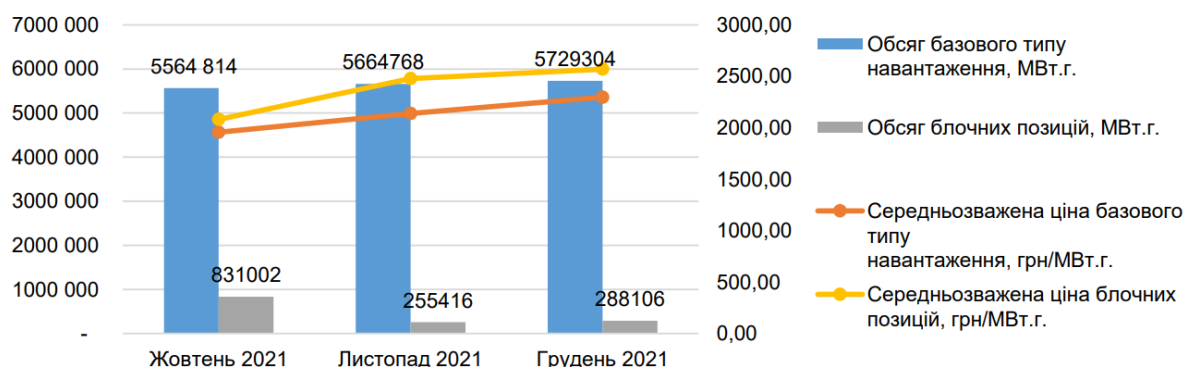


Рисунок 2.6 - Кількість проданої електроенергії та середні ціни на неї, які визначаються внаслідок аукціонів у відповідності до статті 66 Закону України "Про ринок електричної енергії," в залежності від періоду постачання в торговій зоні "ОЕС."

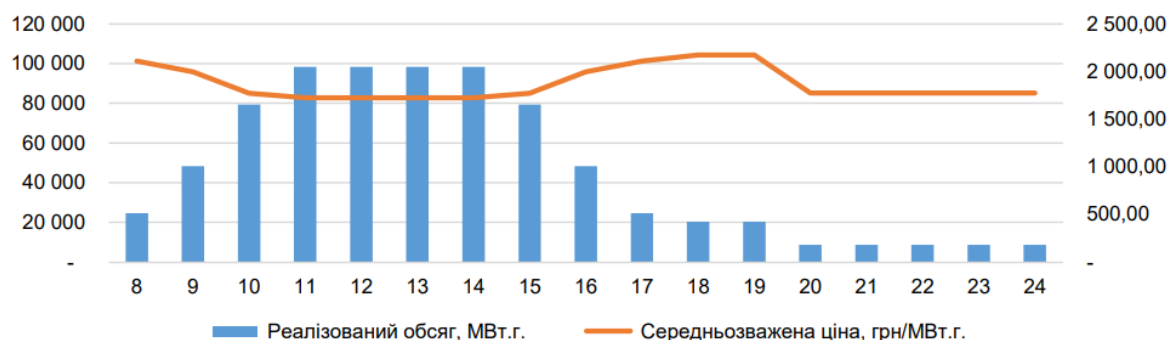


Рисунок 2.7 - Погодинні середні ціни та кількість електроенергії, що виробляється з відновлюваних джерел, за IV квартал 2021 року, грн/МВт.г.

Протягом четвертого кварталу 2021 року було проведено 7 аукціонів на продаж електричної енергії, яка вироблена з використанням альтернативних

джерел енергії. Загальний обсяг проданих електричної енергії становив 797,8 тисяч мегаватт-годин.

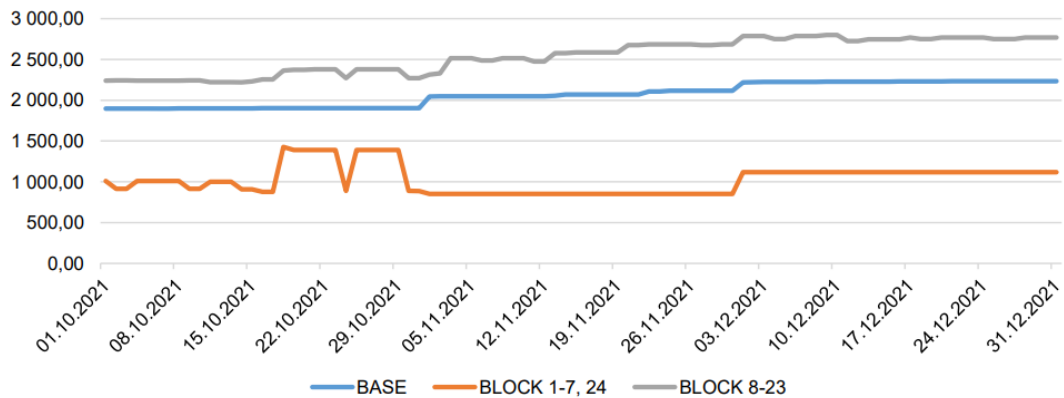


Рисунок 2.8 - Середньозважені ціни за різними типами графіка постачання за IV квартал 2021 р. (ОЕС України)

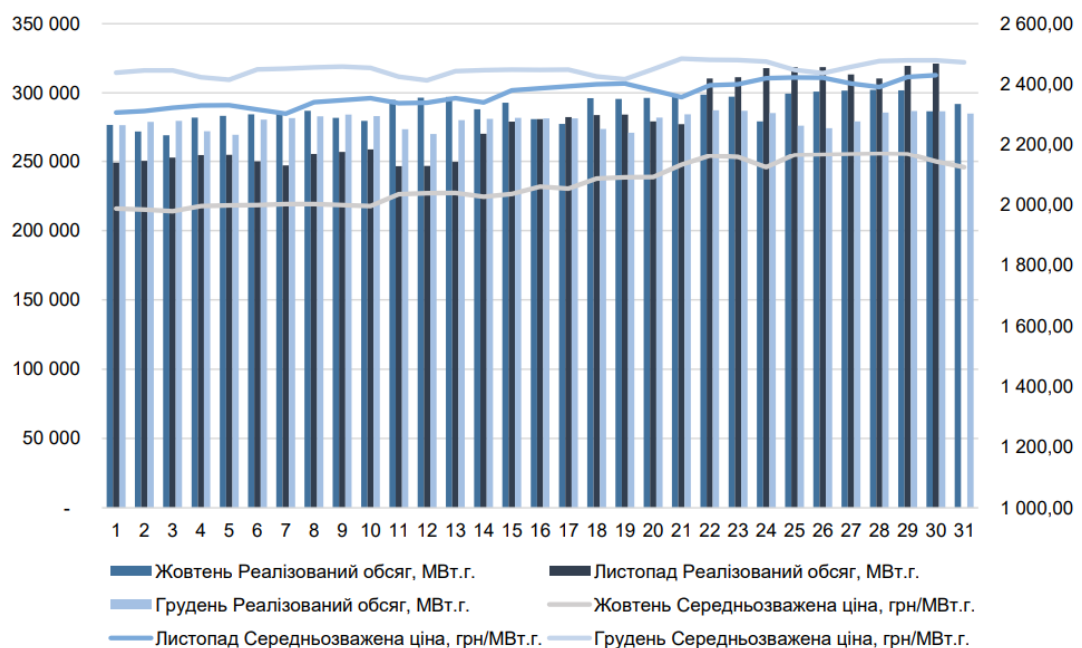


Рисунок 2.9 - Середньозважені ціни та обсяги реалізованої електроенергії за IV квартал 2021 р. в ОЕС України

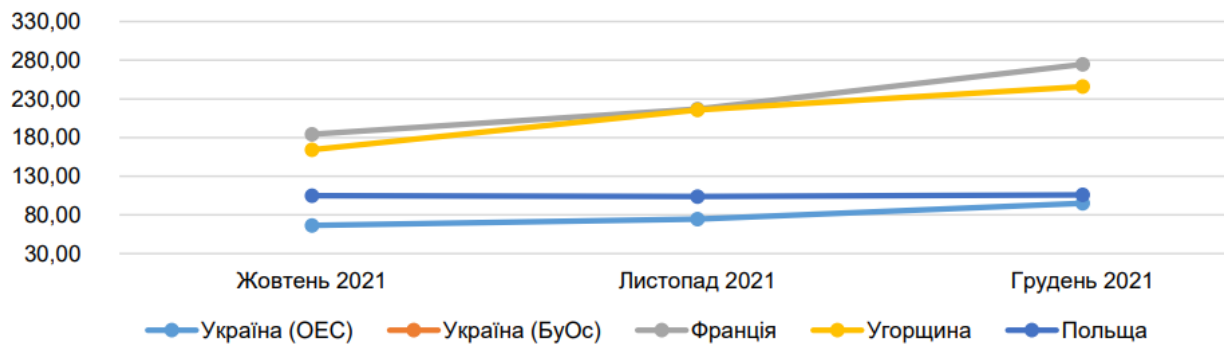


Рисунок 2.10 - Порівняння середньозваженої ціни на Українській енергетичній біржі базового типу навантаження визначеного за певним періодом постачання з цінами місячних контрактів базового типу навантаження в Європі, євро/МВт

Місячні та квартальні цінові індекси відображають середньозважену ціну на електроенергію базового навантаження в області торгівлі Оптовим ринком електроенергії (ОЕС). Ці індекси розраховуються шляхом поділу загальної вартості продажів протягом місяця або кварталу (з виключенням податку на додану вартість) на загальний обсяг електроенергії базового навантаження. В розрахунку враховуються тільки угоди, що укладені в комерційній частині. Слід відзначити, що комерційні угоди, де середньозважена ціна перевищує середньозважену ціну більш ніж на 10%, виключаються з цього розрахунку.

Якщо інше не визначено методикою, коригувальні ціни вираховуються за наступною формулою:

$$Coter = \frac{\sum[PxV]}{\sum[V]}$$

Де P – ціна угоди

V – об'єм угоди

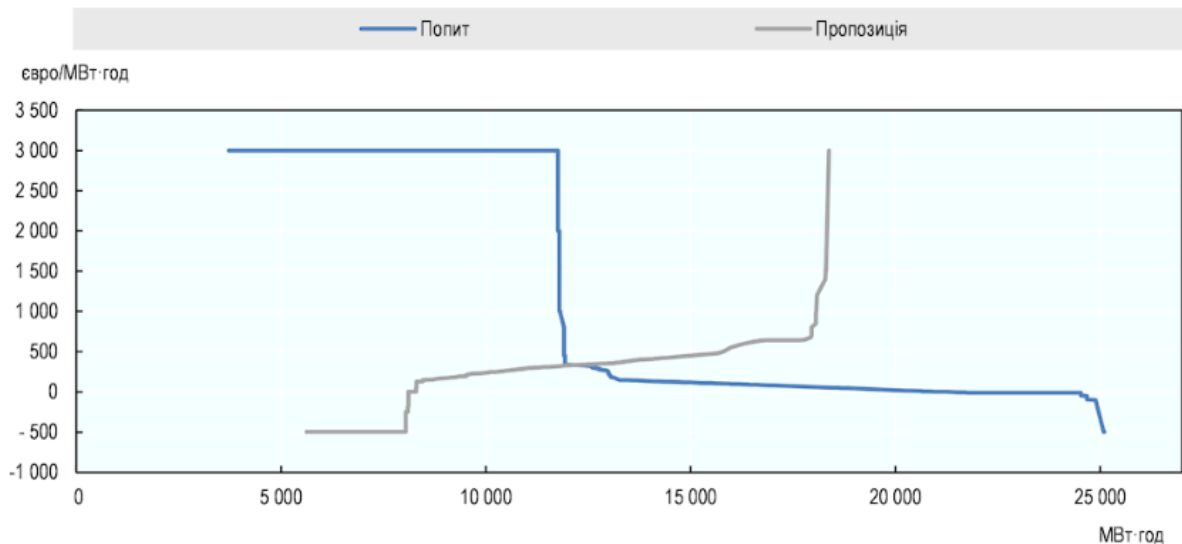
$\Sigma[...]$ - позначення суми значень, що розраховуються по взятій в дужки формулі, відповідно до всіх угод, що відповідають критеріям, визначеним за методикою.

2.1.3. Ринок на добу наперед та внутрішньодобовий ринок.

Спотові ринки електроенергії використовуються для здійснення операцій з купівлі та продажу електроенергії на короткі строки перед фактичною поставкою. Такий ринок включає в себе Ринок на Добу Наперед (РДН) та Внутрішньодобовий Ринок (ВДР), які представляють собою невід'ємні складові оптового ринку електроенергії.

На РДН електроенергія торгується з доставкою на наступний день. Цей процес відбувається шляхом проведення "сліпих" онлайн-аукціонів. Раз на добу учасники ринку подають заявки, в яких вказують свої бажання щодо купівлі або продажу електроенергії на наступний день. Кожна заявка містить інформацію про обсяг, ціну та години доставки.

На підставі поданих заявок, оператор РДН формує криву попиту та пропозиції для кожної години наступного дня. Місце перетину цих двох кривих визначає як ціну, так і обсяг. Ціна, яка встановлюється на момент перетину, називається кліринговою ціною. Рисунок 2.11 нижче ілюструє реальний приклад відповідності пропозиції та попиту протягом однієї години (від 6 до 7 вечора) на ринку "на добу наперед" во Франції.



Джерело: ОЕСР на основі даних, представлених EPEX.

Рисунок 2.11 - Приклад попиту та пропозиції на енергоринку на добу наперед, 3 березня 2022 р.

Всі заявки на продаж, рівні або нижчі за клірингову ціну, і всі заявки на купівлю, рівні або вищі за клірингову ціну, приймаються. Усі ці заявки отримують однакову клірингову ціну. Цей метод формування цін відомий як "гранична ціна," "єдина ціна," або "оплата за кліринговою ціною." Годинні клірингові ціни служать орієнтиром для двостороннього ринку, і вони важливі для правильної роботи оптового ринку електроенергії.

РДН дає можливість торгувати електроенергією, наближаючись до моменту поставки, і водночас забезпечує захист від коливань цін в реальному часі. Ціни на РДН можуть служити сигналом для необхідності забезпечення гнучкості системи протягом певних періодів, що спонукає до довгострокових інвестицій [6].

Після об'єднання двох торгових зон, НКРЕКП встановила наступні мінімальні граничні ціни на РДН з 28 лютого 2022 року:

- У години максимального навантаження ціна складає 2 646,25 грн/МВт·год.
- У години мінімального навантаження ціна становить 1 378,97 грн/МВт·год.

У 2022 році було внесено зміни щодо мінімального цінового обмеження для ВДР, пов'язуючи його з ціною РДН. Починаючи з 6 лютого 2022 року, мінімальне цінове обмеження для ВДР становило 105% від ціни РДН. Протягом короткого періоду цей показник збільшився до 115%, а потім до 150%. Пізніше він був зменшений до 110%, а з 1 червня 2022 року - до 102% від ціни РДН. [6].

2.1.4. Основні учасники ринку

У торговій зоні ОЕС, найбільшими продавцями на РДН є "Гарантований покупець" і "Енергоатом". У 2020 році вони разом складали 49% ринку, а в 2021 році ця частка зменшилася до 39,2%. "Укргідроенерго", "Центренерго" та трейдер Energux відігравали роль менших продавців і в

2020, і в 2021 році, зі складовою частиною 16,6% у 2021 році, а також аналогічною частиною в попередньому році. Кумулятивна частка інших менших продавців (частка кожного з яких окремо була меншою за 3%) зросла з 33% в 2020 році до 44,2% в 2021 році.

У торговій зоні БуОС, на РДН в 2021 році, основними продавцями були ДТЕК Західенерго, Гарантований покупець і Д.Трейдінг. Дві компанії з Групи ДТЕК (ДТЕК Західенерго та Д.Трейдінг) разом мали частку 78%. Важливо зазначити, що частки виявилися значно відмінними від тих, що були в 2020 та 2021 роках. Частка двох компаній ДТЕК збільшилася приблизно вдвічі, тоді як частка ERU Trading і інших менших продавців різко зменшилася.

В торговій зоні ОЕС Д.Трейдінг і United Energy в 2021 році стали двома основними покупцями електроенергії. Їх сумарна частка становила 61,1%, що значно перевищує показник попереднього року (34%). У цей час, Укренерго, оператор ОСП, залишався третім за обсягами покупцем в обидва роки. Важливо відзначити, що були суттєві зміни серед покупців в торговій зоні БуОС. Частка Гарантованого покупця скоротилася з 36% до 28,5%, і загальна частка менших покупців зросла з 28% до приблизно 42%.

2.1.5. Балансуючий ринок та допоміжні послуги

Балансуючий ринок (БР) є завершальним етапом у процесі торгівлі електроенергією, де учасники ринку можуть виправляти відмінності між передбачуваним та фактичним попитом та пропозицією наближено до моменту поставки енергії.

БР керується оператором системної балансування (ОСП), який відповідає за забезпечення балансу в енергосистемі. ОСП діє як єдиний покупець на БР. З боку постачальників послуг балансування (ППБ) пропонують свої послуги балансування ОСП. Сторони, які несуть відповідальність за баланс (СВБ), це учасники ринку, які забезпечують

фінансову відповідальність за свої власні небаланси. Таким чином, небаланси - це відхилення між виробництвом, споживанням і комерційними операціями СВБ протягом конкретного періоду розрахунку небалансу.

Останнім етапом торгівлі на БР є етап коригування небалансу.

2.2. Роздрібний ринок.

Після здійснення продажу значних обсягів електроенергії на оптовому ринку, ця енергія потрапляє до кінцевих споживачів на роздрібному ринку. Роздрібний ринок обслуговує домашні господарства, підприємства і державні установи, такі як лікарні та школи. На роздрібному ринку споживачі переважно підключені до розподільних мереж, і лише невелика кількість великих промислових споживачів мають безпосереднє приєднання до високовольтних мереж оператора системного балансування (ОСП).

Згідно з Законом про ринок електричної енергії, з 1 січня 2019 року електроенергія постачається споживачам за умовами вільних договірних цін, за винятком випадків, встановлених законодавством. Це означає, що, в принципі, роздрібний ринок електроенергії в Україні є повністю лібералізованим з точки зору законодавства, і всі споживачі мають право вибору постачальника за нерегульованими цінами. Проте на практиці роздрібний ринок розділено на різні сегменти. Ця сегментація визначається переважно регулюванням цін. Існують два рівні цінового регулювання: ціни на універсальні послуги і фіксовані, регульовані ціни в рамках публічного сервісу обов'язкового електропостачання (ПСО).

2.3. Публічний сервіс обов'язкового електропостачання

Публічний сервіс обов'язкового електропостачання (ПСО) представляє собою регулятивні заходи та вимоги, спрямовані на забезпечення мінімальних стандартів якості обслуговування, захисту прав споживачів та досягнення конкретних цілей в інтересах загальної економіки. В

енергетичному секторі ПСО визнається необхідним через те, що електроенергія та газ є життєво важливими товарами, постачання яких повинно бути стійким та доступним для всіх споживачів.

В Україні Закон про ринок електроенергії перераховує загальні громадські інтереси, на які можна посилатися для введення ПСО на ринку електроенергії:

Відповідно до статті 62 Закону про ринок електроенергії, для забезпечення широких суспільних інтересів, які включають:

- забезпечення національної безпеки та надійності постачання;
- збереження стабільності, якості та доступності енергії, зокрема для незахищених споживачів;
- охорону навколишнього середовища, включаючи енергоефективність, збільшення частки виробництва енергії з альтернативних джерел та зменшення викидів парникових газів;
- забезпечення безпеки життя, здоров'я та майна громадян,

Регулятор повинен розробити механізми виконання спеціальних зобов'язань для учасників ринку, які включають:

- закупівлю електроенергії за "зеленим" тарифом;
- впровадження універсальних послуг;
- здійснення функцій постачальника "останньої надії";
- впровадження послуг з розвитку генеруючих потужностей;
- покращення ефективності комбінованого виробництва електро- та теплової енергії.

Крім того, Закон про ринок надає Кабінету Міністрів України повноваження накладати додаткові спеціальні зобов'язання на учасників ринку, за винятком споживачів, з метою виконання суспільних цілей.

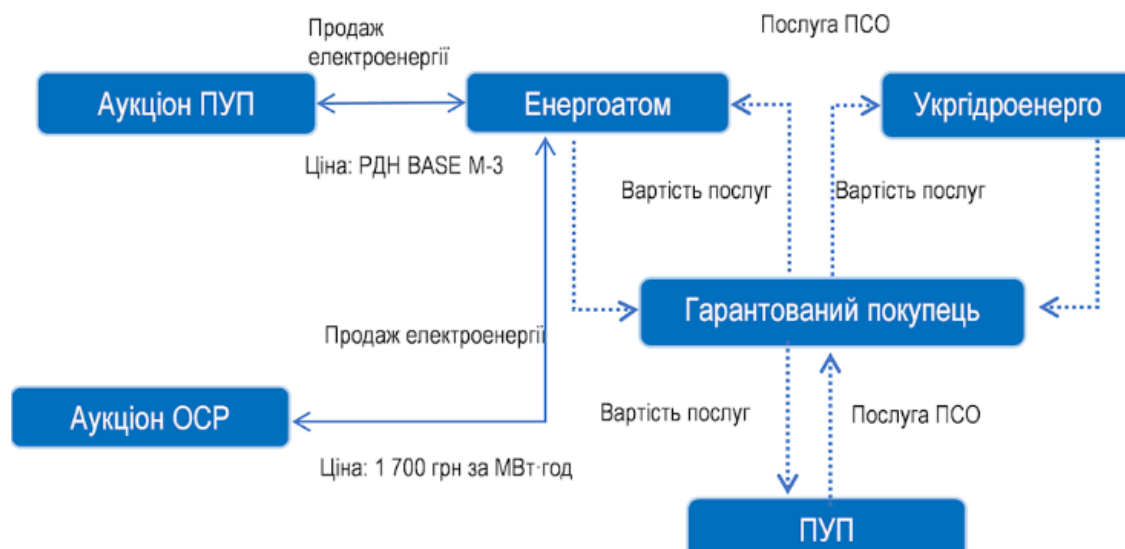


Рисунок 2.12 – Фінансові PCSO на період 1 жовтня 2021 року

3 СТРУКТУРА ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ У ВИРОБНИЧО-ЕКОНОМІЧНІЙ ДІЯЛЬНОСТІ ОБЛАСНИХ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ

Обласні енергопостачальні компанії відповідають за електропостачання споживачів на території області. Зазвичай такі компанії мають наступну організаційну структуру:

- Головний офіс. Центральний офіс компанії, де розташовані керівництво, відділи управління, фінансовий відділ і ділова адміністрація.
- Виробничі підприємства. Обленерго може мати власні електростанції або угоди з виробниками електроенергії для постачання електроенергії на території області.
- Розподільчі мережі. Компанія володіє та управляє розподільчими мережами для доставки електроенергії до споживачів.
- Служби підтримки споживачів. Компанія надає послуги підтримки споживачів, включаючи облік споживаної електроенергії, розрахунок та обслуговування клієнтів.
- Фінансовий відділ. Відділ, який відповідає за фінансовий облік компанії, бюджетування та фінансовий аналіз.
- Відділ з розвитку та інновацій. Займається стратегічним плануванням та впровадженням інновацій у галузі електроенергетики.
- Правовий та регуляторний відділ. Відповідає за відповідність компанії законодавству та регуляторним вимогам.
- Служба безпеки та екології. Забезпечує безпеку на об'єктах компанії та веде контроль над екологічними аспектами її діяльності.

Залежно від розміру та обсягу діяльності компанії, структура та функції можуть змінюватися.

3.1. Служби енергоменеджменту енергопостачальних компаній

До структури комерційної дирекції входять такі підрозділи та служби:

- Відділ балансування електроенергії (ВБЕ);
- Відділ збуту електроенергії (ВЗЕ);
- Відділ контролю за виконанням умов договорів (ВКДДЗ);
- Відділ моніторингу фінансових операцій (ВМФО);
- Відділ розподілу та контролю над електроенергією (ВРiКЕ);
- Відділ взаємодії з побутовими споживачами (ВВПС);
- Служба обліку електроенергії (СОЕ).

3.1.1. Відділ балансування електроенергії

Організаційна структура відділу

Кількість співробітників у Відділі балансування електроенергії визначається на основі штатного розкладу ВАТ "Кіровоградобленерго".

Відділ балансування електроенергії включає в себе наступний персонал:

- начальник;
- заступник начальника;
- інженер 1-ої категорії;
- інженер 2-ої категорії;
- інженер.

Задачі відділу

Завданнями відділу є наступне:

1. Підготовка та обчислення балансу електроенергії для "Обленерго" на періоди 10, 20 діб та місяць, а також формування відповідних статистичних звітів.

2. Щорічне оновлення та уточнення технічних даних електричних мереж "Обленерго" та РЕМів, необхідних для розрахунків нормативних характеристик технологічних втрат електроенергії (НХТВЕ).
3. Розрахунок і подача результатів розрахунку НХТВЕ до ДонОРГРЕС, Мінпаливенерго і НКРЕ.
4. Аналіз та розрахунок допустимих та фактичних небалансів на підстанціях та мережах напругою 35-150 кВ.
5. Розрахунок прогнозних значень балансу електроенергії для "Обленерго" та РЕМів на наступний місяць.
6. Розрахунок нормативів втрат електроенергії для "Обленерго" та РЕМів на основі фактичних потоків електроенергії.
7. Підготовка даних з балансу електроенергії для розрахунку бюджету та тарифів для "Обленерго".
8. Аналіз мережі напругою 0,4-35 кВ та формування відповідного аналітичного звіту.
9. Розробка планів організаційно-технічних заходів для зменшення втрат електроенергії та щомісячна звітність про їх виконання.
10. Підготовка інформаційної бази електромереж напругою 6-10 кВ і 35-150 кВ для розрахунку економічних показників реактивної потужності.
11. Розробка методичних рекомендацій та програм, спрямованих на зниження втрат електроенергії, і їх розповсюдження серед структурних підрозділів "Обленерго".
12. Здійснення контролю за впровадженням програм або заходів, спрямованих на зменшення втрат електричної енергії.
13. Поширення позитивного досвіду роботи окремих підрозділів "Обленерго" і інших компаній щодо зниження втрат електричної енергії.
14. Організація навчання працівників структурних підрозділів з питань зменшення втрат електричної енергії.

3.1.2. Відділ збуту електроенергії (ВЗЕ)

Структура відділу

Відділ збуту електроенергії (ВЗЕ) керується начальником, який призначається та звільняється за рішенням голови правління обленерго за рекомендацією комерційного директора. Назначення, переміщення та звільнення співробітників ВЗЕ з посад виконуються на підставі наказу голови правління за погодженням з начальником ВЗЕ і комерційним директором.

Відділ збуту електроенергії включає в себе такі підрозділи:

- Заступник начальника ВЗЕ;
- Аналітична група, яка діє під керівництвом заступника начальника ВЗЕ і безпосередньо підпорядковується комерційному директору.

Зазначений порядок керівництва та організаційна структура ВЗЕ визначаються для забезпечення ефективного функціонування відділу та виконання його завдань.

Задачі відділу

Завдання відділу збуту електроенергії включають наступне:

1. Проведення оперативно-інформаційної роботи, пов'язаної з закупівлею електроенергії на оптовому ринку електроенергії та розрахунками за неї.
2. Пропозиція щодо постачання та передачі електроенергії всім споживачам, визначення обсягів продажу електроенергії споживачам відповідно до чинних тарифів електроенергії як в фізичних, так і вартісних показниках, а також визначення обсягів реалізації електроенергії.
3. Розробка та коригування договорів, додатків до них, угод, пов'язаних з постачанням, передачею та оплатою електроенергії. Укладання

договорів та угод зі споживачами основної електромережі обленерго та поширення договорів серед філій.

4. Проведення відповідної роботи з виробниками електроенергії, постачальниками електроенергії за нерегульованим тарифом та споживачами, які купують у них електроенергію.

5. Забезпечення збору визначеної інформації від філій та підрозділів обленерго щодо закупівлі, продажу, реалізації електроенергії, її обробки, аналізу та надання її на вимогу чи за потребою.

6. Визначення перспектив щодо закупівлі, продажу та реалізації електроенергії.

7. Здійснення методологічно-консультаційної роботи із споживачами, філіями та підрозділами.

Функції аналітичної групи включають наступне:

- Керівництво та нагляд за веденням нормативно-технічної документації в енергозбутових підрозділах та філіях, забезпечення їх нормативно-технічною та інформаційною документацією.

- Організація планування та контроль за виконанням структурними підрозділами підприємства заходів щодо зниження комерційних втрат електроенергії (ОТЗ).

- Узгодження діяльності підрозділів з використання методики розрахунків за реактивною потужністю.

- Впровадження технічної політики компанії з питань використання електроенергії в електронагрівальних пристроях споживачів.

- Координація підготовки відділів та служб комерційної дирекції та агрегування звітів та інформації щодо енергозбутової діяльності компанії.

3.1.3. Відділ контролю за дотриманням договірних зобов'язань споживачами (ВКДДЗ)

Організаційна структура відділу

Керівник відділу забезпечує належну організацію роботи цього структурного підрозділу відповідно до положення. Заступник начальника відділу виконує свої обов'язки відповідно до вимог посадової інструкції і одночасно виступає керівником інспекторської групи.

Інспекторська група складається з двох інспекторів, які виконують завдання згідно своїх посадових інструкцій та займаються системоутворюючими споживачами. Крім того, відділ включає одного інспектора, який займається роботою з транзитними споживачами та їх електромережами, включаючи житлово-експлуатаційні організації.

Провідний інженер з об'єктивного контролю відповідає за керівництво інженерною групою. В його компетенцію входить робота з електронним комплексом КВАРЕМ і об'єктивний контроль за звітами, надходящими від РЕМ.

Інженерська група складається з двох співробітників: провідного інженера та інженера з об'єктивного контролю. Провідний інженер відповідає за забезпечення надійної роботи методики розрахунку оплати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Іншими словами, він відповідає за стабільність цього процесу.

Інженер з об'єктивного контролю, в свою чергу, виконує завдання, визначені його посадовою інструкцією. Його функції включають контроль за своєчасною оплатою споживачів, виконання графіків зниження заборгованості, облік нових споживачів та підготовку інформаційних звітів як для керівництва компанії, так і для інших організацій, які визначені у цьому положенні.

Задачі відділу

Основними завданнями відділу контролю за дотриманням договірних зобов'язань є наступні:

- Організація та керування роботою інспекторів відділу та інспекторів РЕМ з метою контролю за тим, як споживачі дотримуються установлених договірних (граничних) обсягів електроспоживання та потужності, включаючи перевірку точності роботи обладнання для обліку електроенергії, складання актів щодо бронювання та актів про порушення споживачами "Правил користування електричною енергією". Також відділ відповідає за організацію обмежень та припинення подачі електроенергії споживачам, які не дотримуються встановлених строків оплати рахунків, виписаних згідно з умовами договору про постачання електроенергії. Це також стосується випадків, коли споживачі перевищують граничні обсяги електроспоживання та потужності.
- Виконання технічних перевірок та контрольних оглядів розрахункового обладнання для обліку електроенергії та проведення заходів для уникнення бездоговірного електроспоживання.
- Збір, аналіз та узагальнення інформації з питань перевірки та видання актів-допуску на підключення нових об'єктів до електромереж, роботи з боржниками, підготовка та передача відповідної інформації та документів (як регулярно, так і за потреби) керівництву облenergo і на запити компетентних органів, зокрема до Обласної державної адміністрації, Мінпаливенерго України, Дніпровському регіональному та Кіровоградському представництву Держенергонагляду України.
- Взаємодія з Держенергонаглядом для вирішення виявлених в наказах недоліків та порушень, пов'язаних з експлуатацією приладів обліку, дотриманням режимів споживання електроенергії та потужності, складанням актів щодо екологічних аварій та технологічної броні, а також адаптація

договірної документації відповідно до "Правил користування електричною енергією".

- Участь у комплексних перевірках енергозбутової діяльності РЕМ та участь у цільових перевірках виконання структурними підрозділами вимог і розпоряджень обленерго у справі юридичних споживачів.

- Надання методичної підтримки інспекторам РЕМ щодо здійснення контролю за виконанням споживачами зобов'язань, визначених у договорі про постачання електричної енергії та відповідно до вимог "Правил користування електричною енергією".

- Підготовка та надання звітної документації до Дніпровського регіонального представництва Держенергонагляду, Мінпаливенерго України, обласної державної адміністрації та інших підрозділів та служб обленерго з питань контролю за виконанням договірних зобов'язань

3.1.4. Відділ моніторингу фінансових засобів (ВМФЗ).

Організація підрозділу

Управління діяльністю ВМФЗ покладено на керівника відділу, який організовує функціонування цього відділу. Призначення та звільнення керівника відділу здійснюється шляхом видачі наказу Голови Правління на підставі рекомендацій комерційного директора. Структура та чисельність ВМФЗ затверджуються Головою Правління в залежності від обсягу та характеру виконуваних завдань. Відділ по контролю за збором фінансових коштів включає такий персонал:

- Керівник - 1;
- Заступник керівника - 1;
- Менеджери з питань збору коштів - 6 осіб.

Повноваження керівника ВМФЗ включають в себе наступне:

- Організація роботи відділу;
- Розподіл обов'язків та функцій серед працівників відділу відповідно до потреб виробничого процесу;
- Виконання всіх прав та обов'язків, передбачених цим Положенням.
- Призначення, переміщення та звільнення співробітників ВМФЗ здійснюється Головою Правління на підставі рекомендацій керівника відділу відповідно до чинного законодавства України.

Задачі відділу

Основними завданнями ВМФЗ є:

- Здійснення контролю над тим, щоб бухгалтерії РЕМ нараховували всі платежі, передбачені Договором про постачання електричної енергії, відповідно до умов цього договору.
- Забезпечення збору РЕМ штрафних санкцій, пені та інших платежів, нарахованих в рамках чинного Договору про постачання електричної енергії.
- Контроль за тим, як РЕМ виконує стовідсотковий збір коштів за поточне споживання електричної енергії від споживачів групи, які були погоджені з Головою Правління.
- Розроблення заходів і організація дій з погашення раніше накопиченої дебіторської заборгованості споживачів.

3.1.5. Відділ розподілу і контролю електроспоживання (ВРiКЕ)

Організація відділу

Керівництво ВРiКЕ покладено на начальника підрозділу, якому безпосередньо підпорядковані співробітники відділу. Заступник начальника ВРiКЕ відповідає за щоденний контроль за дотриманням граничних

показників електроспоживання ВАТ «Кіровоградобленерго», розподіл граничних показників електроспоживання на філії протягом місяця, підготовку балансу електроспоживання ВАТ «Кіровоградобленерго», організацію проведення режимних вимірів навантаження споживачів і виконання завдань, покладених на начальника відділу. За штатним розкладом відділ складається з 7 працівників: начальник відділу, його заступник, 2 інженера і 3 техніка.

Завдання відділу

Основні завдання відділу розподілу і контролю електроспоживання включають:

- Координація роботи філій ВАТ «Кіровоградобленерго» з нагляду за виконанням споживачами встановлених режимів електроспоживання та потужностей, а також застосування санкцій до споживачів, які порушують визначені режими електроспоживання.
- Збір та аналіз інформації щодо режимів електроспоживання в регіоні, підготовка і передача відповідної документації і інформації керівництву обленерго, обласній державній адміністрації, Мінпаливенерго України та Дніпровському регіональному представництву Держенергонагляду.
- Розроблення щомісячних та річних прогнозів електроспоживання для окремих філій і загальної інформації по області.
- Участь у перевірках виробничо-господарської діяльності філій обленерго та проведення цільових перевірок їх виконання наказів і розпоряджень щодо роботи зі споживачами.

3.1.6. Відділ по роботі з побутовими абонентами (ВРПА)

Організаційна структура відділу

Управління відділу РПА має наступну структуру: на чолі відділу стоїть начальник, а відділ поділяється на кілька секторів: аналітичний сектор, інспекторський сектор та сектор по роботі з громадянами, які отримують пільги і субсидії. Аналітичний сектор представлений двома співробітниками відділу, а саме економістом зі збуту та аналітиком комп'ютерної бази даних. Інспекторський сектор включає в себе двох інспекторів, які відповідають за роботу з побутовими споживачами. Сектор по роботі з громадянами, які отримують пільги і субсидії, представлений одним працівником - інженером другої категорії.

Завдання відділу

Відділ виконує наступні завдання:

- Систематичний контроль над збором платежів від побутових абонентів;
- Моніторинг виконання РЕМ місячних і квартальних планів з усіх техніко-економічних показників, що стосуються роботи з побутовими споживачами;
- Організація та надання електроенергії побутовим споживачам відповідно до укладених угод про користування електричною енергією;
- Контроль і корекція договірних відносин зі споживачами, що відповідають чинному законодавству;
- Моніторинг коректності застосування актуальних тарифів на електроенергію РЕМ;
- Збір і аналіз поточної та звітної інформації з питань техніко-економічних показників побутового сектору відповідно до чинних вимог;
- Розробка та подання директивних вказівок та пояснень РЕМ щодо роботи з побутовими споживачами;

- Розробка положень та інструкцій щодо обслуговування побутових споживачів, які використовують електроенергію, на основі чинних нормативних документів;
- Розгляд скарг побутових споживачів області на питання розрахунків за спожиту електричну енергію і інше;
- Розробка та підготовка бланків, повідомлень, угод, карток, рахунків за спожиту електроенергію, звітної документації;
- Контроль за правильністю розрахунків та компенсацією збитків через порушення побутовими споживачами Правил користування електричною енергією;
- Приймання від РЕМ звітної документації та перевірка її відповідності нормативним документам;
- Організація перевірки діяльності РЕМ з обслуговування побутових абонентів;
- Моніторинг збуту електроенергії побутовим абонентам та аналіз ефективності цієї роботи;
- Здійснення інформаційної роботи серед населення щодо стану енергетики в області та Україні та інше.

3.1.7. Служба обліку електроенергії

Організація служби обліку електроенергії

Службу обліку електроенергії керує начальник, який призначається та звільняється з посади за рішенням Голови правління обленерго за рекомендацією комерційного директора. Призначення, переміщення та звільнення працівників служби також здійснюються рішенням Голови правління обленерго, враховуючи рекомендації начальника служби. У

випадку відсутності начальника служби, його обов'язки виконує заступник начальника служби.

Склад служби включає в себе лабораторію автоматизованої системи управління обліком електроенергії (АСУЕЕ) та лабораторію обліку, яку очолює начальник лабораторії, підпорядковані якому інженери лабораторії, а також цех з ремонту електролічильників, який керує начальник цеху, і працівники цього цеху. Начальник лабораторії та начальник цеху безпосередньо підпорядковані начальнику служби.

Кількість співробітників служби визначається штатним розкладом обленерго. Обов'язки працівників служби визначаються посадовими інструкціями. Кількість персоналу та структурних підрозділів може змінюватися за узгодженням з керівництвом обленерго. Розпорядження начальника служби є обов'язковими для всіх її працівників, а щодо обслуговування засобів обліку - також для начальників філій та їх заступників.

Завдання підрозділу

Головною метою Служби обліку електроенергії є оптимальна експлуатація автоматизованої системи обліку енергоспоживання обленерго, яка забезпечує такі можливості:

- Отримання цілодобової інформації компанією про обсяг спожитої електроенергії.
- Отримання оперативної інформації про потужність і обсяг спожитої електроенергії великих споживачів компанії.
- Отримання оперативної інформації про спожиту потужність та обсяг електроенергії через мережі суміжних компаній.
- Здійснення планових операцій щодо заміни, перевірки правильності підключення засобів обліку на підстанціях компанії і підстанціях споживачів, а також ремонту засобів обліку в зоні обслуговування обленерго.

- Нагляд за роботою філій з питань експлуатаційного обслуговування облікових приладів та схем обліку у споживачів.
- Централізоване постачання обладнанням і засобами обліку для РЕМ та обленерго.
- Покращення технології ремонту засобів обліку електроенергії.

3.2. Завдання служби енергоменеджменту.

Однією з основних цілей, перед якою стоїть служба енергоменеджменту обленерго, є зменшення фактичних втрат електроенергії та покращення продуктивності діяльності структурних підрозділів компанії.

Фактичні втрати електроенергії, які визначаються як різниця між електроенергією, що виходить в мережу, і електроенергією, яка була оплачена, складаються з чотирьох основних компонентів:

1. Технічні втрати електроенергії, що виникають під час передачі електроенергії через електричні мережі та включають процеси, які призводять до перетворення частини електроенергії в тепло в окремих частинах мережі.

2. Енергія, яка витрачається для власних потреб підстанцій, необхідна для забезпечення роботи технічного обладнання підстанцій та для забезпечення життєдіяльності обслуговуючого персоналу.

3. Втрати електроенергії, що виникають через похибки вимірювального обладнання (інструментальні втрати).

4. Комерційні втрати, які обумовлені розкраданням електроенергії, розбіжністю між фактично оплаченою електроенергією побутовими споживачами та даними лічильників, затримкою платежів, невнесенням оплати за рахунками та іншими чинниками, що впливають на організацію контролю за використанням електроенергії. Ці втрати обчислюються як

різниця між фактичними загальними втратами та сумою перших трьох компонентів, які відображають технологічні втрати.

1. **Втрати, які виникають через недоліки в системі обліку електроенергії** (додаткові інструментальні втрати), викликані використанням приладів обліку з поганими класами точності та нестандартними умовами роботи трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН), а також лічильників. У оградобленерго ця проблема активно вирішується шляхом заміни існуючих приладів обліку на більш сучасні, які мають вищий клас точності, у рамках затвердженої програми. Однак, ця заміна не призводить до значного економічного виграшу.

2. **Втрати, пов'язані з наданням рахунків**, викликані неповною або невірною інформацією щодо укладених договорів, використанням спеціальних тарифів або пільг, є невеликою частиною загальних втрат.

3. **Втрати, спричинені незаконним підключенням споживачів**, крадіжкою електроенергії та іншими факторами, зазвичай вищі в сільських районах та зонах індивідуальної забудови, порівняно з багатоповерховими будинками в містах. Однак ситуація суттєво покращилася завдяки впровадженню автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії.

4. **Втрати, пов'язані з боргами**, викликані оплатою електроенергії після встановленого терміну, тривалими або безнадійними заборгованостями та невиконаними рахунками, є високими. Ця ситуація переважно пов'язана з існуючою схемою розрахунків за спожиту електроенергію, де оплата проводиться після споживання. Відсутність жорсткого контролю зі сторони енергозбуту над строками і сумами оплати електроенергії, спожитої протягом розрахункового періоду, може спричинити затримки або неплатоспроможність. Для зменшення комерційних втрат контролери енергозбуту регулярно проводять обходи серед абонентів, надсилають квитанції (рахунки) для оплати та вживають інших заходів.

Для вирішення цих проблем і зменшення експлуатаційних витрат впроваджуються автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та здійснює заміну вимірювальних комплексів на більш точні та сучасні, що включають багатофункціональні електронні лічильники електроенергії.

У обленерго використовують дві сучасні автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії:

- АСКОВ для побутових споживачів
- АСКОВ для розрахунку з об'єктами розподіленого електропостачання (ОВ)

Додаткове поліпшення показників компанії досягається завдяки удосконаленій роботі персоналу та структурних підрозділів. Для підшкільного стимулювання працівників, службою енергетичного менеджменту компанії розроблено програму, в рамках якої працівники з найкращими показниками роботи надаються премії.

Алгоритм визначення рейтингу РЕМів:

Рейтинг РЕМів за комерційну діяльність протягом визначеного періоду формується на основі двох основних інтегральних показників, які відображають ефективність їхньої діяльності в галузі енергозбуту:

1. Реалізація електричної енергії, що включає в себе оплату за спожиту електроенергію.
2. Фактичні втрати електричної енергії, які включають у себе втрати, що відбуваються від постачання до реалізації.

Ці два показники служать основою для оцінки комерційної продуктивності РЕМів і допомагають визначити їхню ефективність у забезпеченні оплати за спожиту електроенергію та управлінні втратами електричної енергії.

Алгоритм визначення рейтингу РЕМів може бути наступним:

1. Визначається бал за реалізацію електричної енергії, який обчислюється як відношення відсотку реалізації електричної енергії до нормуючого коефіцієнту:

$$\text{Бал}_p = V_p / 2$$

де Бал_p - бал за реалізацію електроенергії

V_p - відсоток реалізації

2- нормуючий коефіцієнт

2. Визначається бал за втрати електричної енергії, що включає в себе показник ефективності управління втратами:

$$\text{Бал}_v = 50 / (\Phi_v : H_v)$$

де Бал_v - бал за втрати електроенергії

Φ_v - відсоток фактичних втрат

H_v - відсоток нормативних втрат електроенергії

50- нормуючий коефіцієнт

3. Загальний бал для РЕМ обчислюється як сума балів за реалізацію та втрати електричної енергії.

$$\text{Бал} = \text{Бал}_p + \text{Бал}_v$$

4 ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЯК ЕФЕКТИВНА СКЛАДОВА ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Втрати електроенергії в електричних мережах є важливим показником для оцінки економічної продуктивності діяльності енергопостачальних компаній (ЕК). Вони вказують на технічний стан електричних мереж, відповідність обладнання для вимірювань, ефективність контролю та комерційної діяльності ЕК. Якщо електричні мережі перебувають у поганому стані, не відповідають режимам споживання електроенергії і точність вимірювань не задовільна, то це суттєво впливає на результативність діяльності ЕК.

Оскільки розв'язання проблем зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах вимагає вирішення багатьох завдань, важливо створити комплексну систему заходів зменшення втрат, враховуючи особливості внутрішньої економіки. У цьому розділі ми розглядаємо завдання зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах і обґрунтовуємо необхідність проведення досліджень в цій галузі.

4.1. Структура втрат електроенергії

При вивченні втрат електроенергії існують два основних критерії для їх класифікації: клас напруги в електричній мережі та причини їх виникнення. За першим з цих критеріїв можна розділити наступним чином:

1. Втрати електричної енергії в магістральних мережах 750–220 кВ.
2. Втрати електроенергії в замкнених мережах 110–150 кВ.
3. Втрати електричної енергії в розімкнених (радіальних) мережах 150–35 кВ.
4. Втрати електричної енергії в розподільних мережах 10(6) кВ.

5. Втрати електричної енергії в мережах 0,38 кВ.

Причини, якими зумовлені втрати електроенергії поділяються на технологічні та комерційні втрати.

Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах охоплюють різні аспекти, такі як втрати, які виникають в процесі передачі електроенергії через мережу, витрати електроенергії на внутрішні потреби підстанцій і розподільчих пунктів, споживання електроенергії на розплавлення ожеледі, а також втрати, які виникають через недосконалість системи обліку електроенергії. Іншими словами, технологічні втрати електроенергії включають в себе технічні втрати, витрати на власні потреби та втрати, які зумовлені неефективним обліком електроенергії технічними засобами.

Технічні втрати, у свою чергу, можуть бути розділені на дві складові: навантажувальні втрати та втрати холостого ходу. Навантажувальні втрати є ті, що залежать від навантаження на кожен окремий елемент мережі, тому вони мають змінний характер, подібний до змін у навантаженні. Більшість методів розрахунку втрат спрямовані саме на цю складову, оскільки вона є основною.

Втрати холостого ходу, натомість, є відносно постійними втратами електроенергії. Сюди включаються втрати, пов'язані з холостим ходом електрообладнання (втрати в магнітопроводах та в ізоляції) та втрати на корону (для мереж напругою 220–750 кВ).

Втрати, пов'язані з власними потребами підстанцій у розподільних електричних мережах, включають витрати електроенергії на системи охолодження та обігрів силового обладнання та приміщень ПС-110(150) кВ, освітлення приміщень і територій, а також інші енергетичні потреби підстанцій.

Втрати електроенергії, спричинені недообліком, виникають через недосконалість системи обліку, похибки в роботі трансформаторів струму

(ТС) та трансформаторів напруги (ТН), а також неправильності в роботі використовуваних приладів обліку.

Комерційні втрати електроенергії виникають через невивлату за частину використаної електроенергії та втрати, пов'язані з нерівномірністю сплати за спожиту електроенергію. Особливістю цієї складової втрат є те, що їх неможливо прямо виміряти, але можна лише визначити зі звіту про баланс електроенергії:

$$\Delta W_{\text{ком}} = W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}} - \Delta W_{\text{техн}},$$

де $W_{\text{пост}}$ – загальна кількість електроенергії, яка надійшла в електричну мережу; $W_{\text{відп}}$ – кількість корисного відпуску електроенергії; $\Delta W_{\text{техн}}$ – кількість технологічних втраи електроенергії.

Таким чином, точність визначення $\Delta W_{\text{ком}}$ залежить не лише від похибок вимірювання $W_{\text{відп}}$ та $W_{\text{пост}}$, обсягу несанкціонованого споживання електроенергії, але також від точності розрахунку $\Delta W_{\text{техн}}$.

Структура втрат електроенергії в розподільних мережах буде мати такий вигляд (Рисунок 4.1).

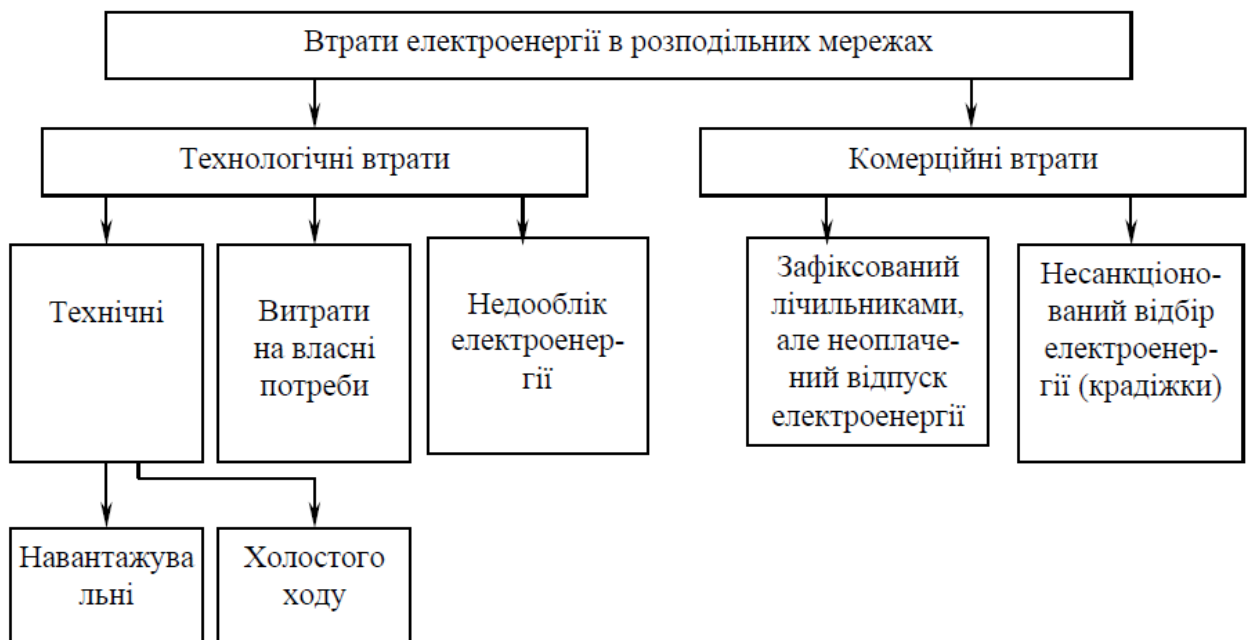


Рисунок 4.1 - Структурна схема втрат у розподільних електромережах

Як відомо, процес зниження втрат електроенергії передбачає

виконання шести основних етапів: збір необхідної інформації; розрахунок втрат, як важливого показника діяльності енергопостачальної компанії, і перевірка достовірності цих розрахунків; виявлення місць з підвищеним рівнем втрат електроенергії; вибір ефективних заходів для зниження цих втрат; проведення ретроспективного аналізу роботи енергосистеми щодо ефективності впроваджуваних заходів; прогнозування втрат електроенергії в енергосистемі.

4.2. Формалізація завдання зменшення втрат електроенергії в електричних мережах

Як було вказано раніше, втрати електроенергії в розподільних електричних мережах складаються з двох основних складових - технологічних та комерційних. Методи розрахунку або оцінки цих втрат передбачають визначення технологічної складової, яка включає всі її компоненти. Комерційна складова, з свого боку, визначається як різниця між фактичними та технологічними втратами електроенергії. Точне визначення всіх складових втрат є ключовим для коректного балансування режиму.

Кожен метод розрахунку втрат електроенергії вимагає використання певного обсягу інформації щодо режиму та обладнання електричних мереж. В умовах, коли збір необхідної достовірної інформації для моделювання електричного режиму та подальшого розрахунку втрат електроенергії є критично важливим етапом вирішення завдання їх зменшення, важко не звертати увагу на те, що через недосконалість систем обліку електроенергії (де похибка обліку становить 10–15 %), майже всі енергопостачальні компанії України були довгий час у збитку. Тому питання достовірності інформації про режим роботи електричних мереж є актуальним не лише у задачах оптимального управління, але й у задачах встановлення реальних тарифів за спожиту електроенергію та подальшого вибору оптимальних

засобів зменшення втрат електроенергії.

Всю інформацію про режим мережі можна умовно поділити на дві категорії - детерміновану та стохастичну. Детермінована інформація включає паспортні дані про обладнання, кількість генеруючого обладнання та ліній передачі, і довжину цих ліній. Під стохастичною інформацією розуміють дані, що відносяться до режимних параметрів мережі, такі як навантаження споживачів, потужність генерування, напруга в вузлах і т. д.

Залежно від повноти та достовірності інформації будують модель електричних мереж з відповідною точністю і використовують відповідний метод розрахунку режиму електричної мережі. Якість цієї інформації визначається класичними критеріями, такими як інформаційна та методична похибки.

У низьковольтних електричних мережах, які обслуговують побутових споживачів, існує серйозна проблема отримання повної та надійної інформації для розрахунків втрат електроенергії. Цю проблему вирішено в енергопостачальних компаніях шляхом поетапної заміни всіх електромагнітних лічильників на електронні, які мають вищий клас точності. Деякі з цих лічильників можуть передавати дані про графік споживання електроенергії за допомогою вбудованого модему.

Створення автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) для цього класу напруги може бути розглянуто як окремий рівень, спрямований на вирішення завдань точного обліку електроенергії, яка надається споживачам та подальших розрахунків втрат електроенергії в межах вирішення завдань з точного обліку електроенергії. В даній роботі описана система SMART, яка дозволяє контролювати електронні лічильники IMS-5.0 та використовувати їх для функціонування АСКОЕ в силових мережах напругою 0,4 кВ.

4.3. Способи визначення та аналіз втрат електроенергії в електричних мережах

Якщо мається інформація про навантаження в різних гілках, що надходить до обчислювального центру від системи телевимірювання, то завдання розрахунку втрат електроенергії полягає у сумуванні втрат потужності в кожному з обчислених режимів. Важливо відзначити, що на сьогодні не всі мережі напругою 110 кВ та вище обладнані системами телевимірювання. Тому для розподільних мереж напругою 110 кВ та нижче, завдання розрахунку втрат електроенергії протягом періоду T ґрунтується на розрахунку втрат потужності для обмеженої кількості режимів. У цьому випадку втрати потужності помножують на певні інтегруючі множники, числові значення яких визначаються на основі даних про графіки навантаження.

З використанням даних телевимірювання виконують оперативні розрахунки, тоді як інтегруючі множники використовуються для аналітичних обчислень. Окремо виділяють розрахунки втрат на основі узагальнених параметрів, які відомі як оціночні розрахунки. Структура розрахунків втрат електроенергії наведена на рисунку 4.2.



Рисунок 4.2 - Структура розрахунку втрат електроенергії.

У подальшому буде розглянуто характеристики аналітичних та оціночних методів розрахунків втрат електроенергії та засобів підвищення точності оціночних розрахунків в низьковольтних розподільних мережах.

Оціночні методи використовуються при вирішенні завдань, пов'язаних з прогнозуванням, нормуванням і визначенням фактичних втрат в низьковольтних електричних мережах, де спожита електроенергія кожним споживачем визначається на основі сплачених рахунків. Іншими словами, існує невизначеність в початковій інформації.

Нормування - це процедура встановлення нормального рівня втрат на планований період, що визначається на основі розрахунків втрат та аналізу можливостей їх зменшення з економічних позицій. Узагальнені показники, які використовуються в оціночних моделях для визначення нормативу втрат електроенергії, мають ґрунтуватися на офіційних звітах за попередній розрахунковий період. Методи прогнозування втрат електроенергії за змістом аналогічні методам нормування. Відмінністю є те, що результати прогнозування використовуються в подальшому.

1. Можна виділити окрему категорію для оцінки фактичних втрат електроенергії в розподільних мережах. Метою таких розрахунків є виявлення місць з підвищеними втратами та складання попередніх балансів електроенергії. У зв'язку з суперечністю стосовно включення певних складових технологічних втрат електроенергії до нормативних втрат електроенергії, надалі буде розглянуто вирішення завдань оцінювання прогнозованих та фактичних втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах. Залежно від доступності інформації про навантаження на складові електричної мережі протягом розрахункового періоду, для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватися наступні методи:

Метод поелементного розрахунку, який використовує формулу:

$$\Delta W_{\text{н}} = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (4.1)$$

де k – число елементів мережі;

Δt – часовий інтервал між послідовними вимірюваннями навантаження на окремих елементах системи;

T – звітний часовий період;

$n = T / \Delta t$ – число інтервалів;

I_{ij} – середнє значення величини струму i -го елемента з опором R_i в j -й інтервал часу.

2. Методи характерних режимів, які описуються формулою:

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j, \quad (4.2)$$

де ΔP_j – втрати потужності навантаження в мережі в j -му режимі тривалістю t_j годин; l – число режимів.

3. Методи характерних діб описуються наступною формулою:

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{ні}}^{\text{д}} \cdot D_{\text{eki}}, \quad (4.3)$$

де m – кількість типових діб, під час яких розраховані втрати електроенергії на основі відомих навантаження в вузлах мережі, становлять $\Delta W_{\text{ні}}^{\text{д}}$;

D_{eki} – тривалість в роках, яка еквівалентна кількості днів для i -го характерного графіка.

4. Методи, які використовують число годин найбільших втрат τ ;

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{max}} \tau, \quad (4.4)$$

де ΔP_{max} – втрати потужності при максимальному режимі навантаження

мережі; τ – число годин максимальних втрат електроенергії.

5. Методи середніх навантажень описуються формулою:

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{ср}} k_{\text{ф}}^2 T, \quad (4.5)$$

де $\Delta P_{\text{ср}}$ – потужність втрат в мережі при середніх навантаженнях вузлів (або мережі в цілому) протягом періоду T ; $k_{\text{ф}}^2$ – коефіцієнт форми графіка потужності чи струму.

Використання статистичних методів для оцінки втрат електроенергії полягає в використанні регресійних залежностей, які враховують загальні характеристики електричних мереж та їх режимів.

Ці статистичні методи не вимагають проведення електричних розрахунків мережі. Замість цього, вони базуються на стійких статистичних залежностях між втратами електроенергії та загальними параметрами мережі, такими як загальне навантаження, загальна довжина ліній, кількість підстанцій та інші. Сами ці залежності розробляються на основі статистичного аналізу даних, який включає в себе результати розрахунків втрат для різних схем мережі, а також відомі значення цих втрат та відповідних факторів, які їх впливають.

Статистичні методи використовуються для оцінки загальних втрат в мережі, але не надають конкретних рекомендацій щодо заходів зі зниження втрат. Вони застосовуються у випадках, коли немає автоматизованої системи керування для мереж, відсутня база даних про їх схеми та відсутнє регулярне оновлення інформації про навантаження в мережі.

У контексті поетапного впровадження АСКОЕ в мережах напруги 35–150 кВ, особлива увага приділяється адаптації існуючих методів розрахунку втрат електроенергії під нові умови інформаційного середовища. Таким чином, далі розвиток цього напрямку полягатиме у модифікації наявних методів розрахунків, зокрема методу розрахунку втрат електроенергії за допомогою розрахунків по окремих елементах мережі, адаптованої до використання в базі даних АСКОЕ. Іншими словами, створюється система, яка збирає інформацію про поточний режим, перевіряє її достовірність, проводить розрахунки втрат електроенергії та їх аналіз, визначає заходи для зниження цих втрат і, в подальшому, навіть забезпечує автоматичне керування цими режимами.

4.3.1. Практичні методи оцінки втрат електроенергії в електричних мережах

Електричні мережі середньої та низької напруги відрізняються великою кількістю комутаційних перемикань, великою густиною ліній зв'язку між споживачами та протяжністю цих ліній, що об'єднують споживачів. Тому інформація про режимні параметри цих мереж зазвичай є неповною та менш достовірною.

Для оцінки втрат електроенергії в мережах цього класу напруг зазвичай використовують дві групи методів:

1. Методи оцінювання втрат електроенергії за схемними параметрами мережі та відпуском електроенергії в головну ділянку фідера.
2. Метод оцінювання втрат електроенергії на основі втрат напруги та метод на основі сумарної довжини ліній.

Крім цих методів існують і інші способи оцінювання, але їх використання на практиці досить рідкісне явище. Також, методи оцінювання втрат можна класифікувати за територіальними ознаками.

Методи оцінювання втрат електроенергії за узагальненими параметрами, включають розрахунки на основі сумарної довжини ліній. У цьому методі використовуються різноманітні коефіцієнти, які враховують вплив режимних та схемних факторів на втрати електричної енергії.

$$\Delta W = \frac{W^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot k_{\phi}^2}{24 \cdot D \cdot U^2} \cdot R_{\text{ек}},$$

де W – кількість електроенергії, яка була подана в лінію протягом D днів; $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт потужності; k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка навантаження; U – напруга, кВ; $R_{\text{ек}}$ – еквівалентний опір лінії, Ом.

Враховуючи обмежену вихідну інформацію, ця математична модель, з

урахуванням впливу основних факторів та враховуючи певні припущення ($\text{Рек} = 32,25 \cdot L \cdot k_L / F$) та однаковість середньої густини струму на головних ділянках ліній з різними перерізами, перетворюється в:

$$\Delta W_U = 9,3 \cdot k_L \cdot k_{\text{від}} \cdot k_N \cdot k_{\text{нес}} \cdot k_\phi^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi) \cdot \frac{\sum_{i=1}^n F_i L_i}{F_\Sigma^2} \cdot \frac{W_{0,4}^2}{D}, \quad (4.6)$$

де k_L – коефіцієнт, який враховує вплив на втрати, спричинені розподіленням навантаження вздовж лінії та знаходиться в діапазоні від 0,33 до 0,5;

$k_{\text{від}}$ – коефіцієнт, який враховує зниження втрат за умови існування відгалужень, густина струму в яких менша за густину в голові фідера $k_1 = k_{\text{розг}} (1 - k_j^2)$,

$$k_{\text{від}} = 1 - 0,95 \cdot k_{\text{розг}};$$

k_N – коефіцієнт, який враховує відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній і розраховується як:

$$N_k = 1 + \gamma^2, \quad (4.7)$$

де γ – розкид величин густини струму на головних ділянках різних ліній. При $\gamma_j = 0,2 \dots 0,4$ значення k_N коливається в діапазоні 1,04...1,16;

$k_{\text{нес}}$ – коефіцієнт підвищення втрат в лінії з несиметричним навантаженням у фазах мережі. Враховуючи, що величини струмів по фазах отримати складно, то за умови відносного відхилення струмів фаз від їх середнього значення 0,3...0,5 коефіцієнт $k_{\text{нес}} = 1,15 \dots 1,55$ для ліній, в яких розподілене навантаження, а для мереж з концентрованим навантаженням $k_{\text{нес}} = 1,05 \dots 1,1$. З урахуванням вищесказаного за умов відомого значення частки розподілених навантажень d_p можна визначити $k_L = 1 - 0,63 \cdot d_p$,

$$k_{\text{нес}} = 1,05 + 0,3 \cdot d_p;$$

k_ϕ – коефіцієнт форми для графіка навантаження: $k_\phi^2 = (1 + 2 \times k_3) / 3 \times k_3$;

k_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження (відносне число годин максимуму навантаження).

4.3.2. Застосування інформаційних технологій для визначення втрат електроенергії

Як вже згадувалося, основними причинами недостатньої точності методів розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах, особливо в низьковольтних електричних мережах, є:

- неможливість отримання вихідної інформації про режимні та схемні параметри електричних мереж, такі як реальні значення перерізів проводів, їх довжина, навантаження на кожен елемент у будь-який момент часу і таке інше;
- неможливість функціонального відображення взаємозв'язку втрат електроенергії та факторів, таких як асиметричне навантаження фаз, старіння обладнання, розташування споживачів вздовж лінії, різні перерізи головної ділянки фідера та окремих віток.

Завершальною метою визначення втрат електроенергії в електричних мережах будь-якого рівня напруги є їх подальше зменшення. У випадку низьковольтних електричних мереж це вимагає проведення детального аналізу та розрахунку втрат електроенергії для визначення місць з підвищеним рівнем втрат.

Для проведення такого докладного аналізу втрат електроенергії необхідно впровадити в електричних мережах цього рівня напруг автоматизовану систему комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Після цього база даних АСКОЕ інтегрується в базу даних програмних комплексів для розрахунку втрат електроенергії.

Проведення поелементного аналізу втрат електроенергії можливо лише за умови впровадження в електричних мережах цього класу

напруг АСКОЕ, з подальшим інтегруванням БД АСКОЕ в БД програмних комплексів розрахунку втрат електроенергії.

Зважаючи на те, що автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) для магістральних мереж напруги 220–330–750 кВ вже знаходяться в дослідній експлуатації, а для розподільних мереж напруги 110–35 кВ ще впроваджуються, одним із шляхів розв'язання проблеми оцінки втрат електроенергії в низьковольтних мережах є пошук нових математичних інструментів для створення моделі, яка адекватно та точно відображатиме залежність:

$$\Delta W = f(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (4.8)$$

де $x_1, x_2, \dots, x_n$ – фактори впливу, такі як навантаження кожного споживача, їх розташування вздовж фідера, несиметричне завантаження фаз і інші аналогічні чинники. Тому було вирішено використовувати методи теорії ймовірності та математичної статистики.

Застосування теорії ймовірності в розрахунках та оцінці втрат електроенергії пояснюється тим, що параметри режиму електричних мереж, зокрема навантаження вузлів, сильно залежать від різних факторів, багато з яких мають випадковий характер (наприклад, температура навколишнього середовища, кількість підключених електроприймачів і інші). Методи розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах, які використовують теорію ймовірності, ґрунтуються на тому, що режимні параметри розглядаються як випадкові величини.

Використання математичної статистики дозволяє систематизувати, обробляти та використовувати статистичні дані для здійснення наукових та практичних висновків. Наприклад, для оцінки втрат електроенергії в розподільних мережах запропоновано використовувати мультиплікативні моделі:

$$y = b_0 \cdot (\prod X_i \cdot b_i) \cdot \epsilon, \quad (4.9)$$

де b_0, b_i – коефіцієнти регресії, m – число факторів; ϵ – випадкова похибка, проте широкого застосування ця математична модель не знайшла.

В роботах запропоновані два методи оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах напругою 10 кВ. Вони відрізняються від існуючих загальних математичних моделей розрахунку втрат, оскільки мають більш гладкі апроксимуючі властивості.

Перший метод оцінювання втрат електроенергії використовує такі вихідні дані: струм в голові фідера, максимальне навантаження в кожному вузлі, частки різних категорій навантаження в кожному вузлі та типові графіки навантаження для різних категорій споживачів.

Струм навантаження усіх споживачів, які належать до категорії x за час t року, обчислюється за формулою:

$$I_x(t) = k(j) \cdot I_{fs}(t) \cdot p_x^d(j) \cdot \sum_{x_i} k_{x_i} \cdot k_i \cdot I_{pi}, x \in \alpha_L, \quad (4.10)$$

де x – індекс категорії електричного навантаження; $I_{fs}(t)$ – струм в головному фідері за період t ; $p_x^d(j)$ – відносне навантаження для категорії x , яка визначається з типових графіків навантаження; k – участь електроспоживача категорії x в x_i навантаженні i -го вузла; β – число вузлів; $k_i \cdot I_{pi}$ – максимальний струм розподільчого трансформатора i ; α_L – число категорій навантаження; $p_x(j) \cdot k_x \cdot k_i \cdot I_{pi}$ – струм навантаження категорії x в вузлі i для j -ї години доби, в яку зафіксований річний пік навантаження.

Коефіцієнт калібрування визначається:

$$k(j) = \frac{1}{\sum_{i \in \beta} k_i \cdot I_{pi} \cdot \sum_{i \in \alpha_L} p_x^d(j) \cdot k_x \cdot k_i \cdot I_{pi}}. \quad (4.11)$$

Введення цього коефіцієнта потрібне для виконання умови:

$$\sum_{x \in \alpha_L} I_x(t) = I_{fs}(t). \quad (4.12)$$

В цьому випадку крива струму нормалізується за:

$$I'_x(t) = \frac{I_x(t)}{\max_t I_x(t)} \quad x \in \alpha_L. \quad (4.13)$$

В результаті отримуємо число годин для кожного 1 % сегменту навантаження, який конвертується у функцію належності.

Таким чином струм навантаження в вузлі i , має вигляд нечіткого числа:

$$\tilde{I}_i = k_i \cdot I_{ni} \cdot \sum_{x \in \alpha_L} \tilde{I}_x \cdot k_{x_i}.$$

По ітогу, використовуючи вказані принципи α -рівневого узагальнення, конкретні втрати електроенергії розраховуються за допомогою операцій множення та ділення.

4.3.3. Оцінка втрат електроенергії в електричних мережах на основі принципу α -узагальнення

Наша головна мета полягає в поліпшенні точності оцінки втрат електроенергії в електричних мережах, при цьому ми не плануємо змінювати саму математичну модель, яка має просту форму, як в підході (4.6). Оскільки покращення точності досягається завдяки використанню нечітких множин для представлення коефіцієнтів, нам необхідно використовувати принцип узагальнення. Ми пропонуємо використовувати α -рівневий принцип узагальнення, який дозволяє перетворити аналітичні моделі таким чином, щоб їхні параметри використовували нечіткі числа, якщо $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ - функція від n незалежних змінних та аргументи x_i подані у вигляді нечітких чисел, то значення функції також буде представлено у формі нечіткого числа:

$$\tilde{x}_i = \bigcup_{\alpha \in [0,1]} (\underline{x}_{i,\alpha}, \overline{x}_{i,\alpha}), \quad i = \overline{1, n},$$

$$\tilde{y} = \bigcup_{\alpha \in [0,1]} (\underline{y}_\alpha, \overline{y}_\alpha),$$

$$\text{де } \underline{y}_\alpha = \inf_{x_{i,\alpha} \in [\underline{x}_{i,\alpha}, \overline{x}_{i,\alpha}]} (f(x_{1,\alpha}, x_{2,\alpha}, \dots, x_{n\alpha})) \text{ та } \overline{y}_\alpha = \sup_{x_{i,\alpha} \in [\underline{x}_{i,\alpha}, \overline{x}_{i,\alpha}]} (f(x_{1,\alpha}, x_{2,\alpha}, \dots, x_{n\alpha})).$$

Таблиця 4.1. Основні правила виконання арифметичних операцій

Арифметична операція	$\underline{y}$	$\overline{y}$
$\tilde{y} = \tilde{x}_1 + \tilde{x}_2$	$\underline{x}_1 + \underline{x}_2$	$\overline{x}_1 + \overline{x}_2$
$\tilde{y} = \tilde{x}_1 - \tilde{x}_2$	$\underline{x}_1 - \underline{x}_2$	$\overline{x}_1 - \overline{x}_2$
$\tilde{y} = \tilde{x}_1 \cdot \tilde{x}_2$	$\underline{x}_1 \cdot \underline{x}_2$	$\overline{x}_1 \cdot \overline{x}_2$
$\tilde{y} = \tilde{x}_1 / \tilde{x}_2$	$\underline{x}_1 / \underline{x}_2$	$\overline{x}_1 / \overline{x}_2$

Отже, використовуючи наведені формули у таблиці 4.1, можна виконати математичну операцію множення всіх компонентів аналітичного виразу (4.7). У цьому виразі вказані як чітко визначені значення (наприклад, кількість днів розрахункового періоду, загальна довжина ЛЕП та обсяг електроенергії, відпущеної до низьковольтної мережі протягом розрахункового періоду), так і нечітко визначені значення (коефіцієнти впливових факторів).

Для виконання операції множення множників (4.6) потрібно перетворити нечіткі терм-множини коефіцієнтів впливових факторів в α -рівневий вигляд. У цьому випадку потрібно виконати два перетворення: по-перше, перейти від l -форми до трапецієвидної форми нечіткого числа, а по-друге, перейти до α -рівневої форми записання трапецієвидної форми нечіткого числа.

l -форми має наступний вигляд:

$$\tilde{q} = \langle \underline{q}, \overline{q}, l \rangle,$$

де $\underline{q}(\overline{q})$ – нижній (верхній) рівень зміни параметра q ; l –

лінгвістична оцінка параметру q в межах $[\underline{q}, \bar{q}]$ причому $l \in L = \{l_1, l_2, \dots, l_m\}$, L – лінійно-впорядковане число за принципом від «найменшої» до «найбільшої» множини лінгвістичних термів щодо якісної оцінки параметра q .

Параметри нечіткого числа трапецієвидної форми визначаються:

для нульового α -рівня:

$$\underline{q}_0(l_i) = \underline{q}, \quad \bar{q}_0(l_i) = \bar{q};$$

для одиничного α -рівня:

$$\underline{q}_1(l_i) = \underline{q} + \frac{2 \cdot (i-1) \cdot (\bar{q} - \underline{q})}{2 \cdot m - 1}, \quad \bar{q}_1(l_i) = \bar{q} + \frac{(2 \cdot i - 1) \cdot (\bar{q} - \underline{q})}{2 \cdot m - 1}.$$

Подання у α -рівневому форматі:

$$\underline{q}_\alpha = \underline{q}_0 + (\underline{q}_1 - \underline{q}_0) \cdot \alpha, \quad \bar{q}_\alpha = \bar{q}_0 + (\bar{q}_1 - \bar{q}_0) \cdot \alpha, \quad \alpha \in [0, 1].$$

Побудувавши трапецеїдальні функції належності для кожного терму i розділивши їх на два α -рівні ($\alpha_1 = 0$, $\alpha_2 = 1$), ми перемножуємо компоненти (4.6) відповідно до формул, наведених в таблиці 4.1. Як результат, ми отримуємо нечітке значення втрат електроенергії, яке потім дефазифікується методом центра максимумів.

Отже, запропонований алгоритм оцінювання втрат електроенергії в мережах 10-150 кВ можна представити у вигляді модифікованого дерева логічного висновку (Рисунок 4.3).

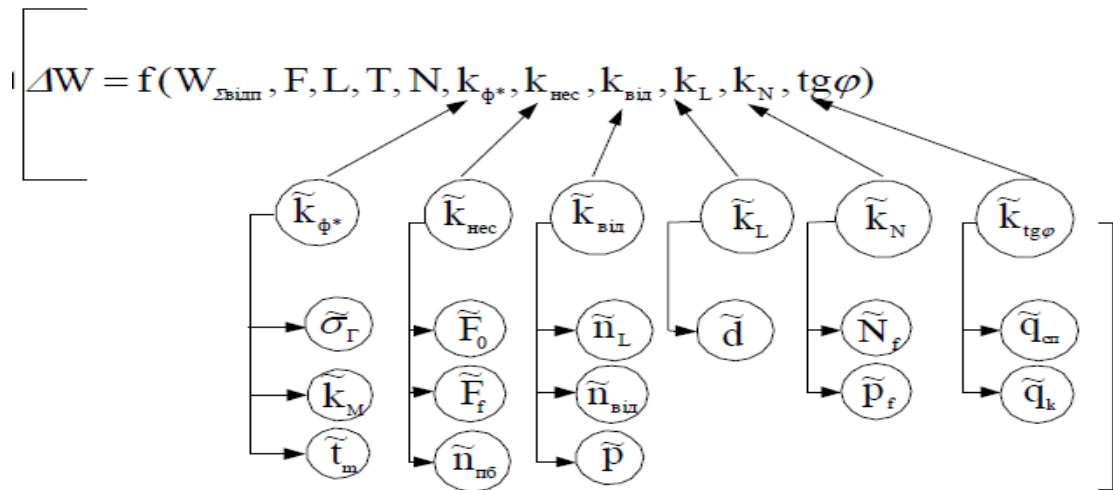


Рисунок 4.3 – Схема модифікованого дерева логічного висновку

Слово "модифікований" у назві пояснюється зміною структури логічного дерева. Зазвичай логічне дерево передбачає послідовність операцій для отримання нечітких результатів, використовуючи виключно нечітку логіку. У даному випадку пропонується залишити без змін математичну модель (4.6), оскільки вона легко сприймається завдяки її простоті. Тому для розв'язання цієї задачі передбачено проведення операцій множення між нечіткими та чіткими значеннями, використовуючи α -рівневий принцип узагальнення.

4.3.4. Визначення похибки розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах з використанням інтервалів невизначеності.

Існують два класичних способи для оцінки точності математичної моделі та методу, який на її основі побудований:

1. Порівняння виходів, які отримані з побудованої математичної моделі, з експериментальними результатами (виходами методу розрахунку за допомогою поелементного підходу).

2. Використання інтервалів невизначеності вихідних величин для обчислення похибки відповідно до наступної формули:

$$\delta_w = \frac{\Delta W_{\max} - \Delta W_{\min}}{6 \cdot \Delta W_p} \cdot 100, \quad (4.14)$$

де δ_w – величина похибки визначення втрат; $\Delta W_{\min}$, $\Delta W_{\max}$ – мінімальна та максимальна величина змінних втрат електроенергії; ΔW_p – дефазифікована величина втрат електроенергії. Число 6 у знаменнику вказує на ймовірність 99,7%, що значення втрат попаде в певний інтервал.

За допомогою відповідності нормального розподілу похибок визначення втрат і нечіткого значення з альфа-рівневою формою, якщо виконується дефазифікація за методом центру максимумів, можна одночасно з визначенням втрат електроенергії оцінювати методичну похибку їх розрахунку (див. Рисунок 4.4).

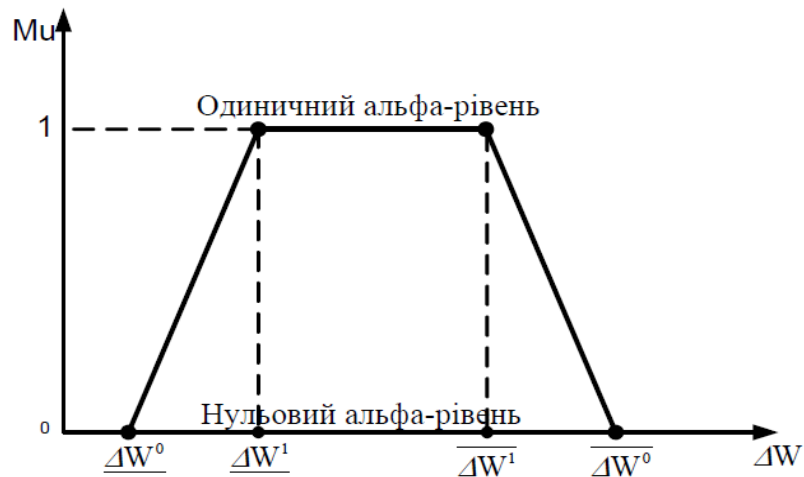


Рисунок 4.4 - Графічне відображення нечіткої множини втрат електроенергії, розділеної на два альфа-рівні.

Відповідно до рисунку 4.4, ядро нечіткого значення коефіцієнтів відповідає останньому значенню, яке є найбільш впевненим експертом, і довірчий інтервал невизначеності відповідає межах одиничного α -рівня $[\Delta W_1, \Delta W_1]$. Нульовий α -рівень $[\Delta W_0, \Delta W_0]$ відповідає інтервалу невизначеності втрат електроенергії в разі, коли коефіцієнти представлені їх середніми значеннями.

Отже, ми маємо можливість одночасно з визначенням змінних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах визначати їх похибку за допомогою формули (4.14).

Представлення нечітких значень коефіцієнтів впливних факторів у формі α -рівнів дозволяє підвищити точність методу оцінки втрат електроенергії в низьковольтних мережах за узагальненими параметрами і визначати втрати електроенергії у формі інтервальних значень.

Визначення втрат електроенергії у формі інтервалів є важливою умовою для ефективного планування заходів щодо зменшення втрат електроенергії. Представлення інтервалу невизначеності втрат електроенергії одиничним α -рівнем дозволяє оцінити похибку математичної моделі розрахунку втрат електроенергії без потреби в багатьох додаткових обчисленнях.

5 ВПРОВАДЖЕННЯ АСКОЕ В ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПАНІЯХ НА ОПТОВОМУ РИНКУ УКРАЇНИ

5.1. Аналіз АСКОЕ на оптовому ринку України.

Основні завдання служби енергетичного менеджменту включають в себе зниження втрат і збільшення прибутку. Зменшення втрат у підприємства досягається шляхом зниження комерційних і технологічних втрат електроенергії. Головним джерелом прибутку компанії є продаж електроенергії споживачам, і для покращення цього показника проводиться розрахунок тарифів на електроенергію. Однак досягнення оптимальних результатів неможливе без впровадження сучасних автоматизованих систем обліку.

Однією з актуальних проблем, які на сьогодні необхідно вирішити в енергетичному секторі економіки України, є організація точного і надійного обліку електричної енергії та потужності на Оптовому ринку електроенергії (ОРЕ) з оперативним наданням даних про виробництво, транспортування та споживання електроенергії суб'єктами ОРЕ. Насамперед, це пов'язано зі створенням ОРЕ і переходом до "прямих договорів", до складу якого входять такі суб'єкти господарювання: генеруючі компанії; передавальна компанія (НЕК "Укренерго"); енергопостачальні компанії; державне підприємство "Енергоринок".

Однією з обов'язкових вимог до роботи в нових умовах господарювання є необхідність організації погодинного обліку електричної енергії на всіх рівнях ОРЕ.

Між суб'єктами ОРЕ визначено межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності. Згідно з вимогами Концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку [1], прилади та системи обліку повинні вести облік виробленої, переданої та відпущеної в розподільчі мережі чи споживачам електричної енергії на межі

балансової належності суб'єктів ОРЕ, тобто в точках переходу права власності на електроенергію.

Суб'єкти ОРЕ експлуатують існуючі об'єкти енергетики України, які було спроектовано і побудовано без урахування технічних вимог до обліку електричної енергії в умовах функціонування ОРЕ.

Автоматизована система обліку - це інформаційна система, яка призначена для забезпечення операційного обміну інформацією між суб'єктами обліку ресурсів електроенергетики оптового ринку України (ОРЕ). Спеціалісти підприємств будують високотехнологічні інформаційні мережі для реалізації цієї системи.

Побудова автоматизованої системи обліку ОРЕ - це результат активної праці висококваліфікованих фахівців, яка включає в себе впровадження АСКОВЕ у суб'єктів ОРЕ та автоматизовану систему обліку електричної енергії на об'єктах електроенергетики України на всіх підстанціях Національної енергетичної компанії "Укренерго". На базі ДП "Енергоринок" був створений Розрахунковий центр, і була проведена процедура згладжування взаємної заборгованості між підприємствами ринку електроенергії.

Позитивним аспектом є той факт, що завдяки функціонуванню обліково-розподільчої системи було зведено в експлуатацію по одному енергоблоку на Рівненській та Хмельницькій атомних електростанціях, запущено в роботу три гідроакумуючі агрегати та залучено кредити від міжнародних фінансових інституцій для модернізації енергоблоків та електромереж тощо. Крім того, у 2010 році були укладені перші договори з виробниками електричної енергії з альтернативних джерел.

Вдосконалення системи розрахунків за електроенергію було успішним, існуючий механізм розрахунків виявився дієвим, навіть у надскладний період. ДП "Енергоринок" протягом 18 місяців, до повного впровадження роздрібного ринку 01.01.2019, успішно проводило розрахунки з виробниками

електричної енергії, включаючи ВАД, і здійснювало погашення заборгованості за попередні періоди.

Під час запуску нового ринку електричної енергії, ДП "Енергоринок" активно займалося юридичним супроводженням Оптового ринку електричної енергії протягом 20 років та використовувало накопичений досвід при створенні нової моделі ринку електричної енергії в Україні.

Автоматизовану систему контролю обліку електроенергії (АСКОЕ) рекомендується встановлювати споживачам з великими обсягами споживання електроенергії, особливо тим, які споживають понад 100 тис. кВт*год на місяць. Також встановлення АСКОЕ буде обґрунтованим на об'єктах, де споживання електроенергії значно зростає в нічний час, оскільки в цей час електроенергія є дешевшою порівняно з денними годинами.

АСКОЕ представляє собою автоматизовану систему, яка включає в себе прилади для обліку електроенергії, обладнання для збору, обробки, збереження та відображення даних комерційного обліку, засоби зв'язку і синхронізації часу. Всі роботи з створення АСКОЕ виконуються відповідно до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 311 (з останніми змінами згідно постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716).

Основною метою розробки автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) є удосконалення та модернізація підприємств різних галузей промисловості з метою ефективнішого використання електричної енергії, що дозволяє суттєво зменшити витрати підприємства.

Сьогодні в сфері енергетики АСКОЕ виступає як інструмент, що дозволяє проводити аналіз енергоспоживання для більш раціонального використання цього ресурсу. Тому впровадження автоматизованої системи комерційного обліку є першим кроком у напрямку зменшення споживання енергії.

Переваги, які пропонує створення АСКОЕ, включають:

- Отримання повної інформації про споживання енергії та розподіл ресурсів.
- Створення безпечної інформаційної мережі для контролю електроенергії будь-якої конфігурації.
- Швидкий доступ до будь-якої точки комерційного обліку в складі підприємства.
- Створення розподіленої бази даних з параметрами використання електроенергії.
- Генерація звітів та вихідних даних (наприклад, графік навантаження) на основі наданої інформації для різних служб.
- Автоматизація процесу документування даних комерційного обліку.
- Швидке виявлення та локалізація втрат та спроб розкрадання електроенергії, особливо в разі наявності підспоживачів.
- Використання повністю автоматизованої технології обліку в АСКОЕ, що мінімізує необхідність ручної роботи та усуває вплив суб'єктивних факторів на процес комерційного обліку електроенергії.

5.2. Комерційні, технічні, централізовані й децентралізовані АСКОЕ

Згідно призначення, автоматизовані системи комерційного та технічного обліку електроенергії поділяються на дві основні категорії. Комерційний облік, також відомий як розрахунковий, спрямований на фінансовий розрахунок за вироблену та постачену споживачам (підприємствам) електроенергію. Прилади, використовувані для комерційного обліку, називаються також комерційними або розрахунковими.

Технічний облік, або контрольний, використовується для моніторингу процесу енергоспоживання в межах самого підприємства, включаючи його

підрозділи та об'єкти. Для цього виду обліку використовуються прилади технічного обліку.

Системи АСКОЕ, які об'єднують комерційний та технічний облік, можуть існувати як окремі системи або взаємодіяти у єдиній системі. Недавно з'явилася можливість створювати окремі системи (принаймні на середньому рівні АСКОЕ), що обумовлено особливістю кожного з цих видів обліку.

Комерційний облік має консервативну природу і включає сталу схему енергопостачання. Для нього характерно наявність обмеженої кількості точок обліку, де вимагається встановлення приладів високої точності. Крім того, прилади обліку на нижньому та середньому рівнях АСКОЕ мають бути відібрані з державного реєстру вимірювальних засобів. Системи комерційного обліку обов'язково запечатовуються, що обмежує можливість втручання в них з боку персоналу підприємства.

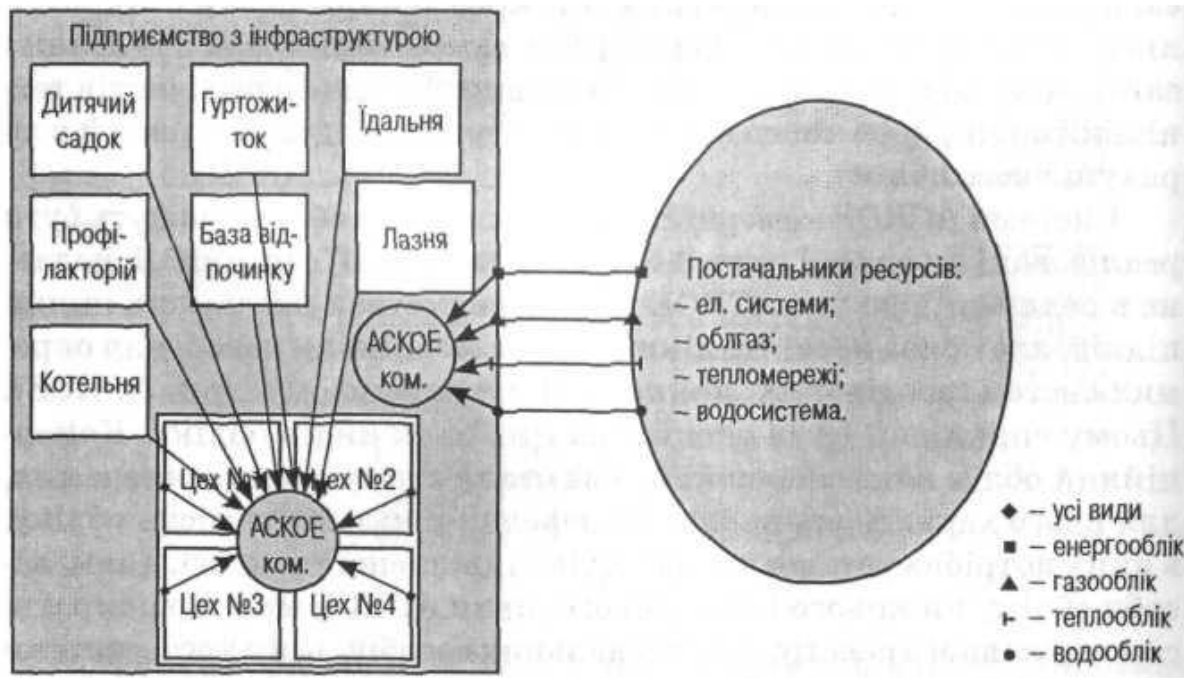


Рисунок 5.1 - Централізована автоматизована система комерційного обліку електроенергії

Для впровадження централізованої системи, яка передбачає оперативний зв'язок з різними об'єктами обліку енергії, необхідно будувати

або розвивати глобальну комп'ютерну інфраструктуру підприємства або використовувати мережу дистанційно керованих табло, які підключені до комп'ютера головного енергетика. Однак обидва ці підходи на сьогоднішній день для більшості підприємств є малоймовірними через їхню високу вартість.

Альтернативою централізованій системі є децентралізована автоматизована система комерційного обліку електроенергії (Рисунок 5.2).

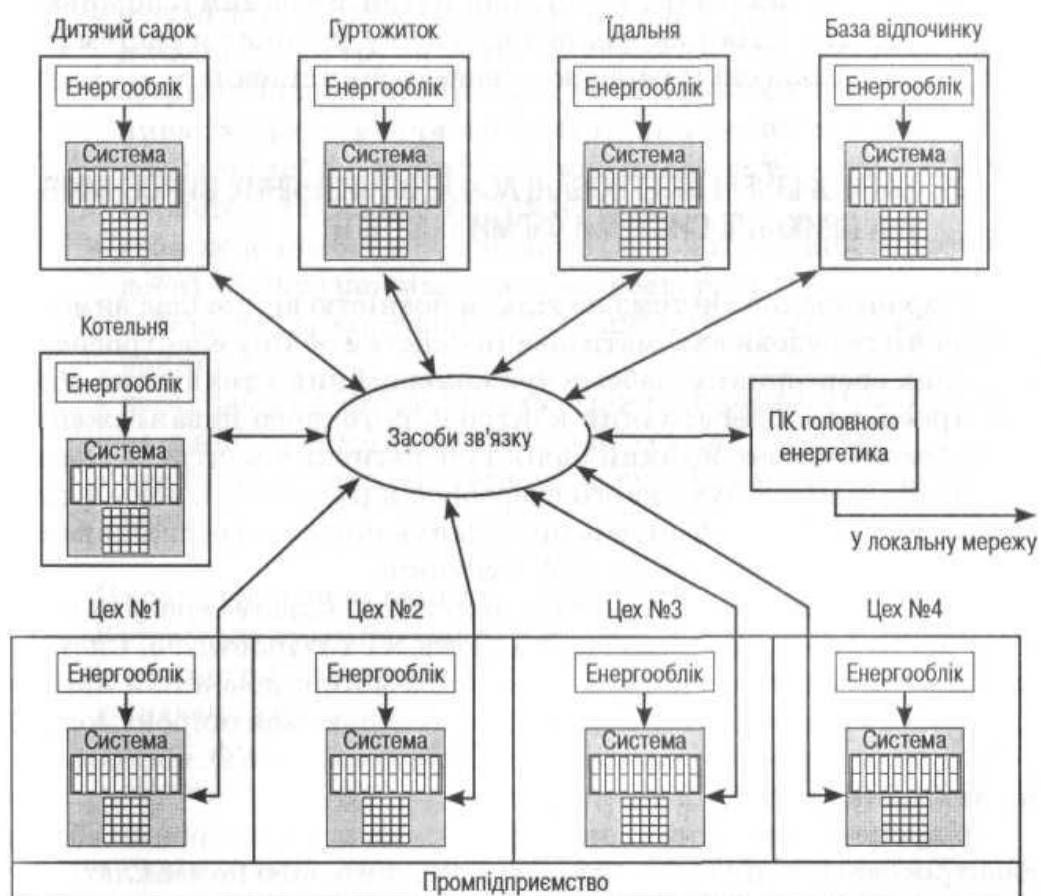


Рисунок 5.2 - Децентралізована автоматизована система комерційного обліку електроенергії

Таку систему будують за допомогою доступних та вартісних малоканалельних контролерів обліку, які мають вбудоване табло та клавіатуру. Ці контролери встановлюються безпосередньо на об'єктах, які слід контролювати, і підключаються до комп'ютера головного енергетика через

засоби зв'язку. Така децентралізована АСКОЕ дозволяє надавати реальний доступ до інформації про облік енергії всім зацікавленим сторонам.

Децентралізована структура АСКОЕ відкриває можливість, без порушень, поєднувати функції комерційного та технічного обліку. Одна чи кілька малоканальних систем виділяються для вирішення завдань комерційного обліку, тобто забезпечують точки обліку, які підлягають пломбуванню енергоконтролюючими організаціями. Інші системи вирішують завдання технічного обліку.

Зрештою, децентралізована АСКОЕ, яка використовує системи обліку з додатковими можливостями керування, дозволяє автоматично регулювати навантаження (споживачів-регуляторів) безпосередньо на місцях встановлення систем (особливо для виробництв з високою технологічною дисципліною).

5.3. Багаторівневі інтегровані АСКОЕ вітчизняних виробників (на прикладі системи "ХАРТЕП").

Система АСКОЕ, яку розглядаємо на прикладі "ХАРТЕП", втілена в архітектурі клієнт-сервер і побудована на основі системи управління базами даних Oracle. Вона призначена для операційних систем Windows NT і Windows 95. Відзначається великою гнучкістю щодо зміни схем підключення та правил проведення розрахунків. Користувачеві доступні широкі можливості формування груп обліку (тарифних складових), налаштування вихідних даних і підготовки звітів.

Пропонована система може взаємодіяти з різними приладами обліку електроенергії, такими як ІТЕК-210, ЦТ-5000, і різноманітними моделями лічильників електроенергії, що мають імпульсний або цифровий вихід, вітчизняних і зарубіжних виробників. Датчики, що використовуються для контролю первинних параметрів газу, повинні мати вихід згідно стандарту Bell 202.

Застосовані принципи створення системи та інструменти розробки дозволяють масштабувати систему без великих затрат і використовувати її як на невеликих підприємствах, так і на великих промислових компаніях або в розподілених системах з складною структурою обліку постачання, розподілу та використання електроенергії та газу. Система може бути адаптована для обліку тепла, води, пари та інших енергетичних ресурсів.

Функції системи включають:

- Автоматичний оперативний контроль та облік параметрів споживання електроенергії та потужності для кожної групи обліку з заданим інтервалом контролю.
- Автоматичний оперативний контроль та облік споживання теплоенергії з заданим інтервалом контролю.
- Автоматичний оперативний контроль та облік споживання води та газу для кожної групи обліку з заданим інтервалом контролю.
- Зберігання параметрів обліку в базі даних з можливістю архівування інформації на зовнішньому магнітному носії (з різною глибиною архіву, залежно від загальної ємності використовуваних носіїв).
- Підтримка багатотарифного (до 4 тарифних зон протягом доби) обліку споживання електроенергії.
- Моніторинг дотримання лімітів споживання енергії.
- Виведення розрахункових параметрів на термінал і/або на друкувальний пристрій за запитом оператора.
- Встановлення єдиного системного часу з можливістю коригування.

Параметри споживання, які контролюються та реєструються для кожної групи та точки обліку у системі АСКОЕ, включають наступне:

- Кількість витраченої електроенергії (окремо за тарифними зонами та загально за добу, місяць та рік).

- Кількість спожитої теплоенергії, води та газу (загально за добу, місяць та рік).
- Еквівалентні показники лічильників електроенергії, теплоенергії, води та газу на початок кожного дня (включаючи окремо активну енергію для різних тарифних зон).
- Середнє значення спожитої активної потужності для кожного годинного інтервалу, кожного інтервалу години, що кратний періоду контролю.
- Максимальні значення активної потужності та час їх фіксації з інтервалом усереднення, який відповідає періоду контролю (зокрема для кожного трихвилинного інтервалу години протягом доби, місяця та року).
- Значення діючого ліміту потужності, розрахункового базового навантаження, дозволеного навантаження та відхилень фактичного навантаження від дозволеного (обчислюються для всіх груп обліку для кожного годинного інтервалу, що кратний періоду контролю).

Ядро системи.

АСКОЕ визначається її відкритістю, гнучкістю та багатофункціональністю, які роблять її цінною для багатьох користувачів. Основними компонентами цієї системи, які визначають її цінність для кінцевих користувачів, є графічний інтерфейс та база даних.

Ядро системи представлене Системою Управління Базами Даних Oracle. У цій базі даних зберігається повна інформація про структуру системи та її поточну конфігурацію, дані про користувачів та клієнтів системи, а також інформація, що надходить з місць обліку або під час обробки первинних параметрів.

Доступність архітектури АСКОВЕ робить можливим її інтеграцію як з суміжними системами АСКОВЕ, так і з іншими автоматизованими системами. Це досягається завдяки використанню стандартних інтерфейсів та протоколів

для обміну даними, таких як SQL/ODBC, DDE, а також обмін даними через текстові файли за допомогою електронної пошти. Гнучка структура системи дозволяє швидко адаптувати її до конкретного об'єкта контролю, навіть після встановлення системи на об'єкті. Цю адаптацію можуть проводити як розробники системи, так і користувачі з відповідними повноваженнями.

Безпека.

У системі АСКОЕ впроваджена гнучка система керування правами користувачів, ідентифікації, авторизації внесених змін і захисту інформації від несанкціонованого доступу. При вході в систему кожен користувач ідентифікується та вводить особистий пароль, після чого отримує доступ лише до тих функцій системи, які визначені його роллю, а саме переліком дозволів, наданих адміністратором системи.

Монітор АСКОЕ - вікно до бази даних.

Монітор АСКОЕ є основним інструментом доступу до інформації бази даних. За допомогою монітора відбувається доступ, вибірка, обробка та візуалізація інформації з бази даних. Виконання основних функцій АСКОЕ також здійснюється через монітор. Тип монітора обирається користувачем із доступних варіантів, відповідно до його прав. При відкритті монітора користувач обирає групу для спостереження (наприклад, групу споживачів, сектор економіки або район області), період і формат відображення (графічний або табличний). За потреби користувач може навіть самостійно створювати монітори на основі існуючих шаблонів.

Звіти.

У системі АСКОЕ міститься потужна і гнучка система підготовки звітів. Вона включає в себе форми основних звітів, які використовуються на підприємствах, спеціалізованих на енергозбуті. У разі необхідності, перелік

доступних звітів може бути легко розширений, оскільки АСКОЕ має редактор звітів. З його допомогою, використовуючи інструменти MS Excel, можна створити нові форми звітів.

Служба експорту-імпорту.

Служба експорту-імпорту призначена для організації обміну даними з обліку електроенергії.

Функції служби експорту-імпорту включають:

- Приймання та передача показань енергоспоживання об'єктів, визначених у групах для експорту.
- Відображення поточного стану служб експорту-імпорту.
- Реєстрація змін, які внесені службами експорту-імпорту в базу даних системи.
- Забезпечення обміну інформацією між АСКОЕ та суміжними системами, такими як АСКОЕ підприємства "Енергозбут".

Система допомоги.

Розроблена відповідно до принципів операційної системи Windows, система допомоги містить повний обсяг необхідної інформації про функції АСКОЕ та способи їх використання. Можливість проводити пошук інформації за ключовими словами сприяє швидкому доступу до потрібних відомостей.

Настроювання та конфігурування.

Настроювання та конфігурування АСКОЕ здійснюються адміністратором системи. Адміністратор має повний доступ до системи і може створювати нові користувачів, визначати обсяг їхніх повноважень, розширювати структуру системи та встановлювати методики обчислень. Він може також додавати або змінювати існуючі екранні та звітні форми. За

допомогою функції "Редактор" адміністратор може вводити та описувати місця, групи обліку та приєднання, встановлювати параметри приладів обліку. Використовуючи редактор форм і звітів, можна створювати нові форми та звіти на основі наявних шаблонів.

Підсистема верхнього рівня.

Верхній рівень системи представляє собою локальну обчислювальну мережу, що включає в себе сервер бази даних, комунікаційний сервер з відповідною обладнанням для зв'язку, а також автоматизовані робочі місця для адміністративного та технічного персоналу. Розмір апаратури на верхньому рівні може варіюватися в залежності від масштабу об'єкта контролю, починаючи від одного ПЕОМ типу IBM PC, який виконує всі зазначені функції, і до великомасштабної розподіленої обчислювальної системи, що включає в себе UNIX-сервери та десятки автоматизованих робочих місць. АСКОЕ також може взаємодіяти з іншими системами (наприклад, автоматизованою системою розрахунків зі споживачами, диспетчерською системою керування), які виступають як клієнти бази даних АСКОЕ і обмінюються з нею даними за допомогою інтерфейсу SQL/ODBC.

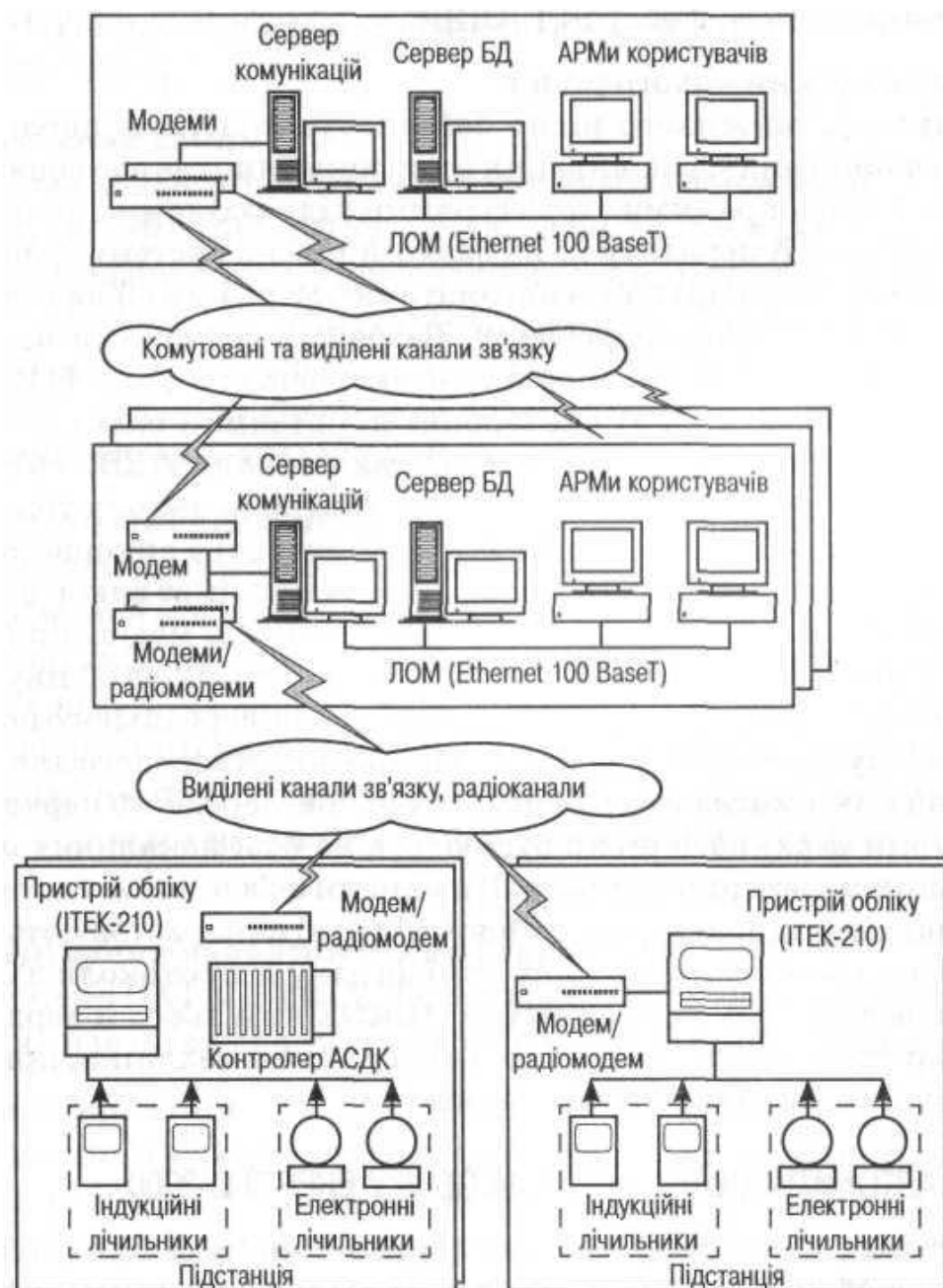


Рисунок 5.3 – Підсистеми верхнього і нижнього рівнів

Підсистема нижнього рівня.

Апаратура на нижньому рівні відповідає за моніторинг параметрів електроспоживання, водопостачання, виробництва або споживання тепла і газу окремими структурними підрозділами та всім підприємством в цілому, а також передачу цих даних на верхній рівень системи. Апаратура на нижньому рівні функціонує в автоматичному режимі і не потребує постійного нагляду технічного персоналу.

Основними системами на нижньому рівні є наявні системи обліку електроенергії, такі як ІТЕК-210, ЦТ 5000, і інтелектуальні електронні лічильники електроенергії, які об'єднані в локальну мережу RS-485. Крім цього, використовуються пристрої для контролю параметрів подачі газу "Енергія", які розроблені власноруч і побудовані з використанням процесорних модулів Win Systems. Для здійснення технічного контролю та обліку можна використовувати пристрій обліку, який базується на універсальному контрольованому пункті телемеханіки "Корунд-М", також власної розробки, призначеному для використання в автоматизованих системах диспетчерського керування.

Підсистеми на верхньому рівні будуються на базі локальних обчислювальних мереж підприємств. Для комунікації між системами на різних рівнях (на рівні підприємства, району, області) використовують виділені дво- або чотирипровідні лінії зв'язку та протоколи стеку TCP/IP.

Для обміну інформацією між підсистемами АСКОЕ на нижньому і верхньому рівнях використовуються протоколи систем телемеханіки, а також пристрої обліку і електронні лічильники.

6 АСКОВЕ ЯК ІНСТРУМЕНТ ЗМЕНШЕННЯ КОМЕРЦІЙНИХ ТА ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНОЇ КОМПАНІЇ

6.1. Автоматизована система обліку та управління електроенергією на основі технології Smart

Smart IMS 5.0 - це автоматизована система, призначена для обліку та управління використанням електроенергії, спрямована на індивідуальну роботу з одно- та трифазними кінцевими користувачами.

Система призначена для використання в електричних мережах напругою 0,4 кВ і може застосовуватися для обліку та/або управління використанням електроенергії в житлових будинках, багатоквартирних комплексах, офісах, соціальних установах та промислових підприємствах.

Система дозволяє обмежений доступ до своєї бази даних для зовнішніх систем, які сумісні з Smart IMS через приймання та передачу даних по відповідному протоколу.

Система здатна контролювати постачання електроенергії кінцевим користувачам в межах адміністративних районів, міст, сільських територій і великих районів. Розширення системи досягається шляхом додавання нових сегментів до ПЗПД. Кожний сегмент містить обладнання мережі та лічильники Smart IMS, і кількість лічильників у кожному сегменті не повинна перевищувати 1200. Зазвичай сегмент ПЗПД організовується в межах мережі, яка обслуговує трансформаторну підстанцію.

Центр відповідає за об'єднання сегментів. Загальна кількість точок обліку, які Центр може накопичувати та обробляти, становить один мільйон.

Дані про всіх споживачів Центр зберігає у форматі, придатному для передачі на більш високий рівень операцій, і це означає, що декілька таких центрів можуть бути об'єднані в центр керування вищого рівня.

6.1.1 Організація системи збору даних

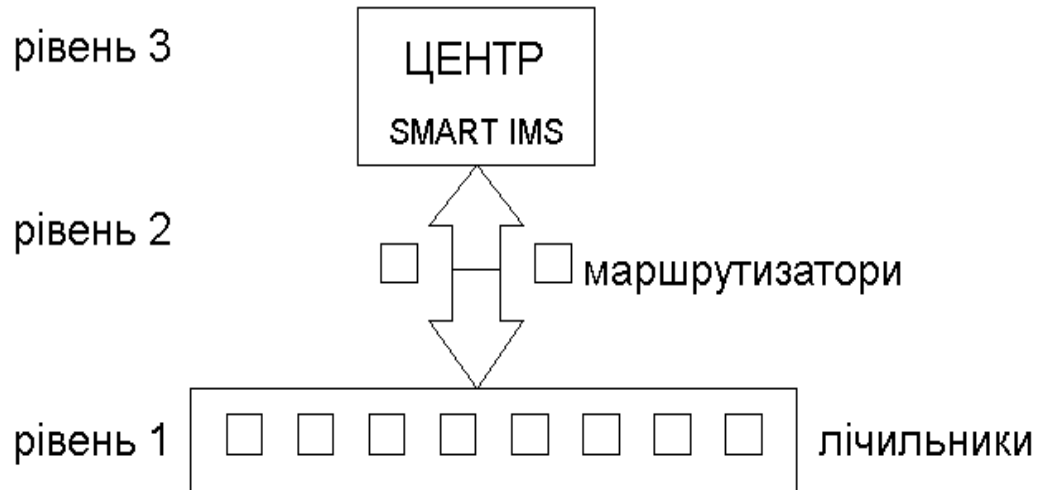
Smart IMS - це розподілена система з простою трьохрівневою структурою.

Перший рівень системи складають лічильники, які розташовані в точках обліку або балансування. Ці лічильники ведуть облік спожитої електроенергії та контролюють її подачу споживачам.

Другий рівень системи формують маршрутизатори, які встановлюються на підстанціях і відповідають за комунікаційні функції.

На третьому рівні системи розташований Центр, де на основі зібраної облікової інформації вирішуються практичні завдання, пов'язані з обліком електроенергії та управлінням енергоспоживанням.

У системі підтримується двосторонній обмін даними між лічильниками та Центром. При цьому маршрутизатори виконують роль проміжних комутаційних пристроїв.



Загальний опис побудови Smart IMS 5.0 включає тріє рівні. На "першому" рівні розташовані лічильники та виносні дисплеї. Тип лічильників (однофазні або трифазні) визначається в залежності від типу споживача, які використовуються для обліку електроенергії. Трифазні лічильники також використовуються для контролю балансу на певних ділянках електричної мережі.

Лічильники взаємодіють із "проміжним" рівнем, на якому розташований маршрутизатор, що виконує функції комунікації. Також, через маршрутизатор, лічильники односторонньо передають інформацію на виносні дисплеї. Маршрутизатор забезпечує збір даних і їх тимчасове зберігання протягом до двох діб.

З фізичної точки зору, обмін даними з лічильниками відбувається через електропроводку напругою 0,4 кВ. У деяких ситуаціях для обміну використовуються низьковольтні магістралі RS-485. Зазвичай маршрутизатори встановлюються на трансформаторних підстанціях та підключаються до системи вторинних шин трансформаторів. Маршрутизатори підтримують двосторонній обмін даними з "верхнім" рівнем - Центром, використовуючи різні середовища передачі даних, такі як:

- GSM-зв'язок;
- MV-магістраль, що використовує лінії електропередачі 6/10, 6/20 кВ як фізичне середовище;
- магістраль Ethernet;
- телефонні лінії.

В Центрі проводиться збір і довгострокове зберігання даних, і на основі отриманої інформації вирішується цілий спектр завдань прикладного характеру.

6.1.2. Режими роботи

Smart IMS 5.0 може працювати в двох режимах:

1. Автоматично керувати подачею електроенергії кожному кінцевому споживачеві на основі їх передоплати.
2. Автоматично обліковувати спожиту електроенергію кожним кінцевим споживачем та підводити індивідуальні підсумки за звітний період.

За потреби, система може підтримувати обидва режими одночасно. Не слід плутати Smart IMS 5.0 з іншими системами, які використовують пластикові картки для передачі даних про передоплату до лічильників. В даній системі ця інформація разом з іншими даними регулярно надходить до лічильників через канали зв'язку системи.

Система підтримує багатотарифний облік електроенергії, який включає до 3-х різних тарифних зон. Кожна з цих зон має свої тарифні коефіцієнти, тобто кількість тарифних імпульсів, які додаються за одиницю спожитої активної або реактивної електроенергії. Крім того, в системі існує спеціальний четвертий тариф, який застосовується в ситуаціях, наприклад, коли споживач перевищує максимальну встановлену потужність споживання. Умови дії цього тарифу можуть бути задані з центру управління системою.

Границі тарифних зон можуть бути гнучко настроєні з кроком у 1 годину, і вони можуть бути змінені дистанційно командами з центрального офісу навіть під час роботи системи.

Система використовує 12 різних тарифних планів, які мають різні значення тарифних коефіцієнтів. Ці тарифні плани розрізняють пори року (4 варіанти) та вихідні та робочі дні (3 варіанти). Під час роботи системи, на дисплеї лічильника відображається інформація щодо споживаної електроенергії в різних тарифних зонах, а також активний тариф, що застосовується в даний момент.

Лічильник, який входить до складу Smart IMS, відповідає за керування постачанням електроенергії споживачеві. Цю функцію виконують як однофазні, так і трифазні лічильники, які входять до системи Smart IMS. У вбудованому реле лічильника передбачено можливість керування підключенням або відключенням споживача, при цьому комутуючи струм, на який розрахований лічильник. Лічильник вимикає споживача у таких випадках:

- Споживач порушує умови договору з постачальником електроенергії.
- Параметри мережі не дозволяють споживачеві користуватися електричною енергією через аварійну ситуацію.
- З Центру надходить команда на відключення.

Для забезпечення прав споживачів і дотримання правил електробезпечності в кожному лічильнику може бути налаштована конкретна політика відключення та підключення. Лічильник може бути сконфігурований так, щоб не відключати споживача в темний час доби або в дні вихідних. Також можливо встановити конкретні часові періоди, під час яких дозволені відключення або підключення.

6.1.3. Основні особливості системи

Система забезпечує індивідуальний облік активної електроенергії з високою точністю, використовуючи лічильники класу точності 1.0 для прямого включення та 0.5 для трансформаторного включення. Інформаційний центр і програмно-апаратний комплекс для передачі даних працюють в режимі реального часу та календарної дати. Синхронізація часу між всіма пристроями системи здійснюється автоматично Центром за допомогою точного часу з мережі Інтернет.

Система підтримує багатотарифний облік з використанням дванадцяти різних тарифних планів. Тарифні плани враховують чотири сезони у році та три види днів у тижні: робочі, спеціальні та вихідні. У системі існують чотири різновиди тарифів, з яких три є тимчасовими та діють в певних тимчасових тарифних зонах, і четвертий - штрафний, який активується у випадках порушення умов споживання електроенергії. Границі тарифних зон протягом доби можуть бути налаштовані з точністю до однієї години.

Система дозволяє вносити зміни в тарифікаційні параметри віддалено під час експлуатації. Зв'язок між програмно-апаратним комплексом для

передачі даних та центром може бути здійснений за допомогою різних видів комунікації, включаючи:

- Канали GSM-Зв'язку (рекомендовані);
- Лінії електропередачі 0.4 кВ;
- Телефонні лінії зв'язку (не рекомендовані);
- Мережу Ethernet.

Система автоматично керує споживанням електроенергії, включаючи можливість відключення або підключення споживачів відповідно до заданої програми та виявленої ситуації.

Крім того, система моніторить різницю струмів у "нульових" і "фазних" проводах для виявлення можливих випадкових або навмисних порушень в споживанні електроенергії, таких як шунтування фазного проведення або неправильне підключення навантаження до фазного проведення замість нейтрального, а також заземлення навантаження або витоку на землю.

Крім того, система дозволяє вести контроль балансу активної електроенергії на певних ділянках електромережі з метою контролю розподілу та виявлення можливих порушень в споживанні електроенергії.

Система володіє вбудованими функціями самодіагностики та підтримує автоматичне дистанційне налаштування та синхронізацію обладнання. Крім того, система забезпечує централізований збір, обробку та зберігання облікової та аварійно-технічної інформації.

Система також здатна взаємодіяти з зовнішніми майстер-системами в режимі реального часу.

6.2. Вибір комплексних систем обліку та контролю електроспоживання, а також багатфункціональних лічильників

Основні та допоміжні функції системи реалізуються завдяки використанню лічильників електроенергії, мережних пристроїв - маршрутизаторів та обладнання Центру. Smart IMS включає в себе частину

цього обладнання та використовує існуючу мережу розподілу електроенергії, де розташовані лічильники та маршрутизатори. Лінії електропередачі напругою 0,4 кВ є фізичним середовищем для створення інформаційної PL-Мережі, яка забезпечує обмін даними між лічильниками та маршрутизаторами. Маршрутизатор виступає посередником в інформаційному обміні між PL-Мережею та Центром. У Центрі встановлені комп'ютери та модеми, які відповідають за перетворення вхідної інформації в комп'ютерний стандарт.

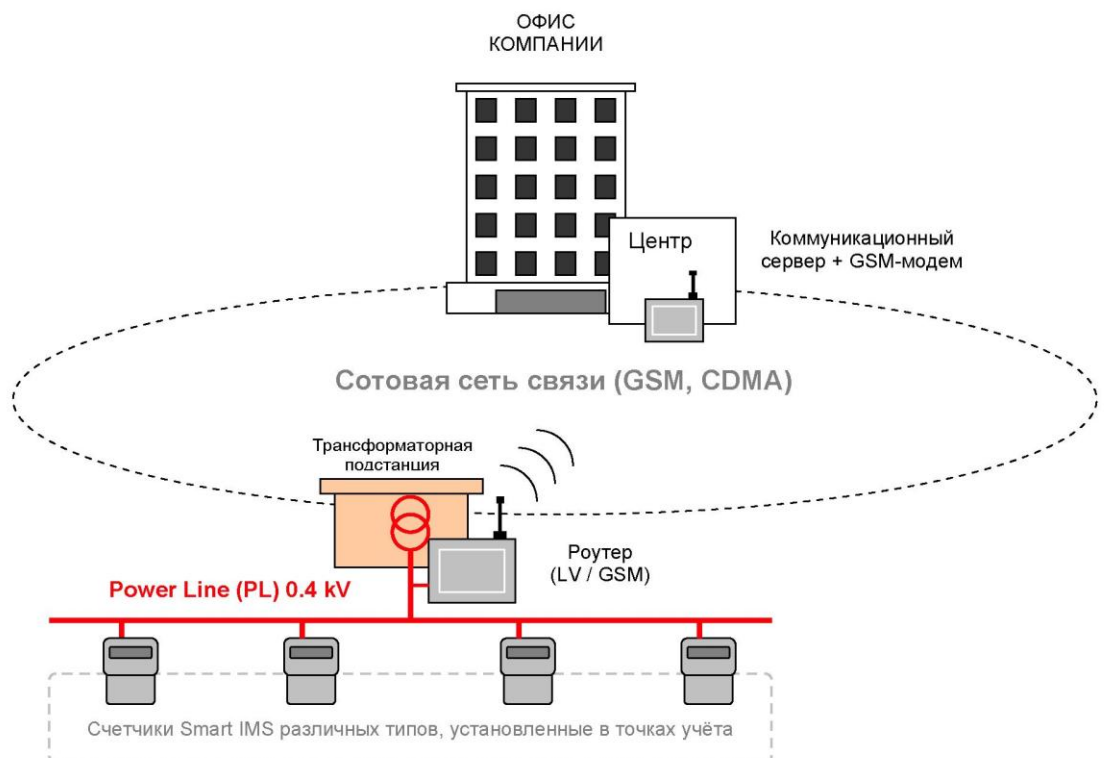


Рисунок 6.1 - Схема GSM-передачі даних

Маршрутизатори зазвичай розміщуються на трансформаторних підстанціях та підключаються до вторинної системи шин трансформаторів.

Щодо схеми інформаційного обміну, двосторонній обмін даними відбувається практично між Центром та кожним окремим лічильником. Маршрутизатор виступає в ролі посередника і не бере участі у перетворенні інформації. Протокол обміну даними в системі ґрунтується на

загальновизнаній моделі взаємодії двох сутностей типу "клієнт-сервер" (запит-відповідь). Одна із сторін надсилає іншій стороні запит, що включає код певної команди та супровідну інформацію (за необхідності). У відповідь інша сторона висилає повідомлення з таким самим кодом команди та відповідною супровідною інформацією.

Сутностями, що взаємодіють, є Ком-Сервер та маршрутизатор. При цьому маршрутизатор періодично запитує лічильники та отримує готові дані, якщо вони доступні на момент опитування. Для формування запитів та отримання відповідей використовується служба Диспетчер. Запит передається через Сервер Баз Даних на Комунікаційний Сервер, де він конвертується в набір мережових пакетів, придатних для передачі через маршрутизатор до лічильників.

Служба Адміністратор відповідає за управління сервером баз даних і надає іншим службам, включаючи Диспетчера, права доступу до сервера. Інші служби не мають прямого доступу до лічильників і отримують інформацію про них з бази даних сервера.

Можливості служби Адміністратора включають:

- Встановлення або отримання конфігурації лічильника.
- Відправлення на лічильник команд:
 - Попередження.
 - Включення штрафного тарифу.
 - Відключення.
- Запит та отримання поточних даних.
- Встановлення або отримання тарифного плану.

6.3. Системи комерційного та технічного обліку та контролю системи електропостачання

Розрахунковий облік електроенергії - це облік електроенергії, який використовується для фінансового розрахунку за споживану та відпущену споживачам електроенергію.

Технічний облік електроенергії - це облік електроенергії для контролю за її витратою всередині електростанцій, підстанцій, підприємств, приміщень, квартир і так далі. Лічильники, які використовуються для технічного обліку, називаються лічильниками технічного обліку.

Для розрахункового обліку електропостачальної організації зі споживачами електроенергії рекомендується встановлювати лічильники на межі розподілу мережі (за балансною приналежністю) між електропостачальною організацією та споживачем. Допускається також встановлення лічильників технічного обліку на вході підприємства, якщо розрахунковий облік з цим підприємством проводиться за лічильниками, які встановлені на підстанціях та електростанціях енергосистеми.

6.4. Вибір електричних схем підключення та обладнання систем обліку на базі SMART IMS 5.0.

Представимо розрахунок вибору електрообладнання для системи обліку типу SMART на прикладі житлового мікрорайону, використовуючи вихідні дані, які наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 - Вихідні дані

Обладнання	Клас точності	Навантаження фази, В,А		
		А	В	С
Лічильник IMS-5.2	0,5	0.05	-	0.05
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		0,55	-	0,05

Установлюємо трансформатори струму в фазах А і С, а мережі 10 працюють з ізольованою нейтраллю. Схему підключення трансформаторів струму можна побачити на рисунку 6.2.

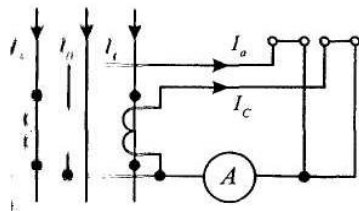


Рисунок 6.2. - Схеми включення трьох струмових катушок приладів через 2 трансформатори струму

Використовуємо схеми підключення лічильників, і вони аналогічні зображеним на рисунку 1.5.1.7. На стороні 10 кВ на входах від трансформаторів вибираємо трансформатори струму ТПОЛ –10 – 1 УЗ, $K_T = 600/5$.

Таблиця 6.2 - Вибір трансформатора струму на вводі 10 кВ.

Дані мережі	Розрахункова формула	Дані трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
457,3 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	600А
5,52 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	31,5 кА
$14,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I^2_{терм} t_{терм}$	$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню та використовуючи схему підключення та каталожні дані приладів, ми визначаємо навантаження для кожної фази:

З таблиці 6.1 видно, що найбільше завантажений трансформатор струму в фазі А. Загальний опір приладів:

$$z_{прил} = S_{прил} / I_2^2 = 0,56 / 5^2 = 0,00235 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних проводів складає:

$$r_{\text{пр}} = \rho \cdot l_{\text{розрах}} / q = 0,0176 \cdot 6,93 / 2,5 = 0,0491 \text{ Ом},$$

де $\rho = 0,0176 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ – питомий опір мідних проводів;

$l_{\text{розрах}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 4 = 6,931 \text{ м}$ – розрахункова довжина в схемі включення трансформаторів струму в неповну зірку; $q = 2,5 \text{ мм}^2$ – перетин з'єднувальних кабелів.

Опір контактних з'єднань приймаємо $r_k = 0,05 \text{ Ом}$. Вторинний опір трансформатора струму $z_2 = z_{\text{прил}} + r_k + r_{\text{пр}} = 0,00235 + 0,05 + 0,0491 = 0,2631 \text{ Ом}$.

Умова виконується $z_2 \leq z_{2 \text{ ном}} : 0,2631 < 0,4$

На лініях, що підходять до ТП-754 встановлюємо трансформатори струму ТЛК-10- 1 УЗ ($K_T = 100/5$). Обираємо трансформатори струму відповідно навантаженню фідерів.

Таблиця 6.3. Вибір номінального струму первинної обмотки ТС

Призначення фідеру	Sp, кВА	Ip, А	Ip.ав, А	I _{Н1} , А
ЦРП-ТП-754	1462,90	84,60	84,60	100,0
ЦРП-ТП-755	1415,20	81,80	81,80	100,0
ЦРП-ТП-752	1195,31	69,1	131,65	150,0
ЦРП-ТП-751	680,650	39,30	74,91	100,0
ЦРП-ТП-756	630,961	36,5	36,50	50,0
ЦРП-ТП-750	974,382	56,30	107,33	150,0
ЦРП-ТП-753	1067,40	61,70	61,70	100,0

Проводимо перевірку трансформаторів струму по вторинному навантаженню, розрахунки зведено до таблиці 6.4.

Таблиця 6.4. Вибір трансформатора струму фідеру, який живить ТП-754

Дані мережі	Розрахункова формула	Дані трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
84,62 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	100А
8,98 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	31,5 кА
$14,51 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 6.5. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму

Обладнання	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник активної енергії IMS	0,5	0,05	-	0,05
Лічильник реактивної енергії IMS	0,5	0,05	-	0,05
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		0,6	-	0,1

З таблиці 6.5. зрозуміло, що найбільш завантажений трансформатор струму фази А. Визначаємо загальний опір приладів:

$$z_{прил} = S_{прил} / I_2^2 = 0,6 / 5^2 = 0,0241 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних кабелів:

$$r_{пр} = \rho l_{розрах} / q = 0,0176 \cdot 6,93 / 2,5 = 0,049 \text{ Ом.}$$

Приймаємо опір контактних з'єднань $r_k = 0,1 \text{ Ом.}$

Визначимо вторинний опір трансформатора струму:

$$z_2 = z_{прил} + r_k + r_{пр} = 0,0241 + 0,1 + 0,049 = 0,1731 \text{ Ом.}$$

Все перелічене обладнання підключаємо до встановлених трансформаторів струму, при цьому виконується умова $z_2 \leq z_{2\text{ном}}: 0,173 < 0,4 \text{ Ом}$.

Вибір трансформаторів напруги

На шинах 10 кВ ЦРП приймаються до встановлення трансформатори напруги типу НАМИ-10, з класом точності 0,5 та номінальною потужністю 120 В·А. Результати розрахунку вторинного навантаження трансформаторів напруги представлено таблиці 6.6.

Таблиця 6.6. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги

Обладнання	Тип	Кіл-ть	S, ВА	Загальна потужність	
				Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр (10кВ)	E335	2	2	4	-
Лічильник активної енергії	IMS	1	7	1,29	6,89
Лічильник активної енергії	IMS	6	7	7,81	41,28
Лічильник реакт. енергії	IMS	7	7	9,1	48,15
Всього:				18,2	96,31

Вторинне навантаження трансформатора напруги дорівнює:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P^2 + \Sigma Q^2)} = \sqrt{(18,2^2 + 96,3^2)} = 97,9 \text{ В·А}$$

Оскільки номінальна потужність трансформаторів з класом точності 0,5 $S_{2\text{ном}} = 120 \text{ ВА} > 97,9 \text{ ВА}$, то трансформатор відповідає умовам вибору.

6.5. Переваги та недоліки в застосуванні системи "SMART".

Використана технологія обліку в Smart IMS є повністю автоматизованою і не потребує великої кількості контролерів, усуваючи можливість негативного впливу суб'єктивних чинників на процес обліку.

Smart IMS здійснює чіткий контроль за розрахунками за спожиту електроенергію, використовуючи методи та засоби, що забезпечують своєчасну оплату споживаної електроенергії й уникнення нагромадження боргів перед постачальниками.

Smart IMS постійно моніторить процес електропостачання, оперативно виявляє технічні втрати або спроби незаконного відбору електроенергії.

Отже, впровадження Smart IMS призводить до загального скорочення операційних витрат і збитків постачальника електроенергії, що призводить до збільшення його прибутку.

Недоліком системи є висока початкова вартість придбання.

7 ВПРОВАДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПАТ «ЧЕРКАСІОБЛЕНЕРГО»

7.1. Виробнича діяльність ПАТ «ЧЕРКАСІОБЛЕНЕРГО»

Публічне акціонерне товариство "Черкасиобленерго" спеціалізується на постачанні електроенергії споживачам в Черкаській області. Фонд державного майна України (ФДМУ) володіє 46% акцій компанії, а ще 25% належать Приватному акціонерному товариству "Українська енергозберігаюча сервісна Компанія" ("УкрЕСКО"). Загальна кількість працівників компанії становить 3,700 осіб.

ПАТ "Черкасиобленерго" є відповідальним за розподіл електричної енергії для споживачів у Черкаській області. Ця діяльність проводиться відповідно до регульованого тарифу, і вона охоплює електромережі напругою від 150 до 0,4 кВ. Ліцензована діяльність компанії включає площу 20,9 тисяч квадратних кілометрів.

ПАТ "Черкасиобленерго" забезпечує розподіл електричної енергії для 631,530 споживачів, включаючи 616,177 побутових клієнтів. У компанії в експлуатації знаходиться 39 трансформаторних підстанцій напругою 110-154 кВ, а також 137 підстанцій напругою 35 кВ. Загальна потужність трансформаторних підстанцій напругою 35-154 кВ становить 2,348,8 МВА. Крім цього, в експлуатації знаходиться 8,969 трансформаторних підстанцій та розподільних пунктів напругою 6-35/0,4 кВ, зі сумарною потужністю 1,742,27 МВА.

Загальна довжина повітряних ліній електропередачі напругою від 0,4 до 154 кВ становить 29,397.48 кілометрів, а кабельних ліній напругою від 0,4 до 110 кВ - 2,102.73 кілометри. Загальний обсяг електричних мереж складає 170,62 тисяч умовних одиниць.

ПАТ "Черкасиобленерго" охоплює різні компоненти та підприємства, включаючи Уманські енергетичні мережі, ВП "Черкасиенергоремонт", а також 21 район електричних мереж.

Згідно з ліцензією, наданою Національною комісією, яка відповідає за державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, ПАТ "Черкасиобленерго" виконує розподіл електричної енергії за регульованим тарифом, використовуючи електромережі напругою 150-0,4 кВ для обслуговування споживачів в Черкаській області. Головною метою Товариства є поліпшення якості обслуговування споживачів електроенергії, забезпечення стабільності електропостачання об'єктів, зменшення технологічних витрат та вчасний розрахунок зі споживачами за електричну енергію на рівні 100%.

ПАТ "Черкасиобленерго" впровадило автоматизацію контролю та обліку електроенергії на всіх підстанціях Черкаської області.

Системи автоматизованого контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) встановлені в мережах напругою 150-110 кВ і на всіх підстанціях напругою 35/10 кВ. Це дозволяє автоматично зводити баланси розподільчих підстанцій, проводити розрахунки фактичних технологічних втрат при транспортуванні електричної енергії та відстежувати онлайн режими споживання електричної енергії, включаючи кількість спожитої електричної енергії, характер навантаження та наявність струму та напруги. Ця інформація дозволяє аналізувати дані та зменшувати зайві витрати електроенергії.

Згідно з Інвестиційною програмою на 2021 рік, впроваджується система АСКОЕ в розподільчих підстанціях напругою 10 кВ.

Впровадження системи автоматизованого контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) має декілька переваг. По-перше, вона дозволяє повністю автоматизувати облік витрат електричної енергії. По-друге, вона сприяє зменшенню надмірних витрат у електромережах, особливо важливо

враховуючи введення Постанови Уряду від 11.08.21 року, якою передбачено передачу функцій системного оператора енергоринку (ПСО) на операторів систем розподілу (ОСР).

Центральна служба приладів обліку та метрології ПАТ "Черкасиобленерго" відповідає за супровід та технічний облік всіх високовольтних підстанцій та юридичних споживачів, які використовують АСКОЕ.

Кожна філія Товариства має призначеного інженера, відповідального за аналіз технологічних витрат електроенергії. Цей спеціаліст проводить балансування ліній електропередач та проводить аналіз, результати якого дозволяють визначити лінії передачі електроенергії з найбільшими витратами. Спільно з інженерами інших служб філія Товариства приймає заходи для зменшення цих витрат.

Центральна служба приладів обліку та метрології ПАТ «Черкасиобленерго» відповідає за технічний облік всіх високовольтних підстанцій та юридичних споживачів, які використовують АСКОЕ. В Черкаській області наразі майже 1300 таких споживачів, з них 321 юридичний споживач із приєднаною потужністю більше 150 кВ, всі вони отримують обслуговування від Центральної служби приладів обліку та метрології ПАТ «Черкасиобленерго».

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії ПАТ «Черкасиобленерго» (АСКОЕ) створена як інформаційно-вимірювальна система. Основною метою цієї системи є надійний облік обсягів власного споживання електроенергії та автоматизований облік перетоків електроенергії між ПАТ «Черкасиобленерго» і суб'єктами Оптового ринку електроенергії (ОРЕ). Результати роботи цієї системи використовуються для здійснення відповідних фінансових розрахунків за спожиту електроенергію Компанією з ОРЕ. АСКОЕ орієнтована на використання сучасних

технологій, що дозволяє Компанії ефективно відповідати на будь-які вимоги ОРЕ.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії ПАТ «Черкасиобленерго» була створена з численними цілями та завданнями, включаючи:

1. Відповідність нормативним документам та вимогам щодо обліку електроенергії, включаючи погодинний облік електроенергії на межі балансової належності мереж ПАТ «Черкасиобленерго» і суб'єктів Оптового ринку електроенергії.

2. Зменшення технологічних втрат електроенергії за рахунок підвищення точності обліку та аналізу технологічних втрат у високовольтних та розподільчих мережах Компанії.

3. Автоматизація збору, передачі і обробки інформації з розрахункових та контрольних точок обліку електроенергії на підстанціях, трансформаторних підстанціях та інших об'єктах ПАТ «Черкасиобленерго».

4. Перевірка достовірності даних обліку електроенергії шляхом верифікації та формування балансів електричної енергії.

5. Забезпечення синхронності вимірювання потужності та електроенергії.

6. Виключення суб'єктивних факторів, пов'язаних з візуальним зчитуванням лічильників електроенергії та ручними розрахунками.

7. Автоматизація формування складових балансу потужності та електроенергії на межі з Оптовим ринком електроенергії та суміжними ліцензіатами.

8. Операційна підготовка звітів та аналітичних матеріалів для керівництва.

9. Передача комерційної інформації Головному операторові Оптового ринку електроенергії та обмін інформацією з іншими суб'єктами ринку.

10. Забезпечення доступу до даних лічильників та інформації на сервері баз даних.

11. Оперативний контроль перетоків електроенергії на території ліцензованої діяльності.

12. Можливість передачі даних до Головного оператора Оптового ринку електроенергії за допомогою основних та резервних каналів зв'язку.

13. Довгостроковий погодинний облік даних комерційного обліку за допомогою УППДВ і інших засобів зв'язку.

Крім цього, були впроваджені заходи для збору інформації від незалежних постачальників та юридичних споживачів. Програмно-технічні засоби автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) ПАТ «Черкасиобленерго» складаються з двох рівнів:

а) Нижній рівень АСКОВ (НР), який включає наступні компоненти:

- Рівень точок обліку електроенергії (РТО)
- Рівень об'єктів обліку електроенергії (РОО)

б) Верхній рівень АСКОВ (ВР), який включає наступні компоненти:

- Рівень центрального пункту АСКОВ (РЦП)
- Рівень автоматизованих робочих місць АСКОВ (АРМ)

Кожен рівень у цій ієрархії заснований на єдиносерійних програмно-технічних рішеннях, які спрямовані на використання сучасних мікропроцесорних пристроїв та обчислювальної техніки.

Верхні рівні системи керування АСКОВ (РЦП, АРМ) мають здатність обмінюватися інформацією з вищими рівнями інших підсистем АСКОВ ДП «Енергоринок», Дніпровської енергетичної системи (ДнЕС), енергопостачальних компаній суміжних областей та інших ліцензіатів. Крім того, вони можуть співпрацювати із відповідними підсистемами, які встановлені у споживачів ПАТ «Черкасиобленерго».

Нижні рівні АСКОВ (РТО, РОО) використовують інтелектуальні електронні лічильники електроенергії, швидкі комунікаційні модулі та засоби зв'язку.

Різні рівні системи об'єднані через локальні канали передачі даних (між РТО та РОО на об'єктах обліку), засоби телекомунікації (між НР та ВР), а також локальну комп'ютерну мережу (між рівнями РЦП та РКА). Крім того, вони можуть обмінюватися інформацією через засоби зв'язку із відповідними підсистемами ВР, які належать суб'єктам оптового ринку електроенергії.

АСКОВ ПАТ «Черкасиобленерго» працює цілодобово, без перерв, з регулярним зовнішнім контролем і запланованими технічними роботами під час планових зупинок і обслуговування. Для випадків аварій АСКОВ має можливість ручного введення інформації. Допускаються перерви в роботі АСКОВ та її окремих компонентів (наприклад, обладнання РТО) для проведення профілактичних і технічних робіт, але ці перерви не порушують установлені строки для звітності щодо комерційного обліку електроенергії та інформаційної взаємодії з суміжними АСКОВ. АСКОВ ПАТ «Черкасиобленерго» забезпечує збір інформації з усіх розрахункових точок обліку електроенергії на об'єктах обліку Компанії та розрахункових точок обліку на підстанціях суміжних суб'єктів ОРЕ.

На всіх рівнях АСКОВ ПАТ «Черкасиобленерго» відстежується та реєструється:

- порушення у схемі обліку;
- відхилення у електропостачанні технічних засобів АСКОВ Компанії;
- відсутність зв'язку із АСКОВ суміжних ліцензіатів;
- системні помилки у пристроях обліку електроенергії;
- неприпустимий розрив у показниках часу в лічильниках та пристроях обліку;
- порушення у функціонуванні програмно-технічних засобів на всіх рівнях АСКОВ Компанії;

- несанкціоновані втручання (або спроби втручання) у роботу складових АСКОЕ Компанії;

- неприпустимі розбіжності в показаннях основних та резервних лічильників на комерційних точках обліку.

АСКОЕ ПАТ «Черкасиобленерго» надає можливість фізичного розширення на всіх рівнях, включаючи такі аспекти:

- Зростання кількості електролічильників і приладів обліку;
- Розширення спектру параметрів, які зчитуються з лічильників і обробляються в АСКОЕ Компанії;
- Збільшення кількості користувачів системи АСКОЕ Компанії;
- Включення нових автоматизованих функцій до системи та підвищення рівня автоматизації існуючих операцій;
- Покращення інтерфейсів користувача;
- Адаптація програмних засобів та бази даних (БД) до вимог європейських стандартів ІЕС;
- Заміна існуючого технічного обладнання на більш сучасне та продуктивне.

До складу програмно-технічних засобів обліку на нижньому рівні входять такі компоненти:

а) Прилади обліку електроенергії, такі як трансформатори напруги (ТН), трансформатори струму (ТС) і лічильники.

б) Комунікаційний модуль (КМ).

в) Комунікаційне устаткування.

г) Кабелі.

У разі необхідності може бути встановлено робочі місця адміністраторів, операторів та користувачів системи АСКОЕ прямо на підстанції.

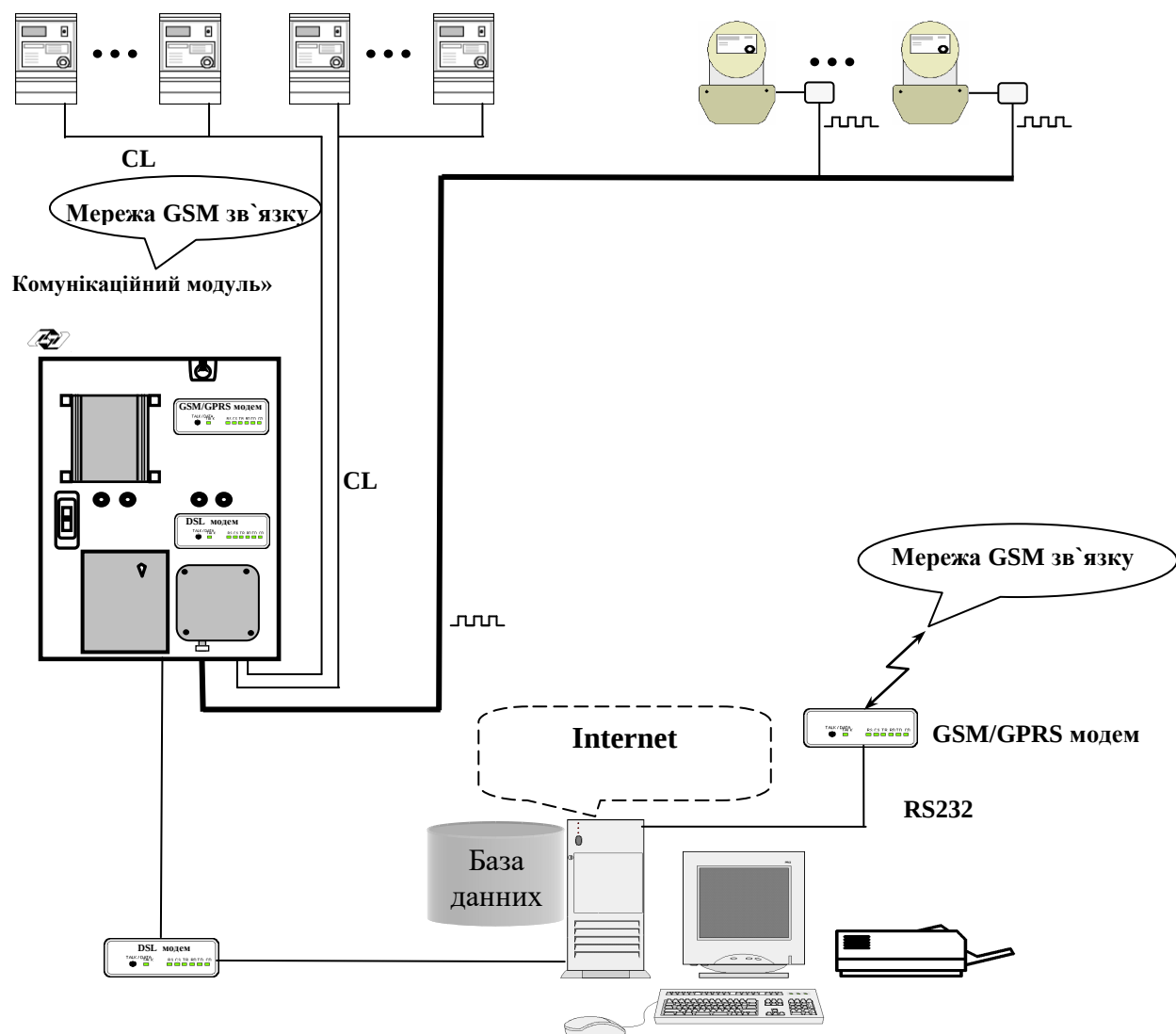


Рис. 7.1. Типова конфігурація програмно-технічних засобів обліку нижнього рівня

Робота верхньорівневих підсистем АСКОЕ відбувається в автоматизованому режимі завдяки технічному та програмному забезпеченню серверів центрального пункту АСКОЕ, до якого входять комунікаційний сервер, сервер баз даних та програмні додатки, а також завдяки автоматизованим робочим місцям (АРМ) адміністраторів, операторів та користувачів системи АСКОЕ.

ЛУЗОД (Локальне Устаткування Збору та Обробки Даних) є системою, розробленою для здійснення розрахунків за спожиту електроенергію. Вона

представляє собою комплекс засобів обліку, що забезпечують вимірювання, збір, накопичення, та оброблення інформації про обсяги та параметри потоків електричної енергії та значення споживаної потужності на конкретній площадці вимірювання. Вона також має інтерфейс дистанційного зчитування для використання у складі автоматизованої системи комерційного обліку.

АСКОЕ (Автоматизована Система Комерційного Обліку Електричної Енергії) є об'єднаною системою, яка включає в себе ЛУЗОД, засоби обліку, канали передачі інформації та пристрої для приймання, оброблення, відображення та реєстрації інформації. Основна відмінність між ЛУЗОД і АСКОЕ полягає в тому, що споживач, який користується ЛУЗОД, не може дистанційно контролювати дані про своє електроспоживання; ця інформація доступна лише обленерго.

Відповідно до Правил користування електричною енергією (ПКЕЕ), Автоматизована Система Комерційного Обліку Електричної Енергії (АСКОЕ) об'єднує Локальне Устаткування Збору та Обробки Даних (ЛУЗОД) в єдину функціональну систему. Ця система відповідає за вимірювання, збір, реєстрацію, накопичення, обробку та відображення інформації з ЛУЗОД. Крім того, АСКОЕ виконує ряд функцій для забезпечення виконання власником електроустановки вимог ПКЕЕ, які стосуються комерційних розрахунків з постачальником електричної енергії та електропередавальною організацією, таких як контроль потужності в години максимуму, контроль обсягу власного споживання електроенергії, контроль показників якості споживання та інші.

Відповідно до пункту 3.35 нової редакції Правил користування електричною енергією (ПКЕЕ), площадки вимірювання споживачів, які мають приєднану потужність електроустановок 150 кВт і більше та середньомісячний обсяг споживання за попередні 12 розрахункових періодів для діючих електроустановок або заявлений обсяг споживання електричної

енергії для нових електроустановок 50 тисяч кВт*год і більше, повинні бути обладнані локальним устаткуванням збору та обробки даних (ЛУЗОД).

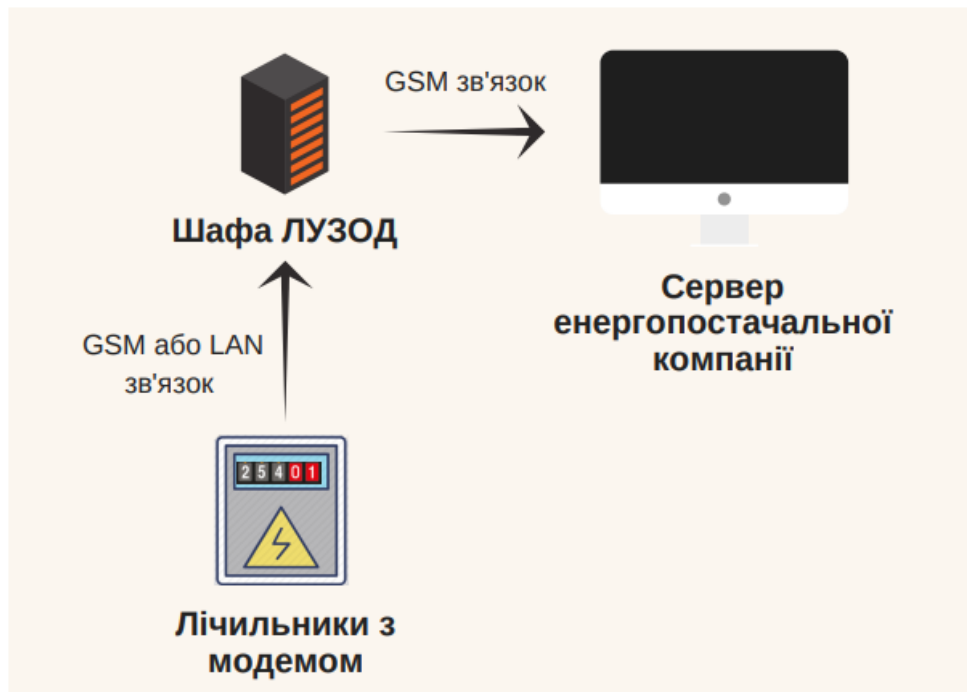


Рисунок 7.2 – Структурна схема ЛУЗОД.

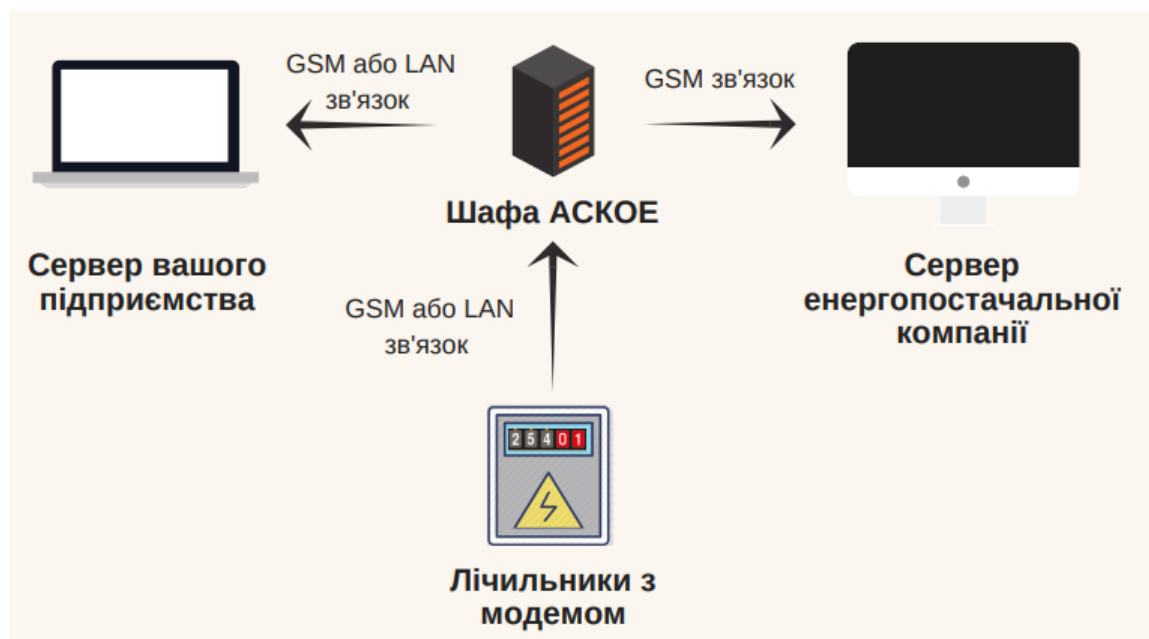


Рисунок 7.3 – Структурна схема АСКОЕ.

7.2. Переваги використання АСКОВЕ ЛУЗОВ.

Можливість перегляду інформації про споживання електричної енергії та потужності в будь-який момент та з будь-якою періодичністю, відкриває можливість для нагляду за споживанням електроенергії у реальному часі. Це надає змогу здійснювати аналіз споживання та прогнозування витрат на електроенергію.

Додатково, можливість зберігання та представлення інформації про споживання електричної енергії та потужності в зручному для аналізу форматі дозволяє виконувати детальний розгляд патернів споживання. Це може бути корисним для оптимізації стратегій управління енергоспоживанням.

Окрім того, наявність функції самостійного контролю за лімітами споживання електричної енергії або електричної потужності в години максимального навантаження енергосистеми дозволяє користувачам активно управляти своїм споживанням електроенергії та визначати стратегії енергоефективності.

7.3. Споживачі, що облаштовують свої електроустановки ЛУЗОВ.

Згідно з пунктом 2.2 та пунктом 3.2 розділу IV Кодексу комерційного обліку електричної енергії (ККОЕЕ), визначено наступне:

- Юридичні особи 1 рівня напруги ($U_n \leq 1 \text{ кВ}$), що включаються до Товариства Кінцевих Отримувачів (ТКО), будуть підпадати під ці вимоги у випадку, якщо середньомісячний обсяг споживання становить 50 тисяч кіловат-годин і більше.
- Юридичні особи 2-4 рівнів напруги ($U_n > 1 \text{ кВ}$), а також ті, чий середньомісячний обсяг споживання електричної енергії складає 50 тисяч кіловат-годин і більше, також підпадають під зазначені умови.

Це визначає критерії, за якими юридичні особи різних рівнів напруги мають виконувати певні вимоги, встановлені Кодексом комерційного обліку електричної енергії.

ПАТ «Черкасиобленерго» має декілька варіантів здійснення АСКОЕ за допомогою ЛУЗОД.

ЛУЗОД Light:

Призначений для невеликих об'єктів, цей інструмент має на меті забезпечити оптимальний контроль та управління енергоспоживанням. Основні функції включають:

- Організацію «наскрізного каналу» для забезпечення прямого доступу енергокомпанії та програмного забезпечення замовника.
- Контроль потужності, що дозволяє визначати і управляти максимальною потужністю, використаною об'єктом.
- Контроль споживання, який забезпечує можливість моніторингу та управління кількістю спожитої електроенергії.

Цей інструмент спрямований на забезпечення ефективного енергоспоживання та легкого взаємодії між енергетичними постачальниками та клієнтами, зокрема для невеликих об'єктів.

Шафа обліку

Шафа обліку в зборі з пристроєм збору-передачі даних (ЛУЗОД) представляє собою компактне рішення, спроектоване спеціально для невеликих об'єктів, а також нових і реконструйованих підстанцій. У цьому пристрої використовується пластиковий корпус, який відповідає стандарту IP65, забезпечуючи відмінний захист від впливу навколишнього середовища.

Шафа обліку в зборі з модемом (ЛУЗОД) призначена для використання на невеликих об'єктах та в нових чи реконструйованих підстанціях. Пристрій доступний у пластиковому корпусі з класом захисту IP65. Залежно від схеми

підстанції та місця установки, існують варіанти з двома лічильниками, а також в металевому корпусі IP65 для зовнішньої установки.

Цей пристрій забезпечує організацію передачі інформації від енергетичного об'єкта до енергопостачальної організації через мобільну мережу GSM / GPRS за допомогою відповідних протоколів.

ЛУЗОД ЕнергоПро:

Рішення "Автоматизована Система Комерційного Обліку Електроенергії" (АСКОЕ) під ключ із швидким монтажем пропонує низку важливих функцій:

1. Спрощений монтаж: Забезпечує швидкий та ефективний процес встановлення.
2. Перевірка правильності підключення лічильників: Забезпечує точність та надійність підключення лічильників.
3. Перегляд фазної діаграми в WEB інтерфейсі УСПД: Надає можливість моніторингу фазної діаграми через веб-інтерфейс системи обліку.
4. Легке налаштування: Забезпечує простий та зручний процес налаштування системи.
5. Виступає в ролі контролера АСУ ТП, АСДУ, сигналізації: Виконує функції контролю за системами автоматизації та сигналізації.
6. Незалежність від встановлених приладів обліку і вже встановлених систем: Забезпечує гнучкість та можливість інтеграції з різними приладами обліку та системами без необхідності додаткової адаптації.

7. Використання в складі будь-якого АСКОЕ без доопрацювання: Забезпечує сумісність та легкість інтеграції у різні системи комерційного обліку електроенергії без необхідності додаткових модифікацій.

Шафа зв'язку АСКОЕ ЛВС

Шафа зв'язку із використанням інтерфейсу RS-485 може ефективно приймати та передавати дані через Ethernet та оптоволоконні локальні мережі. Це рішення відкриває можливості для налагодження зв'язку між різними майданчиками вимірювання через Інтернет та локальні мережі, незалежно від їх географічного розташування споживача.

Дане рішення особливо корисне для систем обліку електроенергії та в області телеметрії, де важливо забезпечити ефективний обмін даними між вимірювальними точками, незалежно від їхнього місцезнаходження. Використання інтерфейсу RS-485, Ethernet та оптоволокна дозволяє забезпечити надійний та швидкий обмін інформацією в системах вимірювання та обліку електроенергії, підвищуючи ефективність та точність збору даних.

У Локальному Устаткуванні Збору та Обробки Даних (ЛУЗОД) використовуються електронні багатофункціональні засоби обліку, обладнані відкритим протоколом передачі даних DLMS або IEC 1107, що забезпечує доступ до первинної бази даних приладів обліку. Усі лічильники об'єднані в єдину інформаційну мережу.

Для забезпечення надійності системи, модем та технічні засоби ЛУЗОД оснащені системою безперебійного живлення.

Організація каналів зв'язку та зчитування інформації з ЛУЗОД до ПАТ «Черкасиобленерго» проводиться за рахунок самого ПАТ «Черкасиобленерго». У випадку використання GSM або GPRS-каналу, споживач самостійно встановлює GSM модем, проте ПАТ «Черкасиобленерго» надає SIM-картку для модему, який входить до складу

ЛУЗОД. Споживач відповідає за оплату послуг передачі даних через цей канал.

Для отримання доступу до первинної бази даних приладів обліку встановлені основний та резервний канали зв'язку. Швидкість передачі даних на обох каналах складає не менше 9600 кілобіт на секунду.

У системі використовуються багатофункціональні електронні засоби обліку активної та реактивної електроенергії, а також трансформатори струму та напруги, які включені до переліку засобів, дозволених для використання відповідно до Державного реєстру України.

Всі засоби вимірювальної техніки мають дійсні свідоцтва про повірку або пройшли державну метрологічну атестацію, що гарантує їхню точність та відповідність стандартам вимірювань.

Рекомендований перелік лічильників для використання в системі включає:

1. Itron SL 7000
2. ACE6000
3. Landis&Gyr ZxD, ZxG
4. EMH LZQJ-XC
5. Elster Alfa A1800
6. GAMA300
7. Iskra MT174

При встановленні лічильників здійснюється використання пристроїв, які забезпечують безпечну заміну та перевірку лічильника, такі як випробувальні блоки типу «КИ».

Номінали трансформаторів струму визначаються відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) пункту 1.5.17 і враховують встановлені та дозволені потужності, а також фактичні навантаження.

Клас точності трансформаторів струму відповідає вимогам ПУЕ пункту 1.5.16, що гарантує високу точність вимірювань в системі.

Прилади обліку електроенергії монтуються в релейних шафах, які забезпечують оптимальні умови для їх нормальної температурної експлуатації та можливість пломбування для забезпечення захисту від несанкціонованого втручання. Кабельні лінії інформаційних інтерфейсів оснащені грозозахистом та захистом від наведеної напруги, електромагнітних впливів та механічних пошкоджень.

Місця та умови встановлення засобів обліку повинні відповідати вимогам Правил користування електричною енергією (ПКЕЕ) пункту 3.7 та Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) розділу 1.5, щоб забезпечити ефективну та безпечну експлуатацію обладнання.

Синхронізація внутрішніх годинників обладнання вимірювальних комплексів виконується за допомогою атестованого чи повіреного засобу, що є джерелом часу з допустимою похибкою не більше $\pm 0,1$ секунди щодо Національної шкали координованого часу України.

Час внутрішніх годинників обладнання вимірювальних комплексів утримується в межах ± 1 секунди відносно Національної шкали універсального координованого часу України.

Технічні характеристики GSM модему

GSM Модуль є компактним терміналом передачі даних і SMS в стандарті GSM900/1800, включає в себе тримач SIM-карти, блок живлення та інтерфейс RS-232; RS-485. Керування ним відбувається за допомогою модемних AT-команд. Для його роботи необхідно підключити зовнішню антену та з'єднати з портом RS-232; RS-485 лічильника.

"Енергоцентр" - це комплект програм для автоматизованого технічного та комерційного обліку різних видів енергетичних ресурсів. Він може бути інтегрований з системами управління та фінансовими програмами для оперативного контролю за витратами на енергетичні ресурси. Основні можливості ПЗ "Енергоцентр" включають:

- ручний та автоматичний режими роботи,

- розрахунок споживання електроенергії за кожною точкою обліку протягом заданого періоду,
- контроль лімітів енергоспоживання,
- підтримку багатотарифного обліку,
- відображення інформації АСКОЕ у вигляді таблиць та графіків,
- постійний контроль за працездатністю лічильників,
- експорт даних до MS Excel та інші функції.

Також можливо встановлення WEB-інтерфейсу для отримання інформації та генерації звітів на будь-якому ПК через інтернет-зв'язок.

7.4. Заходи по оптимізації програмного забезпечення АСКОЕ

7.4.1. Система дистанційного перезавантаження

Основні вимоги стосовно пристрою дистанційного скидання визначаються модулем G8M-ATM MMP5.002, виготовленим компанією ТОВ "Elsi" у місті Львів. На рисунку 7.2 наведено схему включення.

Опис пристрою включає в себе закінчений пристрій з зовнішньою GSM антеною та двома каналами скидання апаратури за допомогою кола живлення або подвійної кнопки "Скидання". Пристрій забезпечує неперервне електроживлення протягом 12 годин. Контакти скидання розраховані на максимальні параметри $U=250V/10A$. Однією з необхідних умов є наявність SIM-картки.

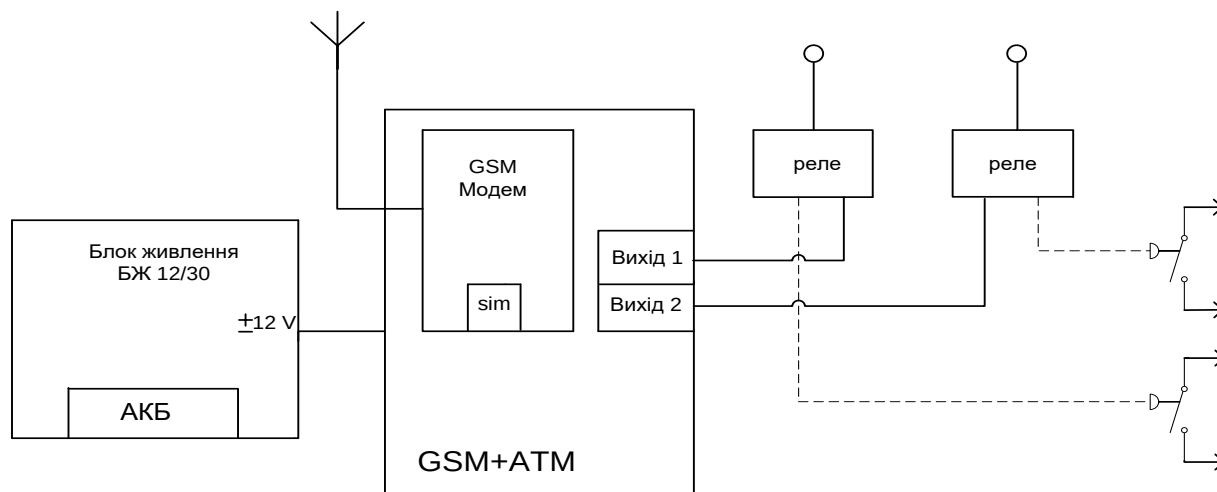


Рисунок 7.2 - Ссхема включенн модуля G8M-ATM MMP5.002

Стан рахунку на карточці та підтвердження виконання команди "Сброс" для кожного каналу управління можна здійснити через мобільний телефон за допомогою унікального коду, створеного лише для цього терміналу та вибраного каналу скидання.

Основні особливості включають:

- Повне автономне функціонування, що не залежить від системи АСКОЕ на нижньому рівні.
- Незалежне дистанційне управління.
- Регульований час включення/виключення/скидання.
- Можливість висилання сигналу підтвердження виконання вказаних операцій.
- Управління пристроєм без прив'язки до місця оператора.

7.4.2 Оновлення програмного забезпечення Oracle.

Мета оновлення програмного забезпечення Oracle полягає в підвищенні швидкості, якості та надійності обробки інформації через оновлення ліцензійного програмного забезпечення Oracle. Оновлення планується через

придбання ліцензії СУБД Oracle 10.2 Proc SE з можливістю розширення кількості пристроїв.

Oracle 10.2 має ряд переваг, включаючи підтримку багатовимірної моделі даних та впровадження нового уніфікованого механізму передачі даних та подій (Oracle Streams). Це дозволяє реалізовувати обмін неточними копіями та підмножиною об'єктів між різними версіями та платформами СУБД.

Сервер Oracle 10.2 також збирає інформацію про інтенсивність використання об'єктів БД, що дозволяє оптимізувати продуктивність системи через аналіз використовуваних таблиць, індексів та секцій.

Oracle 10.2 впроваджує можливість стиснення даних при збереженні. Якщо в блоках даних знаходиться значуща кількість однакових значень у колонці та таблиці, дублікати не зберігаються, а реконструюються лише при виконанні запиту на запис із блока. Це призводить до суттєвого зменшення обсягу зберігання даних та більш ефективного використання дискових масивів.

Важливо врахувати, що при прийнятті рішення про оновлення існуючої СУБД на Oracle 10.2 потрібно отримати офіційний висновок від розробників АСКОЕ ХАРТЕП, що їхня програма буде сумісна з новою версією Oracle 10.2. У випадку позитивного висновку, компанія Oracle може виконати міграцію, забезпечивши розширену технічну підтримку, вартість якої буде визначена з урахуванням обсягів робіт.

7.4.3 Оптимізація програмного забезпечення SIPAK Dialog Center.

Мета модернізації програмного забезпечення SIPAK полягає в розширенні функціональності і усуненні недоліків, виявлених у процесі експлуатації АСКОЕ, з урахуванням зміни законодавчої нормативної бази. Одночасно програма повинна сприяти підвищенню ефективності

використання АСКОЕ, зменшуючи кількість ручних операцій при обробці даних. Це включає в себе розрахунок втрат в лініях електропередач та трансформаторних підстанціях, усунення впливу людського фактора на результати розрахунків і підвищення ефективності передачі інформації в ОРЕ та іншим суб'єктам енергоринку.

Модернізоване програмне забезпечення "SiPak Dialog Center" призначене для виконання наступних завдань:

- Забезпечення взаємодії з експлуатованим програмним забезпеченням АСКОЕ і базою збереження даних СУБД "Oracle".
- Передача інформації в ОРЕ за допомогою універсального протоколу передачі даних (УПД).
- Щоденне формування і передача даних про обсяги поставок постачальників електроенергії за нерегульованим тарифом у формі макета 30900.
- Відображення інформації щодо обліку електроенергії та функціонування SIPAK на дисплеях робочих станцій як в автоматичному режимі, так і за запитом оператора.
- Виведення даних, отриманих за допомогою алгоритму розрахунку втрат, у вигляді графіка окремо для кожної точки обліку.
- Додавання додаткових графіків на моніторах для відображення результатів розрахунку втрат, зазначаючи величини та види втрат:
 - Для споживачів електроенергії першого класу відображення величини втрат тільки за першим класом.
 - Для споживачів електроенергії другого класу відображення величини втрат по першому і другому класу.
 - При розрахунку втрат в трансформаторах відображення величини втрат в трансформаторах.
- Модуль макетів повинен передбачати можливість редагування адресних полів формованих макетів.

Модуль розмежування доступу (МРД) в програмному забезпеченні SIPAK має враховувати наступні вимоги до інформаційної взаємодії:

- ПЗ SIPAK повинно забезпечувати передачу інформації в узгодженому обсязі до ДП «Енергоринок», НЕК «Укренерго», а також до суміжних підприємств.

- Передача інформації повинна відбуватися в автоматичному режимі через електронну пошту або за ініціативою оператора у вигляді макетів або за допомогою Універсального Протоколу Передачі Даних (УППДВ).

- ПЗ SIPAK повинно підтримувати стандартні програмні інтерфейси для обміну інформацією, включаючи інтерфейси з базами даних SQL та мережевий обмін по протоколах TCP/IP та NetBIOS.

Система повинна мати різні типи форм відображення для різних потреб:

Екранні форми призначені для надання оператору інформації на екрані дисплея, щоб оператор міг зручно взаємодіяти з системою та спостерігати за поточним станом.

Звітні форми, такі як макети і УППД, призначені для передачі і подальшого комерційного розрахунку з енергоринком. Ці форми дозволяють системі ефективно обмінюватися інформацією та здійснювати розрахунки відповідно до комерційних угод.

Звітні форми-макети призначені для обміну інформацією з іншими зацікавленими сторонами, забезпечуючи можливість ефективного обміну даними та забезпечення спільної роботи з іншими учасниками системи.

7.5. Впровадження інтелектуальних мереж

Впровадження інтелектуальних електромереж сприяє покращенню взаємодії з кінцевими споживачами електричної енергії і відкриває нові

можливості для забезпечення надійності розподільної мережі. Це досягається за допомогою:

- Використання засобів автоматичного виявлення порушень.
- Автоматизації роботи підстанцій та скорочення часу оперативних перемикачів.
- Підвищення адаптивності систем релейного захисту до змінних режимів роботи.
- Керування кінцевим попитом шляхом автоматизації електроприймачів для прямого управління та економічного стимулювання дотримання бажаного графіка навантаження.
- Оптимізації використання потужностей "великої" генерації, розподіленої генерації та систем накопичувачів енергії для взаємного резервування.
- Динамічної зміни діапазону навантажувальної спроможності устаткування електричної мережі відповідно до фізичних умов роботи.

В рамках забезпечення системної надійності, інтелектуальні електромережі впроваджують нові ефективні засоби для підвищення спостережуваності електричного режиму та управління основною електричною мережею. Серед цих засобів варто відзначити:

Засоби визначення стійкості ЕЕС та навантаження основного обладнання.

- Автоматизовані підстанції та системи керування електропередачами, використовуючи технології двонаправленого регулювання потоків енергії, зокрема технології Flexible Alternative Current Transmission Systems (FACTS) та FACDS, напівпровідникові трансформатори (SST), напівпровідникові ізолюючі пристрої (SS FID) та пристрої для досягнення заданих рівнів електромагнітної сумісності.

- Адаптивні системи керування мережами у випадку аварійних ситуацій, автоматичні реєстратори перехідних процесів і порушень.
- Моніторинг технічного стану силового устаткування та прогнозування його ресурсу.
- Засоби моделювання систем, включаючи прогнозування потужності генерації на основі відновлюваних джерел енергії, і системи інформаційної підтримки для прийняття рішень.

У початкових стадіях впровадження передової технології у розподільний мережевий комплекс інтелектуальні електромережі слід розглядати як локалізований об'єкт із високим рівнем керування. Це включає в себе розподілені джерела електроенергії, з'єднані між собою локальними електричними мережами із споживачами. Кожен з цих об'єктів повинен мати щонайменше дві точки приєднання до розподільної електричної мережі.

Під час розробки техніко-економічного обґрунтування для створення інтелектуальної мережі необхідно враховувати режим роботи мережі. Це включає у себе урахування приєднаних об'єктів генерації, які можуть працювати паралельно або окремо від зовнішньої розподільної мережі. Також необхідно отримати відповідні технічні умови для створення і приєднання інтелектуальних електромереж.

Робота інтелектуальних електромереж паралельно з зовнішньою розподільною мережею передбачає можливість передачі надлишкової потужності від об'єктів генерації в зовнішню розподільну мережу або споживання електроенергії з неї. Це повинно бути в обов'язку, достатньому для компенсації дефіциту генерації у інтелектуальній електромережі.

Реалізація паралельної роботи інтелектуальних електромереж з зовнішньою розподільною мережею вимагає розробки схемних рішень та проектних параметрів для будівництва локальної розподільної мережі. Також потрібно враховувати параметри реконструкції прилеглої зовнішньої

розподільної мережі напругою 6–20 кВ з урахуванням зміни рівнів струмів короткого замикання та потоків потужності в обидва напрямки.

Приєднання об'єкта малої генерації до електричних мереж здійснюється на основі технічних умов, в яких рекомендується:

- встановлення пристроїв автоматичної синхронізації генераторів із загальної електричної системи;
- наявність релейного захисту та протиаварійної автоматики, які уникатимуть несинхронного включення енергетичних установок до електричної мережі, а також запобігатимуть передачі несинхронного напруги на енергетичні установки від електричних мереж;
- влаштування каналів для передачі оперативної та технологічної інформації.

Сучасне інтелектуальне обладнання визначається як техніка, яка забезпечує максимальний контроль за всіма своїми системами, виконує самодіагностику та надає рекомендації щодо подальших дій у разі виявлення потенційно шкідливих пошкоджень чи ненормативного впливу.

Важливо відзначити, що таке обладнання повинно автоматично керувати своїми регульованими підсистемами, забезпечуючи повний контроль за правильністю виконання команд. Крім того, його можна розглядати як ключовий компонент базової ланки інтелектуальної електромережі. Отже, також важливим є використання надійних системних засобів, які забезпечують керування, контроль, захист і автоматизацію всієї системи в цілому, а також інтеграцію окремих комплексів та обладнання.

Важливим аспектом нового інтелектуального обладнання є його здатність до роботи систем керування, захисту та моніторингу не лише у вертикальному напрямі (через системи верхнього рівня), але й у горизонтальному (з взаємодією з іншим обладнанням). Для розв'язання ключових проблем, що виникають при модернізації електромереж та

інтеграції розподілених джерел енергії в розподільні мережі, проводяться дослідження та розробки.

Наприклад, проекти EPRI спрямовані на розробку засобів координації функціонування великої кількості розподілених джерел енергії та двонаправлених мереж зв'язку, включаючи [5] :

- стандарти функціональної сумісності обладнання інтелектуальних мереж та розподілених джерел енергії;
- засоби та стандарти для полегшення впровадження інтелектуальної мережі, використовуючи методологію IntelliGridSM;
- концепції інтеграції розподілених джерел енергії та Smart Substation;
- формування універсальних технологій «зв'язку» (UIT);
- платформи керування потужністю інтегрованих розподілених джерел енергії;
- нова структура споживання електроенергії електромобілями та механізми їх керування з використанням вітрогенераторів і фотоелектричних систем;
- механізми використання сучасних приладів обліку на основі динамічного ціноутворення та його вплив на поведінку споживачів;
- способи координації великої кількості розподілених джерел енергії, розглянутих як віртуальні електростанції (VPP).

За даними IEEE, області дослідження, які мають найбільший потенціал, включають прогнозування навантаження ЕЕС, діагностику та локалізацію несправностей, оптимізацію розподілу навантаження, оцінку надійності та динамічну стійкість ЕЕС. З огляду на те, що потреби споживача, зокрема людини, є пріоритетними, у майбутньому важливими факторами в енергетиці також будуть соціально-психологічні аспекти, додатково до технологічних, управлінських і економічних аспектів.

Аналіз показав, що реформування розподільних мереж на базі концепції Smart Grid повинно включати [20] :

1. Створення організаційно-економічних умов для впровадження нових засобів вимірювання, контролю та управління в електричних мережах.

2. Визначення ролі мережевих технологій в підвищенні якості та надійності поставок електроенергії, балансуванні виробництва та споживання електроенергії, а також ролі пристроїв керування в підвищенні пропускної спроможності ЛЕП та скороченні втрат електроенергії, регулюванні напруги в інтелектуальних мережах.

3. Нагляд за режимами електричних мереж за допомогою автоматизованих систем контролю, обліку та управління енерговикористанням, цифровий запис та аналіз аварійних подій у мережах, а також контроль і аналіз якості електричної енергії.

4. Комерційний облік електроенергії та контроль параметрів електроспоживання в умовах енергоринку, включаючи уніфікацію систем контролю, обліку та управління енерговикористанням; використання засобів та методів синхронізації вимірювань для забезпечення достовірності даних; забезпечення інформаційної взаємодії АСКОЕ; організація двосторонньої взаємодії суб'єктів енергоринку.

5. Визначення місця та ролі споживачів електроенергії, зокрема активних споживачів (продюсерів та споживачів-регуляторів), в інтелектуальних мережах, враховуючи місце теперішніх споживачів у таких мережах та механізми взаємодії споживачів з інтелектуальною мережею в умовах їх самоенергозабезпечення.

6. Управління режимами електроспоживання споживачів, включаючи управління режимами електроспоживання в умовах майбутніх моделей енергоринку.

7. Застосування сучасних методів та програмних засобів для розрахунку режимів розподільних електричних мереж та технічних втрат

потужності, включаючи оперативне управління режимами розподільних електричних мереж, розрахунок ustalених режимів та втрат електроенергії, визначення оптимальних місць розмикання та створення схем післяаварійного режиму, а також впровадження автоматизованих інформаційно-розрахункових систем для управління експлуатацією електричних мереж.

8. Впровадження сучасних інформаційно-комунікаційних технологій, таких як EnergyWeb та eNetworks;

9. Реалізація сучасних механізмів формування та функціонування фінансово-економічного блоку управління енергокомпанією (керування активами за станом; організація економічного-фінансового менеджменту в електроенергетиці; управління ризиками; організація договірних відносин на роздрібному ринку електроенергії; розробка інвестиційних механізмів для реалізації проектів оновлення.

8 ОХОРОНА ПРАЦІ

Всі питання щодо правового аспекту охорони праці в нашій країні вирішуються згідно з Конституцією. Законодавство, яке регулює правову охорону праці, встановлює режим робочого часу та відпочинку для працівників і службовців. Нормальна тривалість робочого тижня для всіх працівників не повинна перевищувати 41 годину на тиждень незалежно від того, чи це п'ятиденний чи шестиденний тиждень роботи. Протягом робочого тижня робочим і службовцям у віці від 16 до 18 років призначається 36-годинний робочий тиждень, так само як і тим, хто працює в умовах шкідливого впливу.

Також встановлено, що при роботі у нічний час з 22:00 до 6:00 тривалість робочої зміни скорочується на 1 годину, за винятком тих працівників, для яких вже передбачено скорочений робочий час. Застосування надурочних робіт допускається лише в виняткових випадках і за згодою місцевого профсоюзного комітету. Загальна кількість надурочних робіт для кожного працівника не повинна перевищувати 120 годин на протязі року. Використання осіб молодше 18 років на роботах у тяжких та шкідливих умовах та на об'єктах з підвищеною небезпекою забороняється.

Один з ключових елементів, спрямованих на утворення ефективних умов праці, - це організація режиму праці та відпочинку. В межах заходів, спрямованих на безпечну експлуатацію електроустановок, включається проведення оперативного обслуговування діючих електроустановок. Це, в свою чергу, передбачає періодичні та позачергові огляди системи електропостачання та електроприймачів, контроль і облік електроенергії, а також проведення оперативних перемикачів у електричних мережах для забезпечення безперебійного живлення електроенергією.

Оперативне обслуговування електроустановок виконується інженерно-технічним, черговим і оперативно-ремонтним електротехнічним персоналом.

Обов'язки чергового персоналу, пов'язані з конкретною електроустановкою, визначаються місцевими інструкціями. У цих інструкціях також мають бути викладені основні заходи з електробезпеки та пожежної безпеки, що стосуються експлуатованого електрообладнання.

Обслуговування електроустановок може виконуватися як однією особою, так і групою осіб. Кількість персоналу для кожного цеху, ділянки або підстанції визначається головним енергетиком підприємства.

При обслуговуванні електроустановок з напругою вище 1000 В старший по зміні (бригадир) або черговий повинні мати кваліфікаційну групу з ЕБ не нижче IV, а в електроустановках до 1000 В - не нижче III групи.

Для забезпечення безпечного виконання робіт в електроустановках використовуються організаційні заходи, такі як оформлення роботи нарядом або розпорядженням, видача допуску робочим для виконання робіт, нагляд під час роботи, документування перерв у роботі та переміщень бригади на інше робоче місце, а також оформлення завершення робіт і закриття наряду.

Оформлення наряду необхідне для робіт, які здійснюються з повним або частковим відключенням напруги з ремонтної електроустановки, а також для робіт, що виконуються без відключення напруги, але поблизу або безпосередньо на струмоведучих частинах, які знаходяться під напругою. Зазвичай ці види робіт вимагають підготовки робочого місця та реалізації технічних заходів для забезпечення їх безпечного виконання.

Організаційні заходи для забезпечення безпеки робіт, які проводяться в ході поточної експлуатації, включають наступне:

- складання переліку робіт особою, що відповідає за електрогосподарство підприємства, з урахуванням конкретних умов виробництва, що затверджується головним механіком підприємства;
- визначення необхідності виконання конкретної роботи виконавцем робіт та оцінка можливості її безпечного проведення.

Ці види робіт розглядаються як постійно дозволені і не вимагають

додаткового оформлення будь-яких додаткових розпоряджень.

В електроустановках підприємства вживаються певні технічні заходи для забезпечення безпеки, в числі яких:

1. **Малі напруги:** Якщо номінальна напруга електроустановки не перевищує тривало-допустиму напругу дотику, то навіть при одночасному дотику людини до струмоведучих частин різних фаз чи полюсів це буде вважатися безпечним. Однофазний дотик до струмоведучих частин, а також дотик до корпусу, що опинився під напругою, навіть якщо він не є заземленим, буде безпечним, оскільки струм через людину при дотику до фази залежить від опору ізоляції та малої напруги. Проте в умовах вологих приміщень, де опір людини може бути значно знижений, струм, що протікає через людину при дотику до двох виводів чи фаз, може бути невідпускаючим. Тому тут застосовуються інші заходи безпеки.

2. **Електричний розділ мережі:** У розгалуженій мережі великої довжини виявляється велика ємність та низький активний опір ізоляції відносно землі. Отже, струм короткого замикання в такій мережі може бути значним. Тому навіть однофазний дотик в мережі, навіть з ізольованою нейтраллю, є потенційно небезпечним. Шляхом розділення єдиної сильно розгалуженої мережі з великою ємністю та малим опором ізоляції на кілька менших мереж з такою ж напругою, але з низькою ємністю та високим опором ізоляції, ризик стає значно меншим. Так, струм через людину, яка торкається однієї фази, буде визначатися високим опором фаз відносно землі. Наприклад, у мережах напругою 380 В, якщо опір фази вище 63 кОм, а опір кола людини $R_{ch} = 1,0$ кОм, струм через людину не перевищить 10 мА.

Зазвичай, розділення електричних мереж здійснюється через під'єднання окремих споживачів за допомогою роздільного трансформатора, який живиться від основної мережі.

Продовження роботи електроустановки при глухому замиканні на землю становить велику небезпеку, оскільки людина, що доторкнулася до

справної фази, опиняється під лінійною напругою. Для уникнення цієї небезпеки необхідно постійно контролювати стан ізоляції.

3. Контроль та профілактика ушкоджень ізоляції: Проведення приймально-здаточних випробувань відбувається при введенні в експлуатацію нових електроустановок та тих, що виходять із ремонту. Обсяг та норми цих випробувань регламентуються Правилами устрою електроустановок (ПУЕ), Правилами технічної експлуатації (ПТЕ) та Правилами технічної безпеки (ПТБ).

4. Захист від випадкового дотику: На розглядуваному підприємстві застосовуються різні заходи для уникнення можливості дотику та небезпечного наближення до струмоведучих частин. Серед цих заходів використовуються огороження, розташування струмоведучих частин на недоступній висоті та електричні блокіровки. Огороження можуть бути як цільні, так і сітчасті. Електричні блокіровки розміщуються на кінцевих вимикачах або герконах. Для захисту від дотику до частин, які можуть виявитися під напругою, також застосовується подвійна ізоляція, що включає робочу і додаткову ізоляції. Додаткова ізоляція використовується для захисту від ураження електричним струмом і може включати покриття ручок та інших частин електрообладнання електроізоляційним матеріалом, а також використання ізольованих рукояток.

5. Захисне заземлення. Застосування захисного заземлення в мережі з заземленою нейтраллю напругою до 1000 В виявляється неефективним, оскільки при глухому замиканні на землю струм не залежить від опору заземлення і зростає зі зменшенням цього опору. Тому захисне заземлення застосовується у внутрішній цеховій мережі напругою 10 кВ з ізольованою нейтраллю. На розглядуваному підприємстві захисне заземлення виконується у вигляді замкнутого контуру навколо головного заземлювача.

6. Занулення: Використовується у чотирьохпровідних мережах до

1000 В зі заземленою нейтраллю. Для скорочення тривалості режиму замикання на корпус вводиться нульовий провід, який з'єднується з заземленою нейтраллю джерела та повторними заземлювачами. При зануленні корпуси електрообладнання пов'язані не з заземлювачами, а з нульовим проводом. Занулення перетворює замикання на корпус електроприймача в однофазне коротке замикання, що викликає спрацювання захисних пристроїв та селективне відключення ураженої ділянки мережі.

ВИСНОВКИ

Дана робота була направлена на дослідження енергоменеджменту енергопостачальних компаній України, який містить в собі огляд різних аспектів їхньої діяльності та впливу на енергосистему та ринок, включаючи організацію автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії при аналізі діяльності енергопостачальних компаній.

Розглянуто функції регулюючих органів і політика щодо енергоринку, вплив джерел виробництва електроенергії на функціонування енергосистеми, вплив стану електроенергетичних мереж та інфраструктури, розподільної системи, ініціатив з розвитку сучасних технологій в мережах на надійність і безпеку транспортування електроенергії. Сучасні мережі повинні будуватися на нових принципах з використанням сучасних технологій, конструкцій, та матеріалів. Вони обладнані сучасним електрообладнанням, системами керування, автоматизації та захисту, що відповідають вимогам споживачів щодо якості електроенергії та надійності постачання.

В роботі зазначено, що енергопостачальними компаніями прикладаються великі зусилля у напрямку енергоефективності та впровадженні сучасних технологій у виробництві та управлінні. Впроваджуються сучасні технології - енергопостачальні компанії інвестують у сучасні технології та обладнання для підвищення енергоефективності при виробництві та передачі електроенергії. Проводяться оптимізаційні заходи та покращення режимів роботи електростанцій з метою зменшення витрат енергії та палива - енергопостачальні компанії працюють над зменшенням технічних та комерційних втрат електроенергії під час передачі та розподілу.

Значну увагу приділено дослідженню оптового електроенергетичного ринку України, де аналізуються різні сегменти оптового ринку та розкривається їхні принципи функціонування, при цьому враховано імпорт та експорт електроенергії, а також операції трейдерів, що здійснюють

купівлю та продаж електроенергії. Досліджено формування обсягів продажу електроенергії та середньозважених цін в Україні.

Для забезпечення виконання основних задач і цілей в енергопостачальних компаніях організовано служби енергоменеджменту. В роботі детально розглянуто структуру енергоменеджменту у виробничо-економічній діяльності обласних енергопостачальних компаній та алгоритм визначення рейтингу РЕМів.

Розв'язання проблем зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах вимагає створення комплексної системи заходів зменшення втрат, враховуючи особливості внутрішньої економіки. В роботі розглянуто завдання зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах і обґрунтовано необхідність проведення досліджень в цій галузі. Також розроблено способи визначення та аналіз втрат електроенергії в електричних мережах.

Основними завданнями служби енергетичного менеджменту є зниження втрат і збільшення прибутку. Однією з актуальних проблем в енергетичному секторі економіки України, є організація точного і надійного обліку електричної енергії та потужності на Оптовому ринку електроенергії (ОРЕ) з оперативним наданням даних про виробництво, транспортування та споживання електроенергії суб'єктами ОРЕ.

В роботі проведено обґрунтування впровадження систем АСКОЕ на оптовому ринку електроенергії та застосування даних систем в енергетичній компанії «Черкасиобленерго». Зроблено висновок, що автоматизовану систему контролю обліку електроенергії (АСКОЕ) рекомендується встановлювати споживачам з великими обсягами споживання електроенергії, особливо тим, які споживають понад 100 тис. кВт*год на місяць. Також встановлення АСКОЕ буде обґрунтованим на об'єктах, де споживання електроенергії значно зростає в нічний час, оскільки в цей час електроенергія є дешевшою порівняно з денними годинами.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кваліфікаційна робота магістра : метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с.
2. Закон України № 2371-IX «Про внесення змін до Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо врегулювання відносин з продажу електричної енергії виробниками електричної енергії за двосторонніми договорами», 8 липня 2022 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2371-20#n5>
3. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. випуск. Ч. 1. – К.: ІЕД НАНУ, 2011. – С. 5–20.
4. Стогній Б.С. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк // Техн. Електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.
5. Стогній Б.С. Технологічний базис інтелектуальної об'єднаної енергетичної системи України / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.Г. Баталов, С.П. Денисюк // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. випуск. Ч. 1 – К.: ІЕД НАНУ, 2011.– С. 20–31.
6. Стаття 67 Закону «Про ринок електричної енергії».
7. Стаття 66 Закону «Про ринок електричної енергії».
8. На основі відповідей, наданих УЕБ на анкету ОЕСР у 2022 році.
9. Постанова КМУ № 983 «Про внесення змін до Порядку проведення електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми

договорами», 22 вересня 2021 р. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/983-2021-%D0%BF#n2>.

10. Постанова КМУ № 499 «Про затвердження Порядку проведення електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами та Порядку відбору організаторів аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами», 5 червня 2019 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/499-2019-п#Text>.

11. Постанова КМУ № 791 «Про внесення змін до Порядку проведення електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами», 28 липня 2021 р. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/791-2021-%D0%BF#n10>.

12. _Стаття 66 Закону про ринок

13. УЕБ, Положення про організацію та проведення електронного аукціону з продажу електричної енергії на товарній біржі, червень 2019 року, https://www.ueex.com.ua/files/ueex_regulations_of_electronic_specialized_auctions_electricity-eng.pdf?1674329696.

14. п. 42 Постанови КМУ № 887 ЦПро внесення змін до Порядку проведення електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами», 28 вересня 2020 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/887-2020-%D0%BF#n8>.

15. Постанова КМУ №1002 «Про внесення змін до Порядку проведення електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами», 28 жовтня 2020 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1002-2020-%D0%BF#n8>.

16. Закон України № 1639-IX «Про заходи, спрямовані на подолання кризи і забезпечення фінансової стабільності на ринку природного газу», 14 липня 2021 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1639-20#n267>.

17. УЕБ, Положення про організацію та проведення електронних аукціонів з купівлі-продажу електричної енергії за двосторонніми договорами в

комерційних секціях на товарній біржі – ТОВ «Українська енергетична біржа», 20 листопада 2019

р., https://www.ueex.com.ua/files/regulations_electronic_commercial_auctions-140622-eng.pdf?1674340874.

18. Закон України № 555-IV «Про альтернативні джерела енергії» від 20 лютого 2003 року (зі змінами), <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text>.

19. <https://oaji.net/articles/2017/1609-1511105811.pdf>

20. С.П.Денисюк. Формування технологічного базису модернізації розподільних електричних мереж на основі концепції SMART GRID/ Енергетика: економіка, технології, екологія – 2012, №1.