



Стаднік М.І.,  
Видмиш А.А.,  
Штуць А.А.,  
Колісник М.А.



# **ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ**

**ТЕОРІЯ ТА ПРАКТИКА**



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Стаднік М.І., Видмиш А.А., Штуць А.А., Колісник М.А.

«ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ.  
ТЕОРІЯ ТА ПРАКТИКА»

Навчальний посібник

Вінниця • ТВОРИ • 2020

УДК 621.38(072)

I-73

*Рекомендовано до друку вченою радою  
Вінницького національного аграрного університету  
28 Квітня 2020 р. (протокол № 11)*

Рецензенти:

*В. М. Кутін* – доктор технічних наук професор, завідувач кафедри електромеханічних систем автоматизації, Вінницького національного технічного університету;

*М. Я. Островерхов* – доктор технічних наук професор, завідувач кафедри теоретичних основ електротехніки, Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»;

*Н. Р. Веселовська* – доктор технічних наук професор, завідувач кафедри машин та обладнання сільськогосподарського виробництва, Вінницького національного аграрного університету.

I-73      «Інтелектуальні системи в електроенергетиці. Теорія та практика: навчальний посібник. / Стаднік М. І., Видмиш А. А., Штуць А. А., Колісник М. А. Вінниця: ТОВ «ТВОРИ», 2020. 332 с.

ISBN 978-966-949-435-1

У навчальному посібнику розглянуті основні інтелектуальні системи в електроенергетиці. Наведені основні визначення та поняття. Приведені етапи розвитку та досліджень інтелектуальних систем. Значна увага приділена питанням інформаційного забезпечення. Наведено сучасні питання з автоматизованих систем контролю та обліку електроенергією

**УДК 621.38(072)**

© Стаднік М. І., Видмиш А. А.,  
Штуць А. А., Колісник М. А., 2020  
© ТОВ «ТВОРИ», 2020

ISBN 978-966-949-435-1

## ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА .....	7
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ .....	8
ВСТУП.....	11
1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛІЗОВАНИХ СИСТЕМ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ .....	16
1.1. Аналіз зарубіжних досліджень.....	18
1.2. Народногосподарська ефективність розвитку інтелектуальної енергетики .....	20
1.3. Про загальносистемні ефекти, що мають значний вплив на балансову ситуацію в ЕЕС.....	21
1.4. Вимоги нової електроенергетики.....	24
1.5. Функціональні характеристики нової енергетики.....	25
1.6. Групи ключових технологічних областей, що забезпечують розвиток нової енергетики.....	26
2. ОСНОВНІ ЗАСАДИ РОЗВИТКУ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ НА ОСНОВІ SMART GRID.....	29
2.1. Найбільш вагомі фактори в електроенергетиці та ефекти створення Smart Grid .....	29
2.2. Вихідні положення концепції Smart Grid за кордоном .....	35
2.3. Функціональні характеристики Smart Grid .....	36
2.4. Базові підходи ключових вимог в концепції Smart Grid.....	38
2.5. Функціональні властивості енергосистеми на базі Smart Grid.....	40
2.6. Групи технологій Smart Grids.....	45
2.7. Розробка технології оперативного контролю для автономних енергосистем .....	46
3. НАПРЯМИ ДОСЛІДЖЕНЬ І РОЗРОБОК В ОБЛАСТІ ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ .....	51
3.1. Порівняльна характеристика функціональних властивостей сучасної енергетичної системи та енергетичної системи на базі	

концепції Smart Grid.....	51
3.2. Цілі і завдання технологічної платформи, уточнені, актуалізовані виходячи зі складу і структури напрямків кооперації на доконкурентній стадії.....	53
3.3. Групи технологій, які передбачається розвивати в рамках технологічної платформи.....	53
3.4. Обладнання та програмно - апаратні комплекси для інтелектуальних енергетичних систем .....	54
3.5. Технологічні платформи.....	55
3.6. Інноваційні технології та компоненти електроенергетичної системи .....	62
3.7. Інтегровані комунікації.....	67
4. СУЧАСНІ ПРИСТРОЇ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ .....	71
4.1. Вимірювальні прилади та пристрої .....	74
4.2. Будова мікропроцесорного лічильника електричної енергії.....	86
4.3. Принцип роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії альфа.....	98
4.4. Мікропроцесорні лічильники електричної енергії в системах АСКОВЕ.....	101
4.5. Структура багатотарифних інтегрованих приладів обліку .....	103
4.6. Вплив метрологічних показників приладів обліку електричної енергії на величину втрат електричної енергії під час передавання .....	115
5. ЗАСОБИ ПЕРЕДАЧІ ІНФОРМАЦІЇ.....	119
5.1. Високочастотні канали зв'язку по леп і розподільним силовим мережам.....	128
5.2. Високочастотні канали зв'язку по леп і розподільним силовим мережам .....	127
5.3. Канали зв'язку по радіо.....	131
5.4. Оптичонні кабелі, що підвішуються на ЛЕП.....	132
5.5. GPS супутникова навігаційна система GPS (GLOBAL	

POSITIONING SYSTEM).....	135
5.6. Канали передачі даних .....	137
5.7. Інтерфейси та протоколи .....	141
6. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ.....	150
6.1. Функціонування і розвиток ринку електричної енергії України. Завдання АСКОЕ в лібералізованих ринках електричної енергії.....	154
6.2. Загальна структура побудови АСКОЕ.....	159
6.3. АСКОЕ на базі імпульсних вимірювальних каналів.....	162
6.4. АСКОЕ обліку електроенергії, контроль ППРЕ в реальному часі та інформаційної взаємодією з АСКОЕ верхніх рівнів.....	167
6.5. Застосування АСКОЕ в умовах лібералізованого ринку електричної енергії України .....	171
6.6. Диференційований облік електроенергії та управління часом в АСКОЕ.....	183
6.7. Функціональна схема лічильників ОРЕ України.....	190
6.8. Аналіз зарубіжної практики впровадження сучасних автоматизованих систем обліку електроенергії.....	194
6.9. Інтелектуальних системи обліку SMART METERING.....	198
7. ЛАБОРАТОРНО-ПРАКТИЧНІ РОБОТИ .....	206
Лабораторно-практична робота № 1. <i>Дослідження роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії СЕ102М.....</i>	206
Лабораторно-практична робота № 2. <i>Дослідження роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії СЕ304 .....</i>	213
Лабораторно-практична робота № 3. <i>Дослідження роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії СЕ304 .....</i>	221
Лабораторно-практична робота № 4. <i>Дослідження роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії АЛЬФА А1140.....</i>	228
Лабораторно-практична робота №5. <i>Вивчення та дослідження лічильника «Енергія 9» .....</i>	236

Лабораторно-практична робота №6. Дослідження трифазного лічильника ЕНЕРГОМЕРА - ЦЭ6803В.....	251
Лабораторно-практична робота №7. Підготовка та проведення монтажних робіт при впровадженні АСКОЕ.....	261
Лабораторно-практична робота №8. Дослідження вимірювального комплексу, кіл вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку та точності обладнання комерційного обліку.....	267
Лабораторно-практична робота №9. Дослідження організації захисту інформації каналів зв'язку вимірювального комплексу .....	280
Лабораторно-практична робота № 10. Дослідження режимів функціонування АСКОЕ .....	287
СПИСОК ВИКОИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	293
ДОДАТКИ.....	301

## ПЕРЕДМОВА

Головними напрямками розвитку сучасної електроенергетики є вдосконалення інфраструктури, накладання на електричну мережу цифрового шару та модернізація бізнес – процесів під час вироблення, передавання, розподілення, постачання та використання електроенергії, як це визначено концепцією Smart Grid.

Перша група завдань передбачає створення високотехнологічної електроенергетичної системи, яка об'єднує електрогенерувальні установки різної фізичної природи і потужності та високоефективні струмоприймачі, з'єднані сучасними електричними мережами, що має на меті забезпечити надійне електропостачання споживачів, оптимізувати перетікання потужності елементами мережі, підвищити ефективність виробітку і мінімізувати втрати під час передавання та перетворення електроенергії в інші види енергії. Завдання другої групи спрямовано на створення стійкої системи обміну інформацією, оптимізацію та підвищення надійності управління електричною мережею на базі сучасних інформаційних та комунікаційних технологій. Третя група завдань має забезпечити узгодження управлінських рішень та комерційних операцій з купівлі-продажу електроенергії із технологічними принципами функціонування електричної мережі та забезпечити її сталий розвиток. Центральне місце для вирішення цих завдань в концепції Smart Grid надається Smart Meters («розумним лічильникам») і побудованим на їхній основі Smart Metering Systems, які в Україні традиційно відносять до АСКОЕ.

Термін «АСКОЕ» має два поширених трактування. «Вузьке» трактування обмежує сферу застосування АСКОЕ і розкриває цей термін, як автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії, які в свою чергу є підкласом більш широкого класу автоматизованих систем обліку електроенергії (АСОЕ).

«Широке» трактування терміну АСКОЕ – автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням – цілком відображує саму сутність таких систем, які почали створювати і впроваджувати ще в 70-х роках минулого століття.



## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ

АІС ВДКО – автоматизована інформаційна система використання даних, отриманих від АСКОВЕ суб'єктів ОРЕ;

АРМ – автоматизоване робоче місце;

АСКОВЕ – автоматизована система контролю, обліку та управління енерговикористанням;

АСОВЕ – автоматизована система обліку електроенергії;

БД – база даних;

ВІС – вимірювальна інформаційна система;

ВК – вимірювальний канал;

ЕС – електроенергетична система;

ГК – генеруюча компанія;

ГО – головний оператор;

ДМА – державна метрологічна атестація;

ДП – державне підприємство;

ДПЕЧЧУ – державний первинний еталон часу і частоти України;

ДСТУ – державний стандарт України;

ДТЧ – джерело точного часу;

ЄС – Європейський Союз;

ЗВТ – засіб вимірювальної техніки;

ЗОТ – засіб обчислювальної техніки;

ІОК – інформаційно-обчислювальний комплекс;

ІС – інформаційна система;

ЛУЗОД – локальне устаткування збирання та оброблення даних;

ЛУО – локальне устаткування обліку;

ЛЧ – лічильник електроенергії;

ЛЧд – лічильник електроенергії дублюючий;

ЛЧо – лічильник електроенергії основний;

МПД – мережа передачі даних;

МХ – метрологічна характеристика;  
НД – нормативний документ;  
НЕК – Національна енергетична компанія;  
НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;  
НШКЧ – національна шкала координованого часу;  
ОРЕ – оптовий ринок електроенергії;  
ПБД – первинна база даних;  
ПБЕЕС – правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів;  
ПЗ – програмне забезпечення;  
ПЗПД – пристрій збирання та передавання даних;  
ПКЕЕ – правила користування електричною енергією;  
ПНТ – постачальник за нерегульованим тарифом;  
ПО – пристрій обліку;  
ПП – пристрій перетворення;  
ППРЕ – поточний параметр режиму електроспоживання;  
ПРТ – постачальник за регульованим тарифом;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
РДДБР – ринок двосторонніх договорів та балансуєчий ринок;  
РДН – ринок «доба наперед»;  
РЕМ – район електричних мереж;  
РКОЕ – реєстр кодів суб'єктів, обладнання, організацій, територій та точок обліку енергоринку України;  
РУЗД – регіональне устаткування збирання даних;  
СОД – система оброблення даних;  
СРП – система розрахунку платежів;  
СТЧ – система точного часу;  
СТЧіСВ – система точного часу і підсистема забезпечення синхронності вимірювань;

ТЗ – технічне завдання;

ТО – технічне обслуговування

ТН – трансформатор напруги;

ТП – технічний проект;

ТС – трансформатор струму;

УБД – уніфікована база даних;

УППДВ – уніфікований протокол передавання даних вимірювань;

УРД – уніфікований реєстр даних;

ЦОВМ – центральний орган виконавчої влади з метрології;

ЦУЗД – центральне устаткування збирання даних;

ШЧ – шкала часу;

EIC – Energy Identification Code (енергетичний ідентифікаційний код);

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity (Європейська мережа системних операторів з передавання електроенергії);

ETSO – European Transmission System Operator (Європейський оператор систем передавання електроенергії);

GPS – Global Positioning System (глобальна система позиціонування);

NTP – Network Time Protocol (мережевий протокол часу);

UTC – Coordinated Universal Time (всесвітній координований час);

UTC(UA) – Coordinated Universal Time of Ukraine (національний координований час України).

## ВСТУП

Світовий попит на електроенергію щороку збільшується в середньому на 2,2 % та зростає, згідно з прогнозами аналітиків, з 20300 ТВт/год. сьогодні до 33000 ТВт/год. у 2030 році [1]. Запаси органічного палива скорочуються, хоча воно як і раніше є основним джерелом енергії, забезпечуючи близько 85 % світової потреби [2, 3]. Істотні зміни в світовій енергетиці останніх років, такі як: ускладнення топології енергосистем, збільшення частки відновлюваних джерел енергії, розвитку конкурентного ринку електроенергії, призводять до того, що зміни основних параметрів режиму і різних характеристик ОЕС – набувають непередбачуваного, різкозмінного характеру.

Вирішити проблеми енергозабезпечення допоможуть інтелектуальні електроенергетичні системи (ІЕС) [4–17]. У США, Європейському Союзі, Канаді, Китаї концепція Smart Grid є по суті державною політикою технологічного розвитку електроенергетики майбутнього.

Загальноприйнятого визначення інтелектуальних енергетичних систем (Smart Grid) в даний час в світі не існує. Англійська аббревіатура SMART розшифровується як Self Monitoring Analysis and Reporting Technology, тобто технологія, яка передбачає саомоніторинг і можливість передачі результатів моніторингу. В іноземній практиці використовуються також поняття Future Grid, Empowered Grid, Wise Grid, Modern Grid, IntelliGrid. Термін «інтелектуальна мережа» (Smart Grid) став відомий з 2003 року, коли він з'явився в статті «Попит надійності буде керувати інвестиціями» Майкл Т. Вурт [18]. У 1951 р. вчений Д. Мак-Кей ввів поняття самокерованих машин (такого поняття, як «штучний інтелект» тоді ще не було).

За визначенням Д. Мак-Кея у навчання входить спостереження і керування власною ціленаправленою поведінкою [19,20]. Ці функції, безумовно, є характерними для сучасної інтелектуальної системи, у тому числі і в електроенергетиці. З точки зору техніки найбільш цікавим і змістовним є визначення системи, дане академіком П.К. Анохіним: «Системою можна назвати тільки такий комплекс вибірково залучених компонентів, у яких

взаємодія та взаємовідношення приймають характер взаємодії компонентів на отримання сфокусованого корисного результату» [19]. При цьому «фокусований корисний результат» можна розглядати як досягнення мети функціонування системи. Таке визначення системи пов'язує її з цілеспрямованою активністю. Інтелект з точки зору технічних систем слід розглядати як поєднання здатності передбачення середовища з можливістю вибору відповідної реакції з множини альтернатив з урахуванням результату передбачення і поставленої мети. Вважається доцільним визначати інтелект в термінах поведінки системи (живої або штучної), що прагне до мети, та вимірювати ступінь її інтелекту щодо адекватності рішень, які нею приймаються. При відсутності мети прийняття рішень безпредметно і термін «інтелект» не має сенсу.

Згідно документу «Strategic research agenda of EPoSS – the European Technology platform on Smart Systems integration» [15] Smart Systems є

самодостатніми інтелектуальними технічними системами або підсистемами з розширеною функціональністю, що включає у загальному випадку базові мікро-, нано- та біосистеми та інші компоненти. Вони здатні відчувати, діагностувати, описати, оцінити та керувати у даній ситуації, їх робота посилюється завдяки їх здатності до взаємодії одна з однією щодо вирішення, виявлення та відпрацювання збурення. Вони відрізняються високою надійністю, часто мініатюрні, мережоподібні, інтелектуальні та енергетично автономні. Smart Systems є автономними або співпрацюючими системами та об'єднують моніторинг (сенсорні датчики), актуалізацію та інформатику (зв'язок), щоб допомогти користувачам або іншим системи виконувати свою роль.

Три покоління Smart Systems, наведені нижче, не обов'язково слідує один за одним у часі (номенклатура «покоління» в даному випадку означає підвищення рівня з «інтелектуальності» та автономності, а не слідування одного покоління з іншого):

1-е покоління Smart Systems – включають зондування та/або актуалізацію

в якості обробки сигналів або можливих дій;

2-е покоління Smart Systems – дозволяють прогнозувати і самонавчатися;

3-є покоління Smart Systems – моделювати людське сприйняття/пізнання.

Нижче представлена еволюція мережевих архітектур і відповідних технологій [3]:

– забезпечення зв'язку: цифровий доступ до інформації (Пошта, Web-браузер, Пошук);

– мережева економіка: автоматизація бізнес процесів (Електронна комерція, Електронна взаємодія (API), Автоматизація (ERP/CRM/SCM / OSS/BSS));

– ефект присутності: цифрова взаємодія (Бізнес & Соціальне середовище

– Соціальні мережі, Мобільні додатки, Хмарні технологи, Відео);

– Internet of Things: цифровий світ (Підключені до мережі: Люди, Процеси, Дані, Речі).

Наведемо окремі визначення інтелектуальної мережі Internet of Things в трактуванні окремих світових компаній [2, 3]:

– McKinsey & Company: сенсори і електромеханічні пристрої вбудовані в фізичні об'єкти (від дорожньої інфраструктури до кардіостимуляторів), з'єднані між собою за допомогою дротової і бездротової інфраструктури зв'язку;

– Accenture: «речі», з'єднані з мережею Інтернет у будь-який час, в будь-якому місці; інтеграція сенсорів і пристроїв в об'єкти повсякденного життя, які підключені до Інтернету за допомогою фіксованого зв'язку;

– Gartner: мережа з фізичних об'єктів, до якої можна отримати доступ за допомогою Інтернет та яка містить вбудовані технології, що є визначальними і взаємодіють з їх внутрішнім станом або навколишнім середовищем;

– SAP: фізичні об'єкти, об'єднані в рамках інформаційної мережі та активно беруть участь у бізнес - процесах і технологічних процесах;

– AT&T: бездротовий зв'язок з об'єктами реального світу;

– ITU: з'єднання повсякденних речей і пристроїв з електронними

мережами.

Незважаючи на існування низки визначень концепції ІЕС, їх можна узагальнити, визначивши інтелектуальну енергосистему як об'єднання енергетичної інфраструктури і впроваджених/розподілених інформаційно-комунікаційних технологій (програмного забезпечення, автоматизації, обробки інформації). З'єднання двох інфраструктур забезпечує наявність необхідного «інтелекту». Даний інтелект може бути представлений на різних рівнях мережі (генерація, мережеве програмне забезпечення, споживання, моніторинг та керування). Три базові принципи Smart Grid: безпечність, стандартизація, інтеграція. За поняттям «інтелектуальна енергетика» стоїть щось більше, ніж глибока інформатизація та автоматизація обладнання і процесів. Інтелектуальна енергетика це технологічний пакет, що забезпечує перехід до нового технопромислового та соціокультурного укладу.

Перші АСКОЕ було орієнтовано саме на розв'язання завдань управління енерговикористанням. Головними функціями АСКОЕ на той час були прогнозування навантаження та формування інформаційного забезпечення завдань управління режимами електроспоживання. Одночасно АСКОЕ почали застосовувати для контролю споживання електроенергії відповідно до планових або нормованих значень, що мало на меті підвищення ефективності енерговикористання.

Запровадження диференційованих за періодами часу тарифів на електроенергію надало новий поштовх у розвитку АСКОЕ, які забезпечували облік електроенергії за тарифними зонами на базі однозонних лічильників електроенергії.

Це спонукало споживачів до зменшення «пікового» навантаження і використання електричної потужності в «позапикові» години доби на економічних засадах. Новий рівень використання АСКОЕ для формування інформаційного забезпечення розрахунків за електроенергію за тарифами, диференційованими в часі, пов'язаний із початком застосування в Україні в середині 90-х років минулого століття багатофункціональних електронних

лічильників електроенергії (Smart Meters), що цілком змінило принципи побудови і зумовило застосування АСКОЕ, в першу чергу, для комерційного обліку електроенергії.

Зі створенням оптового ринку електричної енергії (ОРЕ) України, де диференціація обліку електроенергії здійснюється погодинно, а розрахунки за неї проводяться щоденно, АСКОЕ стали базовим інструментом визначення обсягів купівлі-продажу електроенергії. Перше десятиліття XXI ст. характеризується масовим впровадженням і об'єднанням АСКОЕ в розподілену ієрархічну систему комерційного обліку ОРЕ України. З березня 2011 року розрахунки в ОРЕ цілком здійснюються на підставі показів АСКОЕ.

В умовах лібералізації ринку електричної енергії автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням набувають чи не найважливішого значення в рамках вирішення завдань підвищення ефективності вироблення, передавання, розподілення та використання електроенергії. Лише за умови застосування високонадійних повномасштабних багатофункціональних АСКОЕ суб'єктів енергоринку, які узгоджено взаємодіють в єдиній інформаційній системі і забезпечують розв'язання завдань управління попитом та проведення розрахунків на ринку, зокрема, з урахуванням вартості допоміжних послуг, може бути створено передумови для підвищення ефективності використання електричної енергії кінцевими споживачами.



## **1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛІЗОВАНИХ СИСТЕМ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ**

В останнє десятиліття в передових країнах світу розвиваються технології Smart Grid, які розглядаються як основа модернізації та інноваційного розвитку електроенергетики.

Новітні технології, застосовувані в мережах, засновані на адаптації характеристик обладнання в залежності від режимної ситуації, активна взаємодія з генерацією та споживачами дозволяють створювати ефективно функціонуючу систему, в яку вбудовуються сучасні інформаційно-діагностичні системи, системи автоматизації управління всіма елементами, включеними в процеси виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії.

Електрична мережа з пасивного пристрою передачі і розподілу електроенергії перетворюється в активний елемент, параметри і характеристики якої змінюються залежно від вимог режимів роботи в реальному часі, в якій всі суб'єкти електроенергетичного ринку (генерація, мережа, споживачі) приймають активну участь у процесах передачі і розподілу електроенергії.

Для реалізації цієї нової функції мережі оснащуються сучасними швидкодіючими пристроями силової електроніки та електричними машинами, системами, що забезпечують отримання інформації в режимі on-line про режими роботи мережі і стан обладнання. У мережах і у споживачів знаходять широке застосування різного роду накопичувачі (акумулятори) електричної енергії, а споживачі стають активними учасниками процесу розподілу та споживання електроенергії.

Мережі оснащуються сучасними системами автоматизації управління нормальними і аварійними режимами роботи, використовуються потужні комп'ютерні засоби для управління та оцінки стану режимів роботи.

Для досягнення енергоефективності, зниження втрат, окрім застосування сучасного економічного обладнання і технологій застосовуються і проривні технології, такі як використання явища високотемпературної надпровідності.

Основними ідеологами розробки такої концепції виступили США і країни Європейського Союзу (ЄС), що прийняли її як основу своєї національної політики енергетичного та інноваційного розвитку. У подальшому концепція Smart Grid отримала визнання і розвиток практично у всіх великих індустріально розвинених країнах, де розгорнуто широкий спектр діяльності в цьому напрямку.

Найбільш масштабні програми і проекти розроблені і реалізуються в США та країнах Євросоюзу, Канаді, Австралії, Китаї та Кореї: так, наприклад, в США така програма має статус національної і здійснюється за прямої підтримки політичного керівництва країни, а в країнах Європейського Союзу для координації робіт і вироблення єдиної стратегії розвитку електроенергетики в 2004 році створена технологічна платформа Smart Grids «Європейська енергетична система майбутнього», кінцевою метою якої є розробка і реалізація програми розвитку Європейської енергетичної системи до 2020 року і далі.

Smart Grid розглядається за кордоном, насамперед, як концепція інноваційного перетворення електроенергетики на основі цілісної системи бачення її ролі і місця в сучасному і майбутньому суспільстві, визначальні вимоги до неї, підходи до забезпечення цих вимог, принципів і способів здійснення і необхідного технологічного базису для реалізації, в якій новим технологіям і пристроям відводиться роль одного з основних способів та інструментів його здійснення.

В основу концепції покладена цілісна і всебічно узгоджена в суспільстві система поглядів на роль і місце електроенергетики на перспективу, цілей та вимог до її розвитку, підходів до їх здійснення, принципів і способів реалізації та створення необхідного технологічного базису. Найбільш виразно і повно це сформульовано в основоположних матеріалах, представлених державними структурами ЄС і США.

Причини виникнення нової концепції пов'язані, в першу чергу, з тим, що останні десятиліття прогнозований розвиток у всьому світі характеризується

виникненням цілого ряду факторів, що визначають необхідність кардинальних перетворень в електроенергетиці:

- Постійне підвищення вартості електроенергії в усьому світі;
- Необхідність підвищення енергетичної та екологічної ефективності електроенергетики;

Зростання вимог споживачів до надійності і якості електропостачання поява прогресивних технологій в результаті НТП, що не знайшли належного застосування в сучасній електроенергетиці;

Зниження надійності енергопостачання;

Зміна умов функціонування ринків електроенергії та потужності. Виходячи з цього, за кордоном був проведений глибокий аналіз можливих шляхів розвитку електроенергетики, результати якого показали наявність серйозних обмежень можливостей розвитку галузі, в рамках колишньої екстенсивної концепції, заснованої переважно на поліпшенні окремих видів обладнання і технологій, що володіють навіть більш досконаліми порівняно з досягнутими на сьогодні функціями і характеристиками.

### **1.1. Аналіз зарубіжних досліджень**

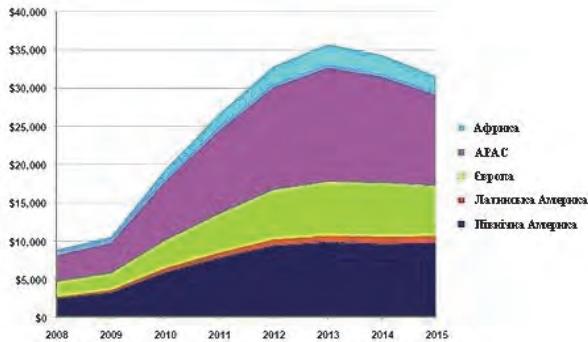
За оцінками американського Electro Power Research Institute, в найближчі два десятиліття в США на реалізацію проектів «Smart Grid» буде спрямовано близько 160 млрд. дол США, а в світі - сумарні інвестиції в цю сферу перевищують 500 млрд. дол США.

Крім європейських країн, Америки і Канади, все нові й нові держави усвідомлюють необхідність докорінної модернізації електричних мереж і вкладають серйозні державні кошти в їх вивчення і розвиток. Так, Китай серйозно стурбований можливістю побудови ефективної енергосистеми. Компанія JUSCCE (Державний кооператив енергомереж Китаю) в Китаї займається стимулюванням інтересу до концепції Smart Grid, планує її впровадження, і організовує різні зустрічі, симпозиуми. Інвестиції в конструювання енергосистеми найбільшої енергетичної компанії в Китаї вже

2007 році склали 31.8 мільйонів доларів. Друге за величиною підприємство Китаї - Північний кооператив енергомереж - за даними журналу *Fortune* вклав 30 мільйонів доларів.

Корея будує амбітні плани з побудови та впровадження концепції Smart Grid, що створює додаткові доходи і робочі місця в країні. Високотехнологічна енергетична система, на їх думку, створить ринок вартістю 54.5 млрд. доларів і більше 500 тисяч нових робочих місць щорічно, а також зменшить споживання електроенергії населенням на 3% при завершенні програми в 2030 році.

За даними Портал-Енерго до 2019 р. на будівництво енергетичних об'єктів на базі концепції Smart Grid буде витрачено в цілому \$ 400 млрд. (рис.1.1). Близько 82% цієї суми буде спрямовано на впровадження систем автоматизації, 16% на впровадження датчиків з вимірювання витрати електроенергії в режимі реального часу.



**Рисунок 1.1. – Витрати на інтелектуальні мережі в період до 2019 р. (В млрд. дол.)**

За прогнозами аналітиків, основними трендами ринку Smart Grid стануть: підвищення надійності та безпеки енергетичних систем, підвищення ефективності і зниження витрат на передачу і споживання електроенергії, забезпечення балансу між обсягами вироблення і споживання електроенергії, а також зниження ступеня впливу електроенергетики на навколишнє середовище. На цьому шляху індустрії доведеться зіткнутися не тільки із

завданнями технічного та фінансового плану, але й вирішити проблему відсутності стандартів.

За прогнозом IDC, в 2020 в світі буде встановлено понад 160 млн. smart датчиків споживання електричної енергії: США мають у цьому напрямку найбільш серйозні наміри – в 2020 на інтелектуальне управління електроживленням планується перевести 15% споживачів, а протягом 10 років - всіх до єдиного.

Проектування і подальша реалізація інтелектуальної енергетичної системи на основі концепції Smart Grid неможливі без розгорнутого техніко-економічного обґрунтування, в основі якого лежить, з одного боку, аналіз очікуваних ефектів різного типу, з іншого - оцінка витрат на впровадження нових технічних засобів і систем управління, супутніх інформаційних і комунікаційних технологій.

## **1.2. Народногосподарська ефективність розвитку інтелектуальної енергетики**

Народногосподарська ефективність розвитку інтелектуальної енергетики визначається співвідношенням капіталовкладень, необхідних для масового впровадження нових технологічних пристроїв і систем управління та галузевого ефекту зниження (економії) витрат на функціонування і розвиток енергосистеми за рахунок:

зниження капіталовкладень в додаткові генеруючі потужності «загальносистемних» електростанцій з урахуванням зниження максимуму навантаження, загального електроспоживання, розвитку розподіленої генерації, вимог до резервів і збільшення допустимих обсягів балансових потоків потужності;

зниження капіталовкладень в додаткове збільшення пропускних спроможностей міжсистемних зв'язків в ЕНЕС, а також у розвиток розподільчої мережі, з урахуванням більш ефективного моніторингу та активного управління існуючими лініями, а також ефектів від управління

попитом і розвитку розподіленої генерації у споживачів, що знижують вимоги до обсягу резервування мережевими потужностями;

- зниження паливних витрат за рахунок покращеної оптимізації режимів завантаження електростанцій, залучення розподіленої відновлюваної генерації і скорочення загального електроспоживання (включаючи втрати в мережах);

- зниження експлуатаційних витрат у результаті переходу на нові типи обладнання та управління, з більш високою автоматизацією.

Досвід розробки концепцій і стратегій розвитку інтелектуальної енергетики в різних країнах світу показує, що її створення має оцінюватися не тільки як дуже складна інженерна задача, націлена на подолання конкретних технічних, управлінських і економічних проблем в електроенергетиці.

### **1.3. Про загальносистемні ефекти, що мають значний вплив на балансову ситуацію в ЕЕС**

Створення ІЕЗ ААС буде супроводжуватися низкою загальносистемних ефектів, що мають значний вплив на балансову ситуацію в ЕЕС. Основні їх типи пов'язані з переходом до нової якості управління в енергосистемі:

- ефекти управління попитом забезпечують зміну режимів електроспоживання, зниження максимуму і ущільнення графіка навантаження в енергосистемі, а в ряді випадків супроводжуються і загальним зниженням рівня електроспоживання;

- ефекти управління втратами при передачі та розподілі електроенергії формуються за рахунок скорочення втрат при впровадженні нових типів проводів і силового обладнання та зменшення навантажувальних втрат при переході до інтелектуального управління режимами мережі, а також внаслідок зміни режимів електроспоживання при реалізації ефектів управління попитом;

- ефекти управління пропускними здатностями ліній в основній і розподільній мережі забезпечують збільшення допустимих перетоків

потужності за рахунок впровадження технологій гнучких передач і нових систем автоматизованого моніторингу статичної стійкості мережі;

- ефекти управління генерацією дозволяють досягти раціонального використання великої і розподіленої генерації. Одним з важливих ефектів в цій сфері є інтеграція в енергосистему великих обсягів розподіленої генерації та підвищення керованості потоками електроенергії, виробленої на електростанціях з нерегулярними режимами вироблення енергії (вітрових, сонячних та ін);

- ефекти управління надійністю і якістю енергопостачання забезпечують зниження частоти і тривалості аварійних ситуацій, що є причиною прямого недовідпуску електроенергії споживачам або неналежної якості поставки. При цьому, як наслідок, знижуються прямі економічні втрати споживачів через упущення фінансової вигоди, псування сировини, обладнання, витратних матеріалів та ін.

Для попередньої оцінки можливих системних ефектів в ЄЕС та СНД при створенні інтелектуальної електроенергетики були використані дані за результатами пілотних проектів і більш комплексними програмами розвитку Smart Grid, реалізацію яких розпочато в різних країнах.

Слід зазначити, що з багатьох причин зберігається вкрай висока невизначеність очікуваних ефектів від впровадження елементів Smart Grid. Проте, представлені нижче узагальнення цільових установок або перших результатів дозволяють уточнити раніше наведені діапазони можливих ефектів в ЄЕС. Підсумкові параметри зміни балансових умов наведено в табл. 1.1. Вони відображають середні і нижні показники розглянутих пілотних проектів. Параметри для 2020 припускають реалізацію проекту ІЕЗ ААС в обсязі 25% від показників 2030. Параметри зміни балансових умов, прийняті для оцінки ефектів розвитку інтелектуальної енергетики в ЄЕС, в СНД показані в табл. 1.1

Таблиця 1.1. Параметри зміни балансових умов, прийняті для оцінки ефектів розвитку інтелектуальної енергетики в ЄЕС, %

Умова	Пілотні проекти Smart Grid	Цільові показники інтелектуальної енергосистеми в ЄЕС та СНД	
		2020	2030
Зниження прогнозованого максимуму навантаження	10-20	2,5	10
Зниження кінцевого електроспоживання	5-15	2	8
Зниження втрат в мережах (щодо звітного рівня)	20-50	7,5	30
Зниження необхідних резервів потужності в генерації (щодо звітного рівня)	20-30	5	20
Збільшення пропускної здатності міжсистемних зв'язків	5-10	2,5	10

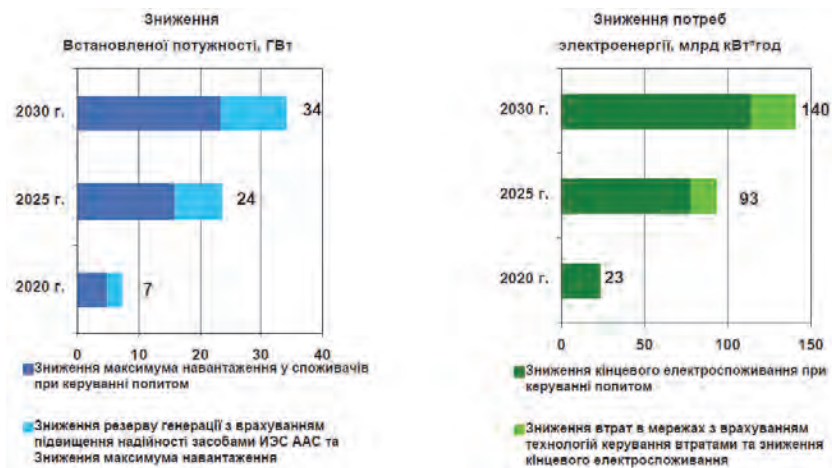
Спільний вплив даних ефектів кількісно відбивається на балансовій ситуації в ЄЕС, СНД через зміну потреби в електроенергії і встановленої потужності.

Спільний вплив технологічних ефектів на балансові умови призводить до їх взаємного посилення (синергії). У результаті зміни потреби в електроенергії і встановленої потужності електростанцій виявляються більше, ніж розраховані у вигляді простої суми ефектів.

На рис.1.2. показана кількісна оцінка зміни балансових умов у ЄЕС до 2030 при розвитку інтелектуальної енергетики.

Оцінки, зроблені для вихідних балансових умов базового варіанту Генеральної схеми розміщення об'єктів електроенергетики, показують, що реалізація до 2030 основних заходів щодо створення інтелектуальної енергетики в Росії дозволить знизити потребу встановленої потужності більш ніж на 10% (на 34 ГВт) і електроспоживання майже на 9% (140 млрд. кВт · год). При цьому відносний рівень втрат у мережах послідовно знизиться на 30% - з 12 до 10% в 2020 і до 8% в 2030.





**Рисунок 1.2. – Кількісна оцінка зміни балансових умов у ЄЕС, СНД до 2030 при розвитку інтелектуальної енергетики**

#### 1.4. Вимоги нової електроенергетики

У рамках концепції Smart Grid різноманітність вимог усіх зацікавлених сторін (держави, споживачів, регуляторів, енергетичних компаній, збутових і комунальних організацій, власників, виробників обладнання та ін.) зведена до групи так званих ключових вимог (цінностей) нової електроенергетики, сформульованих як: доступність забезпечення споживачів енергією без обмежень залежно від того, коли і де вона їм необхідна, і залежно від оплачуваної якості;

надійність – можливість протистояння фізичним і інформаційним негативним впливам без тотальних відключень або високих витрат на відновлювальні роботи, максимально швидке відновлення (самовідновлення)

економічність – оптимізація тарифів на електричну енергію для споживачів і зниження загальносистемних витрат;

ефективність – максимізація ефективності використання всіх видів ресурсів і технологій при виробництві, передачі, розподілі та споживанні електроенергії;

органічність взаємодії з навколишнім середовищем – максимально можливе зниження негативних екологічних впливів

безпека – недопущення ситуацій в електроенергетиці, небезпечних для людей і навколишнього середовища.

Принципово новим тут є те, що всі висунуті ключові вимоги (цінності) передбачається розглядати як рівноправні, і ступінь їх пріоритетності, рівня і співвідношення не є загальними, нормативно зафіксованими для всіх, а можуть визначатися і здійснюватися для кожного розглянутого суб'єкта енергетичних відносин (енергокомпанія, регіон, місто, домогосподарство і т.п.) по суті індивідуально.

У такій постановці завдання розвитку енергетики з переважно балансової трансформується в завдання створення, розвитку та надання споживачеві і суспільству в цілому, свого роду, «меню» енергетичних можливостей.

### **1.5. Функціональні характеристики нової енергетики**

У рамках концепції Smart Grid для досягнення ключових вимог (цінностей) передбачається розвиток наступних функціональних характеристик:

1. Самовідновлення при аварійних збуреннях: енергосистема та її елементи повинні постійно підтримують своє технічний стан на необхідному рівні шляхом ідентифікації, аналізу та переходу від управління за фактом збурення до попередження аварійного пошкодження.

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача: забезпечення можливості самостійного зміни споживачами обсягу і споживчих характеристик (рівня надійності, якості тощо) одержуваної енергії на підставі балансу своїх потреб і можливостей енергосистеми з використанням інформації про характеристики цін, обсягів, надійності, якості та ін.

3. Опір негативним впливам: наявність спеціальних методів забезпечення стійкості та живучості, що знижують фізичну та інформаційну вразливість всіх складових енергосистеми і сприяють як запобіганню, так і швидкому

відновленню її після аварій відповідно до вимог енергетичної безпеки.

4. Забезпечення надійності та якості електроенергії шляхом переходу від системно - орієнтованого підходу (System-based approach) до забезпечення цих властивостей до клієнтоорієнтованої (Customer-based), і підтримці різних рівнів надійності та якості енергії в різних цінових сегментах.

5. Різноманіття типів електростанцій і систем акумулювання електроенергії (розподілена генерація): оптимальна інтеграція електростанцій і систем акумулювання електроенергії різних типів і потужностей шляхом підключення їх до енергосистеми за стандартизованими процедурами технічного приєднання та перехід до створення «мікроенергосистем» (Microgrid) на стороні кінцевих користувачів.

6. Розширення ринків потужності та енергії до кінцевого споживача: відкритий доступ на ринки електроенергії активного споживача і розподіленої генерації, який сприяє підвищенню результативності та ефективності роздрібного ринку.

7. Оптимізація управління активами: перехід до віддаленого моніторингу виробничих активів в режимі реального часу, інтегрованому в корпоративні системи управління, для підвищення ефективності оптимізації режимів роботи та вдосконалення процесів експлуатації, ремонтів та заміни обладнання за його станом, і, як наслідок, забезпечення зниження загальносистемних витрат.

### **1.6. Групи ключових технологічних областей, що забезпечують розвиток нової енергетики**

Реалізація висунутих ключових вимог і здійснення функціональних властивостей розглядаються в рамках концепції Smart Grid з позицій ідентифікації забезпечення їх ключових (базових) технологічних областей і технологій або технологічного базису, що вимагають відповідного інноваційного розвитку.

Під технологічним базисом тут розуміється сукупність технологій, що дозволяють забезпечувати узгоджену структуру проміжних і кінцевих

продуктів і послуг на певному етапі розвитку галузі. У концепції Smart Grid при формуванні технологічного базису за кордоном розглядається як необхідне питання забезпечення технологічної наступності переходу від існуючої технологічної бази енергетики до нової з мінімально можливими витратами.

У США та Європейському Союзі рішення цих проблем передбачається шляхом створення якогось нормативного поля, формованого у вигляді широкої системи стандартів і вимог до функцій, елементів, пристроїв, системи взаємодій і т.д. (так, наприклад, в США планується розробка більш 100 видів стандартів), в рамках яких розробникам і виробникам надано право можливість створення пропозиції, а користувачам (енергетичним компаніям споживачам) – формування «своєї» Smart Grid, як вони це для себе бачать (принцип або ефект пазла). Характеристики необхідні для досягнення ключових вимог Smart Grid показані на рис.1.3.



**Рисунок 1.3. – Характеристики необхідні для досягнення ключових вимог Smart Grid**

З метою створення нового, інноваційного технологічного базису енергетики були сформовані п'ять груп ключових технологічних областей, що забезпечують, проривний характер:

- Вимірювальні прилади і пристрої, що включають, в першу чергу, smart лічильники та smart-датчики;

- Удосконалені методи управління: розподілені інтелектуальні системи

управління та аналітичні інструменти для підтримки комунікацій на рівні об'єктів енергосистеми, що працюють в режимі реального часу і дозволяють реалізувати нові алгоритми та методики управління енергосистемою, включаючи управління її активними елементами;

- Вдосконалені технології і компоненти електричної мережі: гнучкі передачі змінного струму FACTS, постійний струм, надпровідні кабелі, напівпровідникова, силова електроніка, накопичувачі та ін.

- Інтегровані інтерфейси і методи підтримки прийняття рішень, управління попитом, розподілена система моніторингу і контролю (DMCS), розподілена система поточного контролю за генерацією (DGMS), автоматична система вимірювання протікають процесів (AMOS), і т.д., а також нові методи планування і проектування як розвитку, так і функціонування енергосистеми та її елементів.

- Інтегровані комунікації, які дозволяють елементам перших чотирьох груп забезпечувати взаємозв'язок і взаємодію один з одним, що і представляє, по суті, Smart Grid як технологічну систему.

## 2. ОСНОВНІ ЗАСАДИ РОЗВИТКУ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ НА ОСНОВІ SMART GRID

### 2.1. Найбільш вагомі фактори в електроенергетиці та ефекти створення Smart Grid

Інтелектуальна енергетика справедливо розглядається як цілісна технологічна платформа, що відповідає енергетичним потребам нової, інноваційної економіки 21 століття, запитам постіндустріального

суспільства, вимогам сталого розвитку (sustainable development). Саме тому все більшої актуальності набуває оцінка так званих зовнішніх, екстремальних ефектів, очікуваних від створення Smart Grid. Ефекти від впровадження енергосистеми на базі концепції Smart Grid показані в таблиці 2.1.

Дані ефекти акцентують увагу на тому, якою мірою створення ІЕЗ ААС відповідає соціальному запиту суспільства та економіки до нових стандартів енергопостачання, і тому також повинні стати складовою частиною розгорнутого техніко-економічного обґрунтування створення інтелектуальної енергетики, доповнюючи основні технологічні і прямі економічні ефекти.

Таблиця 2.1. Ефекти від впровадження енергосистеми на базі концепції Smart Grid

Параметри	2000	2025		
	Базис	Енергетична система без Smart Grid(сценарій 1)	Енергетична система на базі Smart Grid(сценарій 2)	Відношення показників сценарія 2 до сценарія 1
Споживання електроенергії (млрд. кВт*год)	3800	5800	4900-5200	10-15% зниження
Зниження інтенсивності системи розподілу (кВт*год/\$ВВП)	0,41	0,28	0,2	29% зниження

Параметри	2000	2025		
	Базис	Енергетична система без Smart Grid(сценарій 1)	Енергетична система на базі Smart Grid(сценарій 2)	Відношення показників сценарія 2 до сценарія 1
Зниження попиту в пікове навантаження (%)	6%	15%	25%	66% зростання
Викиди CO <sub>2</sub> (млн. тон вуглецю)	590	900	720	20 % зниження
Рівень зростання продуктивності (%/рік)	2,9	2,5	3,2	28% зростання
Реальний ВВП (млрд. доларів)	9200	20700	24300	17% зростання
Вартість втрат від аварій для бізнесу (billions of dollars)	100	200	20	90% зниження

З найбільш значущих ефектів можна виділити:

1) Зниження екологічного навантаження.

Створення нових технологічних можливостей для масштабного розвитку відновлюваної енергетики, підвищення енергоефективності при передачі, розподілі та кінцевому споживанні електроенергії потенційно може забезпечити помітне зниження використання органічного палива в електроенергетиці і, отже - зниження викидів забруднюючих речовин, а також парникових газів.

Застосування нових технологій в мережевому комплексі дозволяє також знизити рівні електромагнітного випромінювання при передачі та розподілі електроенергії, а більш компактні рішення по обладнанню ліній електропередач та підстанцій забезпечують значне скорочення обсягів відчужуваної землі.

2) Інноваційний імпульс для економіки.

Розвиток інтелектуальної енергетики формує масовий попит на науково-

дослідні, дослідно-конструкторські роботи, результатом яких стануть дійсно інноваційні продукти енергомашинобудування та електротехнічної промисловості (включаючи, наприклад, розробку та освоєння нових технологій відновлюваної енергетики, зберігання електроенергії). Не менш важливим є її вплив на розвиток інформаційних та комунікаційних технологій, без яких неможливо буде досягти якісно нового рівня в автоматизації і керуванні електроенергетики.

3) Підвищення енергетичної безпеки.

Найбільш очевидним і значущим ефектом в цій сфері є підвищення надійності енергопостачання. Інтеграція та оперативність управління генерацією, мережами (як на рівні міжсистемних зв'язків, так і на рівні систем розподілу) і кінцевим попитом дозволяють значно знизити ймовірність порушень енергопостачання, частоту і тривалість відключень. Наявність джерел розподіленої генерації, максимально наближених до споживача, різні форми акумулювання електроенергії, розвиток мікромереж, підвищують рівень локальної енергозабезпеченості, створюючи можливості для оперативного переходу споживачів до автономного енергопостачання у разі системних аварій.

Ключовим економічним показником для оцінки даного ефекту є зниження економічних збитків у різних категорій споживачів, пов'язаних з упущеною вигодою або збільшеними виробничими витратами при порушенні нормального режиму виробничої або комерційної діяльності.

Крім цього, інтенсивне залучення локальних (насамперед - відновлюваних) енергоресурсів при створенні Smart Grid дозволяє знизити рівень залежності від зовнішніх поставок (або імпорту) органічного палива або електроенергії на рівні окремих регіонів або країни в цілому.

4) Поліпшення умов для економічної інтеграції та конкуренції  
Підвищення гнучкості режимів функціонування мережевої:

інфраструктури, нові засоби управління пропусковими здатностями й потоками потужності дозволяють подолати існуючі обмеження для більш



тісної комерційної взаємодії оптових ринків електроенергії і перейти до нового етапу економічної інтеграції в електроенергетиці, формування більш великих, об'єднаних ринків в національному та транснаціональному масштабах (зокрема - формування єдиного електроенергетичного ринку ЄС).

Впровадження інтелектуальних систем обліку електроенергії, розвиток можливостей двосторонньої комунікації та автоматизація спільного управління режимами передачі, розподілу та споживання електроенергії, а також розподіленої генерації роблять реальним якісно нове, динамічне ціноутворення для кінцевих споживачів і забезпечують можливості їх активного включення у формування кривої попиту на ринку. В цілому, перехід до інтелектуальної електроенергетики вважається вже необхідною умовою для запуску повномасштабної конкуренції на рівні кінцевих споживачів. Це в підсумку відбивається на зниженні середньої вартості електроенергії та оптимізації фінансових витрат споживачів.

#### 5) Підвищення продуктивності та безпеки праці.

Активне впровадження автоматизованих систем віддаленого контролю та управління у сфері Smart Grid (цифрові підстанції, датчики, інтелектуальні лічильники і т.д.), нові типи технічних пристроїв із зниженими показниками аварійності, збільшеним експлуатаційним ресурсом дозволяють помітно скоротити чисельність обслуговуючого персоналу, необхідного для забезпечення нормального функціонування всіх технологічних підсистем. Одночасно з цим, створюється більш безпечне і комфортне середовище для виробничого персоналу, як в електроенергетиці, так і для обслуговування пристроїв у кінцевих споживачів.

Як і прями економічні ефекти, екстернальні ефекти визначаються змінами функціональності структурних підсистем електроенергетики та породжуваними ними «базовими» технологічними ефектами. Практично всі екстернальні ефекти можуть бути оцінені кількісно, проте їх подальша коректна вартісна оцінка далеко не завжди можлива або існуючі в даний час підходи дають надзвичайно широкий діапазон невизначеності.

Інтелектуальна енергетика справедливо розглядається як цілісна технологічна платформа, що відповідає енергетичним потребам нової, інноваційної економіки 21 століття, запитам постіндустріального суспільства, вимогам сталого розвитку (sustainable development). Саме тому все більшої актуальності набуває оцінка так званих зовнішніх, екстернальних ефектів, очікуваних від створення Smart Grid.

Інтелектуалізація приносить багато позитивних ефектів, серед яких можна виділити:

1. Зниження екологічного навантаження
2. Інноваційний імпульс для економіки
3. Підвищення енергетичної безпеки
4. Поліпшення умов для економічної інтеграції та конкуренції
5. Підвищення продуктивності та безпеки праці

### **Найбільш вагомі фактори впливу на швидкість розвитку Smart Grid**

Як найбільш значущі чинники розглядалися:

- Обмеженість можливості подальшого нарощування, як обсягів, так і підвищення ефективності генеруючих потужностей, в т.ч. і в силу вичерпності в довгостроковій перспективі не поновлюваних видів палива, а також і появи істотних екологічних обмежень, стримування розвитку мережевої інфраструктури, в першу чергу, в районах з високою щільністю населення, все більш зростаючими техногенними та інфраструктурними ризиками розвитку;

- Низький потенціал підвищення ефективності використання ресурсів: існуюча технологічна база енергетики практично вичерпала можливості підвищення продуктивності обладнання;

- Обмеженість інвестиційних ресурсів для будівництва нових енергетичних об'єктів і розвитку мережевої інфраструктури.

Результати досліджень за кордоном показали, що облік всіх чинників розвитку електроенергетики в майбутньому вимагає зміни принципів і

механізмів її функціонування, здатних забезпечити суспільний розвиток, проривне підвищення споживчих властивостей та ефективності використання енергії. Основні чинники, що визначаються необхідність змін у розвитку електроенергетики показані на рис. 2.1.

Це рішення спонукало розробку нової концепції інноваційного розвитку електроенергетики, яка, з одного боку, відповідала б сучасним поглядам, цілям і цінностям соціального і суспільного розвитку, що формуються і очікуваними потребами людей і суспільства в цілому, а, з іншого, максимально враховувала основні тенденції та напрямки науково-технічного прогресу у всіх галузях, сферах життя і діяльності суспільства. Такою концепцією і стала Smart Grid.



**Рисунок 2.1. – Основні чинники, що визначаються необхідність змін у розвитку електроенергетики**

Слід зазначити, що публічно представлені на сьогодні розроблені підходи і варіанти концепції не сприймаються як щось закінчене і нормативно зафіксоване – їх формування, розвиток, конкретизація і апробація ставиться як одне з основних завдань.

## **2.2. Вихідні положення концепції Smart Grid за кордоном**

Проведений в рамках дослідження аналіз зарубіжного досвіду дозволив сформулювати наступні вихідні положення, прийняті при розробці та розвитку концепції Smart Grid за кордоном:

1. Концепція Smart Grid передбачає системне перетворення електроенергетики (енергосистеми) і зачіпає всі її основні елементи: генерацію, передачу і розподіл (включаючи і комунальну сферу), збут і диспетчеризацію;

2. Енергетична система розглядається в майбутньому як подібна мережі Інтернет інфраструктура, призначена для підтримки енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємовідносин між усіма суб'єктами енергетичного ринку та іншими зацікавленими сторонами;

3. Розвиток електроенергетики має бути спрямований на розвиток існуючих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми і її елементів, що забезпечують найбільшою мірою досягнення ключових цінностей нової електроенергетики, вироблених в результаті спільного бачення усіма зацікавленими сторонами цілей і шляхів її розвитку;

4. Електрична мережа (всі її елементи) розглядається як основний об'єкт формування нового технологічного базису, що дає можливість істотного поліпшення досягнутих та створення нових функціональних властивостей енергосистеми;

5. Розробка концепції комплексно охоплює всі основні напрямки розвитку: від досліджень до практичного застосування та тиражування і повинна вестися на науковому, нормативно-правовому, технологічному, технічному, організаційному, управлінському та інформаційному рівнях.

6. Реалізація концепції носить інноваційний характер і дає поштовх до переходу до нової технологічної структури в електроенергетиці та в економіці в цілому.

Виходячи з цього, за кордоном був проведений глибокий аналіз можливих шляхів розвитку електроенергетики, результати якого показали наявність серйозних обмежень можливостей розвитку галузі, в рамках

колишньої екстенсивної концепції, заснованої переважно на поліпшенні окремих видів обладнання і технологій, що володіють навіть більш досконалими порівняно з досягнутими на сьогодні функціями і характеристиками.

### **2.3. Функціональні характеристики Smart Grid**

У рамках концепції Smart Grid для досягнення ключових вимог (цінностей) передбачається розвиток наступних функціональних характеристик

1. Самовідновлення при аварійних збуреннях: енергосистема та її елементи повинні постійно підтримувати свій технічний стан на необхідному рівні шляхом ідентифікації, аналізу та переходу від управління за фактом збурення до попередження аварійного пошкодження.

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача:

забезпечення можливості самостійної зміни споживачами обсягу і споживчих характеристик (рівня надійності, якості тощо) одержуваної енергії на підставі балансу своїх потреб і можливостей енергосистеми з використанням інформації про характеристики цін, обсягів, надійності, якості та ін.

3. Опір негативним впливам: наявність спеціальних методів забезпечення стійкості та живучості, що знижують фізичну та інформаційну вразливість всіх складових енергосистеми і сприяють як запобіганню, так і швидкому відновленню її після аварій відповідно до вимог енергетичної безпеки.

4. Забезпечення надійності та якості електроенергії шляхом переходу від системно-орієнтованого підходу (System - Based Approach) до

забезпечення цих властивостей до клієнтоорієнтованої (Customer-based), і підтримці різних рівнів надійності та якості енергії в різних цінових сегментах.

5. Різноманіття типів електростанцій і систем акумуляування електроенергії (розподілена генерація): оптимальна інтеграція електростанцій і систем акумуляування електроенергії різних типів і потужностей шляхом підключення їх до енергосистеми за стандартизованими процедурами

технічного приєднання та перехід до створення «мікроенергосистем» (Microgrid) на стороні кінцевих користувачів.

6. Розширення ринків потужності та енергії до кінцевого споживача: відкритий доступ на ринки електроенергії активного споживача і розподіленої генерації, який сприяє підвищенню результативності та ефективності роздрібного ринку.

7. Оптимізація управління активами: перехід до віддаленого моніторингу виробничих активів в режимі реального часу, інтегрованому в корпоративні системи управління, для підвищення ефективності оптимізації режимів роботи та вдосконалення процесів експлуатації, ремонтів та заміни обладнання за його станом, і, як наслідок, забезпечення зниження загальносистемних витрат.

Реалізація висунутих ключових вимог (цінностей) і здійснення функціональних властивостей (принципових характеристик) розглядаються в рамках концепції Smart Grid з позицій ідентифікації забезпечення їх ключових (базових) технологічних областей і технологій або технологічного базису, що вимагають відповідного інноваційного розвитку.

Під технологічним базисом тут розуміється сукупність технологій, що дозволяють забезпечувати узгоджену структуру проміжних і кінцевих продуктів і послуг на певному етапі розвитку галузі. У концепції Smart Grid при формуванні технологічного базису за кордоном розглядається як необхідне питання забезпечення технологічної наступності переходу від існуючої технологічної бази енергетики до нової з мінімально можливими витратами.

У США та Європейському Союзі рішення цих проблем передбачається шляхом створення якогось нормативного поля (простору), формованого у вигляді широкої системи стандартів і вимог до функцій, елементів, пристроїв, систем взаємодій і т.д. (Так, наприклад, в США планується розробка більш 100 видів стандартів), в рамках яких розробникам і виробникам надано право і можливість створення пропозиції, а користувачам (енергетичним компаніям і споживачам) - формування «своїх» Smart Grid, як вони це для себе бачать

(принцип пазлів).

З метою створення нового, інноваційного технологічного базису енергетики були сформовані п'ять груп ключових технологічних областей, що забезпечують проривний характер:

- вимірювальні прилади та пристрої, що включають, в першу чергу, smart лічильники і smart-датчики;

- вдосконалені методи управління: розподілені інтелектуальні системи управління та аналітичні інструменти для підтримки комунікацій на рівні об'єктів енергосистеми, що працюють в режимі реального часу і дозволяють реалізувати нові алгоритми та методики управління енергосистемою, включаючи управління її активними елементами

- вдосконалені технології і компоненти електричної мережі: гнучкі передачі змінного струму FACTS, постійний струм, надпровідні кабелі, напівпровідникова, силова електроніка, накопичувачі та ін.

- інтегровані інтерфейси і методи підтримки прийняття рішень, управління попитом, розподілена система моніторингу і контролю (DMCS), розподілена система поточного контролю за генерацією (DGMS), автоматична система вимірювання протікаючих процесів (AMOS), і т.д., а також нові методи планування і проектування як розвитку, так і функціонування енергосистеми та її елементів.

- інтегровані комунікації, які дозволяють елементам перших чотирьох груп забезпечувати взаємозв'язок і взаємодію один з одним, що і представляє, по суті, Smart Grid як технологічну систему.

#### **2.4. Базові підходи ключових вимог в концепції Smart Grid**

Реалізація вищевикладених ключових вимог (цінностей) в концепції Smart Grid ґрунтується на наступних базових підходах:

1. Орієнтація на вимоги зацікавлених сторін і клієнтоорієнтованість. Вироблення і прийняття рішень щодо розвитку і функціонування електроенергетики здійснюється, як уже зазначалося, на основі балансу вимог

усіх зацікавлених сторін з урахуванням очікуваних ними вигод і витрат, де споживачеві відведена ключова роль активного учасника і суб'єкта прийняття рішень шляхом самостійного формування своїх вимог до обсягу одержуваної електроенергії, якості та характеру її споживчих властивостей і енергетичних послуг.

Таким чином, концепція Smart Grid передбачає перехід до активного споживача - по суті споживач стає, з одного боку, активним суб'єктом вироблення і прийняття рішень щодо розвитку і функціонування енергосистеми, а з іншого - об'єктом управління, що забезпечує поряд з іншими реалізацію ключових вимог.

2. Зростання ролі управління як основного чинника розвитку і способу забезпечення формованих вимог (цінностей) з відповідним різким підвищенням керованості, як окремих елементів, так і енергосистеми в цілому.

Саме зростання ролі управління розглядається як альтернатива забезпечення вимог і функцій в електроенергетиці за рахунок нарощування потужностей і зв'язків (мереж), розвитку не стільки через покращення їх традиційних фізичних, енергетичних і технологічних характеристик, скільки шляхом широкої (глибокої) адаптації, використання і впровадження в електроенергетиці рішень та інновацій, в тому числі з інших галузей, в першу чергу, інформаційно-комунікаційних і комп'ютерних технологій.

Слід зазначити, що саме такий підхід було покладено у вітчизняній електроенергетиці в основу вирішення проблеми підвищення надійності (стійкості) Єдиної енергетичної системи та створення, унікальних до теперішнього часу систем протиаварійного керування в другій половині ХХ століття.

3. Інформація виступає як головний засіб забезпечення ефективного управління. При цьому представляється принципово важливим підкреслити, що управлінські та інформаційні зв'язки перетворюються на системостворюючий чинник, що забезпечує перехід до нової якості: від енергетичної до енергоінформаційної системи. Енергоінформаційна інфраструктура є базою для



комплексного управління всією енергетичною системою на базі концепції Smart Grid, включаючи технологічну інтеграцію електричних та інформаційних мереж.

## **2.5. Функціональні властивості енергосистеми на базі Smart Grid**

Реалізація ключових вимог (цінностей) на основі розглянутих базових підходів, на думку ідеологів концепції Smart Grid, можуть бути забезпечені як шляхом розвитку традиційних, так і створення нових функціональних властивостей енергосистеми і її елементів.

У рамках концепції Smart Grid для досягнення ключових вимог (цінностей) передбачається розвиток функціональних властивостей:

1. Самовідновлення при аварійних ситуаціях: енергосистема та її елементи повинні постійно підтримувати свій технічний стан на рівні, що забезпечує необхідну надійність та якість електропостачання, шляхом ідентифікації, аналізу та переходу від управління за фактом виникнення ситуації до превентивного (попереджувального) її появи.

Самовідновлення енергосистеми повинне максимально можливо мінімізувати збої (збурення) за допомогою розгалужених систем збору даних, і «розумних» пристроїв (digital devices-англ.) - Реалізують спеціальні методи та алгоритми підтримки та прийняття рішень, засновані, в першу чергу, на розподілених принципах управління.

Діагностика стану обладнання та оцінка можливих ризиків його відмови ґрунтується на вимірах, вироблених в режимі реального часу на обладнанні електростанцій, підстанцій і лініях електропередачі. При цьому під пріоритетний контроль переводяться елементи системи, що мають найбільшу ймовірність відмови. Аналіз наслідків аварій, можливих при даному режимі роботи, вироблений в режимі реального часу, в енергосистемі на базі концепції Smart Grid визначає загальний стан мережі, дає раннє попередження про можливу відмову мережі і виробляє список необхідних негайних дій оперативно-диспетчерського персоналу, формує і виконує керуючі команди для

виконавчих механізмів електроенергетичної системи. Крім того, інтеграція розподілених енергоресурсів збільшує стійкість всієї системи, оскільки забезпечує велику кількість джерел електроенергії і дозволяє створювати ізольовані енергосистеми.

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача: забезпечення можливості самостійної зміни споживачами обсягу і функціональних властивостей (рівня надійності, якості тощо) одержуваної електроенергії на підставі балансу своїх потреб і можливостей енергосистеми з використанням інформації про характеристики цін, обсягів поставок електроенергії, надійності, якості та ін.

3. Опір негативним впливам: наявність спеціальних методів забезпечення стійкості та живучості, що знижують фізичну та інформаційну вразливість всіх складових енергосистеми, що сприяють як запобіганню, так і швидкому відновленню її після аварій відповідно до вимог енергетичної безпеки.

Енергосистема на базі концепції Smart Grid буде мати здатність практично діяти по відношенню до мінливих системних умов. Вона буде відслідковувати проблеми, що насуваються в системі ще до того, як вони вплинуть на надійність та якість електропостачання. Для цього будуть застосовуватися автоматичні перемикачі, «інтелектуальні» системи контролю, обладнання для альтернативного електропостачання, засоби візуалізації і т.п..

З точки зору безпеки енергосистема на базі концепції Smart Grid повинна буде давати гнучку і адекватну відповідь на будь-які несанкціоновані втручання ззовні. Алгоритми системи захисту Smart Grid міститимуть елементи стримування, запобігання, виявлення, відповіді і пом'якшення для мінімізації нападу на мережу та її впливу на економіку в цілому. Така низька сприйнятливість і гнучкість мережі, зроблять її важкодоступною для терористичних атак.

4. Забезпечення надійності та якості електроенергії шляхом переходу від системно-орієнтованого підходу (system - Based Approach - англ.) до

забезпечення цих властивостей до клієнтоорієнтованої (user (customer)-based-англ.), і підтримці різних рівнів надійності і якості електроенергії в різних цінових сегментах.

Smart Grid повинна дозволити значно поліпшити якість електроенергії та надійності її поставок. Інтелектуальні технології, що забезпечують двосторонні комунікації, та інтегровані в мережу, дозволять енергетичним компаніям більш динамічно визначати, локалізувати, ізолювати і відновлювати електропостачання на відстані (віддалено) без залучення «польових» працівників. Очікується, що реалізація концепції Smart Grid може знизити екстрені виклики до 50%.

Віддалений моніторинг та контролюючі пристрої системи можуть створити самовідновлювану мережу, яка може скорочувати і запобігати перебоям, а також продовжувати термін служби підстанційного і розподільного устаткування.

Енергетична система на базі концепції Smart Grid повинна володіти можливістю диференціювати послуги електропостачання за допомогою пропозиції різних рівнів надійності та якості електропостачання за різною ціною, забезпечуючи в режимі реального часу моніторинг, діагностику та швидку реакцію на зміни надійності та якості електропостачання. Рівень надійності електропостачання може варіюватися від «стандартного» до «преміум», в залежності від уподобань споживача. Забезпечення різних рівнів надійності електропостачання потребують особливого фокусування на усуненні неполадок в мережі. Smart Grid повинна забезпечувати можливість швидко визначати причину і джерело проблем з надійністю і якістю електропостачання, а також можливість динамічно або автономно усувати цю проблему швидко і ефективно.

5. Різноманіття типів електростанцій і систем акумуляування електроенергії (розподілена генерація): оптимальна інтеграція електростанцій і систем акумуляування електроенергії різних типів і потужностей шляхом підключення їх до енергосистеми за стандартизованими процедурами

технічного приєднання та перехід до створення «мікромереж» (мicrogrid - англ.) на стороні кінцевих користувачів.

Вдосконалені стандарти технічного приєднання дозволять підключати до системи електрогенеруючі джерела на будь-якому рівні напруги, що стане додатковим стимулом для розвитку розподілених джерел електроенергії.

Для споживачів, які приймають рішення щодо використання послуг енергопостачальних організацій, і які керуються критерієм ефективності й корисності повинні бути створені всі умови для створення власних генеруючих і акумулюючих потужностей, в першу чергу, екологічно-чистих джерел енергії, такі як вітрові, біо та сонячні електростанції, які розглядаються як ключові в розвитку електроенергетики майбутнього.

Енергетична система на базі концепції Smart Grid повинна спростити взаємозв'язок розподіленої генерації і систем зберігання електроенергії за допомогою створення стандартизованого взаємозв'язку мережа-генерація, близького концепції Plug and Play («підключи і працюй»), застосовуваної в сучасних комп'ютерних системах. Поширення розподіленої генерації створить нові виклики для мережі завдяки своїй більш мобільній природі і менш стабільним характеристикам, які можуть породжувати перебої і різкі зниження напруги в мережі. Відповідь на ці виклики може бути дана за допомогою більш інтенсивного залучення інформації, двосторонньої комунікації, «інтелектуального» контролю та правильної конфігурації розподіленої генерації, зберігання і управління попитом на електроенергію.

6. Розширення ринків електроенергії та потужності до кінцевого споживача: відкритий доступ на ринки електроенергії активного споживача і розподіленої генерації, який сприяє підвищенню результативності та ефективності роздрібного ринку.

Енергосистема на базі концепції Smart Grid надасть великі можливості щодо виходу на ринок, як споживачів, так і виробників за рахунок збільшення пропускнуєї спроможності магістральних мереж, проведення ініціатив з колективного управління споживанням, розташуванню розподілених джерел

енергії в розподільних мережах, ближче до споживачів. При цьому, зміна статусу споживача як учасника ринкових відносин, обумовлене можливістю створення ним власних джерел електропостачання, направлено на розвиток в електроенергетиці конкурентного середовища, стимулювання підприємств галузі до зміни підходів і бізнес-моделей, тривалий час вживаних ними, але не досить ефективних в сучасних умовах.

7. Оптимізація управління активами: перехід до віддаленого моніторингу виробничих активів в режимі реального часу, інтегрованому в корпоративні системи управління, для підвищення ефективності оптимізації режимів роботи та вдосконалення процесів експлуатації, ремонтів та заміни обладнання за його станом, і, як наслідок, забезпечення зниження загальносистемних витрат.

Розвинена система інформації та баз даних різко збільшить можливості по оптимізації режимів роботи і вдосконаленню процесів експлуатації обладнання, дасть можливість проектувальникам і інженерам приймати оптимальні рішення, в тому числі й інвестиційні. Сукупність цих змін дозволить підвищити ефективність управління як капітальними витратами, так і витратами на технічне обслуговування та ремонти обладнання.

Енергосистема на базі концепції Smart Grid буде використовувати динамічні дані, одержувані від устаткування і датчиків, щоб оптимізувати пропускну здатність мереж і знизити ймовірність аварій.

Вона знизить системні втрати, мінімізує простоя і резервні потужності, скоротить капітальні витрати і витрати на обслуговування за допомогою оптимізації використання генеруючих і мережевих ресурсів і коригування графіка навантаження.

Інформація про стан мережі дозволить запобігти більшості аварій і набагато швидше провести ремонтні роботи, коли аварія все ж таки трапилася. Інженери і проектувальники будуть володіти необхідною інформацією, щоб будувати «те, що потрібно і там, де потрібно»; продовжити життя активів; проводити ремонт обладнання до того, як воно несподівано вийде з ладу.

## 2.6. Групи технологій Smart Grids

Моніторинг активності в сфері електромереж за кордоном показує, що рівень інноваційності прийнятих рішень в розподільному комплексі вищій ніж області передачі електроенергії високою напругою.

Це пояснюється цілою сукупністю чинників, і насамперед, це наслідок необхідності приєднання ВДЕ і розподіленої генерації, а також безпосереднім зв'язком зі споживачем. Проте, мережі високої напруги є найважливішою складовою концепції Smart Grid, що підтверджується широким спектром пілотних проектів та інноваційних рішень у цій області.

В даний час в секторі магістральних мереж найбільше поширення і розвиток отримали наступні групи технологій (табл.2.2):

Таблиця 2.2. Ключові технології, що розвиваються у секторі магістральних мереж

Інноваційні компоненти і технології	Технології акумуляції електроенергії
	Технології надпровідності
	Струмообмежуючі пристрої
	Технології цифрової підстанції
	Технології передачі електроенергії постійним струмом
	Технології керованих електропередач змінного струму
Системи моніторингу і захисту від зовнішніх пошкоджень	Технології контролю і захисту від зовнішніх дій
	Технології моніторингу і діагностики електричних мереж
Системи управління	Технології адаптивного автоматизованого та автоматичного управління
	Технології інтелектуального управління

Виділимо лише кілька типових пілотних проектів у магістральних мережах, реалізованих за кордоном:

1. Мультирівневі технології VSC (Voltage - Sourced Converter) для передачі електроенергії. Siemens Energy, США і Німеччина.

2. Інноваційні рішення HVDC (High Voltage Direct Current) і FACTS (Flexible AC Transmission Systems), що реалізуються в рамках проекту, забезпечують адаптацію до нових викликів розумною мережі. Нові технології силової електроніки з самокомутуючими конвертерами забезпечують вдосконалені технічні характеристики, такі як незалежний контроль активної та

реактивної потужності, здатність постачати слабкі або пасивні мережі, а також менші вимоги по простору для розміщення VSC став стандартом для самокомутуючих конвертерів і буде все більше використовуватися в системах високого напруги в майбутньому.

## **2.7. Розробка технології оперативного контролю для автономних енергосистем**

Цей проект є частиною програми впровадження автономних енергосистем, метою якої є забезпечення підключення і ефективна експлуатація розподіленої генерації, запобігаючи вплив на якість електропостачання і безпеку. Метою проекту є демонстрація методу безперервного електропостачання в умовах ізольованого функціонування високовольтної секції мережі, використовуючи Loop Power Control, а також розробка і демонстрація ізольованого функціонування розподільної мережі низької напруги з ВДЕ, акумуляторами електроенергії і технологією відключення окремої споживчої навантаження. Були проведені демонстраційні випробування, які підтвердили, що в результаті застосування розробленого методу ізольоване функціонування всієї мережі низької напруги може тривати під час аварій, не допускаючи відключень у побутових споживачів.

1. « Strong Smart Grid ». Проект китайської мережевої компанії State Grid спільно з McKinsey: State Grid планує розгорнути систему Смарт Грід, в яку з нього входить передача надвисокої напруги (UHV) з удосконаленими обліковими приладами (AMI) і модернізованими мережевими пристроями до 2020 року.

Пристроєм мережі надається особлива увага в короткостроковому періоді, оскільки Китай планує розвинути систему передачі на надвисокій напрузі, щоб поліпшити передачу з енергонадлишкових центральних і західних районів в енергодефіцитні райони узбережжя.

Журнал Transmission & Distribution World та консалтингова компанія Black & Veatch провели глобальне дослідження, спрямоване на оцінку спрямованості електромережних компаній в галузі розвитку Smart Grid (Black

& Veatch і T & D World опитали представників 91 компанії).

Близько 80 % респондентів планують реалізувати проекти по створенню інтелектуальної мережі, вважаючи підвищення надійності головним чинником, що обумовлює актуальність цього завдання, і зниження операційних витрат другого за значимістю фактором. Близько 23 % респондентів вказали, що вони планують витратити на реалізацію проектів Smart Grid від 5 до 10 млн. дол, 21 % заявили обсяг інвестицій від 1 до 5 млн. дол. Переважна більшість опитаних (79%) назвали розвиток систем автоматизованого комерційного обліку енергоресурсів першочерговим завданням на шляху до Smart Grid. Також відзначається висока позиція систем автоматизації розподільних мереж і систем управління та моніторингу навантаження в рейтингу технологій інтелектуальних мереж., Концепція Smart Grid не має за кордоном кордонів між передачею і розподілом електроенергії тому що в перспективі буде поступово стиратися межа, що базується на режимах роботи. Завдання, визначені зарубіжними країнами для впровадження концепції Smart Grid в сфері магістральних мереж:

- Оцінка безпеки магістральних електромереж в режимі реального часу інноваційні рішення для потреб аналізу безпеки в режимі реального часу енергосистем з високим навантаженням і для застосування в динамічних розрахунках при прийнятті рішень в режимі реального часу;

- Оцінка стану передавальних електромереж - нові прийоми для забезпечення якості і точності даних про енергосистемі в режимі реального часу (наприклад, більш широке застосування технології WAMS);

- Підвищення безпеки передавальних електромереж - нові прийоми в підвищенні безпеки електромереж та забезпечення неперевищення встановлених меж функціональної стабільності;

Візуалізація: подання комплексних і критичних умов системи через інтерфейс користувача. В останні роки до здійснення програм і проектів у напрямку Smart Grid що охоплюють широкий спектр проблем і завдань, приступило переважна більшість індустріально розвинених країн, а також багато країн, що розвиваються. Найбільш масштабні програми і проекти в



цьому напрямку розроблені і здійснюються в США, Канаді та країнах Євросоюзу. Масштаби, спрямованість, інтенсивність і темпи цієї діяльності в різних країнах не однакові, в чому вони визначаються ступенем різноманітності елементів енергетичної системи, розвитку таких функцій як взаємодія із споживачами, характерними методами об'єднання в єдину енергосистему малих джерел енергії, включаючи і нетрадиційні, іншими факторами.

В більшості країн, основним ініціатором робіт та інвестицій Smart Grid виступає держава.

Практично у всіх країнах стимулювання інноваційної активності в сфері інтелектуальної енергетики здійснюється у форматі державно - приватного партнерства. При цьому держава не тільки формує сприятливе регулятивне поле, але і в значних обсягах безпосередньо фінансово підтримує конкретні програми і проекти, задаючи тим самим темпи та напрями технологічного оновлення галузі. Так, в 2019 р. найбільш великі державні інвестиції в розвиток « інтелектуальної » електроенергетики були виділені урядами Китаю (17,3 млрд.дол), США (17,1 млрд.дол), Японії, Південної Кореї та Іспанії (кожна - близько 2 млрд.дол.) Європейський Союз виділив 12 млрд дол на 9 - річну програму НДДКР в області Smart Grid.

США державне фінансування розвитку інтелектуальної енергетики законодавчо є частиною прийнятого Конгресом комплексу заходів зі стимулювання національної економіки. Обсяг державних інвестицій в Smart Grid збільшується майже на 20 % в рік.

У Канаді держава активно підтримує лише частина технологій Smart Grid, які відносяться до «чистої», відновлюваної енергетики. На федеральному рівні діє програма ecoENERGY з розвитку відновлюваної (вітрової, океанічної, геотермальної, сонячної, біо- та гідроенергетики) з бюджетом близько 1,5 млрд дол.

Державно- приватний Фонд чистої енергії в наступні п'ять років планує інвестувати в розвиток чистих технологій 795 млн. дол, їх них федеральна державна підтримка складе близько 20 %.

Економічна підтримка відновлюваної енергетики на регіональному рівні

носить непрямий характер і здійснюється через тарифи. Разом з тим, інші напрямки інтелектуальної енергетики в Канаді не мають прямої державної підтримки та ініціюються і реалізуються як комерційні проекти енергетичних компаній. Найбільш великими прикладами таких проектів є масова установка інтелектуальних лічильників; при цьому витрати мережевих організації з їх встановлення згодом включаються в тарифи на постачання електроенергії споживачам.

На рівні Європейського союзу прийнята програма НДДКР з розвитку загальноєвропейських мереж (European Electricity Grid Initiative, EEGI) фінансується спільно за рахунок централізованих коштів Євросоюзу, країн-членів та учасників ринку:

- З коштів Європейського Союзу фінансується 65-70 % програми в частині розвитку магістральних мереж, а також 30-40% в частині розвитку розподільних мереж;

- Країни- члени ЄС фінансують 40-50% програми в частині розвитку розподільних мереж;

- З тарифних джерел фінансується 25-30% програми в частині розвитку магістральних мереж і 10-30% в частині розвитку розподільних;

- Інвестиції незалежних учасників ринку складають 5-15%.

У Німеччині реалізується державна програма E - Energy, спрямована на розвиток інтелектуальної енергетики та включає шість регіональних пілотних проектів із загальним обсягом фінансування 185 млн. дол. Більше половини бюджету програми формується приватними інвесторами, в основному - це енергетичними компаніями.

З метою створення нового, інноваційного технологічного базису енергетики були сформовані п'ять груп ключових технологічних областей, що забезпечують, проривний характер:

- Вимірювальні прилади і пристрої, що включають, в першу чергу, smart лічильники та smart-датчики;

- Удосконалені методи управління: розподілені інтелектуальні системи управління та аналітичні інструменти для підтримки комунікацій на рівні

об'єктів енергосистеми, що працюють в режимі реального часу і дозволяють реалізувати нові алгоритми та методики управління енергосистемою, включаючи управління її активними елементами.

- Вдосконалені технології і компоненти електричної мережі: гнучкі передачі змінного струму FACTS, постійний струм, надпровідні кабелі, напівпровідникова, силова електроніка, накопичувачі та ін.

- Інтегровані інтерфейси і методи підтримки прийняття рішень, управління попитом, розподілена система моніторингу і контролю (DMCS) розподілена система поточного контролю за генерацією (DGMS), автоматична система вимірювання протікають процесів (AMOS), і т.д., а також нові методи планування і проектування як розвитку, так і функціонування енергосистеми та її елементів.

- Інтегровані комунікації, які дозволяють елементам перших чотирьох груп забезпечувати взаємозв'язок і взаємодію один з одним, що і представляє, по суті, Smart Grid як технологічну систему.

### **3. НАПРЯМИ ДОСЛІДЖЕНЬ І РОЗРОБОК В ОБЛАСТІ ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ**

#### **3.1. Порівняльна характеристика функціональних властивостей сьогоденної енергетичної системи та енергетичної системи на базі концепції Smart Grid**

Коротко - середньо і довгострокові пріоритети розвитку за напрямками кооперації учасників платформи в сфері досліджень і розробок на доконкурентній стадії.

Нижче наведені коротко, середньо і довгострокові пріоритети розвитку за напрямками кооперації учасників платформи в сфері досліджень і розробок на доконкурентній стадії.

Короткострокові

- Визначення напрямків застосування та місця розстановки нової інтелектуальної техніки в ІЕЗ ААС.

- Моделювання та методологія оцінки технологічних та економічних ефектів застосування інтелектуальних технологій з урахуванням пріоритетів надійності і безпеки.

Середньострокові

- Розробка та організація виробництва обладнання для інтелектуальних систем енергопостачання.

- Розвиток технології моніторингу та діагностики електричних мереж.

- Розвиток систем управління.

- Розвиток принципів взаємодії зі споживачами та участі активного споживача в роботі ІЕЗ ААС.

- Розвиток інтелектуальних розподільних мереж і мікромереж.

Довгострокові

- Формування концептуальної, методичної, нормативно - правової та нормативно-технічної бази (стандарти), що забезпечує створення, функціонування і розвиток ІЕЗ ААС.

- Розвиток інформаційних та комунікаційних технологій, моделювання, забезпечення кібербезпеки.

- Порівняльна характеристика функціональних властивостей сьогоденної енергетичної системи та енергетичної системи на базі концепції Smart Grid.

- Крім того, енергосистема на базі концепції Smart Grid створює нові ринки в міру того, як приватний бізнес розробляє енергоефективні та інтелектуальні пристрої, розумні лічильники, нові можливості зчитування та комунікації, пасажирський транспорт.

- Нижче наведені ролі та основні функціональні та технічні властивості розвиваються технології, представлені в роботах провідних зарубіжних дослідницьких центрів.

Таблиця 3.1. Порівняльна характеристика функціональних властивостей сьогоденної енергетичної системи та енергетичної системи на базі концепції Smart Grid

<b>Енергетична система сьогодні</b>	<b>Енергетична система на базі концепції Smart Grid</b>
Одностороння комунікація між елементами або її відсутність	Двосторонні комунікації
Централізована генерація – складно інтегрована розподілена генерація	Розподілена генерація
Топологія - переважно радіальна	Переважно мережева
Реакція на наслідки аварії	Реакція на запобігання аварії
Робота устаткування до відмови	Самомоніторинг і самодіагностика що продовжує «життя» обладнання
Ручне відновлення	Автоматичне відновлення - «самовідновлення мережі»
Схильність системних аварій	Запобігання розвитку системних аварій
Ручне і фіксоване виділення мережі	Адаптивне виділення
Перевірка обладнання за місцем	Віддалений моніторинг обладнання
Обмежений контроль перетоків потужності	Управління перетіканнями потужності
Недоступна або сильно запізніла інформація про ціну для споживача	Ціна в реальному часі

### **3.2. Цілі і завдання технологічної платформи, уточнені, актуалізовані виходячи зі складу і структури напрямків кооперації на доконкурентній стадії**

Цілі і завдання технологічної платформи залишаються незмінними і спрямовані на консолідацію і координацію діяльності сторін, зацікавлених у розвитку інтелектуальних технологій в енергетиці.

### **3.3. Групи технологій, які передбачається розвивати в рамках технологічної платформи**

Нижче наведені групи технологій, які передбачається розвивати в рамках технологічної платформи:

- Пристрої регулювання (компенсації) реактивної потужності і напруги, що підключаються до мереж паралельно.

- Пристрої регулювання параметрів мережі (опір мережі), що підключаються в мережі послідовно.

- Пристрої, що поєднують функції перших двох груп - пристрої поздовжньо - поперечного включення.

- Пристрої обмеження струмів короткого замикання.

- Накопичувачі електричної енергії.

- Перетворювачі роду струму (змінний струм в постійний і постійний струм в змінний).

- Кабельні лінії електропередачі постійного і змінного струму на базі високотемпературних надпровідників.

- Математичне моделювання для вирішення завдань цілісного управління розвитком і функціонуванням енергосистем (Єдиної енергосистеми країни, об'єднаних енергосистем, розподільних мереж, мікросетей).

Поява нових технологій було викликано потребою збільшення керованості електроенергетичних систем: недостатньою пропускну здатністю міжсистемних і системоутворюючих ліній електропередачі, слабкою керованістю електричних мереж, недостатнім обсягом пристроїв регулювання напруги та реактивної потужності, неоптимальним розподілом

потоків потужності по паралельних лініях електропередачі різного класу напруги і т.д.

### **3.4. Обладнання та програмно - апаратні комплекси для інтелектуальних енергетичних систем**

Обладнання та програмно - апаратні комплекси для інтелектуальних енергетичних систем, що забезпечують підвищення надійності, безпеки та економічності систем енергопостачання за рахунок контролю стану встановленого обладнання в реальному часі з урахуванням фактичних умов його експлуатації, визначення тенденцій і прогнозування характеристик, а також автоматичного реконфігурування системи відповідно до поточним енергоспоживанням або у разі аварійної ситуації

1.1. Цифрові підстанції ЕНЕС. Під «цифровий» підстанцією (ЦПС) розуміється підстанція з високим рівнем автоматизації управління, в якій практично всі процеси інформаційного обміну між елементами ПС, обміну з зовнішніми системами, а також управління роботою ПС здійснюються в цифровому вигляді на основі протоколів МЕК.

1.2. Технології моніторингу та діагностики повітряних ліній електропередачі, силових трансформаторів, вимикачів і КРУЕ.

1.3. Системи ідентифікації моделей енергосистем з використанням даних СМІР. Цифрові мережеві моделюють платформи реального часу.

1.4. Інформаційні комплекси на базі сучасних технологій, що здійснюють високоточне визначення та збір синхронізованих режимних параметрів у вузлах мережі в режимі реального часу і інтеграцію отриманих даних в єдиний інформаційний простір на базі спільних інформаційних моделей (СІМ-моделей).

1.5. Системи автоматичного управління потужністю генеруючого обладнання.

1.6. Системи розподіленого розрахунку режимів енергосистем з використанням багаторівневих моделей - на основі мережевих технологій (GRID - технологій).

1.7. Алгоритми виявлення передаварійних станів енергосистем і на основі методів оцінювання станів і параметричної ідентифікації. Розробка (адаптація) обладнання для інтелектуальних систем енергопостачання.

Технічні засоби активно - адаптивних мережі, що забезпечують її керуваність, в тому числі основні групи:

1.8. Керовані пристрої компенсації реактивної потужності

- Реакторні групи, комутовані вимикачами (ВРГ).

- Керований шунтуючий реактор з підмагнічування постійним струмом.

- Статичні тиристорні компенсатори (СПК).

- Статичний компенсатор реактивної потужності на базі перетворювача напруги (статки).

- Електромашинні пристрої, асинхронізовані компенсатори (АСК).

1.9. Пристрої регулювання параметрів мережі

Керовані пристрої поздовжньої компенсації (КППК).

Фазоповоротний пристрій (ФПП).

1.10. Пристрої поздовжньо- поперечного включення.

1.11. Перетворювачі виду струму.

1.12. Пристрої обмеження струмів к.з.

1.13. Накопичувачі електричної енергії.

1.14. Надпровідні силові кабелі.

Інформаційні комплекси на базі сучасних технологій, що здійснюють високоточне визначення та збір синхронізованих режимних параметрів у вузлах мережі в режимі реального часу і інтеграцію отриманих даних в єдиний інформаційний простір на базі спільних інформаційних моделей (СІМ-моделей).

### **3.5. Технологічні платформи**

Інновації є одним із пріоритетів державної політики. Це підкреслюється в таких державних стратегічних документах, як: Концепція довгострокового соціально - економічного розвитку на період до 2020 р., Енергетична стратегія СНД на період до 2030 р., Програма модернізації російської електроенергетики



- 2020, проект Стратегії інноваційного розвитку СНД - 2020, а також в рішеннях Президентської комісії з модернізації і технологічного розвитку економіки СНД та Урядової комісії з високих технологій та інновацій. Формування так званих «технологічних платформ» можна розглядати в якості одного з можливих допоміжних інструментів реалізації національних пріоритетів науково-технологічного розвитку та розвитку науково-виробничих зв'язків.

«ТЕХНОЛОГІЧНІ ПЛАТОРМИ» - термін, запропонований Єврокомісією для позначення тематичних напрямків, в рамках яких сформульовано або будуть сформульовані пріоритети Євросоюзу.

Передбачається виділення на ці цілі істотних обсягів фінансування для проведення дослідницьких робіт, безпосередньо пов'язаних з їх практичною реалізацією підприємствами малого та середнього бізнесу та промисловістю.

Особливістю «технологічних платформ» є їх формування, як результат потреб виробництва для досягнення цілей і стратегії стійкого і ресурсно-поновлюваного розвитку сучасного суспільства.

### **Європейський досвід ТП**

«Технологічні платформи» були створені на пайовий основі за рахунок об'єднання інтелектуальних і фінансових ресурсів Євросоюзу і найбільших європейських промислових виробників з метою активізації наукових досліджень.

Концепція Технологічних платформ ЄС дозволяє забезпечити:

- вибір стратегічних наукових напрямів;
- аналіз ринкового потенціалу технологій;
- облік точок зору всіх зацікавлених сторін: держави, промисловості, наукової спільноти, контролюючих органів, користувачів і споживачів;
- активне залучення всіх країн Європейського союзу;
- мобілізацію громадських і приватних джерел фінансування.

Як правило, формування ТП ініціюється великим європейським бізнесом, різного роду галузевими об'єднаннями промислових виробників і т.п., представники яких входять до т.зв. Групи Вищого Рівня (High Level Group).

Для розробки ТП ініціатори платформи утворюють Дорадчий Комітет (Advisory Committee), в який входять представники ЄС, наукової спільноти, дрібного і середнього бізнесу, організації та об'єднання споживачів, різні недержавні організації та ін. Одночасно формуються Національні Групи Підтримки (National Support Groups) з представників зацікавлених країн і регіонів. Для розробки наукової складової ТП створюється Науковий Рада (Scientific Council), куди входять провідні експерти з даної проблеми, що представляють академічну і прикладну науки.

Основними завданнями створюваних в ЄС ТП є:

- пропаганда і просування формованих ТП, їх цілей і завдань, в Європейському суспільстві та структурах Євросоюзу;
- розробка Стратегічного Плану Досліджень (Strategic Research Agenda) - основного документа, в якому представлені характеристики проведених досліджень в рамках даної ТП;
- розробка Плану Впровадження (Implementation Plan/Deployment Strategy) ТП.

Перші європейські технологічні платформи виникли в 2001 р., всього їх сформовано 38. Найбільша активність у формуванні платформ припадала на 2003-2006 рр., що пов'язано з запуском механізму 7-ої Рамкової програми ЄС, в якій ТП відіграли значну роль. Після 2008 р. нові ТП не бралися, оскільки Єврокомісія, щоб уникнути необґрунтованого зростання їх числа, що приводить до дублювання НДДКР, стала активно стримувати цей процес.

В даний час в ЄС розпочато формування ТП нового рівня - технологічних інноваційних платформ (ETIP), які об'єднуються в кластер ЕТП і працюють у близькій тематичній області.

### **Принципи РТП**

Технологічна платформа є добровільною, самофінансованою, самоврядною організацією. Створення ТП спрямована на:

- Об'єднання зусиль найбільш значущих і зацікавлених сторін (держави, бізнесу, науки).
- Забезпечення вироблення і реалізації довгострокових (стратегічних)

пріоритетів у масштабах певних секторів економіки.

- Технологічна модернізація в найбільш перспективних для розвитку економіки напрямках.

Формування і функціонування Технологічної платформи здійснюються у відповідності з наступними загальними принципами:

- спрямованість на вирішення стратегічних завдань розвитку національної економіки, пріоритетних державних інтересів, задоволення найважливіших суспільних потреб;

- значуще представництво інтересів бізнесу, ключових виробників і споживачів в органах управління Технологічної платформи;

- орієнтованість на проведення досліджень і розробок для вирішення середньо і довгострокових завдань соціально-економічного розвитку країни;

- широкий спектр розглянутих технологічних рішень, орієнтація на опрацювання різних технологічних альтернатив;

- розширення бізнесу - і наукової кооперації, включаючи міжнародну, пошук кращих партнерів для вирішення поставлених перед Технологічною платформою завдань;

- залучення фінансових коштів з різних джерел;

- прозорі правила участі, відкритість для входу нових учасників;

- ясність і публічність досягнутих результатів, використання сучасних методів інформаційного обміну.

### **Цілі РТП**

- Розширення «горизонту» можливих напрямків технологічної модернізації та підвищення її результативності за рахунок розвитку науково-виробничих співдружностей.

- Розширення в економіці кола потенційних «бенефіціарів» від досліджень і розробок, підтримуваних державою.

- Покращення умов для поширення в економіці передових технологій.

- Залучення додаткових недержавних ресурсів в інноваційну сферу.

- Консолідація ресурсів на пріоритетних напрямках інноваційного розвитку.

- Селекція кращих технологій, формування «центрів переваги» в секторі досліджень і розробок, розвиток системи зв'язків.

- Розширення можливостей за оцінкою пріоритетності для соціально-економічного розвитку різних науково - технологічних напрямків.

Передбачається виділення на цілі істотних обсягів фінансування для проведення дослідницьких робіт, безпосередньо пов'язаних з їх практичною реалізацією підприємствами малого та середнього бізнесу та промисловістю. Особливістю «технологічних платформ» є їх формування, як результат потреб виробництва для досягнення цілей і стратегії стійкого і ресурсно-поновлюваного розвитку сучасного суспільства.

**Технологічні платформи** - комунікаційний інструмент об'єднання зусиль різних зацікавлених сторін (держави, бізнесу, науки) у визначенні інноваційних викликів, розробці програми стратегічних досліджень і визначенні шляхів її реалізації. Він спрямований на активізацію зусиль по створенню перспективних комерційних технологій, нових продуктів (послуг), на залучення додаткових ресурсів для проведення досліджень і розробок на основі участі всіх зацікавлених сторін, вдосконалення нормативно-правової бази в галузі науково-технологічного, інноваційного розвитку.

Як правило, формування ТП ініціюються великим європейським бізнесом, різного роду галузевими об'єднаннями промислових виробників і т.п., представники яких входять до т.зв. Групи Вищого Рівня (High Level Group). Для розробки ТП ініціатори платформи утворюють Дорадчий Комітет (Advisory Committee), в який входять представники ЄС, наукової спільноти, дрібного і середнього бізнесу, організації та об'єднання споживачів, різні недержавні організації та ін. Одночасно формуються Національні Групи Підтримки (National Support Groups) з представників зацікавлених країн і регіонів. Для розробки наукової складової ТП створюється Науковий Рада (Scientific Council), куди входять провідні експерти з даної проблеми, що представляють академічну і прикладну науки.

### **Розвиток технологічних платформ**

Для створення нового інноваційного технологічного базису енергетики

передбачається розвивати п'ять груп ключових проривних технологій:

- вимірювальні прилади та пристрої, в першу черг, smart - лічильники та smart - датчики;

- вдосконалені методи управління: розподілені інтелектуальні системи управління та аналітичні інструменти для підтримки комунікацій на рівні об'єктів енергосистеми, що працюють в режимі реального часу і дозволяють реалізувати нові алгоритми та методи управління енергосистемою, включаючи управління її активними елементами

- вдосконалені технології і компоненти електричної мережі: гнучкі передачі змінного струму FACTS, надпровідні кабелі, напівпровідникова, силова електроніка, накопичувачі;

- інтегровані інтерфейси і методи підтримки прийняття рішень, управління попитом, розподілена система моніторингу і контролю (DMCS), розподілена система поточного контролю за генерацією (DGMS), автоматична система вимірювання протікають процесів (AMOS), а також нові методи планування і проектування як розвитку, так і функціонування енергосистеми та її елементів;

- інтегровані комунікації, які дозволяють елементам перших чотирьох груп забезпечувати взаємозв'язок і взаємодію один з одним.

### **Першочергові заходи в рамках ТП**

По лінії організаційного розвитку технологічних платформ заплановані наступні напрямки: розвиток організаційної структури, включаючи органи управління і формування робочих груп за напрямками; забезпечення міжплатформної взаємодії; залучення в роботу ТП стратегічних партнерів.

Серед пріоритетів по лінії реалізації проектів виділяються:

- Концепція Smart Grid для розподільних мереж.

- Створення комплексу технічних засобів і нормативно-методичного забезпечення систем управління попитом споживачів електроенергії.

- Створення та дослідно-промислово локальних системи енергопостачання на основі розподілених джерел електричної та теплової енергії.

### **Сектора економіки, в яких затребувана розподілена енергетика**

- важкодоступні і віддалені місцевості, де енергозабезпечення споживачів традиційно пов'язано з дорожнечою і складністю доставки палива;
- нові виробництва, засновані на «цифрових технологіях» і особливо чутливі до якості електропостачання. У централізованій електричній мережі складно забезпечити необхідний рівень якості електроенергії, але можливо в локальній мережі на основі автономних джерел живлення (що не виключає резервного з'єднання із загальною мережею);
- сфера комунального енергопостачання та тих видів сервісу або виробництва, де постійно споживається і електрична і теплова енергії, що робить актуальним впровадження когенераційних установок, максимально наближених до споживача і адаптованих до особливостей його попиту;
- мобільні споживачі (транспорт, будівництво, лісозаготівля, геологорозвідка, туризм, полювання, сільське господарство, аварійні та рятувальні служби, побутові споживачі та ін.)
- Домогосподарства, котеджі (резервне і «додаткове» енергопостачання).

### **Основні технологічні напрямки**

- Типи двигунів на газовому паливі ГТУ, мікротурбіни, ПГУ малої потужності, газопоршневі ДВС.
- Типи двигунів на довольному паливі, двигуни зовнішнього згорання.
- Газифікація місцевих ресурсів. Отримання типового газового палива на місці.
- Малі когенераційні установки. Принцип когенераційного вироблення енергії поруч зі споживачем.
- Комплексні локальні енергосистеми Модульні комплекси, що комбінують генерацію різних видів, у т.ч. ВДЕ.
- Паливні елементи. Енергетика нового покоління (воднева енергетика).

Новий інноваційний технологічний базис енергетики передбачає розвивати п'ять груп ключових проривних технологій:

- вимірювальні прилади та пристрої, в першу черг, smart - лічильники та smart - датчики;

- вдосконалені методи управління: розподілені інтелектуальні системи управління та аналітичні інструменти для підтримки комунікацій на рівні об'єктів енергосистеми, що працюють в режимі реального часу і дозволяють реалізувати нові алгоритми та методики управління енергосистемою, включаючи управління її активними елементами;

- вдосконалені технології і компоненти електричної мережі: гнучкі передачі змінного струму FACTS, надпровідні кабелі, напівпровідникова, силова електроніка, накопичувачі;

- інтегровані інтерфейси і методи підтримки прийняття рішень, управління попитом, розподілена система моніторингу і контролю (DMCS), розподілена система поточного контролю за генерацією (DGMS), автоматична система вимірювання протікають процесів (AMOS), а також нові методи планування і проектування як розвитку, так і функціонування енергосистеми та її елементів;

- інтегровані комунікації, які дозволяють елементам перших чотирьох груп забезпечувати взаємозв'язок і взаємодію один з одним.

По лінії організаційного розвитку технологічних платформ заплановані наступні напрямки: розвиток організаційної структури, включаючи органи управління і формування робочих груп за напрямками; забезпечення міжплатформної взаємодії; залучення в роботу ТП стратегічних партнерів.

### **3.6. Інноваційні технології та компоненти електроенергетичної системи**

Інноваційні компоненти і пристрої базуються на останніх досягненнях науки і техніки в таких сферах, як надпровідність, силова електроніка, системи акумулювання електроенергії та діагностики. Прикладами технологій у цих сферах є пристрої FACTS, високовольтні системи передачі електроенергії на постійному струмі, надпровідники, smart прилади, силова електроніка на базі сучасних напівпровідникових приладів, у тому числі з використанням поновлюваних джерел енергії.

Розподілене виробництво електроенергії (або розподілена генерація) - це

концепція розподілених енергетичних ресурсів, яка має на увазі наявність безлічі споживачів, які виробляють теплову та електричну енергію для власних потреб, направляючи їх надлишки в загальну мережу.

В даний час промислово розвинені країни виробляють основну частину електроенергії централізовано, на великих електростанціях: теплових електростанціях на вугіллі та природному газі, атомних і гідроелектростанціях. Такі електростанції мають високі економічні показники, але при цьому передача електроенергії здійснюється на великі відстані.

Іншим підходом є розподілене виробництво електроенергії, що припускає максимальне наближення електрогенераторів до споживачів електрики, аж до розташування їх в одному будинку. При цьому знижуються втрати електроенергії при транспортуванні, число і протяжність ліній електропередач, які необхідні для електропостачання споживачів.

Поява нових технологій було викликано потребою збільшення керованості електроенергетичних систем: недостатньою пропускною спроможністю міжсистемних і системоутворюючих ліній електропередачі, слабкою керованістю електричних мереж, недостатнім обсягом пристроїв регулювання напруги та реактивної потужності, неоптимальним розподілом потоків потужності по паралельних лініях електропередачі різного класу напруги і т.д.

Управління на базі FACTS в останні роки почали впроваджуватись на об'єктах ЄНЕС. Реалізація концепції Smart Grid в електроенергетиці зробила їх одними з найбільш затребуваних в електроенергетиці. До технологій FACTS зараз відносяться пристрої поздовжньої компенсації як традиційного конденсаторного типу, так і регульовані за допомогою тиристорно-реакторних груп, статичні тиристорні компенсатори, вставки постійного струму, а також електромеханічні перетворювачі частоти (ЕМПЧ) на базі асинхронізованих синхронних машин АСМ (АС ЕМПЧ), керовані реактори і синхронні компенсатори. Таким чином, в даний час під пристроями FACTS, як правило, розуміється сукупність пристроїв, що встановлюються в електричній мережі і призначених для стабілізації напруги, підвищення керованості, оптимізації



потокорозподілу, зниження втрат, демпфування низькочастотних коливань, підвищення статичної та динамічної стійкості, а в результаті - підвищення пропускної здатності мережі і зниження втрат.

Істотну роль у всьому різноманітті пристроїв FACTS грає силова електроніка на базі різних модифікацій перетворювачів напруги, що використовують керовані напівпровідникові вентиля.

Широке впровадження систем FACTS спільно з новими засобами телемеханіки, моніторингу та управління дозволяє забезпечити формування системи передачі електроенергії з новою якістю.

Важливу роль у функціонуванні систем FACTS грають накопичувачі електричної енергії, які виконують наступні функції:

- вирівнювання графіків навантаження в мережі (накопичення електричної енергії в періоди наявності надлишкової (дешевої) енергії і видачу в мережу в періоди дефіциту;

- забезпечення в поєднанні з пристроями FACTS підвищення меж стійкості;

- забезпечення безперебійного живлення особливо важливих об'єктів, власних потреб електричних станцій;

- демпфування коливань потужності;

- стабілізацію роботи децентралізованих джерел електричної енергії.

Накопичувачі енергії діляться на електростатичні та електромеханічні. До електростатичних накопичувачів енергії відносяться акумуляторні батареї великої енергоємності (АББЕ), накопичувачі енергії на основі молекулярних конденсаторів, накопичувачі енергії на основі низькотемпературних (охолодження рідким гелієм) надпровідників.

Всі типи електростатичних накопичувачів зв'язуються з мережею через пристрої силової електроніки - зарядно-перетворювальні пристрої.

В даний час рядом зарубіжних фірм розпочато випуск і здійснюється досить масштабне практичне застосування АББЕ.

Одним з основних елементів технологічного базису концепції Smart Grid є «цифрові підстанції».

В основу ідеї побудови цифрової підстанції закладена заміна численних дротяних зв'язків для обміну традиційними аналоговими і дискретними сигналами на уніфікований обмін цифровими повідомленнями, що забезпечують можливість розподіленої реалізації функцій системи автоматизації підстанції і повну функціональну сумісність інтелектуальних електронних пристроїв різних виробників.

Найбільш повно на сьогодні вивчені питання обміну інформацією в рамках стандарту МЕК 61850 для таких пристроїв і підсистем підстанції, як вимірювальні трансформатори струму і напруги, комутаційні апарати, мікропроцесорні термінали релейного захисту та автоматики, АСУТП. При цьому питання інтеграції складних видів електротехнічного обладнання, і в першу чергу, силових трансформаторів, автотрансформаторів і шунтуючих реакторів, КРУЕ, вимикачів повинні розглядатися в контексті функцій самостійного аналізу даних і самодіагностики.

Широкі перспективи при реалізації концепції Smart Grid зв'язуються зі надпровідниковими кабельними лініями для систем передачі електроенергії, які перевершують за потужністю переданої енергії в три - п'ять разів традиційні кабельні лінії. Застосування надпровідних кабельних ліній дозволить істотно скоротити втрати електроенергії, передавати великі потоки потужності при звичайних габаритах кабелю, продовжити термін експлуатації кабельних ліній, зменшити площу відчужуваних під будівництво кабельних ліній земель в мегаполісах, забезпечити електропостачання великих споживачів в мегаполісах на напрузі 20 кВ.

Інноваційні компоненти Smart Grid відіграють важливу роль в досягненні розглянутих раніше ключових вимог до енергосистеми, удосконалюючи, з одного боку її фізико-технічні характеристики, а з іншого істотно підвищують керованість, виступаючи активними елементами, що забезпечують великі можливості з розширення і зміни допустимих станів енергосистеми. Вони можуть застосовуватися як в автономних програмах, так і в складних комплексних системах, таких як мікромережі або віртуальні електростанції. Досить часто мікромережі називають віртуальними електростанціями (далі -

ВЕС), так як, по суті, вони є об'єднанням програм управління попитом і розподіленими джерелами енергії, що дозволяє диспетчеру моделювати їх, як ресурси генерації. ВЕС дозволяє енергетичним компаніям керувати значним числом споживачів з великими обсягами (ємністю), впливаючи на їх набір опцій, що стосуються комерційних операцій.

У цьому плані використання ВЕС забезпечує більш тісний зв'язок між оптовим і роздрібним ринками шляхом управління системою магістральних ліній електропередачі та системою розподілу і формує двосторонній потік електрики і грошей, який забезпечує глибоко інтегровану систему оптимізації всім, що необхідно для ефективного управління складним Smart Grid.

У майбутньому передбачається, що функціонування енергосистеми здійснюватиметься шляхом тісної взаємодії між централізованими і розподіленими децентралізованими генеруючими потужностями. Управління розподіленими генераторами може бути зібрано в єдине ціле, утворюючи мікромережі (microgrid) або «віртуальні» електростанції, інтегровані як в мережу, так і в ринок електроенергії та потужності, що сприятиме підвищенню ролі споживача в управлінні енергосистемою.

В цілому при поліпшенні технологій інтерфейсу та підтримки прийняття рішень на місці, мережі будуть більш надійно функціонувати і менш частими стануть випадки відключення через природні явища і людський фактор.

З технологією IIDS складні і великі системи інформації будуть зведені до форматів, що легко сприймаються навченим системним оператором, для виконання наступних завдань:

- розуміння загального стану мережі та надання підтримки самовідновлюваній ділянці мережі;
- підтримку безпеки мережі і цілісності за рахунок швидкого виявлення та пом'якшення можливих загроз;
- моніторинг та контроль великої кількості нових, децентралізованих джерел електроенергії (наприклад, DER, DR, вдосконалених функцій зберігання);
- оперативного розгляду виникаючих питань якості електроенергії;

- визначення «втомленого» обладнання, що дозволить вчасно проводити заміну обладнання, до того як збій може привести до дорогих відключень;

- визначення місця розташування системних засобів, людських ресурсів, портативного обладнання, а також фізичних об'єктів, таких як дороги, мости і міські вулиці, що дозволить системним операторам значно підвищити безпеку працівників та населення, створити безпечні умови для завершення реставраційних робіт;

- краще зрозуміти і здійснювати мінімізацію впливу на навколишнє середовище;

- поліпшити загальну експлуатацію та технічне обслуговування всієї системи передачі електроенергії.

Впровадження концепції Smart Grid головним чином вплине на зміни в системі IT в результаті істотного збільшення обсягу переданих і необхідних даних, яких раніше не було ні в одній енергетичній компанії.

Прогнозується, що кількість даних, які щодня надходять з енергетичної системи на базі концепції Smart Grid, складатиме більше 2% від загального обсягу даних системи. Іншими словами, якщо загальна кількість даних, які зберігаються в центральній базі даних, займає 10 Терабайт, то, можливо щоденне надходження до 200 Гігабайт тільки від систем управління та моніторингу Smart Grid.

У цьому випадку протягом двох місяців кількість даних, які від Smart Grid, буде перевершувати загальну кількість зібраних даних від SCADA та комерційної інформації електромережеві компанії за весь її життєвий цикл.

У першому ж році роботи електромережеві компанії будуть змушені збільшити розміри пам'яті на місцях або центральної бази даних на 400%.

### **3.7. Інтегровані комунікації**

З розглянутих п'яти ключових технологічних областей, впровадження інтегрованих комунікацій є основною для розвитку всіх інших і необхідною базою для розвитку сучасної енергосистеми на базі концепції Smart Grid. Її функціонування буде істотно залежати від збору даних, захисту і управління,

тобто від наявності ефективно інтегрованої інфраструктури зв'язку.

Тому методи і технології комунікацій мають найвищий пріоритет для створення сучасної енергосистеми

Комплексна комунікаційна інфраструктура сучасної мережі буде мати такі характеристики:

- універсальність - всі потенційні користувачі можуть бути її активними учасниками;

- цілісність - інфраструктура працює на такому високому рівні керованості і надійності, що це стає помітно у випадку, коли вона перестав ефективно функціонувати;

- простота використання - логічні, послідовні і інтуїтивні правила і процедури для користувача;

- економічна ефективність - цінність надаваних послуг повністю виправдовує витрати;

- стандартизація - основні елементи інфраструктури та шляхів взаємодії її елементів чітко визначені і залишаються стабільними протягом часу;

- відкритість - відкрита частина інфраструктури доступна для всіх сторін на недискримінаційній основі;

- безпека - інфраструктура здатна витримати втручання третіх сил;

- застосовність - інфраструктура буде володіти достатньою пропускну здатністю для підтримки не тільки нинішніх функцій, але також і тих, які будуть розроблені в майбутньому.

Однією з основних переваг, які будуть отримані від впровадження інтегрованої комунікації буде можливість самовідновлення мережі.

У «Енергетичній стратегії-2030» намічені орієнтири розвитку мережевої інфраструктури. Серед інших завдань, в ній значиться застосування нового покоління пристроїв силової електроніки, систем автоматичного управління та захисту для вирішення проблеми спостереження за ЕЕС і управління електричними режимами в реальному часі, що істотно підвищить керованість і ефективність ЕЕС і забезпечить підвищення надійності електропостачання споживачів до 0,999 - 0,9997 з поточного рівня 0,996.

У «Енергетичній стратегії-2030» декларується вибір на користь інноваційного напрямку розвитку електроенергетики Росії. Інноваційна концепція розвитку електроенергетики країни є, по суті, вірною відповіддю на зазначені виклики світової економічної ситуації, але має значні складнощі в реалізації.

У СНД є технологічні передумови для інноваційного розвитку: у нашій країні розроблено і освоєно промислове виготовлення цілого ряду технічних засобів, що є елементами концепції Smart Grid, причому деякі з них проводяться тільки в Росії (наприклад, керований шунтуючим реактор з підмагнічування постійним струмом). Реалізація інноваційного потенціалу в електроенергетиці нашої країни пов'язана, в першу чергу, зі значними одноразовими фінансовими витратами, необхідний обсяг яких відсутній в компаніях галузі. Досвід зарубіжних країн показує, що без активної державної участі реалізація інноваційних завдань буде істотно ускладнена: необхідні також заходи підтримки розвитку російського технологічного потенціалу.

У поточній ситуації впровадження інновацій та розширення номенклатури електроенергетичного обладнання можливі за допомогою:

- переорієнтації підприємців на продукцію вітчизняного (у тому числі ліцензійного) виробництва;
- завантаження потужностей і отримання стійкого прибутку виробниками за рахунок збуту продукції за довгостроковими контрактами;
- створення програми підтримки та розвитку СНД заводів-виготовлювачів, зокрема, що спеціалізуються на виробництві високовольтного електрообладнання;
- вдосконалення законодавчої бази в галузі захисту вітчизняних товаровиробників;
- всебічного стимулювання СНД розробників нової імпортозамінної продукції.

- у питаннях інтеграції енергосистем і координованого управління СНД має певний набір ключових компетенцій, особливо у науковій та технологічній сферах, які можуть бути розвинені в рамках реалізації нової концепції Smart

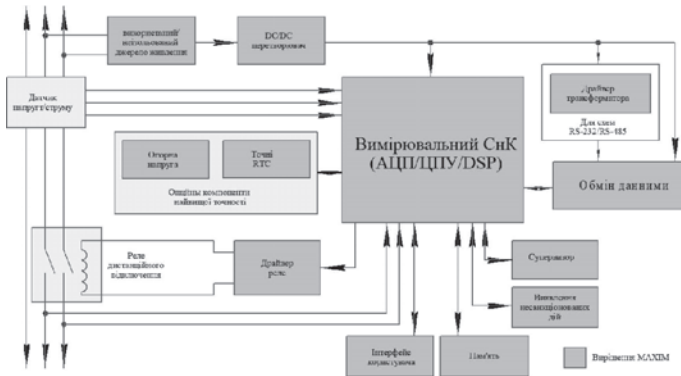
Grid в СНД.

Аналіз показує, що в СНД існують достатні передумови для розвитку концепції Smart Grid. В якості найбільш загальних науково-технічних передумов слід, на наш погляд, в першу чергу, розглядати наявність збережених ключових компетенцій, які відносяться до окремих елементів технологічного базису: лінії надвисокої напруги змінного і постійного струму, протиаварійна автоматика; елементи інтелектуальних технологій в магістральних мережах: надпровідники; автоматизоване управління режимами роботи енергетичних об'єднань; релейний захист і WAMS, так і вітчизняні роботи з теорії розвитку та управління великими системами енергетики, кібернетиці енергосистем, ряд ідей і результатів яких, досить чітко простежуються в рамках розвинутої за кордоном ідеології Smart Grid.

Таким чином, концепція Smart Grid передбачає перехід до активного споживача - по суті споживач стає, з одного боку, активним суб'єктом вироблення і прийняття рішень щодо розвитку і функціонування енергосистеми, а з іншого - об'єктом управління, що забезпечує поряд з іншими реалізацію ключових вимог. Енергосистема на базі концепції Smart Grid надасть великі можливості щодо виходу на ринок, як споживачів, так і виробників за рахунок збільшення пропускної спроможності магістральних мереж, проведення ініціатив з колективного управління споживанням, розташуванню розподілених джерел енергії в розподільних мережах, ближче до споживачів.

#### 4. СУЧАСНІ ПРИСТРОЇ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

На початку розроблення та виробництва електронних лічильників для реалізації вимог до їх функціональності використовувалися багато інтегральних схем (ІС). Зазвичай мікроконтролер керував системою і дисплеєм, а декілька аналого-цифрових перетворювачів (АЦП) і процесор оброблення сигналів з фіксованим набором функцій – метрологічними завданнями. На рис. 4.1 наведена блок-схема інтелектуального лічильника.



**Рисунок 4.1 – Блок-схема інтелектуального лічильника**

У наступному поколінні лічильників для об'єднання аналого-цифрового перетворення і цифрового оброблення сигналів застосовувалися спеціалізовані метрологічні замовні інтегральні схеми (ASIC) великих виробників метрологічного обладнання. Однак використання замовних ІС пов'язане зі значними інвестиціями в дослідження і розроблення, а також з відносно великими витратами часу на створення кожного нового набору функціональних можливостей.

Низька точність через міжканальні перехресні перешкоди і висока вартість компонентів у традиційній архітектурі з декількома перетворювачами є їх суттєвими недоліками. Зокрема, перехресні перешкоди між каналами, які виникають у таких пристроях, вимагають додаткових заходів щодо захисту апаратних компонентів і вбудованих приладів захисту.

Важливою інновацією у сфері розроблення інтегрованих вимірювальних



рішень СнК (система на кристалі – виконує функції цілого пристрою розташованого на одній інтегральній схемі) став метод Single Converter Technology компанії Teridian. Архітектура на базі такого методу оптимізує метрологічні функції за рахунок об'єднання одного АЦП, що має кілька мультиплексних входів і програмований обчислювач (Computation Engine, CE) для роботи в режимі реального часу. Зазначена технологія дозволяє достатньо оперативно налаштувати обчислювач відповідно до вимог компаній, що дає змогу вносити мінімальні обчислення в апаратну інфраструктуру.

Мультиплексний підхід є особливо доцільним, оскільки дозволяє обчислювачеві CE в мультиплексній системі виконувати «одночасні» вимірювання в різних каналах, забезпечувати узгодження коефіцієнтів посилення і компенсаційних зсувів, знижувати міжканальні перехресні перешкоди і гнучкість конструкції тощо. Це дає змогу отримувати малозатратне рішення для високоточних вимірювань з великим динамічним діапазоном (2000:1). Дані вимірювання можуть передаватися з використанням звичайних модемів (у стаціонарних мережах або мережах мобільного зв'язку) або по лініях електропередачі (PLC). При цьому вартість додаткового обладнання може коливатися від 3 дол. США за PLC-модем до 20 дол. і вище за модеми стільникового зв'язку. Додатковою перевагою СнК є можливість їх перепрограмування в умовах експлуатації, що дає змогу компаніям в умовах експлуатації (через вбудоване ПЗ) знижувати експлуатаційні та капітальні витрати в довгостроковій перспективі, збільшувати термін служби і, відповідно, окупили інвестиції в інтелектуальні лічильники в більш короткі терміни.

Технологічним проривом в використанні мікропроцесорної техніки в електроенергетиці стала поява цифрових сигнальних мікропроцесорів (DSP), які дозволяють обробляти аналогові сигнали на одному кристалі з дискретними сигналами.

В 1999 році фірма Analog Devices випустила перший мікроконтролер (ADuC812), що сполучає можливості високоточного вводу/виводу, попередньої цифрової обробки даних і організації мереж збору інформації від датчиків. В

2002 році фірма анонсувала п'ять нових мікроконтролерів ADu831 /832/836/841/842, а в 2003 році ще три – ADu844/845/846.

ADu812 – інтегральна 12-бітна система збору інформації, що включає в себе прецизійний багатоканальний АЦП з самокалібруванням, два 12-бітних ЦАП і програмувальне 8-бітне мікропроцесорне ядро (сумісне з мікроконтролером 8051) (MCU). MCU підтримує внутрішні 8Кбайт FLASH ЕРПЗП програм, 640 байт ЕРПЗП пам'яті даних і 256 байт статичної пам'яті даних з довільною вибіркою (RAM).

MCU підтримує наступні додаткові функції: сторожовий таймер, монітор живлення і канал прямого доступу для АЦП. Для мультипроцесорного обміну й розширення вводу-виводу (в/в) є 32 програмувальні лінії вводу/виводу і послідовні інтерфейси I2C, SPI і стандартний UART.

Функціональну схему мікроконтролера представлено на рис. 4.2.

Для гнучкого керування в застосуванні з низьким споживанням в MCU і аналоговій частині передбачено 3 режими роботи: нормальний, холостий і черговий. Система ADu812 допускає роботу з напругою живлення 3 і 5 В у індустріальному діапазоні температур (–45 С°... +85 С°) і конструктивно виконана в 52-вивідному пластмасовому корпусі (тип PQF).

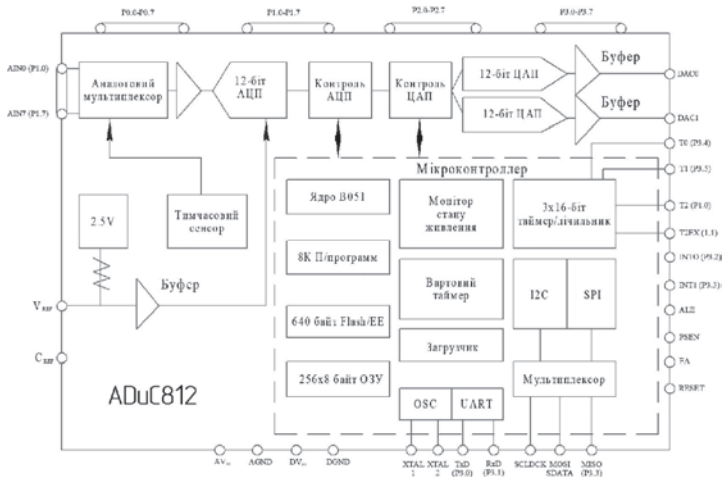


Рисунок 4.2. – Функціональна схема мікроконтролера ADu812

Частота кварцового резонатора (MCL-CIN) становить 16 МГц. Вихідна напруга  $V_{out}$  ПАП (BAC) щодо нульового потенціалу (AGND) живлення аналогової частини знімається при навантаженні  $R_l=10$  кОм і  $C_1=100$  пФ.

Живлення аналогової частини мікроконтролера  $V_{dd}$  становить +3 В або +5 В  $\pm 10$  %, величина опорної вбудованої напруги ДОН  $V_{ref}=2,5$  В. Скорочення LSB (Least Significant Bit) означає молодший біт. В листопаді 2003 року фірмою Analog Devices презентовані дві багатофункціональні ІМС з цифровим виходом – ADE7753 і ADE7758, призначені для виміру активної, реактивної і повної потужностей і електроенергії в складі однофазних і трифазних лічильників відповідно, крім того, в ІМС забезпечується вимір середньоквадратичних значень і зчитування форми напруг мережі і струмів навантаження.

Для ІМС можуть використовуватися як датчик струму трансформатор, що диференціює, без магнітного сердечника (котушка Роговського), а також шунт (для ADE7753) або трансформатор струму, навантажений на резистор (для ADE7753 і ADE7758).

Програмне керування і зчитування вихідних даних в цифровій формі здійснюється через послідовний інтерфейс ІМС. Всі ланцюги мікросхем, крім вхідних, а також джерела опорної напруги, генератора тактових імпульсів і температурного датчика, є цифровими. Використання цифрових методів (зокрема, для виконання обчислювальних операцій) забезпечує високу точність обробки сигналів і є характерною рисою ІМС фірми Analog Devices, призначених для лічильників електроенергії.

#### **4.1. Вимірювальні прилади та пристрої**

Вимірювальні прилади та пристрої, технології зчитування та вимірювання є однією з ключових технологічних областей і важливим компонентом сучасної енергетичної системи на базі концепції Smart Grid. Ці технології будуть виконувати такі функції:

- Оцінювати стан обладнання та рівень інтегрованості мережі, що

відображає ступінь зосередження інформації в єдиному центрі;

Забезпечувати безперервний моніторинг даних, мінімізувати помилки при виставленні рахунків;

- Сприяти оптимізації режимів мережі та скорочення викидів забруднюючих речовин за рахунок надання споживачеві можливості регулювати попит;

- В майбутньому нові технології цифрового зв'язку в поєднанні з цифровими вимірювальними приладами і датчиками будуть підтримувати більш комплексні вимірювання і безперервний моніторинг даних;

- Сприяти прямої взаємодії між постачальником послуг і споживачем.

Передбачається, що ці елементи дозволять забезпечити вирішення наступного спектру завдань:

1. На рівні клієнта сучасні мережі не матимуть електромеханічних лічильників і вимірювальних приладів. Замість них будуть встановлені сучасні цифрові вимірювальні прилади та пристрої, пов'язані, як із споживачем, так і з постачальником послуг. Мікропроцесори в цих передових вимірювачах здійснюватимуть широкий спектр функцій. Як мінімум, вони будуть фіксувати витрати протягом всього процесу виробництва, передачі і розподілу електроенергії. Більшість клієнтів також зможе реєструвати інформацію по передбачуваних критичних сигналах, наприклад, піку цін, що надається енергопостачальною організацією.

Так само вимірювальні пристрої будуть повідомляти клієнта про проходження критичного рівня завантаження мережі.

Вдосконалені вимірювальні пристрої будуть здійснювати функції бажаного рівня витрати електроенергії, графік якого програмується клієнтом. Залежно від змін цін на електроенергію, пристрої будуть автоматично контролювати навантаження клієнта відповідно до цього графіка.

Крім того, нові вимірювальні пристрої будуть забезпечувати розширення наданого переліку комунальних послуг, таких як пожежна та охоронна сигналізація та ін. Нові підходи будуть реалізовуватися на основі цифрових

комунікаційних можливостей Інтернету, з використанням стандартних Інтернет-протоколів, а також надійних і розповсюджених способів підключення таких як, бездротові, BPL і навіть оптоволоконна мережа в будівлях. Інтеграція їх, наприклад, з системами безпеки буде забезпечувати запобігання зломів і порушень.

2. На рівні комунальних підприємств, вдосконалені технології зчитування і вимірювань розширять спектр наданої інформації операторам і диспетчерам енергетичної системи, яка включатиме в себе, наприклад:

- значення коефіцієнта потужності;
- параметри якості електроенергії в межах всієї системи;
- WAMS (Wide Area Measurement System - англ.) - системи моніторингу перехідних режимів енергосистеми;
- характеристику стану обладнання;
- маніпуляції з вимірами та даними датчиків;
- відомості про природні катаклізми;
- визначення місць пошкоджень;
- навантаження трансформаторів і ліній;
- профілі напруги мережі;
- температуру критичних елементів
- ідентифікацію відмов;
- профілі та прогнози споживання електроенергії.

Нові системи програмного забезпечення будуть збирати, зберігати, аналізувати і обробляти велику кількість даних, що проходять через сучасні інструменти вимірювання та зчитування. Оброблені дані потім будуть передаватися в існуючі та нові інформаційні системи обслуговуючих компаній, що виконують безліч найважливіших функцій бізнесу (білінг, планування, експлуатація, робота з клієнтами, прогнозування, статистичні дослідження і т.д.).

Майбутні цифрові реле, які використовують інтелектуальні агенти, істотно підвищать надійність енергетичної системи. Широкі схеми

моніторингу, захисту та контролю будуть інтегрувати цифрові реле, удосконалювати зв'язок та інтелектуальних агентів. У такої інтегрованої розподіленої системі захисту реле будуть здатні автономно взаємодіяти один з одним. Така гнучкість і автономність підвищує надійність, так як навіть при збоях, на якійсь ділянці мережі, решта реле на базі агентів продовжують захищати енергетичну систему.

Прогнозовані масштаби впровадження розглянутих технологій досить великі. Глобальна трансформація технологій вимірювання та зчитування буде використовувати безліч інтелектуальних, взаємодіючих вимірників. Але, як показує закон Мура, ціни на чіпи будуть падати, навіть якщо їх обчислювальна потужність буде виростати. До того ж, як показує історія, вимоги пов'язані з всеосяжністю, надійністю і недорогий зв'язком будуть помітно доступніші, тому що революція в цифрового зв'язку все ще триває.

Існує безліч переваг від розвитку таких технологій в галузі вимірювання.

Перетворення вимірювання у формі порталу для споживачів і виходу для інших технологій забезпечить інформованість як споживачів так і енергопостачальні компанії.

Вигоди для споживачів:

– можливість приймати обґрунтовані рішення з управління навантаженням;

– прямий зв'язок з ринком електроенергії в режимі реального часу;

– мотивація до участі у функціонуванні ринку;

– Зниження витрат на електроенергію;

Вигоди для енергопостачальних компаній:

– контроль коливань навантаження;

– зниження експлуатаційних витрат;

– «підтримка» при перевантаженнях;

– зниження крадіжок електроенергії.

Вдосконалені датчики і нові методи вимірювання будуть збирати необхідну інформацію про стан всіх елементів енергетичної системи, і системи

в цілому. Додаткові інструменти потім аналізуватимуть системні умови і виконувати в режимі реального часу аналіз умов функціонування, а також у разі необхідності ініціювати необхідні дії.

Переваги вдосконалення процесу збору даних:

- більш ефективне використання та технічне обслуговування активів;
- постійний моніторинг та оцінка стану експлуатованого обладнання, його залишкового терміну служби;
- виявлення і запобігання потенційних збоїв і швидка оцінка виникаючих проблем;
- своєчасна передача інформації про передаварійний стан операторам.

Розширений моніторинг, контроль і система захисту, а також DR (Demand Response - управління попитом) інструменти, є невід’ємною частиною надійної, самовідновлювальної мережі. Далі наведені деякі переваги, які будуть реалізовані в енергетичній системі на базі концепції Smart Grid:

- скорочення каскадних відключень;
- запобігання швидкого розвитку аварійного виходу з ладу обладнання;
- контроль пошкоджень;
- оптимальне використання існуючих активів;
- зниження перевантажень;
- більш ефективні програми технічного обслуговування активів;
- зменшення кількості відмов устаткування і зниження витрат на ліквідацію аварій;
- мінімізація негативного впливу на навколишнє середовище;
- максимальне використання найбільш ефективних генеруючих пристроїв;
- зниження втрат при постачанні електрики.

Основні вигоди перетворення виміру інформації надалі істотно розширять сферу їх застосування: будуть сприяти вдосконаленню функціонування ринків електроенергії та потужності, надаючи споживачу можливість вибору і здійснення інвестиції, що призведе до збереження

капіталу і скорочення експлуатаційних витрат енергетичних компаній, формування переваг для навколишнього середовища в результаті підвищення рівня екологічної безпеки і зисків для економіки і населення від підвищення рівня безпеки, надійності та якості електропостачання.

Інформація від інтелектуальних приладів вимірювання може передаватися за допомогою:

- загальнодоступним бездротовим зв'язком, принцип роботи якого схожий з бездротовим Інтернетом;
- радіозв'язком, з використанням спеціальних частот, більш надійних, ніж у випадку загальнодоступною бездротового зв'язку;
- широкосмугових електричних ліній, в які вбудований Інтернет;
- електричних мереж з встановленими на обох кінцях ліній модемами, які дозволять обмінюватися інформацією між споживачами та генеруючими компаніями.

Впровадження інформаційних технологій - мається на увазі удосконалення комунальних ІТ-технологій, для створення сервісо-орієнтованої інфраструктури (Service Oriented Infrastructure, SOA-англ.), використовуючи загальну інформаційну модель і загальний двосторонній канал для передачі інформації. Загальна інформаційна модель (Common Information Model-англ.) - Міжнародний стандарт, що забезпечує єдину модель інформаційного обміну, що охоплює проміжок від споживчого лічильника до системи транспортування електроенергії.

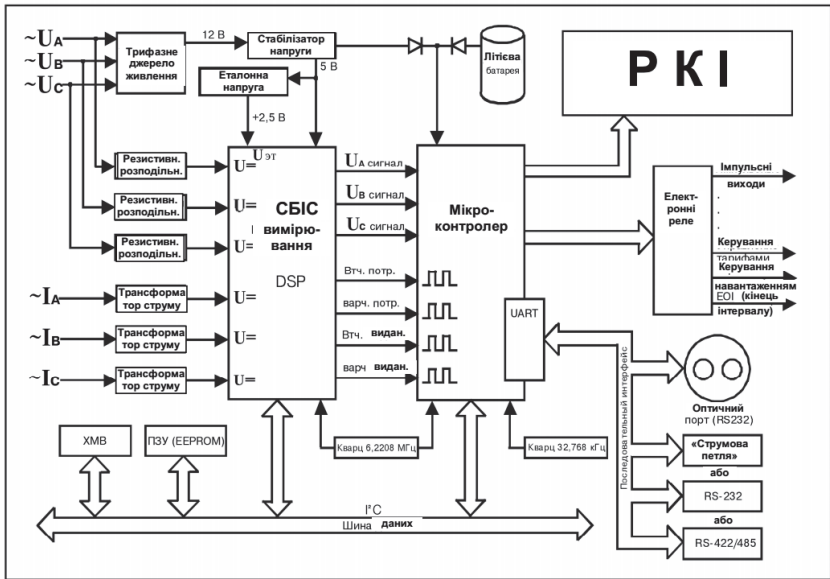
Існуючі інформаційні системи не можуть виконувати нові функції, необхідні додаткам Smart Grid, тому удосконалення існуючих технологій має проходити разом з впровадженням нових пристроїв і компонентів.

### **Принцип роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії**

Серед багатьох мікропроцесорних лічильників, які використовуються в Україні, розглянемо лічильник АЛЬФА. Цей лічильник відбиває головні структурні та функціональні особливості лічильників такого типу. Структурну



схему лічильника АЛЬФА подано на рис. 4.3. Лічильник АЛЬФА призначений для обліку активної і реактивної енергії в ланцюгах змінного струму, а також для використання в складі автоматизованих систем контролю й обліку електроенергії (АСКОЕ) для передачі вимірюваних параметрів на диспетчерський пункт контролю, обліку й розподілу електричної енергії. Принцип виміру полягає в тому, що виконується аналого-цифрове перетворення величин напруги і струму з наступним обчисленням енергій і потужностей. Лічильник АЛЬФА складається з вимірювальних датчиків напруги і струму, основної електронної плати з мікропроцесорною схемою виміру і швидко - діючого мікроконтролера. Вимірювані величини та інші необхідні дані відображаються на дисплеї лічильника, виконаного на рідких кристалах.



**Рисунок 4.3. – Структурна схема лічильника АЛЬФА**

Вимірювання струму і напруги силових кіл здійснюється за допомогою високолінійних трансформаторів струму поліпшеної конструкції та резистивних схем подільника напруги. Активна потужність обчислюється

шляхом множення обмірюваних цифрових значень напруг і струмів за допомогою вимірювальної надвеликої інтегральної схеми (НВІС).

В лічильнику АЛЬФА використовується імпульсне джерело живлення, що дозволяє забезпечити широкий діапазон робочої напруги від 70 до 440 В. Фазні напруги подають безпосередньо на основну плату лічильника через резистивні подільники, використовувані для узгодження рівнів вхідних сигналів з вимірювальною НВІС. Всі резистори – високоточні, металоплівкові з мінімальним температурним коефіцієнтом. Первинний струм вимірюється за допомогою трансформаторів струму.

Мікроконтролер (НВІС), спеціально розроблений для лічильника АЛЬФА, веде весь процес виміру і обробки даних в цифровій формі, що дозволяє зберігати задану точність виміру в всьому діапазоні робочих температур від – 40 до +60 градусів Цельсія при максимальному і мініальному навантаженнях. Мікропроцесорне виконання лічильника АЛЬФА робить його програмованим, що дозволяє використати лічильник з широким набором різноманітних функцій.

Програмування лічильників АЛЬФА здійснюється програмним пакетом EMFPLUS 2.30 (504MD). Зчитування показань з лічильника АЛЬФА забезпечується програмами EMFPLUS 2.30 (504MD), Альфамет та ін.

НВІС виміру містить програмований цифровий сигнальний процесор з трьома вбудованими аналого-цифровими перетворювачами (АЦП). Вхідні сигнали напруги обробляють одним АЦП, а вхідні сигнали струму – другим АЦП. Третій АЦП використовується для вибірки вхідного сигналу нуля напруги і струму. Вимір нуля напруги і струму збільшують точність вимірів при малих сигналах.

Імпульси, кількість яких пропорційна вимірюваній енергії, з частотних виходів НВІС надходять на високопродуктивний мікроконтролер. Мікроконтролер здійснює функції контролю, передачі, прийому і відображення даних в лічильнику АЛЬФА.

Для рахунку часу календаря використовують кварцовий генератор. Час в

лічильнику може автоматично корегуватися під час зчитування інформації за допомогою комп'ютера.

Під час перерв в подачі живлення всі ключові дані лічильника і дані про його конфігурації зберігаються в нерушійній пам'яті НЗП(EEPROM) мікроконтролера. Дані багатотарифного режиму зберігаються в ОЗП мікроконтролера і ОЗП додаткової плати А+ доти, поки на лічильник надходить живлення.

В період відключення основного живлення літєва батарея (якщо вона передбачена модифікацією лічильника) забезпечує живлення генератора імпульсів 32768 Гц, що підтримує роботу внутрішнього календаря для збереження правильного рахунку часу.

Паралельно батареї через діод, що блокує, включений конденсатор. Спочатку енергія при перервах в подачі живлення надходить від конденсатора, що має достатню ємність для підтримки роботи пам'яті і календаря протягом декількох годин. Після розрядки конденсатора батарея забезпечує подачу живлення для зберігання даних протягом тривалого строку до 2 – 3 років залежно від температури навколишнього середовища. На платі С (плата Реле) розташовані інтерфейси лічильника АЛЬФА, які використовуються для організації зв'язку лічильника з різними пристроями збору даних імпульсними або цифровими каналами зв'язку. Лічильник АЛЬФА має наступні інтерфейси:

1. Електронні реле з оптичною розв'язкою, на виході яких частота імпульсів пропорційна вимірюваній потужності.

Можна замовити й установити в обрану модифікацію лічильника АЛЬФА електронну плату С з одним або більше напівпровідниковими реле, що можуть бути запрограмовані для виводу наступної інформації:

- перше реле – вихід за активною спожитою енергією;
- друге реле – вихід за реактивною спожитою енергією;
- третє реле – вихід за активною виданою енергією;
- четверте реле – вихід за реактивною виданою енергією.

2. Електронна плата з двома гальванічно розв'язаними групами реле. Плата дозволяє здійснювати зчитування інформації з лічильника АЛЬФА по імпульсних каналах на дві незалежні системи АСКОЕ.

На платі можуть бути розміщені групи по два напівпровідникових реле і по п'ять груп на кожен канал. Частота імпульсів на виходах реле може задаватися в широкому діапазоні за допомогою програмного забезпечення EMPFLUS, що дозволяє включати лічильники АЛЬФА практично в будь-яку існуючу систему АСКОЕ.

На платі С разом з електронними реле можуть бути розміщені також інші (цифрові) інтерфейси.

### 3. «Струмова петля».

«Струмова петля» з оптичною розв'язкою на 1,5 кВ дозволяє передавати однією парою інформаційних проводів не тільки дані про вимірювану енергію й потужність, але й численну додаткову інформацію, таку як:

- час і дата початку відключення живлення або фази;
- час і дата закінчення перерви живлення або включення фази;
- тип лічильника і сталі, що відбивають схему підключення лічильника до зовнішніх кіл;
- наявність тарифних зон та їхній розподіл за добою;
- дані самодіагностики лічильника і розшифрування цих повідомлень та інші дані.

Інтерфейс «струмова петля» використовують у випадках, де потрібні підвищені вимоги і вірогідність переданої інформації, оскільки протокол обміну передбачає видачу підтвердження правильності прийнятої і переданої інформації.

Інтерфейс «струмова петля» дозволяє передавати інформацію послідовним кодом на відстані до 150 м. Протоколи обміну за інтерфейсом «струмова петля» підтримуються апаратно-програмними засобами плати А+. Тому для можливості роботи лічильника за інтерфейсу «струмова петля» лічильник повинен мати в своєму складі плату А+ (модифікації AL, AT або OL).

4. Послідовний (цифровий) інтерфейс RS-485. Інтерфейс RS-485 дозволяє зчитувати інформацію з лічильника з відстані до 1,5 км, а також поєднувати до 31 лічильника на загальну шину без будь-яких додаткових пристроїв.

5. Оптичний порт зв'язку.

Оптичний порт використовують для зв'язку лічильника АЛЬФА з комп'ютером для заводського калібрування, програмування, метрологічної перевірки, завдання різних сталих.

Крім цього, оптичний порт використовують при знятті інформації з лічильників АЛЬФА на місці їхньої установки за допомогою інженерного пульта або переносних комп'ютерів Notebook. Кабель UNICOM PROBE являє собою пристрій зв'язку між оптичним портом лічильника і послідовним портом комп'ютера RS-232. UNICOM PROBE перетворює оптичні сигнали лічильника в рівень напруг послідовного інтерфейсу RS-232.

Довжина кабелю перетворювача 2 м. Живлення пристрою може здійснюватися або від батареї 9 В або від мережного адаптера.

На платі є додаткове п'яте реле, що використовують для керування навантаженням. Регулювання навантаження можна здійснювати в наступних режимах:

– спрацьовування реле в тарифних зонах відповідно до заданої уставкою потужності (для кожної тарифної зони можна визначити уставку спрацьовування реле);

– спрацьовування реле з настанням заданої тарифної зони.

Реле регулювання навантаження можна використовувати як сигнальне в випадку перевищення потужності заданої уставки.

Лічильник має програмні і апаратні засоби захисту. Кожен лічильник має свій пароль, що використовується на рівні обміну інформацією між лічильником і комп'ютером, за допомогою якого здійснюється доступ до даних лічильника і його перепрограмування.

Крім цього програмне забезпечення має свої вхідні коди, що перешкоджають роботі з програмним пакетом несанкціонованим особам.

Програмний пакет EMFPLUS 2.30 (504MD) надає три різних рівні доступу до лічильників для:

- споживача;
- експлуатаційних служб;
- енергопостачальних організацій;
- ремонтних служб;
- енергопостачальних організацій, що мають право державної перевірки.

В конструкції лічильника забезпечено подвійне пломбування між кришкою й основою. Кришка лічильника опломбована заводом виробником при проведенні калібрування й тестування лічильника, а також пломбою Держстандарту при проведенні перевірки лічильників.

Кришка клемника може бути опечатана додатковою пломбою при установці лічильника службами місцевої енергопостачальної компанії. Кришку лічильника не можна зняти, не знявши спочатку кришку клемника без порушення пломби.

Електронні вузли лічильника під керуванням його програмних засобів піддають самодіагностиці кожні 24 години. При цьому перевіряється робота всіх основних вузлів лічильника АЛЬФА:

- вбудованої батареї;
- мікропроцесора;
- пам'яті;
- внутрішніх інтерфейсів;
- робота сегментів дисплея та ін.

Виявлена несправність викликає появу на дисплеї лічильника повідомлення про помилку.

Лічильник АЛЬФА записує в пам'ять кількість всіх відключень живлення (до 9999 відключень), а також час і дату початку й кінця останнього відключення живлення.

Лічильник зберігає кількість скидань потужності (до 99), які мали місце з моменту останнього перепрограмування лічильника.

Лічильник записує загальна кількість звернень до лічильника через оптичний порт (до 99), а також останню дату перепрограмування і дату, коли будь-які дані в лічильнику були змінені.

Перегляд журналу зв'язків здійснюють за допомогою програмного забезпечення EMFPLUS.

#### **4.2. Будова мікропроцесорного лічильника електричної енергії**

Будова мікропроцесорного лічильника розглянемо на прикладі лічильника АЛЬФА, який складається з трьох основних блоків: корпусу, електронного модуля і шасі.

Корпус лічильника АЛЬФА відрізняється за своїм зовнішнім виглядом від інших лічильників. Стабілізований ультрафіолетом сірий полікарбонатний корпус забезпечує захист від старіння, а також від ударів і механічних пошкоджень.

Прозоре віконце вварене за допомогою ультразвуку в лицьову поверхню кришки. Віконце покрите твердим і стійким до зношування покриттям. Крізь віконце чітко помітні дані вимірів на дисплеї лічильника. Той самий корпус підходить до всіх типів лічильників АЛЬФА, що скорочує кількість комплектуючих деталей, спрощує збирання і наступну експлуатацію лічильників різних типів. Модуль шасі включає основу, датчики струму, шини струму і напруги, сполучні кабелі кіл струму й напруги з основною електронною платою.

Шасі лічильника складається з міцної литої підставки, виготовленої з полікарбонатного пластику. До шасі кріпиться клемна колодка для підключення до силових кіл струму і напруги.

Для лічильників прямого підключення на верхній частині клемника ставляться перемички, що з'єднують відповідні фази струму і напруги. На відміну від інших лічильників в лічильнику АЛЬФА реалізовано велику відстань (кілька сантиметрів) між струмовводами фаз А, В і С, що дозволяє підвищити надійність і точність роботи лічильника при більших

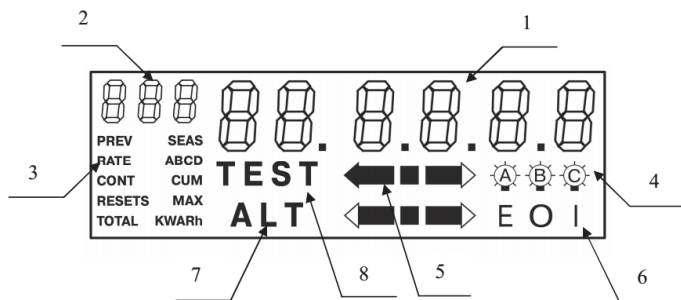
навантаженнях.

До клем шасі підключені також сполучні кабелі для зв'язку лічильника з різними пристроями збору даних за цифрових та імпульсних каналах. Залежно від установки лічильників АЛЬФА в три- або чотирипровідних лініях виготовляють двох- і трьохелементні лічильники АЛЬФА.

Електронний блок містить:

- основну електронну плату, що здійснює функції виміру і реєстрації;
- дисплей лічильника на рідких кристалах для відображення вимірюваних величин та інших необхідних даних;
- елементи оптичного порту;
- інформаційна табличка (шильдик) з позначенням типу лічильника;
- перемикачі режимів роботи дисплея.

В корпус лічильника вбудовують додаткові електронні плати, які значно розширюють функціональні можливості лічильника. Додаткові плати підключають до основної плати лічильника і одна за другою, за допомогою контактних клем. Для відображення результатів вимірів у лічильнику АЛЬФА використовується рідкокристалічний дисплей (рис. 4.4).



**Рисунок 4.4. – Рідкокристалічний індикатор (РКІ) лічильника АЛЬФА**

На дисплеї лічильника висотою 25 мм, по черзі з тривалістю від 1 до 15 секунд відображаються вимірювані параметри. Послідовність і тривалість відображуваних параметрів визначається за допомогою програмного забезпечення. Можна запрограмувати для виводу на дисплей до 64 різних



параметрів. РКІ функціонує і дозволяє здійснювати зчитування даних в температурних межах до мінус 40 градусів Цельсія. РКІ може зберігатися без пошкодження при температурах до мінус 55. На дисплеї лічильника розташовані індикатори, що відображають відповідну інформацію:

1. Величини вимірюваних параметрів. РКІ показує на шести розрядах цифрові значення вимірюваних величин.

2. Цифровий індикатор. Три менші за розміром цифри показують номери параметрів, що відображаються.

3. Літерна зона індикаторів. Використовують на додаток до цифрових індикаторів для пояснення значень, що відображаються.

Наприклад:

ABCD – букви вказують на тарифні зони;

CUM – сумарне значення максимальної потужності;

KWARh – потужність або енергія в наступних одиницях: k, kWh, kVA, kVAh, kVAR або kVARh;

PREV – дані за попередній розрахунковий період, або дані попереднього сезону та ін.

Ці ідентифікатори можуть бути подані в різних комбінаціях для вказівки якого-небудь конкретного відображуваного значення, наприклад:

RATE A kWh – кіловат-години за тарифну зону A;

MAX k – значення максимальної потужності в кіловатах.

4. Індикатори напруги. Три індикатори, що показують наявність фаз (A, B, C), відображаються на РКІ в вигляді трьох окремих кіл з літерними позначеннями усередині. Кожне коло постійно світиться при наявності напруги. Якщо напруга відсутня, то індикатор фази мигає, вказуючи на несправність, що виникла.

5. Індикатори напрямку потоку енергії. Шість оптичних індикаторів вказують напрямок активної (верхній ряд) і реактивної або повної енергії (нижній ряд), залежно від модифікації лічильника. Права стрілка мигає, коли енергія споживається з мережі. Ліва стрілка мигає, коли енергія видається в

мережу (вказуючи зворотний потік енергії). Стрілки індикаторів мигають з частотою, пропорційною прикладеному навантаженню.

6. Індикатор кінця інтервалу (EOI). Індикатор кінця інтервалу використовують для сигналізації про закінчення інтервалу усереднення при вимірі потужності. Індикація кінця часу інтервалу EOI виникає за 10 секунд до закінчення інтервалу усереднення, з закінченням цього інтервалу індикація EOI зникає.

Дисплей може бути запрограмований для роботи в двох режимах: нормальному і допоміжному.

#### Нормальний режим роботи

Лічильник завжди працює в нормальному режимі доти, доки не будуть натиснуті кнопки ALT або TEST, або поки не буде виявлена помилка в роботі вузлів лічильника. В цьому режимі на дисплеї відображаються мінімальні дані, використовувані для комерційних розрахунків, такі як:

- сумарне і за тарифними зонами споживання активної (kWh) і реактивної (kVARh) енергії; – час і дата споживання максимальної потужності (k) за окремими тарифними зонами;

- поточний час, дата і т. д.

#### Допоміжний режим (ALT)

Цей режим устанавлюється після натискання кнопки ALT. Звичайно, застосовують для відображення даних, не використовуваних для комерційних розрахунків, таких як:

- кількість скидань показань лічильника;
- дата останнього зчитування;
- дата перепрограмування;
- час, дата і кількість перерв в подачі живлення;
- значення енергії і потужності за попередній період обліку та ін.

Після закінчення одного повного циклу допоміжного режиму лічильник автоматично повертається до нормального режиму роботи.

#### Режим тестування (TEST)

Використовують звичайно для перевірки лічильника.

Режим помилки Якщо лічильник виявляє подію, що впливає на його роботу або на схоронність накопичених даних, то він автоматично перемикається в режим помилки. Сигнали помилок і попереджень відображають як повідомлення Егг або F з відповідним кодовим позначенням, що вказує на характер помилки.

Залежно від вимог замовника лічильник АЛЬФА може бути виготовлений в чотирьох основних варіантах. Додаткові функції можуть бути отримані за допомогою установки різних електронних плат, що підключаються до основної плати лічильника АЛЬФА.

*A1D – базовий лічильник АЛЬФА.*

Лічильник призначений для виміру активної енергії і максимальної потужності.

*A1T – багатотарифний лічильник АЛЬФА.*

Лічильник призначений для виміру активної енергії і максимальної потужності в багатотарифному режимі до 4 тарифів

*A1R – лічильник АЛЬФА для виміру активної і реактивної енергії і потужності.*

Має можливість виміру в двох варіантах:

1. Активна енергія і максимальна потужність в багатотарифному режимі і сумарна реактивна енергія без режиму багатотарифності.

2. Реактивна енергія і максимальна потужність в багатотарифному режимі і сумарній активній енергії без режиму багатотарифності. Зміну варіанта вимірів виконують за допомогою програмного забезпечення EMFPLUS.

*A1K – лічильник повної енергії.*

Він ідентичний до лічильника АЛЬФА типу A1R, за винятком того, що виконує вимір повної енергії і потужності замість реактивної.

Для розширення функціональних можливостей лічильника АЛЬФА використовують дві плати – плата А+ і плата С (плата реле).

Лічильник АЛЬФА має наступні додаткові функціональні можливості:

- вимірювання активної і реактивної енергії в двох напрямках;
- запис і зберігання даних графіка навантаження;
- передача результатів виміру імпульсними або цифровими каналами зв'язку.

Додаткову плату А+ використовують для додання базовим типам лічильників А1R, А1К функцій виміру енергії і потужності в двох напрямках, а також зберігання даних графіка навантаження (до чотирьох каналів), у тому числі й для А1Т. Плату А+ випускають в трьох модифікаціях: АТ, ОL, АL. При використанні плати А+ базові типи лічильників можуть бути модифіковані в наступні типи: А1Т-О, А1R-АО, А1R-OL, А1R-AL, А1К-АО, А1К-OL, А1К-AL (буква L позначає наявність функції зберігання даних графіка навантаження, а буква А позначає функцію виміру енергії і потужності в двох напрямках).

А1Т-L – багатотарифний лічильник активної енергії і максимальної потужності з записом графіка активного навантаження в пам'ять лічильника.

Конструкція лічильника ідентична до конструкції А1Т, за винятком того, що дозволяє записувати дані за вимірюваною потужністю для кожного інтервалу усереднення. Ці дані може зчитувати підприємство щомісяця або на вимогу для забезпечення комплексного запису потужності за розрахунковий період відповідно до реального часу і дати.

А1R-L – багатотарифний лічильник активної і реактивної енергії, а також максимальної потужності з записом графіка активного навантаження в пам'ять лічильника.

Конструкція лічильника ідентична конструкції А1R, за винятком того, що дозволяє записувати дані за вимірюваною активною енергією для кожного інтервалу усереднення.

А1R-А – багатотарифний лічильник, що вимірює активну й реактивну енергію, а також максимальну потужність у двох напрямках.

Основні характеристики цього типу лічильника ідентичні до типу А1R, за винятком того, що даний лічильник має додаткову здатність проводити виміри

в багатотарифному режимі активної і реактивної енергії в двох напрямках.

Лічильник може бути запрограмований на кожний з наступних наборів показань:

ОдноквADRANTні виміри в багатотарифному режимі активної і реактивної енергії і потужності:

- споживана активна енергія;
- споживана реактивна енергія (тільки один квадрант);
- середнє значення коефіцієнта потужності  $\cos\phi$  останнього інтервалу усереднення активної потужності;
- середнє значення коефіцієнта потужності  $\cos\phi$  за розрахунковий період.

2. Двоквадрантні виміри в багатотарифному режимі активної і реактивної енергії і потужності:

- споживана активна енергія;
- реактивна енергія 1-го квадранта (індуктивне навантаження);
- реактивна енергія 4-го квадранта (ємнісне навантаження);
- середнє значення коефіцієнта потужності  $\cos\phi$  останнього інтервалу усереднення активної потужності;
- середнє значення коефіцієнта потужності  $\cos\phi$  за розрахунковий період.

3. ЧотириквADRANTні виміри в багатотарифному режимі активної і реактивної енергії і потужності:

- споживана активна енергія;
- видана активна енергія;
- реактивна енергія 1-го квадранту;
- реактивна енергія 2-го квадранту;
- реактивна енергія 3-го квадранту;
- реактивна енергія 4-го квадранту;
- реактивна потужність 1-го квадранту в момент максимального споживання активної потужності;
- реактивна потужність 1-го квадранту в момент максимального виробітку активної потужності;

A1R-AL – багатотарифний лічильник, що вимірює активну й реактивну енергію і максимальну потужність з записом в пам'ять лічильника графіків активного й реактивного навантаження в двох напрямках.

Лічильник АЛЬФА, що володіє максимальним набором функцій. Основні характеристики цього лічильника ідентичні до типа A1R-A, за винятком того, що встановлена додаткова пам'ять на платі А+ дає можливість записати значення потужності за повний обліковий період.

В пам'ять можуть бути записані значення таких вимірюваних величин, як активна потужність в двох напрямках і реактивна потужність в двох напрямках. Інтервали запису потужності можуть бути обрані з ряду 1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 хв.

Глибина запису даних у пам'ять залежить від інтервалу часу, обраного для запису, й кількості використовуваних каналів. Наприклад, при 4-канальному записі з інтервалом усереднення 30 хв. дані накопичують протягом 20 днів; з інтервалом в 5 хв. – протягом 53 днів.

A1K-A – багатотарифний лічильник, що вимірює активну і повну енергію і максимальну потужність в двох напрямках.

Основні характеристики цього лічильника ідентичні до типа A1K, за винятком того, що даний лічильник має можливість проводити виміри активної енергії в двох напрямках і повної енергії.

Крім того, є можливість виміру коефіцієнта потужності в наступних режимах:

- середнє значення коефіцієнта потужності за розрахунковий період для спожитої активної енергії;
- значення коефіцієнта потужності останнього інтервалу усереднення для спожитої активної енергії;
- значення коефіцієнта потужності останнього інтервалу усереднення для виданої активної енергії.

A1K-AL – багатотарифний лічильник, що вимірює активну і повну енергію і максимальну потужність з записом в пам'ять лічильника графіків активного і повного навантаження в двох напрямках.

Основні характеристики лічильника ідентичні до типу АІК-А, за винятком того, що запис даних у пам'ять лічильника, зроблена лічильником АІК-А, здійснюється подібно до запису в лічильнику АІR-AL.

На платі С (плата Реле) розташовані інтерфейси лічильника АЛЬФА, які використовуються для організації зв'язку лічильника з різними пристроями збору даних імпульсними або цифровими каналами зв'язку.

Лічильник АЛЬФА має наступні інтерфейси:

1. Електронні реле з оптичною розв'язкою, на виході яких частота імпульсів пропорційна вимірюваній потужності.

Можна замовити й установити в обрану модифікацію лічильника АЛЬФА електронну плату С з одним або більше напівпровідниковими реле, що можуть бути запрограмовані для виводу наступної інформації:

- перше реле – вихід за активною спожитою енергією;
- друге реле – вихід за реактивною спожитою енергією;
- третє реле – вихід за активною виданою енергією;
- четверте реле – вихід за реактивною виданою енергією.

Частота імпульсів на виході реле пропорційна вимірюваній потужності, а кількість – вимірюваній енергії (активної і реактивної в двох напрямках залежно від типу лічильника). Для збільшення перешкодозахищеності переданої інформації електронні реле виконані для струму навантаження до 100 мА з робочою напругою до 120 В. Ці реле можуть працювати як на постійному, так і на змінному струмі.

2. Електронна плата з двома гальванічно розв'язаними групами реле.

Плата дозволяє здійснювати зчитування інформації з лічильника АЛЬФА по імпульсних каналах на дві незалежні системи АСКОЕ.

На платі можуть бути розміщені групи по два напівпровідникових реле і по п'ять груп на кожен канал. Частота імпульсів на виходах реле може задаватися в широкому діапазоні за допомогою програмного забезпечення EMPFLUS, що дозволяє включати лічильники АЛЬФА практично в будь-яку існуючу систему АСКОЕ.

На платі С разом з електронними реле можуть бути розміщені також інші (цифрові) інтерфейси.

### 3. «Струмова петля».

«Струмова петля» з оптичною розв'язкою на 1,5 кВ дозволяє передавати однією парою інформаційних проводів не тільки дані про вимірювану енергію й потужність, але й численну додаткову інформацію, таку як:

- час і дата початку відключення живлення або фази;
- час і дата закінчення перерви живлення або включення фази;
- тип лічильника і сталі, що відбивають схему підключення лічильника до зовнішніх кіл;
- наявність тарифних зон та їхній розподіл за добою;
- дані самодіагностики лічильника і розшифрування цих повідомлень та інші дані.

Інтерфейс «струмова петля» використовують у випадках, де потрібні підвищені вимоги і вірогідність переданої інформації, оскільки протокол обміну передбачає видачу підтвердження правильності прийнятої і переданої інформації.

Інтерфейс «струмова петля» дозволяє передавати інформацію послідовним кодом на відстані до 150 м.

Протоколи обміну за інтерфейсом «струмова петля» підтримуються апаратно-програмними засобами плати А+. Тому для можливості роботи лічильника за інтерфейсу «струмова петля» лічильник повинен мати в своєму складі плату А+ (модифікації AL, AT або OL).

### 4. Послідовний (цифровий) інтерфейс RS-485.

Інтерфейс RS-485 дозволяє зчитувати інформацію з лічильника з відстані до 1,5 км, а також поєднувати до 31 лічильника на загальну шину без будь-яких додаткових пристроїв.

### 5. Оптичний порт зв'язку.

Оптичний порт використовують для зв'язку лічильника АЛЬФА з комп'ютером для заводського калібрування, програмування, метрологічної



перевірки, завдання різних сталих.

Крім цього, оптичний порт використовують при знятті інформації з лічильників АЛЬФА на місці їхньої установки за допомогою інженерного пульта або переносних комп'ютерів Notebook.

Кабель UNICOM PROBE являє собою пристрій зв'язку між оптичним портом лічильника і послідовним портом комп'ютера RS-232. UNICOM PROBE перетворює оптичні сигнали лічильника в рівень напруг послідовного інтерфейсу RS-232.

Довжина кабелю перетворювача 2 м. Живлення пристрою може здійснюватися або від батареї 9 В або від мережного адаптера. На платі є додаткове п'яте реле, що використовують для керування навантаженням. Регулювання навантаження можна здійснювати в наступних режимах:

- спрацьовування реле в тарифних зонах відповідно до заданої уставкою потужності (для кожної тарифної зони можна визначити уставку спрацьовування реле);
- спрацьовування реле з настанням заданої тарифної зони. Реле регулювання навантаження можна використовувати як сигнальне в випадку перевищення потужності заданої уставки. Лічильник має програмні і апаратні засоби захисту. Кожен лічильник має свій пароль, що використовується на рівні обміну інформацією між лічильником і комп'ютером, за допомогою якого здійснюється доступ до даних лічильника і його перепрограмування.

Крім цього програмне забезпечення має свої вхідні коди, що перешкоджають роботі з програмним пакетом несанкціонованим особам.

Програмний пакет EMFPLUS 2.30 (504MD) надає три різних рівні доступу до лічильників для:

- споживача;
- експлуатаційних служб;
- енергопостачальних організацій;
- ремонтних служб;
- енергопостачальних організацій, що мають право держперевірки.

В конструкції лічильника забезпечено подвійне пломбування між кришкою й основою, аналогічне до попередньо розглянутого лічильника.

Електронні вузли лічильника під керуванням його програмних засобів піддають самодіагностиці кожні 24 години. При цьому перевіряється робота всіх основних вузлів лічильника АЛЬФА:

- вбудованої батареї;
- мікропроцесора;
- пам'яті;
- внутрішніх інтерфейсів;
- робота сегментів дисплея та ін.

Виявлена несправність викликає появу на дисплеї лічильника повідомлення про помилку.

Лічильник АЛЬФА записує в пам'ять кількість всіх відключень живлення (до 9999 відключень), а також час і дату початку й кінця останнього відключення живлення. Лічильник зберігає кількість скидань потужності (до 99), які мали місце з моменту останнього перепрограмування лічильника.

Лічильник записує загальна кількість звертань до лічильника через оптичний порт (до 99), а також останню дату перепрограмування і дату, коли будь-які дані в самому лічильнику були змінені.

Перегляд журналу зв'язків здійснюють за допомогою програмного забезпечення EMFPLUS.

У багатофункціональних пристроях обліку крім метрологічних функцій щодо точності виміру параметрів електричної енергії реалізуються і комутаційні функції, зокрема, передбачаються дискретні входи/виходи для здійснення завдань телемеханіки та управління, виходи для здійснення завдань комутації та блокування мережі, передбачається забезпечення можливості використання стандартних інтерфейсів тощо.

До технічних характеристик однофазних інтелектуальних електронних приладів обліку електроенергії відносяться такі параметри, як клас точності, номінальна напруга і максимальна сила струму, межа чутливості приладу

обліку, номінальна частота вимірювальної мережі, багатотарифний облік, засоби захисту від несанкціонованого впливу на роботу приладу, термін збереження профілю навантаження, граничного робочого діапазону температури, міжповірного інтервалу, середнього терміну служби тощо.

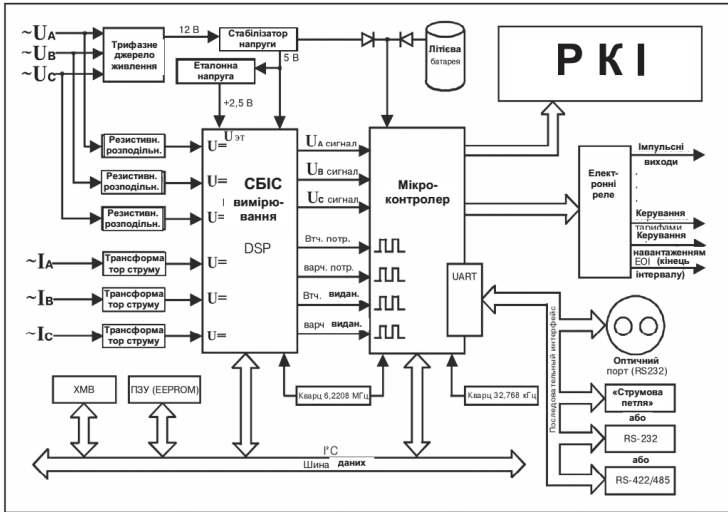
#### **4.3. Принцип роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії альфа**

Серед багатьох мікропроцесорних лічильників, які використовуються в Україні, розглянемо лічильник АЛЬФА. Цей лічильник відбиває головні структурні та функціональні особливості лічильників такого типу. Структурну схему лічильника АЛЬФА подано на рис. 4.5.

Лічильник АЛЬФА призначений для обліку активної і реактивної енергії в ланцюгах змінного струму, а також для використання в складі автоматизованих систем контролю й обліку електроенергії (АСКОЕ) для передачі вимірюваних параметрів на диспетчерський пункт контролю, обліку й розподілу електричної енергії.

Принцип виміру полягає в тому, що виконується аналого-цифрове перетворення величин напруги і струму з наступним обчисленням енергій і потужностей.

Лічильник АЛЬФА складається з вимірювальних датчиків напруги і струму, основної електронної плати з мікропроцесорною схемою виміру і швидкодіючого мікроконтролера. Вимірювані величини та інші необхідні дані відображаються на дисплеї лічильника, виконаного на рідких кристалах.



**Рисунок 4.5. – Структурна схема лічильника АЛЬФА**

Вимір струму і напруги силових кіл здійснюється за допомогою високолінійних трансформаторів струму поліпшеної конструкції та резистивних схем подільника напруги.

Активна потужність обчислюється шляхом множення обмірюваних цифрових значень напруг і струмів за допомогою вимірювальної надвеликої інтегральної схеми (НВІС).

В лічильнику АЛЬФА використовується імпульсне джерело живлення, що дозволяє забезпечити широкий діапазон робочої напруги від 70 до 440 В.

Фазні напруги подають безпосередньо на основну плату лічильника через резистивні подільники, використовувані для узгодження рівнів входних сигналів з вимірювальною НВІС. Всі резистори – високоточні, металоплівкові з мінімальним температурним коефіцієнтом.

Первинний струм вимірюється за допомогою трансформаторів струму, спеціально розроблених відповідно до вимог до лічильника АЛЬФА. Трансформатори струму мають незначну лінійну похибку і жорсткі вимоги до величини зсуву за фазою.

Два різних значення навантажувального опору використовують в

вихідному ланцюзі струму на основній електронній платі: менше значення опору встановлено для лічильників прямого включення і більше значення опору використовують для лічильників трансформаторного включення.

Лічильник АЛЬФА – універсальний лічильник з однаковою технологією виготовлення (і з однаковою точністю) для будь-якого застосування: трансформаторного або прямого включення.

Лічильник АЛЬФА трансформаторного включення працює в діапазоні струмів:

$I_{ном} = 1 \text{ А}$  від 0,5 мА до 24 А,

$I_{ном} = 5 \text{ А}$  від 2,5 мА до 24 А.

Лічильник АЛЬФА прямого включення працює в діапазоні струмів  $I_{ном} = 100 \text{ А}$  від 20 мА до 150 А.

Мікроконтролер (НВІС), спеціально розроблений для лічильника АЛЬФА, веде весь процес виміру і обробки даних в цифровій формі, що дозволяє зберігати задану точність виміру в всьому діапазоні робочих температур від – 40 до +60 градусів Цельсія при максимальному і мінімальному навантаженнях. Мікропроцесорне виконання лічильника АЛЬФА робить його програмованим, що дозволяє використати лічильник з широким набором різноманітних функцій.

Програмування лічильників АЛЬФА здійснюється програмним пакетом EMFPLUS 2.30 (504MD). Зчитування показань з лічильника АЛЬФА забезпечується програмами EMFPLUS 2.30 (504MD), Альфамет та ін.

НВІС виміру містить програмований цифровий сигнальний процесор з трьома вбудованими аналого-цифровими перетворювачами (АЦП). Вхідні сигнали напруги обробляють одним АЦП, а вхідні сигнали струму – другим АЦП. Третій АЦП використовується для вибірки вхідного сигналу нуля напруги і струму. Вимір нуля напруги і струму збільшують точність вимірів при малих сигналах.

Імпульси, кількість яких пропорційна вимірюваній енергії, з частотних виходів НВІС надходять на високопродуктивний мікроконтролер.

Мікроконтролер здійснює функції контролю, передачі, прийому і відображення даних в лічильнику АЛЬФА.

Для рахунку часу календаря використовують кварцовий генератор. Час в лічильнику може автоматично корегуватися під час зчитування інформації за допомогою комп'ютера.

Під час перерв в подачі живлення всі ключові дані лічильника і дані про його конфігурації зберігаються в неруїнівній пам'яті НЗП(EEPROM) мікроконтролера. Дані багатотарифного режиму зберігаються в ОЗП мікроконтролера і ОЗП додаткової плати А+ доти, поки на лічильник надходить живлення.

В період відключення основного живлення літєва батарея (якщо вона передбачена модифікацією лічильника) забезпечує живлення генератора імпульсів 32768 Гц, що підтримує роботу внутрішнього календаря для збереження правильного рахунку часу.

Паралельно батареї через діод, що блокує, включений конденсатор. Спочатку енергія при перервах в подачі живлення надходить від конденсатора, що має достатню ємність для підтримки роботи пам'яті і календаря протягом декількох годин. Після розрядки конденсатора батарея забезпечує подачу живлення для зберігання даних протягом тривалого строку до 2 – 3 років залежно від температури навколишнього середовища.

#### **4.4. Мікропроцесорні лічильники електричної енергії в системах АСКОВЕ**

У даний час стрімкого розвитку мікроелектроніки і зниження цін на електронні компоненти цифрові системи керування поступово витісняють своїх аналогових конкурентів. Одні з головних переваг цифрових систем керування на базі мікроконтролерів – гнучкість і багатофункціональність, які досягаються не апаратно, а програмно без додаткових матеріальних витрат, а також підвищення точності й надійності обліку. Цифровий лічильник електроенергії на базі простого мікроконтролера має очевидні переваги: надійність за рахунок

повної відсутності елементів, що труться, компактність, можливість виготовлення корпусу з врахуванням інтер'єру сучасних житлових будинків; збільшення періоду перевірок у декілька разів; ремонтпридатність і простота в обслуговуванні та експлуатації.

При невеликих додаткових апаратних і програмних витратах навіть простий цифровий лічильник може володіти рядом сервісних функцій, відсутніх у всіх механічних, наприклад можливістю реалізації багатотарифної оплати за споживану енергію, автоматизованого обліку і контролю споживаної електроенергії. Залежно від вимог сучасні цифрові лічильники повинні у будь-який момент часу оперативно передавати необхідні дані різними каналами зв'язку на диспетчерські пункти енергопостачальних підприємств для оперативного контролю і економічних розрахунків споживання електроенергії.

Не менш важливу роль грають всілякі сервісні функції, такі як дистанційний доступ до лічильника, до інформації про спожиту енергію і багато інших. Наявність цифрового дисплея, керованого мікроконтролером, дозволяє програмно встановлювати різні режими виведення інформації, наприклад виводити на дисплей інформацію про спожиту енергію за кожен місяць, за різними тарифами тощо. Промисловістю в Україні й за кордоном випускаються для потреб АСКОВЕ лічильники-датчики на мікропроцесорній основі різного типу і призначення – одно і трифазні, одно і багатотарифні, комбіновані інтелектуальні багатфункціональні. На рис. 4.6 показаний загальний вигляд лічильників датчиків, які використовуються в АСКОВЕ.

Завдяки вживанню передових технологій проведення вимірів і використанню мікрокомп'ютерних технологій сучасні високоточні електронні лічильники призначені для проведення вимірів в широкому діапазоні та виконання тарифних функцій. Будучи комбінованими і такими, що включаються через трансформатори струму і напруги, лічильники реєструють активну і реактивну енергію в обох напрямках з класом точності 0,2 і 0,5 – при вимірі активної енергії і 1,0 – реактивної енергії. За допомогою сервісної

програми, якою оснащується ПК, всі робочі параметри встановлюються індивідуально.

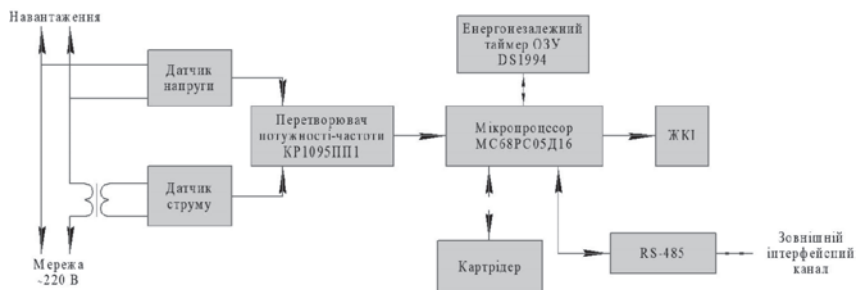


**Рисунок 4.6. – Загальний вигляд лічильниківдатчиків, які використовуються в АСКОЕ**

#### **4.5. Структура багатотарифних інтегрованих приладів обліку**

У випадку реалізації багатотарифного обліку, пристрій повинен забезпечувати обмін інформацією із зовнішніми пристроями по послідовному інтерфейсу. Він може використовуватися для завдання тарифів, ініціалізації й корекції таймера реального часу, одержання інформації про накопичені значення енергії і так далі. Крім того, інтерфейс може забезпечувати підключення групи окремих СЕ в мережу з можливістю доступу до кожного з них. Блок-схема такого пристрою, реалізованого на мікроконтролері фірми Motorola MC68HC05L16, представлена на рис.4.7.





**Рисунок 4.7. – Блок-схема багатотарифного СЕ**

Розглянемо алгоритм роботи лічильника. Пам'ять енергонезалежного ОЗУ розбита на 13 банків, у кожному з яких зберігається інформація про накопичену енергію за чотирьома тарифами: загальному, пільговому, піковому й штрафному. У першому банку нагромадження проводяться з моменту початку експлуатації лічильника, що впливають 12 банків відповідають нагромадженням за 11 попередніх і за поточний місяці.

### **Архітектура систем дистанційного контролю й обліку**

Система дистанційного моніторингу лічильників електричної енергії розроблена для автоматизації обліку електроенергії й контролю встаткування. Система здійснює дистанційний збір показань і контроль стану лічильників електричної енергії. Будь-які пристрої, що мають інтерфейс RS-485 і працюючі по протоколах, що підтримують індивідуальну й групову адресацію, можуть бути об'єднані в бездротову мережу передачі даних без зміни їх програмного забезпечення. Таким чином, бездротова мережа передачі даних працює як аналог провідного з'єднання RS-485, де один провідний пристрій видає пристроям користувача індивідуальні й групові команди, а також стежить за їхнім виконанням.

Архітектура системи складається з локальної мережі нижнього рівня неліцензованого діапазону 433 Мгц і глобальної GSM/GPRS мережі. Локальна мережа передачі даних нижнього рівня побудована на радіоадаптерах. Радіоадаптери 433 Мгц є пристроями, які підключаються до приладів обліку по

інтерфейсу RS-485, здійснюють керування приладами обліку й збір даних для наступної передачі в центр керування.

Вихід у глобальні мережі забезпечує Gsm-комунікатор, який є сполучною ланкою між диспетчерським сервером і приладами обліку електроенергії, Двомережевий Gsm Комунікатор забезпечує вихід в GSM/GPRS мережа й здійснює обмін даними з радіоадаптерами через локальний радіоканал 433 Мгц.

Система передачі даних складається з: програмного забезпечення верхнього рівня (АСКУЕ), установлюваного на персональному комп'ютері (диспетчерському сервері), що має виділене підключення до Інтернету й статичний ІР Адреса:

- Обм-Модему, підключеного до диспетчерського сервера;
- Обм-Комунікатора, до складу якого входить ОБМ/ Оркб-Модуль для з'єднання з диспетчерським сервером і радіоконтроллер 433 Мгц для зв'язку з радіоадаптерами;
- набору радіо-адаптерів, які є вузлами бездротової мережі передачі даних;
- приладів обліку електроенергії, підключених до радіоадаптерам по інтерфейсу RS-485.

Система передачі даних представлені на рис. 4.8.



**Рисунок 4.8. – Система передачі даних**

Система передачі даних забезпечує передачу керуючих команд від

диспетчерського сервера на прилади обліку електроенергії й зворотню передачу даних від цих приладів.

### **Мікропроцесорні лічильники концерну «ЕНЕРГОМЕРА»**

Концерн «Енергомера» пропонує широкий спектр однофазних і трифазних лічильників електричної енергії, що забезпечують точний облік активної й реактивної електроенергії автономно або в складі інформаційно вимірювальних систем. Лічильники електроенергії виробництва Концерну «Енергомера» забезпечують зберігання інформації про енергоспоживання в точці обліку й здійснюють двонаправлений обмін даними з використанням різних каналів зв'язку: PLC, радіо, GSM й інших. У лічильниках передбачена наявність різноманітних програмно - апаратних опцій, наприклад, можливість підключення резервного джерела живлення, телеметричний вхід і вихід, реле сигналізації й керування навантаженням.

Лічильник СЕ 304 (рис. 4.9) є трифазним, універсальним приладом трансформаторного або безпосереднього включення (залежно від варіанта виконання) і призначений для виміру активної й реактивної електричної енергії, активної, реактивної й повної потужності, енергії втрат, частоти напруги, кута зсуву фаз, середньоквадратичні значення напруги й сили струму, коефіцієнтів перекручування синусоїдальності кривих напруги, коефіцієнтів  $n$ -х гармонійної складової напруги, коефіцієнта несиметрії напруг по зворотній послідовності, коефіцієнта несиметрії напруг по нульовій послідовності по трьох фазах у трифазних чотирипровідних колах змінного струму й організації багатотарифного обліку електроенергії. Вид вимірюваної енергії й потужності визначається конфігурацією лічильника.



**Рисунок 4.9. – Зовнішній вигляд лічильника CE 304**

Лічильник може використатися в автоматизованих інформаційно вимірювальних системах комерційного обліку електроенергії (АІВС КОЕ) для передачі обмірюваних або обчислених параметрів на диспетчерський пункт по контролі, обліку й розподілу електричної енергії. Для побудови систем АІВС КОЕ можуть використатися інтерфейси (імпульсні виходи, EIA232, EIA485, GSM модем). Результати вимірів виходять шляхом обробки й обчислення вхідних сигналів струму й напруги мікропроцесорною схемою основної плати лічильника.

Установка додаткових плат, залежно від модифікації, дозволяє розширити можливості лічильника. Обмірювані дані й інша інформація відображаються на рідкокристалічному індикаторі.

Лічильник має електронний рахунковий механізм здійснюючий, залежно від установлених коефіцієнтів трансформації по струму й напрузі, облік активної, реактивної енергії, енергії втрат в одному або у двох напрямках у кВт-год, МВт-год, ГВт-год, квар-год, Мвар-год, Гвар-год відповідно.

Час зміни показань рахункового механізму відповідає вимогам. Лічильник забезпечує, при наявності санкціонованого доступу, обнуління всіх енергетичних параметрів.

Лічильник, при відсутності зовнішнього живлячої напруги й поданий резервній напрузі живлення функціонує в режимі індикації й забезпечує обмін інформацією із зовнішніми пристроями обробки й передачі даних через оптичний порт (IrDa 1.0) і інтерфейси.

Застосування технологічного програмного забезпечення «AdminTools» (надалі - ТПЗ) дозволяє робити створення й модифікацію програм для потрібної конфігурації лічильника, програмування, діагностичне читання даних, вести журнал зв'язків і виконувати інші завдання. Зв'язок ПЕОМ із лічильником через оптичний порт на місці установки може забезпечуватися за допомогою оптичної головки.

Лічильник має можливість реєструвати профілі з різними інтервалами часу для усереднення потужності або нагромадження енергії на заданому інтервалі (профілі навантаження).

Лічильник дозволяє вимірювати 12 типів енергій (потужностей) роздільно по кожній фазі: – активну енергію (потужність) обох напрямків ( $A_i$ ,  $A_e$ );

- реактивну енергію (потужність) по чотирьох квадрантах ( $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$ ,  $R_4$ );
- енергію (потужність) втрат обох напрямків ( $L_i$ ,  $L_e$ );
- значення фізичних величин зовнішніх вимірників по число імпульсних входах ( $I_1$ ,  $I_2$ ,  $I_3$ ,  $I_4$ ).

Лічильник вимірює й розраховує енергії (потужності) по шести каналах обчислення. Тип енергії (потужності) кожного каналу обчислення визначається конфігурацією каналу.

Енергія (потужність) каналу обчислення є сумою кількості (величини) енергії (потужності) всіх типів енергій (потужностей) певних конфігурацією каналу обчислення.

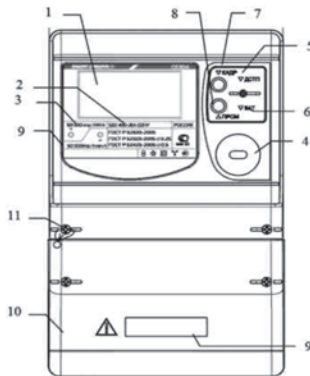
Нагромадження енергії по тарифах і сумарно (наростаючим підсумком, за місяць, за добу), фіксація максимальних потужностей, визначення перевищення ліміту потужності, запис профілів навантаження здійснюється по всім шести каналах обчислення.

Лічильник виконаний у пластмасовому корпусі. Зовнішній вигляд лічильника представлений на рисунку 4.10. Корпус лічильника в цілому складається з верхніх і нижньої частин, що сполучають за периметром, прозорого вікна й кришки затискної колодки, що знімається.

На лицьовій панелі лічильника розташовані:

- рідкокристалічний індикатор;
- два світлових індикатори кількості активної й реактивної енергії;
- елементи оптичного порту;
- літієва батарея й кнопка ДСТП (під додатковою кришкою);
- кнопки КАДР і ПРСМ;
- панель із написами.

Для того, щоб одержати доступ до кнопки ДСТП (дозвіл програмування), необхідно видалити пломбу енергопостачальної організації, що встановила лічильник, і відкрити додаткову кришку. Затискачі для приєднання лічильника до мережі, до джерела резервного живлення, до інтерфейсних ліній, до імпульсних входів і виходів, закриваються пластмасовою кришкою.



**Рисунок 4.10.** – Передня панель лічильника PE 304

- 1 – РКІ; 2 – світловий індикатор кількості реактивної енергії; 3 – світловий індикатор, кількості активної енергії; 4 – елементи оптичного порту (IrDA 1.0); 5 – кнопка ДСТП; 6 – літієва батарея; 7 – кнопка КАДР; 8 – кнопка ПРСМ; 9 – панель із написами; 10 – кришка затискної колодки; 11 – місце пломбування

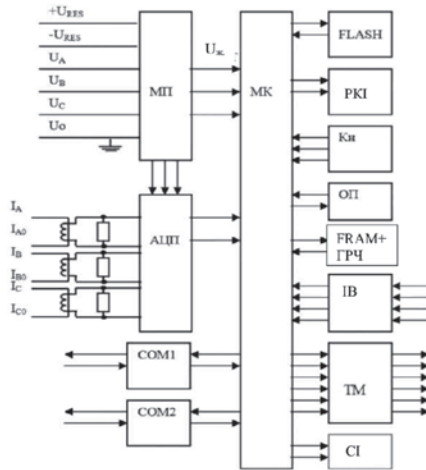
У корпусі розташовуються:

- плата лічильника (основна плата лічильника);
- модуль живлення;
- модуль імпульсних виходів;

- модуль імпульсних входів (при наявності, залежно від модифікації);
- один або два інтерфейсні модулі (залежно від модифікації);
- три вимірювальних трансформатори струму.

Розглянемо принцип роботи лічильника РЕ 304.

Принцип роботи лічильника пояснюється структурною схемою, наведеною на рис. 4.11.



**Рисунок 4.11. – Структурна схема лічильника РЕ 304**

Основна плата лічильника. Струми й напруги в лінії змінного струму вимірюються відповідно за допомогою спеціальних датчиків (трансформаторів) струму й резистивних дільників напруги. Перетворення величин виконуються з використанням шестиканального аналого-цифрового перетворювача (АЦП), що здійснює перетворення миттєвих значень вхідних аналогових сигналів у цифровий код і передачу через послідовний синхронний інтерфейс у мікроконтролер (МК). Значення цифрового коду АЦП надходять на послідовний синхронний порт МК. МК робить розрахунок середньоквадратичних значень струмів і напруг, активних, реактивних, повної потужностей й енергій, а також кутів зсуву й частоти основної гармоніки сигналів напруги. МК здійснює зв'язок між всіма периферійними пристроями схеми.

Основні електронні елементи лічильника розташовані на одній друкованій платі:

- резистивні дільники напруги;
- навантажувальні резистори для трьох датчиків струму;
- АЦП;
- МК;
- схема скидання;
- пам'ять FRAM з годинниками реального часу (ГРЧ);
- пам'ять FLASH;
- елементи оптичного порту (ОП);
- рідкокристалічний індикатор (РКІ).

Для живлення лічильника використовується імпульсний зворотньоходовий перетворювач, що перетворює випрямлені вхідні напруги в напругу необхідну для живлення всіх вузлів і модулів лічильника. Для живлення лічильника від резервного джерела використовується низьковольтний зворотньоходовий перетворювач, на який може бути подана резервна напруга живлення від 9 до 15 В.

Для узгодження фазних напруг з рівнями вхідних сигналів АЦП використовуються резистивні дільники. Фазні (лінійні) напруги подаються із МП через резистори верхнього плеча дільників на основну плату лічильника, де встановлені резистори нижнього плеча дільників і приводяться до необхідного рівня вхідних сигналів для АЦП. У дільниках застосовуються металоплівкові резистори з мінімальним температурним коефіцієнтом.

Електронна схема одержує струм кожної фази через трансформатор струму, убудовані в лічильник. Вторинні обмотки трансформаторів включені на навантажувальний опір, у результаті чого на входи АЦП подаються напруги пропорційні вхідним струмам.

АЦП здійснює вимір миттєвих значень величин, що пропорційні фазним напругам і струмам паралельно по шести каналах, перетворення їх у цифровий код і передачу по швидкісному послідовному каналі обчислювачу МК.



Обчислювач МК за вибірками миттєвих значень напруг і струмів робить обчислення середніх за період виміру значень потрібних величин з урахуванням каліброваних коефіцієнтів.

Для кожного із шести каналів обчислювача конфігурованих для розрахунку певних типів енергій розраховуються пофазові значення, інтегровані за період тривалістю в 1 секунду:

- спожитої активної енергії (потужності),  $A_i$ , якщо вектор повної потужності фази перебуває в I або IV квадрантах;

- відпущеної активної енергії (потужності),  $A_e$ , якщо вектор повної потужності фази перебуває в II або в III квадрантах;

- реактивної енергії (потужності)  $R_1$  ( $R_2$ ,  $R_3$ ,  $R_4$ ), якщо вектор повної потужності фази перебуває у квадрантах I (II, III, IV) відповідно;

- спожитої (відпущеної) активної енергії (потужності) втрат  $L_i$  ( $L_e$ ), якщо вектор повної потужності фази перебуває в I або IV (II або III) квадрантах відповідно.

На основі обчислених значень енергії каналів обчислювача, МК видає сигнали про енергоспоживання на імпульсні виходи (якщо вони сконфігуровані як виходи телеметрії), які можуть бути підключені до системи АСКОВЕ. Всі необхідні дані для забезпечення схоронності результатів багатотарифних обчислень утримуються в енергонезалежній пам'яті FRAM, розташованій на основній платі лічильника. Ці дані включають:

- калібровані коефіцієнти;
- параметри конфігурації;
- параметри тарифікації;
- накопичувачі 6 каналів обліку по тарифах і сумарно;
- значення накопичувачів за поточний й 12 попередніх місяців 6 каналів обліку по тарифах і сумарно;

- значення накопичувачів за поточні й 45 попередньої доби 6 каналів обліку по тарифах і сумарно;

- максимальну потужність на заданому інтервалі усереднення за

поточний й 12 попередніх місяців 6 каналів обліку по тарифах;

- активні записи поточного часу усереднення профілів навантажень;
- журнали на 40 записів кожний з фіксацією дати й часу події:

- а) результати самодіагностики;
- б) програмування змінюваних параметрів;
- в) виходу за допуск параметрів мережі.

– реєстратори по 3 записи кожний з фіксацією дати, часу й номера події.

Відлік часу й ведення календаря здійснюють годинники реального часу (ГРЧ) розміщені в одному корпусі з FRAM. Для роботи ГРЧ при відсутності живлення використається літієва батарея напругою 3 В.

Енергонезалежна пам'ять великого обсягу FLASH призначена для зберігання даних профілів навантаження по шести каналах обліку з різними часами усереднення.

Лічильник забезпечує обмін інформацією із зовнішніми пристроями обробки даних залежно від модифікації через оптичний порт або IrDA 1.0 і два інтерфейси.

Обмін даними одночасно через оптичний порт (або IrDA 1.0) і другий інтерфейс COM 2 (додатковий інтерфейсний модуль) неможливий. Всі контакти інтерфейсів гальванічно ізольовані від інших кіл на пробивну середньоквадратичну напругу 4 кВ.

Оптичний порт сконструйований відповідно до ДСТ МЕК 61107-2001. ОП призначений для локального зв'язку лічильника через оптичну головку, підключену до послідовного порту ПЕОМ.

Модифікації лічильників, що мають у складі інтерфейсний модуль EIA232, можна прямо підключати до послідовного порту ПЕОМ.

Модифікації лічильників, що мають у складі інтерфейсний модуль EIA485, дозволяють об'єднати не менш 31 пристрою (лічильника) на одну загальну шину.

Модифікації лічильників, що мають у складі GSM-модуль, дозволяють обмінюватися даними з ПЕОМ й AIC KOE, у режимі GPRS або CSD.

У лічильнику є шість електричних імпульсних виходів (ТМ1...ТМ6), призначених для відображення чинного тарифу, перемикання тарифів пристроїв (інших лічильників), сигналізації перевищення максимуму, дистанційного керування і т. д.

Чотири виходи реалізовані на транзисторах з «відкритим» колектором і призначені для комутації напруги постійного струму. Номінальна напруга живлення  $(10\pm 2)$  В, максимально припустиме 24 В. Величина номінального струму, що комутирує, дорівнює  $(10\pm 1)$  мА, максимально припустима 30 мА.

Всі чотири виходи можуть бути використані в якості основного передавального вихідного пристрою.

Два виходи реалізовані на симисторах і призначені для комутації напруги змінного струму. Номінальна напруга живлення 220 В, максимально припустиме 265 В. Величина номінального струму, що комутується, не більше 1 А. Обидва виходи можуть бути використані в якості реле керування навантаженнями.

Всі імпульсні виходи гальванічно ізольовані від інших кіл на пробивну середньоквадратичну напругу 4 кВ.

У лічильнику є чотири електричних імпульсних входи, кожний з яких призначений для рахунку наростаючим підсумком кількості імпульсів, що надходять від зовнішніх пристроїв для обліку енергії, які надходять від джерела зовнішніх вимірів для ідентифікації стану різних механічних датчиків.

Модуль імпульсних входів має внутрішнє джерело живлення ізольований від інших кіл лічильника, з вихідною напругою  $(5,0 \pm 0,5)$  В. Струм кожного імпульсного входу обмежений резисторами опором 1,5 кОм.

Всі імпульсні входи гальванічно ізольовані від інших кіл на пробивну середньоквадратичну напругу 4 кВ. Графічний РКІ з роздільною здатністю 133×64 точки, використовується для відображення обмірюваних і накопичених величин, допоміжних параметрів і повідомлень.

Для зручності перегляду вся інформація, що виводиться, розділена на окремі групи. Кожна група може містити різне число параметрів.

Перегляд здійснюється користувачем за допомогою клавіатури (Кн) Виведена на РКІ інформація наведена на рис. 4.12.



**Рисунок 4.12. – Приклад виведеної на РКІ інформації**

У лічильнику є два світлових індикатори (СІ), що працюють із частотою основного передавального пристрою. Лівий світловий індикатор відображає активну енергію, правий - реактивну енергію. Світлові індикатори можуть бути використані для перевірки лічильника.

#### **4.6. Вплив метрологічних показників приладів обліку електричної енергії на величину втрат електричної енергії під час передавання**

Втрати електроенергії в електричних мережах – найважливіший показник енергетичної ефективності, основний індикатор стану системи обліку електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності, оперативного, експлуатаційного та ремонтного обслуговування електричних мереж, оптимальності їх розвитку.

Значні втрати електроенергії в електричних мережах свідчать про проблеми, які вимагають невідкладного рішення питання вдосконалення перш за все систем обліку електроенергії, в першу чергу, у частині заміни застарілих приладів, оперативності і точності збору даних про відпущену в мережу і спожиту електроенергію, налагодження конструктивної взаємодії електромережових і енергозбутових організацій за організацію розрахунків та аналізу фактичних і прогнозних балансів електроенергії в електричних мережах тощо.

За оцінкою міжнародних експертів та досвідом передових енергетичних компаній, відносні втрати електроенергії під час її передавання і розподілу в

електричних мережах можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4–5% від відпуску електроенергії в ці мережі. Втрати електроенергії на рівні 10% вважаються максимально допустимими з точки зору фізики передавання електроенергії по мережах.

За даними експертів, резерв зниження комерційних втрат, обумовлений похибками системи обліку електроенергії, бездогівірним і безобліковим споживанням електроенергії, недоліками в системі збору та оброблення даних про корисний відпуск електроенергії споживачам, становить близько 80% загальних втрат у електричних мережах. При цьому зниження втрат електроенергії в електричних мережах вимагає суттєвих інвестицій на автоматизацію засобів і систем обліку електроенергії і вдосконалення впровадження інформаційних технологій для розрахунків фактичних і прогнозних балансів електроенергії в електричних мережах, технічних та комерційних втрат.

Технічні втрати в елементах мережі (неминучі втрати, викликані транспортуванням електроенергії по мережі від постачальників до споживачів) визначаються розрахунком на математичній моделі мережі за методиками згідно з нормативними документами. Підвищення точності визначення технічних втрат може бути здійснено за рахунок вдосконалення математичної моделі мережі, розширення та достовірності вихідних даних розрахунку, зокрема, графіків надходження електроенергії в мережу в обліковий період, графіків навантаження основних споживчих вузлів, поелементного розрахунку втрат, а також за рахунок оптимізації режимів мережі та інших організаційних і технічних заходів.

Нетехнічні втрати є фактичним небалансом електроенергії в електричній мережі як різницю між відпуском електричної енергії в мережу і корисним відпуском електроенергії споживачам і технічними втратами електроенергії в мережі.

До нетехнічних втрат електроенергії відносяться втрати, які виникають під час виставлення рахунків; втрати від розкрадання; наявності безоблікових

споживачів; комерційні втрати електроенергії, зумовлені неодноразовою оплати за електроенергію побутовими споживачами, а також похибкою розрахунку технічних втрат електроенергії в електричних мережах.

Вплив точності вимірювання електричної енергії на розрахунок нетехнічних втрат. Нетехнічні втрати електроенергії не можна виміряти, їх можна з певною точністю вирахувати. Значення цих втрат залежить не лише від похибок вимірювань відпуску електроенергії в мережу і відпуску її з мережі, обсягу розкрадань електроенергії, наявності безхазайних споживачів, інших факторів, а й від похибки розрахунку технічних втрат електроенергії. Чим більш точними будуть розрахунки технічних втрат електроенергії, тим точнішим буде оцінювання комерційної складової і тим об'єктивніше можна визначити їх структуру та розробити відповідні заходи щодо їх зниження.

Слід відзначити, що систематичні похибки можуть бути і додатними. Наприклад, недовантаження ТН може призвести до появи складової похибки від плюс 0,7% до плюс 1,5%; кутова похибка ТС у разі перевантаження вторинного кола трансформатора, малого робочого струму та малого значення  $\cos\phi$  може призвести до збільшення складової похибки від плюс 5% до мінус 10% і більше.

Заходи щодо зниження похибки вимірювання електричної енергії. Похибки вимірювань, які є фактично структурними складовими нетехнічних втрат необхідно зводити до мінімуму за рахунок удосконалення систем обліку електроенергії та виконання відповідних заходів, основними з яких можуть бути:

заміна існуючих приладів обліку на прилади з поліпшеними характеристиками (заміна старих, які відпрацювали свій ресурс, індукційних лічильників класу точності 2,5 на більш точні дасть змогу в середньому підвищити облікований корисний відпуск електроенергії на 10–12%);

перевірка та метрологічна атестація ТС і ТН в робочих умовах експлуатації;

установлення додаткових СЕ, ТС і ТН, які забезпечують облік відпуску і подальшого оцінювання втрат електроенергії за рівнями напруги;

удосконалення та впровадження атестованих у встановленому порядку програм розрахунку технічних втрат електроенергії;

впровадження АСКОЕ на електричних станціях, ПС, у великих споживачів з поступовим переходом до впровадження АСКОЕ побутового споживання;

підвищення класу точності приладів технічного обліку електроенергії до класу точності приладів комерційного обліку;

широке впровадження інтелектуальних лічильників і систем Smart Metering тощо;

установлення приладів для технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від ПС (головний облік);

періодична перевірка умов роботи електролічильників розрахункового обліку у споживачів і виявлення фактів розкрадання електроенергії;

перенесення місця встановлення розрахункового обліку на межу балансової належності;

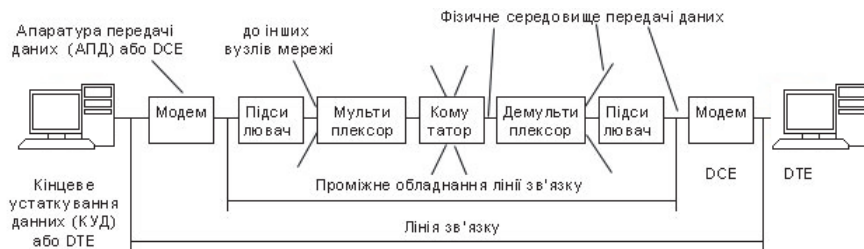
захист приладів обліку від розкрадання електроенергії (удосконалення конструкцій лічильників, перенесення приладів обліку за межі приватних володінь у спеціально обладнані шафи обліку, маркування засобів вимірювання, установлення та пломбування клемних кришок лічильників і вимірювальних трансформаторів тощо);

установлення в побутових споживачів лічильників електроенергії з передаванням даних по каналах зв'язку.

Економічний ефект від удосконалення приладів обліку за рахунок зменшення похибки вимірювального комплексу розраховують з урахуванням межі припустимих втрат, значення відносної похибки для вимірювального обладнання (ТТ і ТН) та похибки лічильників з урахуванням робочих умов їх застосування.

## 5. ЗАСОБИ ПЕРЕДАЧІ ІНФОРМАЦІЇ

Лінія зв'язку (*line*) в загальному випадку позначає фізичне середовище, по якому передаються електричні інформаційні сигнали, пристрої передачі даних та проміжне мережне обладнання (рис. 5.1).



**Рис. 5.1. – Лінія зв'язку між двома абонентами мережі.**

Лінії зв'язку використовують різне фізичне середовище. Це може бути:

- Коаксіальний кабель або кабель «скручена пара». Носієм є метал, в основному мідь.
- Оптиволоконний кабель. Носієм є над прозоре скло, кварц чи пластик.
- Навколишній простір. Носієм є радіохвилі.

В одній лінії зв'язку можна створити кілька каналів зв'язку (віртуальних або логічних каналів), наприклад шляхом частотного або часового розділення каналів.

Якщо канал зв'язку монопольно використовує лінію зв'язку, тоді лінію зв'язку називають каналом зв'язку (*channel*). Канал зв'язку - це засіб односторонньої передачі даних.

Канал передачі даних – об'єднує між собою джерело та приймач інформації і містить лінії зв'язку і апаратуру передачі/прийому даних. Канал передачі даних - це засоби двостороннього обміну даними.

В залежності від напрямку передачі інформації канали можуть бути:

1. Симплексний канал (*Simplex channel*). Передача інформації відбувається лише в одному напрямку.
2. Дуплексний канал (*Duplex channel*). Забезпечує одночасну передачу інформації в обох напрямках. Дуплексний канал може складатися з двох



середовищ, кожне з яких передає лише в одному напрямку (двох симплексних каналів).

3. Напівдуплексний канал (Half Duplex channel). Забезпечує передачу інформації в обох напрямках, але не одночасно, а по черзі. Тобто, в певний проміжок часу передача даних відбувається в одному напрямку, в інший момент – в зворотному напрямку.

Характеристики фізичних каналів

- Запропоноване навантаження – це потік даних, що надходить від користувача до мережі. Характеризується швидкістю надходження даних і вимірюється у Біт/секунду, Кілобіт/секунду, Мегабіт/секунду.

- Швидкість передачі даних – фактична швидкість потоку даних, що проходить через мережу. Вона є меншою за запропоноване навантаження, оскільки в мережі дані можуть губитися або спотворюватися.

- Пропускна здатність (Ємність каналу зв'язку) – це максимально можлива швидкість передачі інформації по каналу. Залежить від фізичного середовища передачі, та від способу передачі інформації.

- Трафік - це об'єм інформації, що передається по комп'ютерній мережі за певний період часу, зазвичай, за добу чи місяць. Трафік часто поділяють на вхідний та вихідний. Вхідний трафік, це інформація, що надходить до комп'ютера користувача. Вихідний трафік це, відповідно, інформація, що відправляється з комп'ютера користувача до мережі.

Залежно від фізичного середовища передачі даних канали зв'язку поділяють на:

- Повітряні лінії зв'язку без ізолюючих і екрануючих опліток.
- Кабельні лінії зв'язку. Використовуються кабелі «скручена пара», коаксіальні кабелі або оптоволоконні кабелі.

- Безпроводні (радіоканали наземного і супутникового зв'язку). Використовують для передачі сигналів електромагнітні хвилі, які розповсюджуються по ефіру.

## Повітряні лінії зв'язку рис. 5.2



**Рисунок. 5.2. – Повітряні лінії зв'язку**

Повітряні (провідні) лінії зв'язку використовуються як магістральні лінії зв'язку для передачі телефонних і телеграфних сигналів, а також комп'ютерних даних (рис. 5.3). За повітряними лініями зв'язку можуть бути організовані аналогові і цифрові канали передачі даних.

Швидкість передачі по повітряних лініях «простої старої телефонної лінії» (POST - Primitive Old Telephone System) є дуже низькою. Крім того, до недоліків цих ліній відносяться низька завадостійкість і можливість простого несанкціонованого під'єднання до мережі.

### Кабельні лінії зв'язку

Кабельні лінії зв'язку мають досить складну структуру. Кабель складається з провідників, що містяться в кількох прошарках ізоляції. Найчастіше, в комп'ютерних мережах використовуються три типи кабелів: «скручена пара», коаксіальний, оптоволоконний.

### Скручена пара (Twisted Pair)

Це кабель, що містить кілька мідних проводів, зазвичай вісім, що поміщені в ізолюючу оболонку. Для зменшення електричних наведень проводи скручуються між собою парами.

В залежності від наявності мідної оплітки або алюмінієвої фольги навколо скручених пар, визначають різновиди кабелю «скручена пара»:



**Рисунок 5.3. – Незахищена «скручена пара».**

Незахищена «скручена пара»:

1. Неекранована скручена пара (UTP, Unscreened Twisted Pair) — екранування відсутнє.

2. Фольгована скручена пара (FTP, Foiled Twisted Pair) — присутній один загальний зовнішній екран.

3. Фольгована екранована скручена пара (SFTP, Shielded Foiled Twisted Pair) — відрізняється від FTP наявністю додаткового зовнішнього екрану з мідної оплетки.

Захищена «скручена пара»:

4. Захищена скручена пара (STP, Shielded Twisted Pair) — присутній екран для кожної пари.

5. Захищена екранована скручена пара (SSTP, Screened Shielded Twisted Pair) — відрізняється від STP наявністю додаткового загального зовнішнього екрану.



**Рисунок 5.4. – Захищена «скручена пара».**



**Рисунок 5.5. – Кабельний роз'єм RJ45**

Кабель під'єднується до мережних пристроїв за допомогою роз'єму RJ45 (рис. 5.5).

Кабель використовується для передачі даних зі швидкістю 10 Мбіт/с і 100 Мбіт/с. Скручена пара зазвичай використовується для зв'язку на відстані не більше кількох сотень метрів.

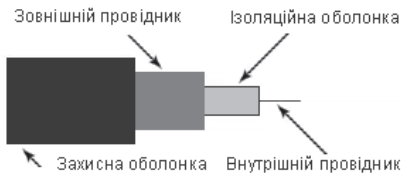
Характерним для кабелю є простота монтажу, він є дешевим і популярним видом зв'язку, який широко застосовується в локальних мережах з топологією «зірка». Скручена пара є достатньо завадостійкою.

До недоліків кабелю «скручена пара» можна віднести можливість простого несанкціонованого під'єднання до мережі.

Коаксіальний кабель (coaxial cable)

Це кабель з центральним мідним дротом, який оточено шаром ізолюючого матеріалу для відокремлення центрального провідника від зовнішнього провідного екрану (мідної оплітки або прошарку алюмінієвої фольги).

Зовнішній провідний екран кабелю покривається ізоляцією (рис. 5.6).



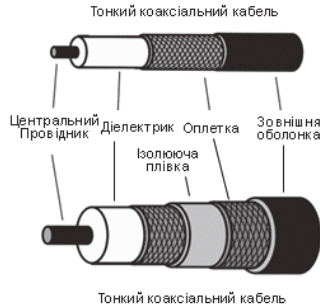
**Рисунок 5.6. – Коаксіальний кабель**

Існує два типи коаксіального кабелю: тонкий коаксіальний кабель діаметром 5 мм і товстий коаксіальний кабель діаметром 10 мм. Товстий коаксіальний кабель має менше загасання сигналу, ніж в тонкого (рис. 5.7).

Коаксіальний кабель є більш завадостійким за кабель «скручена пара» і має менше власне випромінювання. Пропускна здатність складає 50-100 Мбіт/с. Допустима довжина лінії зв'язку – кілька кілометрів. Несанкціоноване під'єднання до коаксіального кабелю є складнішим, ніж до кабелю «скручена пара».

Раніше, коаксіальний кабель був досить популярним для прокладання

локальних мережах з топологією «загальна шина». Натепер, він використовується у разі передавання даних через мережу кабельного телебачення.



**Рисунок 5.7. – Тонкий та товстий коаксіальний кабель**

Вартість коаксіального кабелю є вищою за вартість кабелю «скручена пара», виконання монтажу мережі є складнішим, ніж при монтажі «скрученою парою».

Оптоволоконний кабель (Fiber Optic)

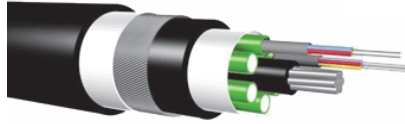
Оптоволоконний кабель – це оптичне волокно на кремнієвій чи пластмасовій основі, що поміщено в матеріал з низьким коефіцієнтом заломлення світла і покрито зовнішньою оболонкою (рис. 5.8).



**Рис. 5.8. – Будова оптоволоконного кабелю.**

Оптичне волокно передає оптичні сигнали і лише в одному напрямку, тому кабель містить кілька волокон (рис. 5.9).

На передавальному кінці оптоволоконного кабелю застосовується перетворення електричного сигналу в світловий, а на приймальному кінці зворотне перетворення.



**Рисунок 5.9. – Оптиволоконний кабель**

Основною перевагою цього типу кабелю є надзвичайно високий рівень завадозахищеності та відсутність власного випромінювання. Несанкціоноване під'єднання є дуже складним. Швидкість передачі даних до 3 Гбіт/с.

Основним недоліком оптиволоконного кабелю є складність його монтажу, невелика механічна міцність і чутливість до іонізуючих випромінювань.

#### **Безпроводні лінії зв'язку**

Технології безпроводної передачі даних дозволяє розбудовувати мережі, що повністю відповідають стандартам звичайних провідних мереж, без використання кабельної проводки. Безпроводні мережі використовуються там, де прокласти кабель вкрай складно або неможливо.

Носієм інформації в таких мережах виступають радіохвилі СВЧ-діапазону. Радіоканали наземного і супутникового зв'язку утворюються за допомогою передавача і приймача радіохвиль (рис. 5.10).



**Рисунок. 5.10. – Безпроводні лінії зв'язку.**

Кожен вузол має антену, яка одночасно є передавачем та приймачем електромагнітних хвиль. Хвилі розповсюджуються в атмосфері або вакуумі зі швидкістю  $3 \cdot 10^8$  м/с з певним типом напрямку, що залежить від типу антени.

#### Типи антен

- Параболічна антена (скерована). Поширення електромагнітних хвиль відбувається в певному напрямку.

- Ізотропна антена (нескерована). Електромагнітні хвилі заповнюють весь простір в межах певного радіусу, що визначається затуханням сигналу. Такі антени використовують в автомобілях та портативних пристроях.

Для комп'ютерних мереж навколишній простір може використовуватися як роздільне середовище, хоча тут є певні особливості:

- Простір не належить до певної організації як у кабельних мережах.
- Провідне середовище визначає напрямок розповсюдження сигналів, а у безпровідному поширення хвиль є нескерованим.

Для передачі за допомогою безпровідної лінії зв'язку потрібно модулювати електромагнітні коливання передавача у відповідності до потоку бітів, що передається.

Функції перетворення дискретної інформації в електромагнітні коливання виконує DCE-пристрій (модем), що розташований між антеною та DTE пристроєм (комп'ютером, комутатором чи маршрутизатором).

### **5.1. Високочастотні канали зв'язку по леп і розподільним силовим мережам**

Для надійної передачі мови, команд релейного захисту (РЗ) і протиаварійної автоматики (ПА) в енергетику широко використовується високочастотний зв'язок (ВЧЗ) по ЛЕП. При цьому, як правило, реалізується принцип частотного або частотно-тимчасового ущільнення. Канали організуються у високочастотному діапазоні з несучими 21 частотами  $f = (300...500)\text{кГц}$ , щоб виключити вплив гармонік змінного промислового струму й перешкод, що виникають при «коронуванні» проводів високої напруги. Для цієї мети використовується спеціальна апаратура «високочастотної обробки» ЛЕП, що полягає з елементів приєднання й апаратури ВЧ зв'язку.

Створення каналів зв'язку по ЛЕП Елементами приєднання є

високочастотний загороджувач ВЧЗ, високовольтний конденсатор зв'язку КЗв і фільтр приєднання ФП. ВЧЗ забезпечує проходження без втрат струму частотою  $f=50\text{Гц}$  і повинен бути розрахований на мінімально-можливий безперервний струм у ЛЕП, витримуючи короткочасний максимальний струм короткого замикання в місці установки. З іншого боку, загороджувач повинен створювати великий опір високочастотному струму зв'язки. Конденсатори зв'язку (КЗв) постійно перебувають під високою напругою промислової частоти, мають порівняно невелику ємність (2200...35000 пФ), виконуються в порцелянових (для ЛЕП  $U > 25\text{кВ}$ ) або в металевих корпусах (при  $U=6-35\text{кВ}$ ) і мають паперово-масляну ізоляцію. Фільтри приєднання (ФП) забезпечують узгодження апаратури високочастотного зв'язку з ЛЕП. Для захисту персоналу у періоди ревізій і ремонту передбачається «заземлюючий ніж» (ЗН). На рис. 5.12 відображений випадок створення каналів зв'язки по системі «фаза-земля» між підстанціями №1 і №3, а на підстанції №2 організовано обхідний шлях із проміжним посиленням струмів зв'язку (підсилювач П). Крім високовольтних ліній, для створення каналів зв'язку можуть бути використані розподільні мережі 6/0,4кВ електроживлення 22 електрифікованого міського й залізничного транспорту. У цих мережах, як правило, застосовується спосіб приєднання «фаза-фаза» (рис. 5.12). На диспетчерському пункті (рис. 5.12) апаратура зв'язку й телемеханіки (АЗТ) приєднується до фаз В і С через конденсатори зв'язку КЗ в і високочастотний трансформатор зв'язку ТС. На виконавчому пункті для знімання високочастотних сигналів, як показав досвід експлуатації, можуть використовуватися вторинні обмотки силового трифазного трансформатора СТТ.

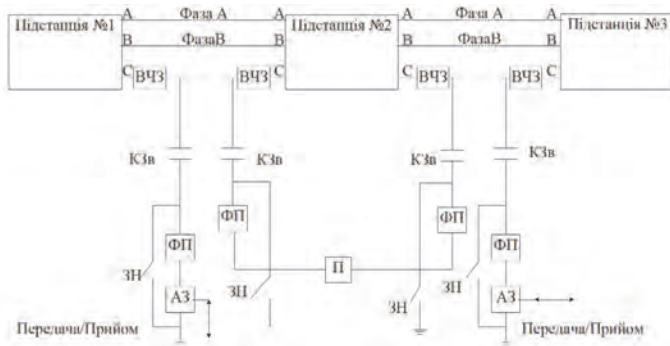
## **5.2. Високочастотні канали зв'язку по леп і розподільним силовим мережам**

Для надійної передачі мови, команд релейного захисту (РЗ) і протиаварійної автоматики (ПА) в енергетику широко використовується



високочастотний зв'язок (ВЧЗ) по ЛЕП. При цьому, як правило, реалізується принцип частотного або частотно – часового ущільнення.

Канали організуються у високочастотному діапазоні з несучими частотами  $f = (300...500)\text{кГц}$ , щоб виключити вплив гармонік змінного промислового струму й перешкод, що виникають при «коронуванні» проводів високої напруги. Для цієї мети використовується спеціальна апаратура «високочастотної обробки» ЛЕП, що полягає з елементів приєднання й апаратури ВЧ зв'язку (рис. 5.11).



**Рисунок 5.11. – Створення каналів зв'язку по ЛЕП**

Елементами приєднання є високочастотний загороджувач ВЧЗ, високовольний конденсатор зв'язку КЗв і фільтр приєднання ФП. ВЧЗ забезпечує проходження без втрат струму частотою  $f=50\text{Гц}$  і повинен бути розрахований на мінімально можливий безперервний струм у ЛЕП, витримуючи короточасний максимальний струм короткого замикання в місці установки. З іншого боку, загороджувач повинен створювати великий опір високочастотному струму зв'язки.

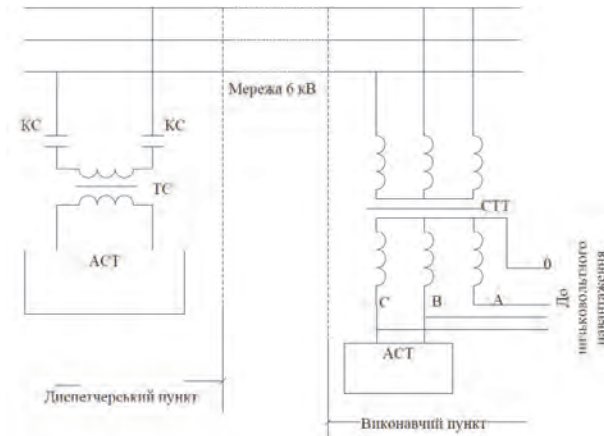
Конденсатори зв'язку (КЗв) постійно перебувають під високою напругою промислової частоти, мають порівняно невелику ємність (2200...35000 пФ), виконуються в порцелянових (для ЛЕП  $U>25\text{кВ}$ ) або в металевих корпусах (при  $U=6-35\text{кВ}$ ) і мають паперово-масляну ізоляцію.

Фільтри приєднання (ФП) забезпечують узгодження апаратури високочастотного зв'язку з ЛЕП. Для захисту персоналу у періоди ревізій і ремонту передбачається «заземлюючий ніж» (ЗН).

На рис. 5.11 відображений випадок створення каналів зв'язку по системі «фаза-земля» між підстанціями №1 і №3, а на підстанції №2 організовано обхідний шлях із проміжним посиленням струмів зв'язку (підсилювач П).

Крім високовольтних ліній, для створення каналів зв'язку можуть бути використані розподільні мережі 6/0,4кВ електроживлення електрифікованого міського й залізничного транспорту. У цих мережах, як правило, застосовується спосіб приєднання « фаза-фаза» (рис. 5.12).

На диспетчерському пункті (рис. 5.12) апаратура зв'язку й телемеханіки (АЗТ) приєднується до фаз В і С через конденсатори зв'язку КЗв і високочастотний трансформатор зв'язку ТС. На виконавчому пункті для знімання високочастотних сигналів, як показав досвід експлуатації, можуть використовуватися вторинні обмотки силового трифазного трансформатора СТТ.



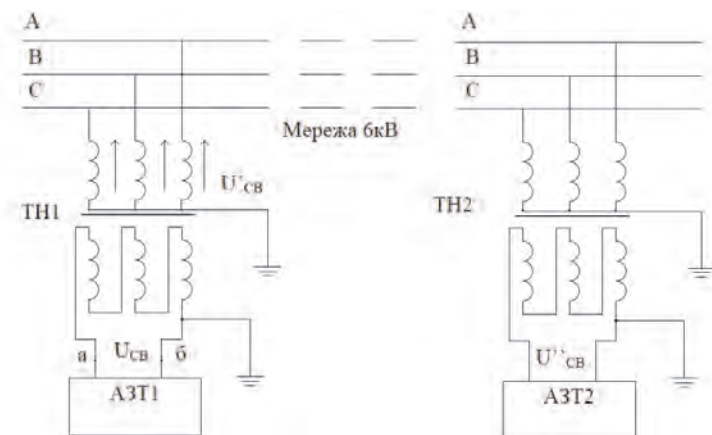
**Рисунок 5.12. – Створення каналів телемеханіки по розподільній мережі 6/0,4 кВ**

Особливістю розподільних силових мереж є велика кількість навантажень, що підключаються до мережі, причому місце їх підключення

часто міняється (наприклад при русі трамвая або тролейбуса). Тому що ці навантаження шунтують сигнали телемеханіки, то доводиться підвищувати потужність вихідного сигналу АЗТ, звужувати смугу частот під передачу сигналів, і знижувати ці частоти аж до 10Гц, допускаючи можливість втрати швидкості передачі інформації.

Кращі можливості надає передача сигналів струмами «нульової послідовності» (рис. 5.13). Тут використовуються трансформатори напруги ТН, які набагато надійніше конденсаторів зв'язку, та й ремонтпридатність їх набагато вище. Вторинні обмотки ТН включені у відкритий трикутник, тобто створюється фільтр нульової послідовності, а канал зв'язку організується одночасно по трьом проводам (А, В и С), включеним паралельно для струмів зв'язку.

Звичайно так створюються частотні канали: для аварійно-попереджувальної сигналізації (20...400) Гц, для телеграфного й телемеханічного зв'язку (400... 1400) Гц, для службового телефонного зв'язку (1400...3200)Гц або для надтонального телеграфу ( $f > 3400$ ) Гц.



**Рисунок 5.13. – Передача сигналів струмами «нульової послідовності»**

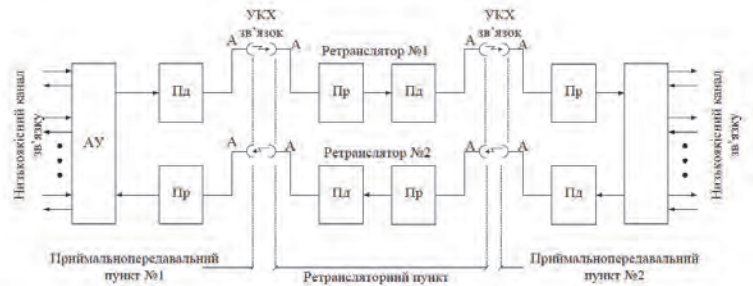
Відомо, що в схемі «відкритий трикутник», при симетричній системі напруг, сума миттєвих напруг (струму промислової частоти) у будь-який момент часу дорівнює нулю. Тому, якщо в розрив трикутника (точки а й б)

подати напругу сигналу зв'язку (на частоті значно більшої частоти промислового струму), то в первинних обмотках трансформатора, наприклад ТН1, з'являється струми зв'язку з однаковою фазою. Ці струми, протікаючи по фазових проводах високовольтної лінії, на прийомній стороні, у вторинних обмотках трансформатора (ТН2) створять напругу сигналу зв'язку ( $U^{CB}$ ). При такій схемі досить просто організовується дуплексний канал зв'язку між АЗТ1 і АЗТ2.

### 5.3. Канали зв'язку по радіо

Заміна провідних каналів зв'язку на радіоканали приваблює простотою організації останніх, не потрібні лінійні спорудження, зменшується час на організацію таких зв'язків. Однак через поганий вплив часу доби, метеорологічних умов і ряду інших причин на якість радіозв'язку, особливо в довгохвильовому й короткохвильовому діапазонах, застосування радіозв'язку в енергосистемах не знайшло широкого застосування.

Набагато частіше використовувалися радіорелейні лінії (РРЛ), що представляють собою ряд радіостанцій і споруджень зі спрямованим приймально-передавальними антенами (рис. 5.14).



**Рисунок 5.14. – Спрощена структурна схема радіорелейної лінії**

Анени ретрансляторів розташовуються на відстані прямої видимості (40...60 км при висоті антен до 70 м), а передача/приймання ведеться на частотах УКВ діапазону (від 1,6 ГГц до 3,9 ГГц). Канали організовуються методами частотного й тимчасового ущільнення. Звичайно всі канали -

симплексні, причому «прямий» і «зворотний» канали рознесені по частоті, що виключає взаємний вплив одного каналу на інший. Сукупність каналів одного напрямку утворює високочастотний «ствол» РРЛ. Як правило, у РРЛ два стволу, але може бути їх більше. Передача/приймання УКВ сигналів здійснюється параболічними антенами (А) відповідно до передавальної й приймальної (див. рис. 5.15). На структурній схемі показано, що входить до складу приймально-передавальних пунктів №1 і №2 (АУ - апаратура ущільнення, Пд - передавач і Пр - приймач УКВ сигналів), 25 а так само - склад ретрансляційних пунктів. У функції ретрансляторів входить посилення прийнятих і переданих УКВ сигналів, а також може бути передбачена корекція сигналів, які піддаються дії перешкод. Таким чином, за рахунок збільшення числа ретрансляційних пунктів (ретрансляторів) може бути забезпечена більша дальність і досить висока завадостійкість передачі.

Як уже вказувалося вище, надійна робота РРЛ забезпечується, коли ретранслятори перебувають у межах прямої видимості антен передавача й приймача. Скоротити число ретрансляторів можна, розміщуючи їх на стаціонарних супутниках, «висячих нерухомо» над поверхнею Землі на висоті приблизно в 36000 км, що й забезпечують безперервний зв'язок з наземними станціями на частоті (2..8) ГГц.

Досвід використання супутниковому зв'язку в енергосистемах слід визнати (по наявних публікаціях) досить позитивним. Однак, у зв'язку із широким впровадженням волоконно-оптичних ліній зв'язку, інтерес енергетиків до супутникового зв'язку зменшується.

#### **5.4. Оптиковолоконні кабелі, що підвішуються на ЛЕП**

Основні елементи волоконно-оптичної лінії зв'язку (ВОЛС) представлені на рис. 5.15



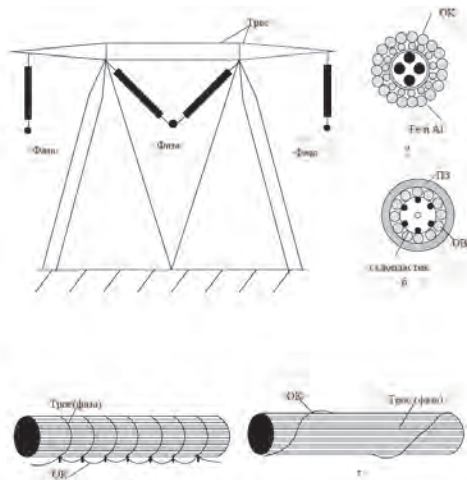
**Рисунок 5.15. – Структура волоконно-оптичної лінії зв'язку**

ПД – передавач; ВОК – волоконно-оптичний кабель; ПР – приймач. Передавач перетворює електричний сигнал у світловий (оптичний). Фактично в передавачі відбувається перенос низькочастотного електричного сигналу в область видимого спектра частот, тобто виконується модуляція електромагнітних коливань видимого (оптичного) спектра. Приймач ухвалює світловий сигнал з волоконно-оптичного кабелю й демодулює його, тобто перетворює в електричний сигнал.

З'єднувачі (коннектори) виконують досить відповідальну функцію за узгодженням характеристик оптичного сигналу на виході передавача й відповідно на вході приймача з характеристиками волоконно-оптичного кабелю. Вони ж забезпечують стикування окремих шматків ВОК з мінімальним загасанням.

В енергосистемах найбільше часто використовуються волоконно-оптичні або, просто, оптичні кабелі, що підвішуються на ЛЕП. Відомо кілька способів підвіски оптичних кабелів (ОК) на ЛЕП (рис. 516).

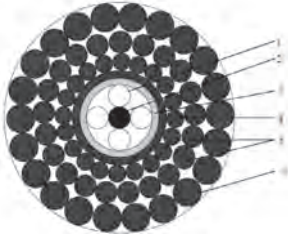
По перших двох варіантах ОК розташовується в центрі грозозахисного троса або фази. Самонесучий оптичний кабель має посилену броню, що забезпечує необхідну механічну міцність при підвіску на ЛЕП з більшими прольотами. Закріплення ОК здійснюється за допомогою підвісок до грозозахисного троса або до спеціально підвішеного троса.



**Рисунок 5.16. – Варіанти підвішування оптичних кабелів на ЛЕП**

- а) ОК, вбудований в блискавкозахисний трос або у фазу;
- б) самонесучий оптичний кабель; в) ОК на підвісках; г) спіральне намотування ОК на трос або фазу.

Підвісні оптичні кабелі мають від 4 до 32 оптичних волокон. На рис. 5.17 показана конструкція вітчизняного оптичного кабелю, вбудованого в трос. Кабель містить чотири модулі, у кожному з яких можна розмістити по 8 або по 16 волокон. Оболонка - з алюмінію товщиною 1мм. Діаметр кабелю – 8 мм. Трос має два навивку зі сталевих дротів діаметром 1,6 мм і зовні повивши з алюмінієвих дротів діаметром 2мм. Загальний діаметр троса - 18,4 мм, маса підвіски на 1 км - близько 1 т. Кабель містить 6 або 12 волокон, для механічної міцності є два навивки стрижнів зі скловолокон діаметром по 2 мм. Зовні – поліетиленова оболонка. Загальний діаметр кабелю – 11 мм, маса - 296 кг/км.



**Рисунок 5.17. – Вітчизняний оптичний кабель вбудований у трос**

1 – волокно; 2 – силовий елемент; 3 – поліетилен; 4 – алюмінієва оболонка;  
5 – сталеві дроти; 6 – алюмінієві дроти.

### **5.5. GPS супутникова навігаційна система GPS (GLOBAL POSITIONING SYSTEM)**

Супутникова навігаційна система GPS (Global Positioning System) або Глобальна система позиціонування, точніше - її космічний сегмент, являє собою сузір'я з 24 супутників. Система GPS (офіційна назва - NAVSTAR) розроблена на замовлення і перебуває під керуванням Міністерства оборони США. У 1980-х систему відкрили для цивільного використання.

Система GPS працює при будь-яких погодних умовах в усьому світі 24 години на добу. З її допомогою можна з високим ступенем точності визначати координати й швидкість рухливих об'єктів. За користування послугами системи GPS не стягують ні абонентську плату, ні плату за 30 підключення. Усе, що потрібно для користування системою GPS – це придбати GPS-приймач. Як працює система GPS Супутники GPS обертають навколо Землі круговими орбітами із частотою 2 оберти на добу, передаючи навігаційні радіосигнали. GPS - приймачі приймають ці сигнали й обчислюють місце розташування методом триангуляції. Приймач порівнює час випромінювання сигналу із часом прийому цього сигналу. Різниця між цими величинами дозволяє обчислити відстань до супутника. Знаючи відстань до декількох супутників, GPS-приймач може визначити своє місце розташування й відобразити його на електронній карті.



Приймаючи інформацію хоча б від трьох супутників, GPS-приймач може визначити двомірні координати користувача (широту й довготу). "Захопивши" чотири й більше супутники, прилад може визначити тривимірні координати (широту, довготу й висоту). Визначивши місце розташування користувача, приймач може обчислити такі величини як швидкість, шляховий кут, траєкторію, пройдену відстань, відстань до кінцевого пункту, час сходу й заходу сонця й багато чого іншого.

Супутники GPS передають два малопотужних сигнали на частотах L1 і L2. Цивільні GPS - приймачі працюють на частоті L1=1575,42 МГц. Прийом сигналів можливий тільки із супутників, що перебувають у межах прямої видимості. Хмари, скло й пластик не є перешкодами для сигналу, в той час як більшість щільних об'єктів, таких як будинки, рельєф місцевості, металеві предмети й люди - є.

Сигнал, переданий супутниками GPS, містить три важливі складові - псевдовипадковий код, ефемерідні дані й альманах. Псевдовипадковий код містить номер супутника, що передає інформацію. GPS – приймачі GARMIN відображають його на сторінці супутників.

Ефемерідні дані, що постійно передає кожний супутник, містять важливу інформацію про статус супутника (робітник або неробочий), а також поточну дату й час. Ця частина сигналу і використовується в енергетиці. Останні дослідження по використанню GPS в енергетиці пов'язані з моніторингом електроенергетичних систем. У [27] зазначається, що можливо визначити кути зсуву фаз у реальному часі по формі кривої напруги вузлів, так як GPS дозволяє виконувати точну синхронізацію у часі. Розташування GPS приймачів у контрольних точках електричної мережі дозволяє виконувати ефективний моніторинг стійкості електричних систем.

Також, однією з ключових задач оперативного керування є оцінка стану електричної мережі за вимірними параметрами. Зазвичай виміряні параметри не вміщують кут зсуву фаз вздовж лінії електропередачі, так як існує проблема синхронізації телевимірювань. Використання GPS у енергетиці дозволило

зменшити проблеми синхронізації та створити пристрої вимірювання кута зсуву фаз [33].

### **5.6. Канали передачі даних**

Визначення терміну «канал передачі даних» сформульований у документі «Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку» [2] у такий спосіб: «Комплекс технічних і програмних засобів, що забезпечують передачу цифрової інформації різними середовищами: оптоволокна; вита пара; телефонна/телеграфна мережа; радіо; розподільчі мережі 0.4...35 кВ.

Умовно вони поділяються на: низькошвидкісні 50...1200 бод; середньошвидкісні 1200...9600 бод; високошвидкісні вище 9600 бод.»

Волоконно - оптичні лінії зв'язку (ВОЛЗ) забезпечують найбільш надійний й якісний зв'язок, однак капітальні витрати на їхнє впровадження дуже великі. Тому поки доцільно їх застосовувати на тих рівнях АСКОЕ, де передаються більші обсяги інформації на маленькі відстані.

Кручена пара й коаксіальний кабель використовуються значно частіше, вартість їхньої прокладки нижче, ніж ВОЛЗ, однак їхнє застосування обмежене територіально. Крім того, вони слабо захищені від несанкціонованого доступу. Широке впровадження каналів передачі даних на основі кручених пар й коаксіального кабелю викличе необхідність значних експлуатаційних витрат при їхній обмеженій продуктивності.

Телефонна й телеграфна мережі давно використовуються для передачі інформації в АСКОЕ. Якість зв'язку істотно залежить від стану телефонних мереж. Як показує досвід експлуатації систем обліку, що використовують телефонні мережі загального користування на території України, вірогідність одержуваної інформації не відповідає висунутим вимогам. Крім того, ці мережі не належать електропостачальним організаціям і користування ними приводить до додаткових витрат.

Радіозв'язок й у тому числі стільниковий зв'язок є досить

перспективними каналами передачі даних. На їхній основі будуються системи обліку споживання електричної енергії в багатьох країнах Західної Європи.

Однак це ефірні канали, отже, можливий несанкціонований доступ до інформації. Смуги частот, виділені для цих каналів зв'язку, обмежені, а компанії, що надають послугу по їхній оренді, як правило, не є власністю електропостачальних організацій.

Тому в умовах енергоринку України найбільш перспективною є передача даних по розподільних мережах 0,4...35 кВ. Ці мережі є власністю підприємств енергетики й можуть бути використані для створення каналів передачі даних.

Розглянемо досвід створення й експлуатації таких каналів зв'язку компанією Ельстер Метроника.

Ельстер Метроника пропонує рішення в області організації каналів зв'язку по високовольтних лініях (ПЛ) 110...115 кВ. Устаткування ВЧ зв'язку серії ETL500 є найсучаснішим в усім світі (рис. 5.18).

Високовольтні лінії електропередач (ПЛ) протягом багатьох років використовуються в енергосистемах для передачі інформації на високих частотах (ВЧ). ВЧ зв'язок залишається одним із самих надійних способів зв'язку, використовуваних для керування об'єктами електроенергетичних систем й устаткуванням релейного захисту (РЗ) і протиаварійної автоматики (ПА). ВЧ зв'язок по ПЛ дотепер залишається самим економічно вигідним видом зв'язку при передачі невеликої кількості даних на більші відстані.

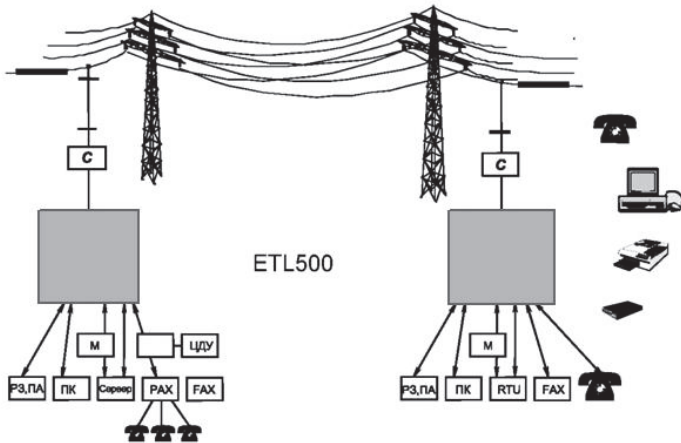
ПЛ належать енергосистемам й являють собою готову інфраструктуру для організації ліній зв'язку. Це відповідає рекомендаціям, зробленим у документі «Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку» [2], де сказано: «Для передачі даних можливе сумісне використання каналів зв'язку автоматизованими системами обліку та іншими системами з метою резервування та зменшення витрат на устаткування».

Існуючі системи ВЧ зв'язку не можуть бути відразу й повністю замінені системами оптичного зв'язку через відносно високу вартість останніх, котра пропорційна відстані між вузлами зв'язку. Навпаки, багато існуючі ВЧ мереж

будуть розширюватися. ВЧ зв'язок продовжує відігравати важливу роль у якості основного або резервного середовища для передачі даних АСКОВЕ й команд РЗ і ПА.

На сьогоднішній день на міжнародному ринку ВЧ зв'язку існує три типи встаткування: аналогове, цифро-аналогове й цифрове. На відміну від перших двох типів, цифрове встаткування використовує 100 % цифрову обробку сигналу. Важливим фактором при визначенні стійкості й надійності встаткування ВЧ зв'язку є також кількість використовуваних перетворень сигналу (трактів ПЧ).

ETL500 - це повністю цифрове встаткування, побудоване на сучасній елементній базі з використанням потужних цифрових сигнальних процесорів.



**Рисунок 5.18. – Організація каналів зв'язку по високовольтних лініях**

Короткі технічні характеристики серії ETL500 наведені в табл. 5. 1.

Таблиця 5.1. Короткі технічні характеристики встаткування ВЧ зв'язку серії ETL500

Тип апаратури	цифрова
Напруга ЛЕП	ПО... 1150 кВ
Робочі частоти	24... 500 кГц
Число каналів	1 або 2
Пікова вихідна потужність	40 або 80 Вт
Чутливість приймача	- 30 дБм
Джерело живлення	48/60/220 VD або 115/230 VAC
Ширина спектра каналу	4 кГц (стандарт), доп. 2, 2,5,8 кГц
Максимальне загасання в лінії	60 дБ
Швидкість передачі убудованого модему NSK5	50... 2400 Бод
Верхня частота зрізу ТЛФ каналу	1800... 3400 кГц
Кількість переданих команд РЗ і ПА	0...24
Керування за допомогою ПК	Програма MMI з інтерфейсом Windows
Наробіток на відмову	20 років
Діапазон температур	-5... +55 °С
Відносна вологість	< 95 %
Розміри (висота x довжина x глибина)	40x48x35 см

На відміну від аналогічного встаткування інших виробників, ETL500 може використатися в багатоцільовому режимі: передача мови плюс даних АСКОЕ й телемеханіки плюс передача команд релейного захисту і протиаварійної автоматики. Таким чином, забезпечується економія засобів, тобто немає необхідності здобувати встаткування для передачі мови й даних і додаткове встаткування для передачі команд РЗ і ПА.

Термінали ВЧ зв'язку серії ETL500 призначені для організації ВЧ зв'язку по високовольтних лініях і служать для: передачі мови; передачі команд релейного захисту й протиаварійної автоматики; передачі даних для систем диспетчерського й технологічного керування й АСКОЕ.

Нове покоління ВЧ терміналів серії ETL500 забезпечує надійну роботу апаратури у широкому діапазоні характеристик ліній і дозволяє вибрати оптимальну, економічно виправдану конфігурацію системи для кожного конкретного додатка й забезпечити: точне визначення параметрів передачі й підтримка FSK модему, телефонного модему й факсу; сумісність із типовими закінченнями зв'язного встаткування енергосистем; мінімізацію часу передачі

сигналу, тобто зняття обмежень за критичним часом обслуговування; дружній Windows інтерфейс оператора при конфігуруванні й спостереженні; гнучкість, тобто простоту адаптації встаткування до умов функціонування; високу готовність, повний самоконтроль і функції діагностики лінії з мінімальним апаратним забезпеченням; компактний механічний дизайн; максимальна захищеність від всіх видів електромагнітних перешкод.

Повністю цифровий спосіб перетворення, розроблений для нової серії ETL500, забезпечує максимальну гнучкість, зручність і стійкість функціонування мереж ВЧ зв'язку. Несуча частота в каналі й ширина спектра передачі легко програмуються через інтерфейс оператора й можуть бути змінені користувачем на місці якщо буде потреба.

Одноступінчастий спосіб модуляції, уперше використовуваний в устаткуванні цього типу, прямо перетворить тональний спектр частот у ВЧ сигнал без використання проміжних частот. Виключення аналогових фільтрів проміжної частоти підвищило надійність устаткування й поліпшило загальну стійкість каналу, тому що температурний дрейф і фактор старіння зведені до мінімуму.

### **5.7. Інтерфейси та протоколи**

Одним із центральних, визначальних для ефективності роботи АСКОЕ є вибір сукупності уніфікованих апаратних, програмних і конструктивних засобів, необхідних для реалізації алгоритмів взаємодії різних функціональних пристроїв, інакше кажучи, вибір інтерфейсу або в загальному випадку сукупності інтерфейсів для конкретної АСКОЕ. Вони, як правило, будуються з використанням декількох інтерфейсів: інтерфейсу мікропроцесорного пристрою (властиво мікропроцесора, ОЗП, ПЗП, УВВ), інтерфейсу підключення периферійних пристроїв (первинних приладів обліку, об'єктів керування, стандартних периферійних пристроїв, пристроїв реєстрації), інтерфейсу персонального комп'ютера [20].

Стандартизації в інтерфейсі звичайно підлягають: формати переданої

інформації; команди й стани; состав і типи ліній зв'язку; алгоритм функціонування; передавальні й прийомні електронні схеми; параметри сигналів і вимоги до них; конструктивні рішення. Уточнюючи вимоги до інтерфейсу при його виборі, виходять із необхідності забезпечення заданої швидкодії АСКОЕ в цілому; області застосування; необхідності мінімізації вартості; забезпечення простоти схемних і конструктивних рішень; стандартизації процедури обміну інформацією незалежно від швидкості роботи пристроїв; обліку можливості й простоти нарощування системи; вимог діагностики системи й т. д.

До основних характеристик інтерфейсу відносять:

- функціональне призначення;
- тип організації зв'язків;
- принцип обміну інформацією;
- спосіб обміну;
- режим обміну;
- кількість ліній;
- число ліній для передачі даних;
- кількість адрес;
- кількість команд;
- швидкодія;
- довжину ліній зв'язку;
- число пристроїв, що підключаються;
- тип лінії зв'язку.

По функціональному призначенню інтерфейси можна підрозділити на магістральні (в середині машини), зовнішні інтерфейси периферійних пристроїв, системні (інтерфейси локальних мереж).

По типі організації зв'язків інтерфейси підрозділяють на магістральні, радіальні, деревоподібні, радіально – магістральні.

За принципом обміну інформацією – з паралельною, послідовною й паралельно–послідовною передачею інформації.

По режиму обміну інформацією – із симплексним, напівдуплексним, дуплексним і мультиплексним режимами обміну.

По способу передачі інформації в часі розрізняють інтерфейси із синхронною передачею даних (з постійною часовою прив'язкою в циклі збору інформації) і з асинхронної (без постійної тимчасової прив'язки до певного тимчасового інтервалу циклу збору).

При синхронній передачі даних синхронізуючі сигнали мікропроцесора задають певний часовий інтервал, протягом якого зчитується інформація з одного джерела первинної інформації. Часовий інтервал у цьому випадку визначається найбільшими тимчасовими затримками в системі передачі даних і максимальним часом перетворення обмірюваного сигналу в цифровий сигнал.

Асинхронна передача даних характеризується наявністю керуючих сигналів: ГОТОВНІСТЬ до ОБМІНУ, ПОЧАТОК ОБМІНУ, КІНЕЦЬ ОБМІНУ, КОНТРОЛЬ ОБМІНУ. При такій організації обміну автоматично встановлюється раціональне співвідношення між швидкістю передачі даних і часом затримки сигналу в каналах зв'язку.

Говорячи про зовнішній інтерфейс периферійних пристроїв, зокрема, послідовному інтерфейсі в широкому змісті слова, звичайно під терміном «інтерфейс» розуміють не тільки функціональне призначення лінії зв'язку й електричних параметрів переданих сигналів, але й состав апаратури, необхідної для реалізації зв'язку між рядом периферійних пристроїв за допомогою послідовної лінії зв'язку, принципи організації обміну інформацією, мова обміну інформацією, організацію контролю передачі інформації. При цьому в загальному випадку розрізняють кілька рівнів інтерфейсу, частина яких реалізується апаратно, а частина - програмно.

Обмін інформацією здійснюється в більшості випадків передачею повідомлень, що складаються з командних, інформаційних і відповідних слів.

При цьому використовується певна мова передачі цих слів. Типове слово синхронного протоколу з бітовою організацією містить початковий прапор, адресні, керуючі й інформаційні поля, перевірючу послідовність слова й



завершальний прапор.

Апаратури для фізичної реалізації зовнішнього послідовного інтерфейсу периферійних пристроїв містить у собі властиво лінію послідовної передачі інформації (одиначний провідник, кручена пара, радіочастотний кабель, волоконо – оптичний кабель) і контролери пристроїв, які призначені для керування обміном інформацією, здійснення сполучення з лінією передачі інформації, здійснення контролю за передачею інформації, станом пристроїв, що беруть участь у зв'язку, самоконтролю.

Для зв'язку приладів первинного обліку (електронні лічильники, датчики електроенергії) виконавчих органів, територіально вилучених від процесора в АСКОВЕ, застосовують інтерфейси периферійних пристроїв. У таких інтерфейсах використовуються як паралельний, так і послідовний способи обміну інформацією, причому останній через істотне спрощення власної лінії зв'язку, а отже, і зниження вартості найбільш кращий, якщо при цьому забезпечується необхідна швидкість передачі інформації.

Прикладами найпоширеніших послідовних інтерфейсів периферійних пристроїв можуть служити інтерфейси RS-232-C, RS-423, RS-422, RS-449, RS-530, RS-485 й «струмова петля». Основні технічні характеристики широко застосовуваних послідовних інтерфейсів периферійних пристроїв наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2. Технічні характеристики інтерфейсів

Технічні характеристики	Інтерфейс		
	RS-232-C	RS-423	RS-422
Лінія	Однопровідна, неузгоджена	Однопровідна, неузгоджена	Диференціальна, погоджена
Максимальна довжина лінії, м	15	600	1200
Швидкість передачі інформації, Кбит/с	20	300 (при 12 м)	10000 (при 12 м)
Число ліній інтерфейсу	1	1	2
Спосіб обміну інформацією	послідовний	послідовний	послідовний
Режим обміну	симплексний	симплексний	напівдуплексний симплексний
Число периферійних пристроїв, що підключають	1	1	10
Вихідна напруга передавача при роботі на навантаження, В	від $\pm 5$ до $\pm 15$ при $R_n=3...7...7$ кОм	$\pm 3,6$	2,0
Швидкість наростання сигналу на виході передавача, В/мкс	$<30$	залежить від довжини кабелю й частоти перемикання	не обмежена
Вхідний опір приймача, кому	3...7	$\geq 4$	$\geq 4$
Максимальне значення граничної напруги приймача, В	$\pm 3$	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$
Максимально припустима вхідна напруга приймача, В	$\pm 25$	$\pm 12$	$\pm 12$

Для двохспрямованої передачі найбільше часто використовуються трьох - або чотирипровідний зв'язок. Для двохпроводної лінії зв'язку у випадку тільки передачі з комп'ютера в зовнішній пристрій використовуються сигнали SG й Tx. Всі 10 сигналів інтерфейсу задіюються тільки при з'єднанні комп'ютера з модемом.

Швидкість передачі по RS-232C може вибиратися з ряду: 110, 150, 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 біт/с.

Інтерфейс RS-485 широко використовується в системах обліку споживання електричної енергії. Він є подальшим розвитком RS-232 і на сьогоднішній день RS-485, мабуть, єдиний досить швидкісний, надійний й досить дешевий інтерфейс. Від RS-422 він відрізняється тим, що підтримує багатоточечне підключення - це забезпечується незначною відмінністю схемотехнічних

рішень вхідних і вихідних каскадів.

Протоколи зв'язку являють собою певний набір правил, процедур і форматів повідомлень, необхідних для організації й забезпечення інформаційних зв'язків між персональними комп'ютерами, периферійними мікропроцесорними пристроями й приладами обліку. У кожному конкретному випадку виробник вирішує свої завдання, збільшуючи швидкість передачі інформації або підвищуючи її вірогідність, або зменшуючи витрати. Кількість протоколів безупинно росте. Назвемо деякі з них: CAN, ARCnet, IEC 1158-2, Bitbus (IEEE 1118), Modbus, HART, Conitel, DEI, Data Highway, Data Highway Plus, Modbus Plus, Profibus DP, ISP SP-50, FIPIO, Since, Omron Sysmac Bus, DNP, Profibus FMS, CAN Open, P-Net, EIB, Allen-Bradley Remote I/O, DeviceNet, Profibus PA, CAN Kingdom, LonWorks, CEBus, FOUNDATION Fieldbus, WorldFIP, ASI, FIP, IEC 870-5, IEEE-P1451.2, Smart Distributed System, S.D.S., SERCOS, Interbus-S, SCTM.

Досвід розробки й практичного використання протоколів зв'язку в обчислювальній і керуючій мережах, накопичений у різних фірмах, що займаються створенням і впровадженням у промислове виробництво сучасних інформаційних і керуючих систем, показав, що подальший розвиток і широке використання протоколів зв'язку можливо лише при досить твердій уніфікації вимог до них.

Міжнародна організація, що займається розробкою стандартів ISO, розробила й узаконила так званий 7-рівневий протокол ISO для відкритих інформаційних і керуючих систем. У цьому випадку під поняттям «відкрита» розуміється можливість підключення до мережі за допомогою зазначеного протоколу різних інформаційних і керуючих пристроїв [21]. Кожний із семи рівнів протоколу відповідає певній функції:

1-й рівень – фізичний – забезпечення електричних, механічних й інших характеристик підключення до фізичних каналів зв'язку (у тому числі при необхідності – перетворення сигналів);

2-й рівень – каналний (передача даних) – підключення (з'єднання) і

відключення (роз'єднання) каналів зв'язку, захист від помилок (перекручувань) при передачі даних;

3-й рівень – мережний вибір, організація й оптимізація маршрутів передачі інформації;

4-й рівень – транспортний – керування передачею (пересиланням) даних (масивів) між об'єктами мережі;

5-й рівень – сеансовий – організація й проведення сеансів зв'язку між прикладними процесами (наприклад, конкретними обчислювальними й керуючими програмами), включаючи рішення завдань по синхронізації й активації окремих об'єктів або фрагментів програм;

6-й рівень – представницький – інтерпретація й перетворення переданих даних до виду, зручному для прикладних процесів;

7-й рівень – прикладний – виконання прикладних програм (адміністративне керування мережею, керування технологічними процесами й транспортними засобами різного призначення).

Перші три рівні забезпечують пересилання (транспортування) даних, а рівні 4 – 7 забезпечують керування першими трьома. Залежно від складності завдання керування й розмірів мережі кількість рівнів може мінятися, тому досить часто в мережах обмежуються використанням найбільш простих рівнів.

Розглянемо протоколи, які застосовуються в найбільш відомих системах обліку. Так, наприклад, у процесі функціонування система DATAGIR C2000 здійснює збір показань лічильників (послідовна передача оригінальних показань лічильників), а також періодичних даних (графіка навантаження) і даних про розрахунки за спожиту електроенергію. Збір даних може проводитися по таких лініях зв'язку, як телефона мережа, виділені канали зв'язку, силові лінії електропередачі й локальна мережа з використанням протоколів SCTM й IEC 870-5.

Протокол SCTM використовує рекомендації MEK 870-5 і розроблений для додатків телеметричного збору вимірювальних даних з метою забезпечення надійного й достовірного обміну даними по лініях зв'язку низької якості

(низьке співвідношення сигнал/шум, підвищений рівень шумів й імпульсних перешкод, високі фазові переключування).

Протокол заснований на загальній тривірневій моделі:

1. Фізичний рівень використовує стандарти Міжнародного союзу електротехніків, Т - телеметрія, (RS232/V.24, RS485, V.21; V.22; V.22bis; V.23 й ін.), які забезпечують передачу даних методом поблочного кодування на каналному рівні.

2. Канальний рівень (МЭК 870-5-1: Формат телеграми; МЭК 870-5-2: Процедури передачі каналного рівня) містить процедури передачі, які використовують однозначну інформацію про керування протоколом каналного рівня, за допомогою яких передаються модулі службових даних рівня додатків (ASDU) у якості службових даних каналного рівня. Канальний рівень використовує формат телеграми FT1.2., що забезпечують необхідну цілісність, високу вірогідність, ефективність і надійність передачі даних.

3. Рівень додатків (МЭК 870-5-3: Загальна структура даних користувача; МЭК 870-5-4: Опис і кодування інформаційних елементів) включає опис передачі модулів службових даних рівня додатків.

## 6. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ

Поступовий перехід ОРЕ України від моделі ринку «єдиного покупця» до лібералізованого ринку електричної енергії [1, 18] вимагатиме формування відповідного інформаційного забезпечення розрахунків за електричну енергію. Йдеться про принципово нові підходи до визначення даних комерційного обліку в умовах, коли ціна на електроенергію складається з цін на певний асортимент товарів електроенергетичного виробництва та вартості допоміжних послуг, в першу чергу – з балансування ринку, які продаються та купуються на ринкових засадах. В цих умовах висуваються принципово нові вимоги до технічних і програмних засобів, які формують дані для розрахунків за електроенергію, а також до регламентів їхньої побудови, впровадження і застосування.



Рисунок 6.1. – Етапи розвитку систем збору даних

Інформаційне забезпечення розрахунків за електричну енергію в ОРЕ України формується АСКОЕ, які створюються у суб'єктів енергоринку відповідно до [23 – 25].

Впровадження АСКОЕ є особливо актуальним у зв'язку з поступовим залученням у структуру ОЕС України потужних поновлюваних джерел енергії, зокрема ВЕС і СЕС, які непередбачувано впливають на добовий графік

навантаження. Особливі вимоги щодо встановлення вимірювального обладнання, точності вимірювання та переліку даних, які мають бути доступними (коли вітрову та фотоелектричну електростанції потужністю від 150 кВт приєднано до електромереж загального призначення), визначено в таких джерелах: «Інструкція про порядок комерційного обліку електроенергії» (додаток 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії); «Правила взаємовідносин між Державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України»; ПТЕ. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила; ГКД 34.20.507-2003. У стандарті ІЕС 61400-25-2 зазначено сигнали для обміну інформацією із СЕС та ВЕС. Для обміну інформацією з електростанцією має використовуватися пакет протоколу ІЕС 61400-25-4 Додаток D (ІЕС-60870-5-104), для забезпечення зв'язку між електростанцією та як мінімум двома комунікаційними вузлами.

НКРЕ постановою від 27.02.2014 N 170 затвердила «Порядок продажу, обліку та розрахунків за електричну енергію, що вироблена з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики (генеруючими установками) приватних домогосподарств», який регулює відносини між побутовим споживачем електроенергії та енергопостачальником, який здійснює постачання електроенергії за регульованим тарифом на території провадження ліцензійної діяльності. Постанову зареєстровано в Міністерстві юстиції 26.05.2014 р. за № 539/25316.

Упродовж усіх років існування система АСКОЕ удосконалювалася та продовжує розвиватися далі.

Так, на ОРЕ країни станом на 01. 01. 2018 р. у всіх постачальників електроенергії за регульованим тарифом впроваджено в промислову експлуатацію 40 АСКОЕ.

У виробників електроенергії впроваджено в промислову експлуатацію 142 АСКОЕ із 145. Доопрацьовуються АСКОЕ ПАТ «Укргідроенерго», ТОВ

«Соларенерго» та ТОВ «Вітряний Парк Керченський».

ДП «НЕК «Укренерго» впроваджено в промислову експлуатацію АСКОЕ на всіх електричних підстанціях.

Кількість зареєстрованих АСКОЕ станом на 01.01.2018 р, дані з яких включаються до системи розрахунків на ОРЕ України, становить 175 з 185 існуючих, або 95 %.



**Рисунок 6.2. – Стан впровадження та використання в розрахунках АСКОЕ суб'єктів ОРЕ України**

Разом з побудовою АСКОЕ створювалися та впроваджувалися первинні та вторинні датчики і прилади для АСКОЕ. Зокрема, розроблено цифрові системи вимірювання якості електричної енергії типу ЦСИКЭ (клас точності 0,2), аналізатори напруг та струмів у електромережах типу «АНТЭС АК-3Ф» (клас точності 0,5), лічильники трифазні електронні багатофункціональні «ЗЕТ» (клас точності 0,2S) та «ЕТ» (клас точності 0,5S і 1,0). Лічильники прямого включення (клас точності 0,5; 1,0; 2,0). Робочі еталони 1, 2, 3 розрядів (клас точності 0,2; 0,1, 0,05; 0,02). Мобільна метрологічна установка для перевірки засобів вимірювання параметрів якості електроенергії. Впроваджено також однофазні та трифазні джерела напруг і струмів (0,001 – 200 А) для автоматизованого задання робочих струмів, напруг і кутів зсуву фаз; трифазний калібратор напруг і струмів ДНСТ-3; стаціонарна автоматизована метрологічна установка на струм до 120 А; трифазні трансформаторні електролічильники типу ЕТ класів точності 0,2S; 0,5S; 1,0; та 2,0, які крім обліку електроенергії вимірюють показники її якості; унікальна стаціонарна міра для нормування показників якості електроенергії тощо.



З 01.01. 2014 р. набув чинності Закон України від 24.10. 2013 р. № 663-VII «Про засади функціонування ринку електричної енергії України», який вимагає нових підходів до організації комерційного обліку електроенергії та метрологічного забезпечення для організації роботи ринку двосторонніх договорів і балансуючого ринку.

З метою визначення правил здійснення комерційного обліку електроенергії, установлення процедур виконання вимірювання, реєстрації, формування та валідації даних комерційного обліку, установлення вимог до побудови та експлуатації вимірювальних комплексів, визначення прав та обов'язків суб'єктів ринку при забезпеченні організації комерційного обліку електроенергії під керівництвом НКРЕ України, Міжвідомчої комісії з координації роботи, пов'язаної з реалізацією Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України та за допомогою консультантів консорціуму КЕМА-ЕСА розроблено проект нормативного документу під назвою «Кодекс комерційного обліку електричної енергії», який розміщено на офіційному веб-сайті НКРЕ (перебуває на стадії обговорення).

У Проекті Кодексу передбачаються чіткі правила організації комерційного обліку виробництва, передавання та споживання електроенергії для ефективного ведення розрахунків у реформованому ринку, установлює мінімальні технічні та організаційні вимоги до проведення вимірювань і реєстрації обсягів електроенергії та потужності. Також проект Кодексу містить положення щодо встановлення, випробування, технічного обслуговування та експлуатації вимірювальних комплексів і систем комерційного обліку електроенергії, визначає вимоги до точності вимірювань і вимоги до проведення перевірок вимірювальних комплексів та систем.

ПКЕЕ дозволяють електропередавальним компаніям - постачальникам за регульованим тарифом провадити власну технічну політику із створення інтегрованої АСКОВЕ постачальників і споживачів для досягнення стратегічної мети – побудови надійного повномасштабного багатофункціонального інструментарію для здійснення точного й достовірного обліку електроенергії,

контролю поточних та інтегральних параметрів режимів електроспоживання і складання електроенергетичних балансів електроенергетичних компаній в автоматизований спосіб для забезпечення керування режимами електроспоживання кінцевих споживачів.

Усі засоби вимірювальної техніки, які застосовуються для АСКОЕ (трансформатори напруги, трансформатори струму, лічильники електроенергії з інтегрованими пристроями перетворення та обліку) мають бути занесеними до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки, допущених до застосування в Україні (Держреєстр України), та у встановленому порядку пройти державну повірку або державну метрологічну атестацію засобів вимірювальної техніки, які виготовляються або ввозяться на територію України одиничними зразками.

Багатофункціональні електронні лічильники електроенергії на відміну від індукційних та звичайних електронних лічильників не лише вимірюють електричну енергію, а й оброблюють вимірювальну інформацію, обчислюють параметри енерговикористання та зберігають їх у первинній базі даних (ПБД). Доступ до ПБД забезпечується через цифрові комунікаційні інтерфейси багатофункціональних електронних лічильників електроенергії за допомогою оригінальних протоколів виробників цих лічильників.

Багатофункціональні електронні лічильники електроенергії окремих виробників мають різну структуру ПБД, відповідні формати зберігання та передавання параметрів енерговикористання, різні комунікаційні протоколи тощо, що заважає ефективному застосуванню цих лічильників в АСКОЕ. Разом з тим в Україні не прийнято нормативно-правових документів щодо уніфікації вимог до багатофункціональних електронних лічильників та інших приладів обліку електроенергії (пристроїв збирання та передавання даних).

Уніфікація є не лише заощадженням коштів, зокрема під час розроблення та побудови АСКОЕ, а й ефективним шляхом підвищення технологічності, рівня сумісності, розширення функціональних можливостей та забезпечення достовірності інформації.

## **6.1. Функціонування і розвиток ринку електричної енергії України. Завдання АСКОВЕ в лібералізованих ринках електричної енергії**

В Україні функціонує оптовий і роздрібний ринки електричної енергії. Оптовий ринок електричної енергії (ОРЕ) України було створено у 1997 році за моделлю «єдиного покупця» (“pool”) [1]. Суб'єктами ОРЕ є електрогенерувальні, електропередавальні та електропостачальні компанії (на сьогодні – понад 500 компаній). Весь обсяг електричної енергії, що виробляється в Україні електрогенерувальними компаніями, викуповується єдиним покупцем – Головним оператором системи комерційного обліку ОРЕ (в подальшому – Головний оператор) і продається електропередавальним компаніям – постачальникам за регульованим тарифом (ПРТ) і постачальникам за нерегульованим тарифом (ПНТ) за єдиною оптовою ціною, диференційованою за годинами доби [2].

На роздрібному ринку електропередавальні компанії – ПРТ, які володіють ліцензіями на передавання електричної енергії розподільними мережами та на її постачання кінцевим споживачам, продають електричну енергію за роздрібними тарифами. Оскільки електропередавальні компанії – ПРТ, які є власниками розподільних електричних мереж на закріпленій території [3], – природні монополісти, розмір тарифної ставки, за якою електроенергія постачається ними споживачам, регулюється національним регулятором – Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) [4].

Для створення конкуренції електропередавальним компаніям – ПРТ, на роздрібний ринок допущено ПНТ, які є суто комерційними компаніями, що мають ліцензію на постачання електричної енергії і продають її кінцевим споживачам за договірними цінами, закупаючи в ОРЕ за оптовими. Якщо ПНТ і споживач укладають договір на постачання електричної енергії, ПНТ закупає необхідні обсяги (зокрема, на покриття витрат на передавання електричними мережами) за оптовою ціною в ОРЕ і продає кінцевому споживачу за договірною ціною, яка зазвичай є нижчою за регульовану.

При цьому власне передавання електричної енергії до кінцевого споживача здійснюється розподільними мережами електропередавальної компанії – ПРТ і оплачується ПНТ останньому разом з інформаційними послугами.

Такий режим функціонування ОРЕ вимагає погодинного обліку електроенергії на межі балансової належності електричних мереж суб'єктів ОРЕ України. Вимоги щодо обліку електроенергії на роздрібному ринку залежать від обраних споживачем тарифу та шляхів енергозабезпечення. В разі постачання споживачу електроенергії за регульованим тарифом, останній має забезпечити облік електроенергії за розрахунковий період сумарно або за тарифними зонами залежно від виду тарифу, що застосовується. В разі постачання споживачу електроенергії за нерегульованим тарифом (договірною ціною), останній має забезпечити облік електроенергії за правилами ОРЕ [2].

У перші роки функціонування ОРЕ розрахунки за електричну енергію здійснювалися на підставі даних, отриманих шляхом «накладання» результатів оперативних вимірювань (у відносному вираженні), що здійснювалися Національною енергетичною компанією (НЕК)

«Укренерго» – оператором системи передачі (ОСП), на різницю показів лічильників електроенергії, зафіксованих на початок (кінець) кожної розрахункової доби. Іншої технічної можливості формувати погодинну інформацію для здійснення оперативних розрахунків в ОРЕ на той момент не існувало.

В 2003 – 2005 роках в Україні було прийнято Програму послідовного впровадження АСКОЕ у суб'єктів ОРЕ України [5]. Відповідно до прийнятої Програми в 2003 – 2004 роках було розроблено та впроваджено інформаційно-обчислювальний комплекс (ІОК) Головного оператора та автоматизовану систему збирання, оброблення та обміну даними комерційного обліку електричної енергії в Оптовому ринку [6 – 8].

З метою забезпечення інформаційної сумісності АСКОЕ суб'єктів ОРЕ в рамках цього проекту було розроблено специфікацію уніфікованого протоколу

передавання даних вимірювань (УППДВ) [9, 10], систему кодів якості (достовірності) даних комерційного обліку електроенергії [11, 12], уніфіковану базу даних (УБД) [13, 14] та уніфікований реєстр даних (УРД) [15] комерційного обліку електроенергії Головного оператора.

В 2004-2010 роках активно створювалися АСКОЕ суб'єктів ОРЕ України. З березня 2011 року розрахунки в ОРЕ України здійснюються на підставі даних комерційного обліку, що формуються АСКОЕ суб'єктів. З метою підвищення достовірності розрахунків в ОРЕ України в 2010 році було розроблено і впроваджено автоматизовану інформаційну систему «Використання даних, отриманих з АСКОЕ суб'єктів ОРЕ України» (АІС ВДКО) [16], призначену для верифікації та валідації даних, що надходять від АСКОЕ суб'єктів ОРЕ.

Створення АСКОЕ у суб'єктів роздрібного ринку електричної енергії України здійснюється на підставі Правил користування електричною енергією у редакції Постанови НКРЕ від 17.10.2005 №910 [3], які зобов'язували споживачів електричної енергії з приєднаною потужністю 150 кВт і вище та середньомісячним обсягом споживання електричної енергії за 12 попередніх розрахункових періодів не менше 50 000 кВт•год на місяць впровадити засоби диференційованого обліку електроенергії та локальне устаткування збирання та оброблення даних (ЛУЗОД) протягом 2005 – 2008 років.

Таким чином, в період з 2003 по 2010 рік в Україні відбувалося активне створення АСКОЕ як на оптовому, так і на роздрібному ринках електричної енергії, що мало на меті автоматизувати комерційний облік електричної енергії в цілому. Разом з тим, впровадження АСКОЕ в такій важливій сфері споживання електроенергії, як побут, і досі не реалізовується в широких масштабах з певних причин.

Концепцією функціонування і розвитку Оптового ринку електроенергії України [1] було передбачено перехід від моделі «єдиного покупця» до лібералізованого ринку електричної енергії. В жовтні 2013 року набув чинності закон «Про засади функціонування ринку електричної енергії» [17], яким передбачено реформування ринку електричної енергії України і утворення

ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку (РДДБР).

Повномасштабний РДДБР відноситься до лібералізованих ринків електричної енергії і передбачає функціонування таких сегментів ринку [18] ринок довгострокових договорів (РДД), на якому покупці і продавці законтрактують обсяги електроенергії на довгострокові періоди (місяць, рік тощо);

ринок «на добу наперед» (РДН), на якому уточнюються погодинні обсяги постачання електроенергії наступної доби;

балансуючий ринок (БР), на якому в реальному часі узгоджуються поточні рівні попиту й пропозиції на електричну потужність (електроенергію);

ринок допоміжних послуг (РДП).

Головним очікуваним результатом запровадження РДДБР вважається перспектива створення повноцінного балансуючого механізму узгодження попиту й пропозиції на електричну потужність (електроенергію) в реальному часі. Одночасно запровадження РДДБР має сприяти зростанню дисциплінованості суб'єктів ринку під час виконання ними узгоджених режимів використання електричної потужності (електроенергії) [19 – 21]. Адже в РДДБР:

по-перше, основний продукт електроенергетичного виробництва – електрична потужність – де-факто стає товаром, який реалізується за ринковою ціною;

по-друге, результуюча ціна на електроенергію в РДДБР складається з цін на певний асортимент товарів електроенергетичного виробництва та вартості допоміжних послуг, в першу чергу з балансування ринку, які продаються та купуються на ринкових засадах;

по-третє, і це дуже важливо, кваліфіковані споживачі – суб'єкти РДДБР отримують широкий набір інструментів для диверсифікованого покриття власного попиту на електричну потужність (електроенергію) і можуть адаптивно застосовувати їх, виходячи з власної вигоди та інтересів суб'єктів ринку.

Головне завдання полягає у визнанні кінцевого споживача рівноправним суб'єктом електроенергетики та ефективному використанні його технічного потенціалу для узгодженого управління попитом і надання допоміжних послуг на ринку електричної енергії. Лише ефективна співпраця системного оператора і кваліфікованих кінцевих споживачів дозволить суттєво підвищити ефективність балансування ринку і досягти очікуваних результатів. Кваліфіковані споживачі, які максимально дотримуються узгоджених режимів використання електричної потужності (електроенергії) в часі та у взаємодії із системним оператором беруть активну участь у балансуванні ринку, можуть і мають повне право очікувати на зменшення витрат на електроенергетичні ресурси. Тому, незважаючи на те, що на теперішньому етапі робляться лише перші кроки на шляху запровадження в Україні РДДБР, вже зараз має бути розроблено й прийнято концепцію та повинні розроблятися механізми залучення кінцевих споживачів до балансування ринку на економічних засадах через управління власним попитом на електричну потужність (електроенергію) в реальному часі [21].

Головними завданнями під час управління попитом на електричну потужність (електроенергію) на лібералізованому ринку електричної енергії є [21]: достовірне прогнозування попиту на електричну потужність (електроенергію) на РДН (на наступну добу);

уточнення графіка навантаження (обсягів закупівлі електроенергії) на РДН;

контроль поточних параметрів режимів електроспоживання (ППРЕ) в реальному часі;

оперативне прогнозування власного попиту на електричну потужність (електроенергію) на ВДР протягом операційної доби;

коригування графіка навантаження (обсягів закупівлі електроенергії) на ВДР;

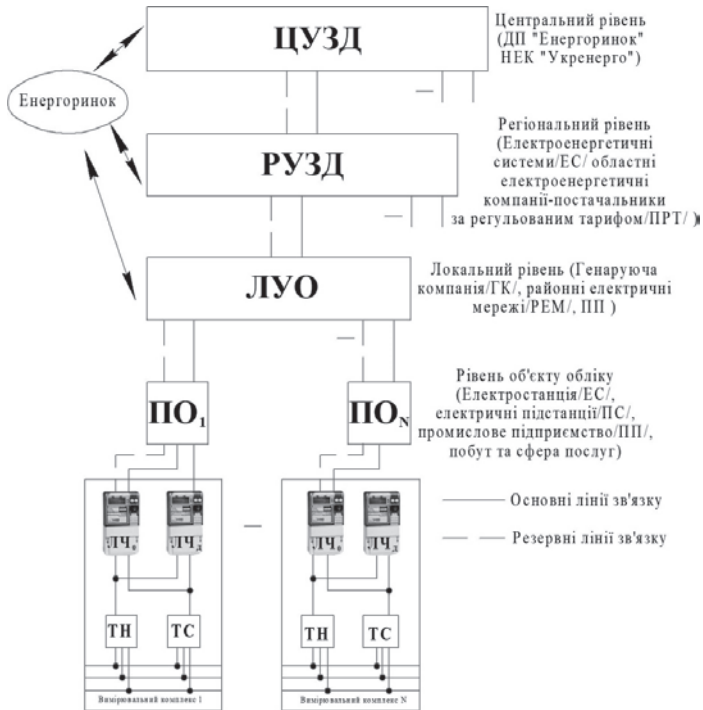
виявлення відхилень поточного попиту на електричну потужність (електроенергію) від уточнених на РДН і ВДР рівнів навантаження;

адаптивне управління попитом на електричну потужність (електроенергію) в реальному часі з метою забезпечення узгоджених режимів електроспоживання.

## **6.2. Загальна структура побудови АСКОЕ**

Загальну структуру побудови АСКОЕ в умовах енергоринку України наведено на рис.6.3. У такій АСКОЕ виділяють рівень вимірювальних комплексів – трансформатори напруги (ТН), трансформатори струму (ТС), лічильники електроенергії (ЛЧ), пристрої перетворення (ПП) та вторинні вимірювальні кола, з'єднані між собою за встановленою схемою для вимірювання та обліку електроенергії в точці обліку [24]; рівень об'єктів обліку (генеруюча компанія /ГК/, промислове підприємство /ПП/, побут та сфера послуг); локальний рівень (ГК, райони електричних мереж /РЕМ/, ПП); регіональний рівень (електроенергетичні системи /ЕС/, обласні електропередавальні компанії – ПРТ, ПНТ) і центральний рівень (Головний оператор – Державне підприємство /ДП/ «Енергоринок», НЕК «Укренерго», національний регулятор – НКРЕКП) [23].





**Рисунок 6.3. – Основні принципи організації збору та обробки даних комерційного обліку в АСКОЕ в умовах енергоринку України**

Своєчасного доставлення на верхні рівні розподіленої АСКОЕ та до ІОК Головного оператора відповідно до розрахункових → періодів → і особливостей функціонування балансуєчого механізму з метою подальшого оброблення, агрегування, аналізування й використання. При цьому, дані, які передаються на верхні рівні АСКОЕ, повинні містити достатньо інформації для здійснення розрахунків за електричну енергію, інформаційного забезпечення завдань управління попитом й балансування ринку та надання інших допоміжних послуг. Також, слід урахувувати, що кількість суб'єктів ринку електричної енергії, а відповідно й обсяги інформаційного забезпечення будуть поступово збільшуватися внаслідок лібералізації ринку та розширення каталогу допоміжних послуг [27].

За таких умов багаторівнева ієрархічна структура розподіленої АСКОЕ ринку електричної енергії України (рис.6.3) відповідно до функціонального призначення повинна розглядатися як така, що складається з двох функціональних частин [29 – 30]. Частина АСКОЕ, що забезпечує формування і зберігання первинних даних обліку повинна класифікуватися як вимірювальна інформаційна система (ВІС) АСКОЕ. В основу класифікації вимірювальної інформації в АСКОЕ повинен покладатися принцип поділу її на первинні дані та інформацію, яку отримано за результатами оброблення первинних даних технічними та програмними засобами.

Джерелом первинних даних повинні бути лише прилади обліку – засоби вимірювальної техніки (ЗВТ), які занесено до Державного реєстру ЗВТ, допущених до застосування в Україні [31 – 33]. Відповідно до принципів системної побудови всі вимірювальні операції, які пов'язано із формуванням вимірювальної інформації, мають здійснюватися ВІС. Первинні дані обліку разом із позначками часу, яким вони відповідають, та кодами їхньої якості (достовірності) повинні зберігатися в необробленому вигляді в ПБД пристроїв обліку і мати надійний захист від несанкціонованого доступу [27]. Інша частина АСКОЕ є суто інформаційною системою (ІС), яка вимірювальних операцій не виконує. В процесі свого функціонування ІС одержує від ВІС первинні дані і піддає їх обробленню, під час якого похибки результатів визначаються лише похибками первинних даних та похибками округлення [29 – 30].

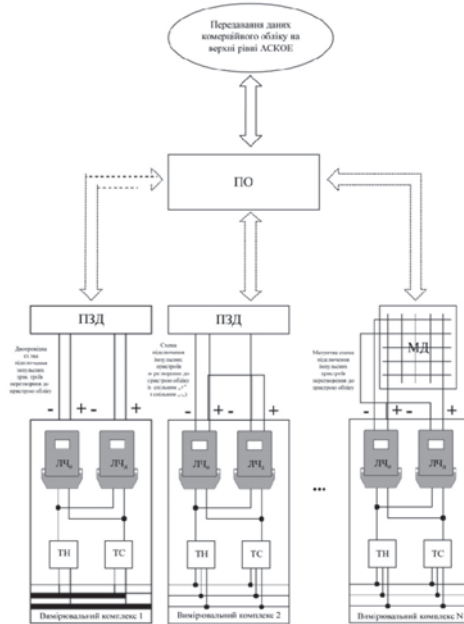
Аналізуючи структуру розподіленої АСКОЕ в умовах енергоринку України (рис.1) доцільно виділити ВІС на рівні АСКОЕ об'єктів обліку, які є сукупністю занесених до Держреєстру України або метрологічно атестованих ЗВТ, устаткування збирання, оброблення і збереження інформації, засобів зв'язку, засобів синхронізації часу, функціонально об'єднаних для забезпечення обліку електричної енергії, реалізують завершену процедуру вимірювань і мають нормовані метрологічні характеристики (МХ) [24, 34]. Відмінною особливістю АСКОЕ об'єктів обліку як ВІС, є інаявність ПБД, яка

містить первинні дані обліку. Саме для об'єкту обліку мають визначитись обсяги кожного з продуктів, які продаються/купуються на ринку.

АСКОЕ об'єкт обліку створюється на об'єкті автоматизації з вимірювальних комплексів та пристроїв обліку (ПО), з'єднаних між собою лініями та каналами зв'язку. На підставі інформації, яка надходить від вимірювальних комплексів, ПЗ обчислює дані комерційного обліку, зберігає їх в ПБД та забезпечує доступ до ПБД через цифрові комунікаційні інтерфейси. За певних умов дані обліку можуть частково обчислюватись та зберігатися на рівні вимірювальних комплексів. Вимірювальний комплекс разом із лінією (каналом) зв'язку, що з'єднує його з відповідним входом ПО, та частиною ПО, яка зчитує (приймає), обчислює, зберігає та відображує дані комерційного обліку електроенергії, пов'язані із цим вимірювальним комплексом, утворюють вимірювальний канал (ВК) АСКОЕ об'єкту обліку [34].

### **6.3. АСКОЕ на базі імпульсних вимірювальних каналів**

Розрізняють системи, в яких інформація передається до ПО у вигляді імпульсів (імпульсні ВК), і системи, в яких інформація передається до ПО у вигляді цифрового коду (цифрові ВК) [32]. В першому випадку (рис.6.4) лічильники електроенергії, які входять до складу вимірювальних комплексів, вимірюють активну електричну енергію та/або інтегровану в часі реактивну потужність в прямому та/або зворотному напрямках. ПП зазвичай інтегровані до лічильників і перетворюють кількість активної електроенергії (інтегрованої в часі реактивної потужності), виміряної опорним лічильником, в кількість імпульсів (число-імпульсний код). Останні передаються до ПО дротовими лініями зв'язку. Застосовують приєднання ПП до ПО за двопровідною схемою, за схемою зі спільним «+» (спільним «-») або за матричною схемою (рис.6.4). З метою заощадження кабельної продукції для передавання даних між ПП та ПО в певних випадках застосовують пристрої збирання даних (ПЗД).



**Рисунок. 6.4. – Схема побудови АСКОЕ на базі імпульсних вимірювальних каналів**

На підставі кількості імпульсів, що надійшли до ПО, та швидкості їхнього надходження, ПО за допомогою інтегрованого програмного забезпечення (ПЗ) обчислює дані комерційного обліку, зберігає їх в ПБД та забезпечує доступ до ПБД через цифрові комунікаційні інтерфейси. На цьому принципі засновано багато вітчизняних систем обліку електроенергії: КТС КИУС ЦТ5000, ІТЕК-210, СИНЭТ-1, а також системи іноземного виробництва, які застосовуються в Україні, наприклад: ИИСЭ (Литва), КТС «Энергия» (Росія), MEGADATA (Shlumberger, Франція). Перевагами такої структури АСКОЕ є висока швидкість обчислення, відображення і передавання інформаційною мережею даних обліку, зокрема, – агрегованих даних, можливість застосовування у складі АСКОЕ різних типів лічильників, від індукційних до багатофункціональних електронних лічильників електроенергії, а також порівняно низька вартість. Функціональні обмеження АСКОЕ першого

типу, які побудовано на базі імпульсних ВК, зумовлено двома причинами:

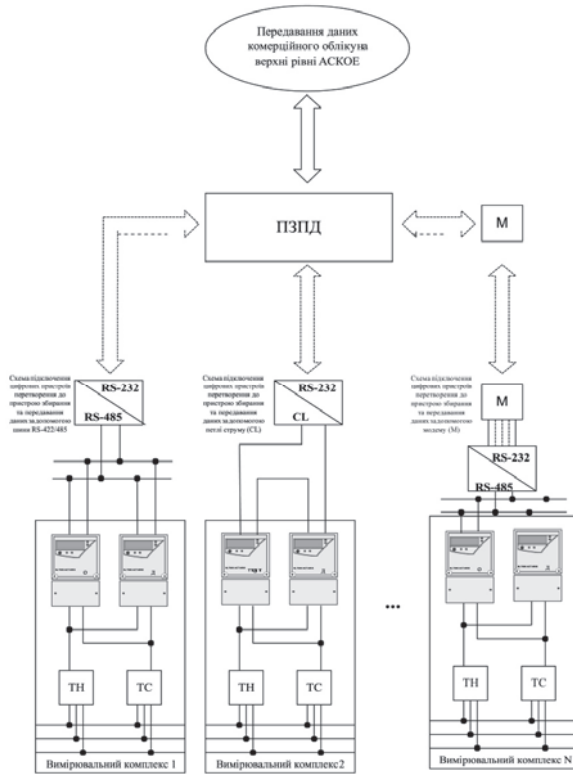
передавання імпульсів від вимірювальних комплексів до ПО відбувається практично в реальному часі;

первинні дані, що надходять до ПО від вимірювальних комплексів, містять інтегровану в часі інформацію.

Виходячи з цього в АСКОЕ першого типу дані обліку обчислюються, відображуються і передаються на верхні рівні практично в реальному часі, що дозволяє ефективно використовувати такі системи не лише для комерційного обліку електроенергії, а й для контролю ППРЕ [35]. Інша суттєва перевага АСКОЕ першого типу полягає в можливості використання в їхньому складі будь-яких лічильників електроенергії, допущених до застосування в Україні: електронні лічильники випускаються з виробництва з інтегрованими ПП, індукційні лічильники обладнуються ПП на етапі виробництва, під час регулювання або ремонту.

Крім того слід зазначити, що АСКОЕ першого типу мало критичні до однієї з найважливіших умов ефективного застосування розподілених ВІС – синхронності вимірювань [23]. Оскільки управління процедурою вимірювань та визначення даних обліку здійснюється в масштабі часу ПО, для забезпечення синхронності вимірювань достатньо прив'язати шкалу часу (ШЧ) інтегрованого годинника ПО до національної шкали координованого часу (НШКЧ) [36 – 46].

З точки зору комерційного обліку електроенергії головним недоліком АСКОЕ першого типу є необхідність передавання лініями зв'язку необробленої інформації (імпульси) і, як наслідок, ймовірність втрати даних у разі пошкодження лінії зв'язку. Обмеженням також можна вважати неможливість визначення в таких системах миттєвих значень потужності і параметрів режимів електричної мережі внаслідок того, що первинна вимірювальна інформація надходить до ПО у вигляді інтегральних даних. Тому АСКОЕ першого типу не може бути застосовано для контролю частоти мережі, рівня напруги, сили електричного струму,  $\cos(\varphi)$ , миттєвої потужності тощо [47].



**Рисунок. 6.5. – Схема побудови АСКОЕ**

В АСКОЕ другого типу (рис.6.5) параметри обліку визначаються і зберігаються → безпосередньо → в багатофункціональних електронних лічильниках електроенергії (Smart- лічильниках). ПО в таких системах вирішує → завдання → зчитування сформованих даних з ПБД лічильників каналами зв'язку та передавання зчитаних даних на верхні рівні АСКОЕ (тому в системах другого типу замість визначення «пристрій обліку» застосовують визначення «пристрій збирання та передавання даних» /ПЗПД/). В таких системах ПЗПД може забезпечувати агрегування даних та визначення додаткових параметрів обліку, наприклад, прогнозованих величин електричної потужності (електроспоживання), а також зберігати дані комерційного обліку у власній

ПБД. За таким принципом функціонують системи DATAGYR (Landis+Gyr, Швейцарія), COLLECTOR (Shlumberger, Франція), ALPHA PLUS (Elster-Метроніка, СНД) та багато інших. Про особливості АСКОЕ другого типу, які побудовано на базі цифрових ВК, детально йшлося в [32]. АСКОЕ другого типу вимагають застосування в своєму складі багатофункціональних електронних лічильників електроенергії (зазвичай однотипних) і характеризуються достатньо високою надійністю, що зумовлює їхню порівняно високу вартість. Втім слід зазначити, що АСКОЕ другого типу також мають певні обмеження. Швидкість обміну інформацією між вимірювальними комплексами та ПЗПД в АСКОЕ другого типу незначна (виключаючи випадок побудови АСКОЕ за радіальною схемою, вартість якої надто висока), внаслідок чого обчислення ППРЕ, особливо агрегованих, в більшості АСКОЕ другого типу, які на цей час застосовуються в Україні, неможливо. Для забезпечення синхронності вимірювань в АСКОЕ другого типу необхідно забезпечити прив'язку ШЧ інтегрованих годинників ПЗПД і кожного багатофункціонального електронного лічильника електроенергії до НШКЧ, що з причин, докладно викладених в [32], є нетривіальним завданням для лічильників, які застосовуються в Україні. Внаслідок зазначених недоліків АСКОЕ другого типу практично не може бути достатньо ефективно застосовано для контролю ППРЕ.

Незважаючи на певні обмеження, саме АСКОЕ другого типу набули поширення в Україні останнім часом. Це зумовлено кількома причинами, але головною вважається висока надійність АСКОЕ, що побудовані на базі цифрових ВК. Дані обліку в таких АСКОЕ вимірюються, обчислюються та зберігаються безпосередньо в ПБД багатофункціонального електронного лічильника електричної енергії, встановленого в точці вимірювання. Ця обставина виключає ризик втрати комерційних даних внаслідок пошкодження ліній або каналів зв'язку з ПЗПД. Термін зберігання даних комерційного обліку в ПБД залежить від типу лічильника і може становити від 45 діб (визначено [24]) до року. Протягом усього терміну зберігання дані обліку може бути зчитано з ПБД лічильника і завантажено до бази даних (БД) АСКОЕ

локального, регіонального та центрального рівнів (рис.6.6). Таким чином, дані обліку багатократно дублюються і зберігаються в територіально розподіленій БД АСКОЕ. В разі виникнення суперечок щодо достовірності цих даних заінтересовані сторони можуть звернутись безпосередньо до ПБД багатofункціонального електронного лічильника електроенергії в точці обліку та порівняти їх із даними, що зберігаються на різних рівнях розподіленої АСКОЕ. До того ж, вихід з ладу одного лічильника за такою схемою не призводить до втрати даних по інших точках вимірювання (обліку). Всі ці обставини і зумовлюють високу надійність, а відповідно – й розповсюдженість в Україні АСКОЕ на базі цифрових ВК.

Але під час лібералізації ринку електричної енергії до типових схем побудови АСКОЕ слід підходити принципово, з системних позицій, деталізуючи і нормуючи технічні вимоги до АСКОЕ всіх рівнів, і не допускаючи необґрунтованих відхилень від нормованих вимог, які можуть призвести до втрати функціональності системи і неможливості її ефективного застосування на лібералізованому ринку. Враховуючи переваги та недоліки АСКОЕ першого та другого типів, слід використовувати таку структуру АСКОЕ об'єкту обліку, яка забезпечить відповідний рівень надійності обліку електроенергії і, разом з тим, надасть можливість контролю ППРЕ на рівні об'єктів обліку і передавання визначених значень до АСКОЕ верхніх рівнів у реальному часі.

#### **6.4. АСКОЕ обліку електроенергії, контроль ППРЕ в реальному часі та інформаційної взаємодією з АСКОЕ верхніх рівнів**

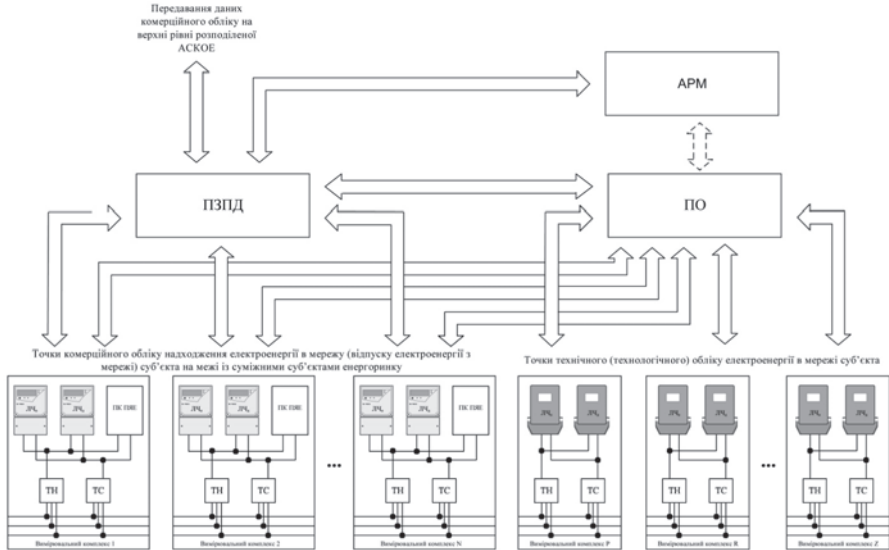
Загальну структуру АСКОЕ об'єкту обліку, що забезпечує надійний облік електроенергії, контроль ППРЕ в реальному часі та інформаційну взаємодією з АСКОЕ верхніх рівнів наведено на рис. 6.6. [32]. Запропонована типова АСКОЕ об'єкту обліку складається з вимірювальних комплексів, ПО та ПЗПД, з'єднаних лініями та/або каналами зв'язку. Розрізняють вимірювальні комплекси, призначені для комерційного обліку електроенергії в точках на



межі суб'єкта із суміжними суб'єктами ринку електричної енергії, та технічного (технологічного) обліку електроенергії в мережі суб'єкту. До АСКОВЕ об'єкту обліку можуть також входити засоби відображення та документування даних комерційного обліку, наприклад, – автоматизовані робочі місця (АРМ) операторів.

До складу вимірювальних комплексів в загальному випадку входять ТН, ТС, основний (ЛЧО) і дублюючий (ЛЧД) лічильники електроенергії з інтегрованими ПП та прилад контролю (ПК) показників якості електроенергії (ПЯЕ). ТН і ТС здійснюють масштабне перетворення первинних значень напруги і струму в точці вимірювання у вторинні уніфіковані значення напруги і струму, прийнятні для прямих вимірювань, а також забезпечують ізолювання вимірювальних приладів, з якими працює обслуговуючий персонал, від кіл високої напруги. Лічильники електроенергії з вбудованими ПП здійснюють вимірювання активної електричної енергії та/або інтегрованої в часі реактивної електричної потужності, що перетікають в точці обліку в прямому та/або зворотному напрямках, відображення виміряних значень на відліковому пристрої (табло) і перетворення виміряних значень енергії (інтегрованої потужності) в цифровий та/або число-імпульсний код. Багатофункціональні електронні лічильники електроенергії додатково здійснюють:

- зберігання в ПБД параметрів обліку, констант та інших службових даних, які завантажуються до лічильника під час його параметрування;
- визначення (шляхом обчислення, порівняння, фіксування тощо) первинних даних обліку (параметрів обліку) по точці вимірювання і зберігання їх в ПБД лічильника протягом терміну, відповідного вибраному типу лічильника;
- вимірювання (за запитом) поточних параметрів режимів електричної мережі (частота, напруга, сила електричного струму,  $\cos(\varphi)$ , миттєві значення активної, реактивної і повної потужності тощо);
- передавання первинних даних обліку, що зберігаються в ПБД лічильника, та виміряних значень параметрів режимів електричної мережі на верхні рівні АСКОВЕ за запитом.



**Рисунок 6.6. – Схема побудови АСКОЕ на базі цифрових та імпульсних вимірювальних каналів відлік часу від заданого початкового значення та формування інтервалів часу на підставі показів інтегрованого годинника**

ПК ПЯЕ призначено для вимірювання і контролю показників якості електричної енергії в точках обліку електроенергії (переважно комерційного) з метою контролю якості електроенергії, що постачається в точці обліку, та врахування якості електричної енергії під час здійснення комерційних розрахунків.

ПО здійснює:

відлік часу від заданого початкового значення та формування інтервалів часу на підставі показів інтегрованого годинника;

зберігання в ПБД параметрів обліку, констант та інших службових даних, які завантажуються до ПО під час його параметрування;

зчитування (приймання) імпульсів, що надходять від вимірювальних комплексів, та зберігання їх в ПБД;

на підставі прийнятої кількості імпульсів, швидкості їхнього надходження та показів інтегрованого годинника визначення (шляхом

обчислення, порівняння, фіксування тощо) первинних даних обліку по точках обліку і зберігання їх в ПБД протягом терміну, відповідного вибраному типу ПО;

агрегування первинних даних обліку за заданими алгоритмами, визначення даних по групах обліку та зберігання агрегованих даних в ПБД протягом відповідного вибраному типу ПО терміну;

визначення за заданими алгоритмами прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих;

відображення на табло визначених значень первинних даних обліку та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих;

передавання визначених значень первинних даних обліку та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих, на верхні рівні АСКОЕ автоматично за заданим розкладом та/або запитом.

ПЗПД здійснює:

відлік часу від заданого початкового значення та формування інтервалів часу на підставі показів інтегрованого годинника;

зберігання в ПБД параметрів обліку, констант та інших службових даних, які завантажуються до ПЗПД під час його параметрування;

зчитування первинних даних обліку та інших даних з ПБД багатофункціональних електронних лічильників електроенергії і ПК ПЯЕ, що входять до складу вимірювальних комплексів, та ПО і зберігання зчитаних даних в ПБД;

оброблення зчитаних даних за заданими алгоритмами (зокрема, обчислення втрат електроенергії та приведення первинних даних обліку до межі балансової належності, агрегування та верифікування даних тощо), визначення даних комерційного обліку та зберігання їх в ПБД протягом терміну, відповідного вибраному типу ПЗПД;

визначення за заданими алгоритмами прогнозованих величин

використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих;

обчислення відхилень поточних і прогнозованих параметрів режимів електроспоживання, зокрема, агрегованих, від заданих лімітів (планових величин), та зберігання обчислених значень в ПБД;

відображення на табло визначених значень первинних даних обліку та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих;

передавання визначених значень даних комерційного обліку (даних, приведених до межі балансової належності електричних мереж), первинних даних обліку, вимірених значень параметрів режимів електричної мережі та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих, на верхні рівні АСКОЕ автоматично за заданим розкладом та/або за запитом.

Під час функціонування ПЗПД забезпечує:

обмін інформацією в реальному часі між АСКОЕ верхніх рівнів (ЛЮО, РУЗД, ЦУЗД) з одного боку та АСКОЕ об'єкту обліку (багатофункціональними електронними лічильниками електроенергії, ПК ПЯЕ, ПО, власне ПЗПД) з другого боку;

уніфікацію специфікації і форматів даних, що передаються, та протоколів обміну цими даними між АСКОЕ верхніх рівнів та АСКОЕ об'єкту обліку;

маршрутизацію даних між АСКОЕ верхніх рівнів та АСКОЕ об'єкту обліку відповідно до пріоритету даних, прав доступу клієнтів та черговості надходження запитів.

## **6.5. Застосування АСКОЕ в умовах лібералізованого ринку електричної енергії України**

Лише за умови побудови високонадійних повномасштабних багатофункціональних АСКОЕ суб'єктів ринку, які узгоджено взаємодіють між собою в єдиній інформаційній мережі, та їхнього застосування для

комерційного обліку електричної енергії, контролю узгоджених режимів енерговикористання та управління попитом може бути створено передумови для підвищення ефективності використання електричної енергії кінцевими споживачами, що врешті ррешт має призвести до стратегічної мети запровадження і лібералізації ринку електричної енергії – скорочення використання викопного палива та покращення екології довкілля.

В загальному випадку АСКОЕ є системою реального часу, яка одержує інформацію від лічильників електроенергії та здійснює її автоматичне оброблення з метою оперативного інформування суб'єктів ринку про поточні та інтегральні значення виробленої, відпущеної, переданої, прийнятої та спожитої електроенергії. Базовим засобом вимірювання та обліку електричної енергії є лічильник. До Держреєстру України [48] занесено понад двісті п'ятдесят типів лічильників електроенергії, серед яких близько п'ятдесяти типів становлять багатофункціональні електронні лічильники електроенергії. Саме такі лічильники сьогодні масово впроваджується для комерційного обліку електроенергії в оптовому та роздрібному ринку електричної енергії. Під час вибору лічильників керуються переважно вимогами ІКО [24], ПКЕЕ [3] і СОУ-Р МПЕ 40.1.35.110:2005 [49]. Споживачі електроенергії до того ж мають враховувати рекомендації електропередавальних компаній – ПРТ, до мереж яких їх приєднано [3, 50].

Відповідно до п.3.8 [3] «У разі встановлення або заміни засобів обліку споживачем електропередавальна організація відповідно до вибраного споживачем виду тарифу ... та вимог нормативно-технічних документів ... має запропонувати споживачу перелік розрахункових засобів обліку електричної енергії та вимірювання величини споживаної електричної потужності, а також перелік каналів зв'язку, якими має забезпечуватися передача інформації щодо обліку, у тому числі форматів представлення даних щодо забезпечення можливості зчитування даних з засобів обліку електричної енергії та/або локального устаткування збору та обробки даних. У рекомендаціях щодо вибору розрахункових засобів обліку електричної енергії та обладнання, яким

має забезпечуватися передача інформації щодо обліку електричної енергії, електропередавальна організація має враховувати можливість об'єднання локального устаткування збору і обробки даних в автоматизовану систему комерційного обліку електричної енергії».

Відповідно до п.3.10 [3] технічні рекомендації мають містити:

- перелік даних, що передаються до електропередавальної організації;
- протокол передавання даних;
- перелік місць установлення засобів обліку;
- перелік місць установлення комунікаційного обладнання;
- інформацію про параметри каналів зв'язку, які будуть застосовуватись для зчитування даних з ЛУЗОД або обміну даними з АСКОЕ споживача;
- рекомендації щодо апаратного та програмного інтерфейсу лічильників;
- граничні показники похибки вимірювання обсягу (кількості) електричної енергії;
- граничні показники розсинхронізації часу;
- алгоритм приведення даних вимірювань → з → лічильників → до → даних, → що → будуть використовуватися для проведення комерційних розрахунків;
- умови спільного використання ЛУЗОД.

Таким чином ПКЕЕ [3] делегують електропередавальним компаніям – ПРТ право провадити власну технічну політику зі створення інтегрованої АСКОЕ постачальників та споживачів заради досягнення стратегічної мети – побудови надійного повномасштабного багатофункціонального інструментарію для здійснення точного й достовірного обліку електроенергії, контролю поточних та інтегральних параметрів режимів електроспоживання і складання якісних балансів електричної енергії в автоматизований спосіб, а також формування інформаційного забезпечення завдань управління попитом кінцевих споживачів [19]. Ці функції АСКОЕ безперечно є найважливішими для успішного запровадження й ефективного функціонування лібералізованого ринку електричної енергії. Адже в умовах прогнозованого багатократного

зростання кількості суб'єктів ОРЕ за рахунок фактичного виходу на ринок кваліфікованих кінцевих споживачів системний оператор під час визначення обсягів купівлі – продажу електроенергії і формування балансів, а особливо під час контролю виконання узгоджених режимів вироблення й споживання електроенергії, має спиратися на дані «з перших рук». При цьому достовірність результуючого балансу електричної енергії України безпосередньо пов'язана із достовірністю балансів кожного окремого оператора мережі. Звідси витікає важливий висновок: побудова надійної інтегрованої АСКОЕ електропередавальних компаній і споживачів є завданням не корпоративного, а національного масштабу. І це завдання є не послугою, а обов'язком електропередавальних компаній – ПРТ (операторів мережі), невід'ємною умовою їхньої бізнес-діяльності [50].

Під час надання споживачам технічних рекомендацій щодо побудови ЛУЗОД/АСКОЕ перевагу варто надавати уніфікованим технічним рішенням, особливо в частині комунікаційних протоколів та форматів представлення даних [27, 50]. У цьому напрямку перспективним можна вважати застосування УППДВ, прийнятого в ОРЕ України в якості єдиного протоколу обміну даними комерційного обліку між АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та ІОК Головного оператора, який вирішує обидві проблеми: уніфікує формати представлення даних та правила їхнього прийому/передачі [9, 10] і до того ж є масштабованим і придатним до застосування на різних рівнях розподіленої АСКОЕ ОРЕ України [23]. Щодо каналів передавання даних, то, враховуючи необхідність забезпечення контролю ППРЕ кваліфікованих кінцевих споживачів – потенційних суб'єктів лібералізованого ринку електричної енергії, та зважаючи на неухильне зменшення вартості послуг провайдерів, більшість електропередавальних компаній – ПРТ в Україні надають перевагу стільниковому зв'язку. При цьому, для потужних «графікоутворюючих» споживачів варто передбачати резервування каналів зв'язку [50].

Втім, головну увагу під час надання технічних рекомендацій щодо впровадження ЛУЗОД/АСКОЕ споживачів варто приділяти базовим засобам

обліку електроенергії – лічильникам, ПО і ПЗПД. Потенційним користувачам слід пам'ятати, що під час вибору лічильників для комерційного обліку електричної енергії обов'язково мають враховуватися такі технічні характеристики лічильників [50]:

- параметри приєднання до електричної мережі – визначаються такими технічними характеристиками лічильника, як фазність (однофазний або трифазний), номінальна напруга  $U_n$  (сучасні модифікації лічильників, зазвичай, виготовляються універсальними з програмованою номінальною напругою в діапазоні: 57..415 В), номінальний струм  $I_n$  (зазвичай обирається з ряду 1, 5, 10...120 А, хоча в найсучасніших модифікаціях окремих типів лічильників цей параметр також може програмуватися у визначеному діапазоні, наприклад: 1...120 А), схема приєднання трифазного лічильника до електричної мережі (зокрема, трипровідна або чотирипровідна) або кількість вимірювальних елементів струму (зокрема, двоелементний або триелементний) – в сучасних модифікаціях лічильників ці параметри, зазвичай, програмуються;

- робочі умови застосування – визначають, в яких умовах експлуатації може застосовуватися лічильник вибраного типу, зокрема, чи може він, у разі необхідності, застосовуватися поза приміщенням електроустановки, в умовах низьких температур, підвищеної вологості повітря тощо;

- види вимірюваної енергії (потужності) – активна або реактивна та реактивна – вказує на технічну можливість обліку лічильником активної енергії ( $W_p$ ) та інтегрованої в часі реактивної потужності ( $W_q$ ). Важливою характеристикою лічильника також є можливість обліку електроенергії в двох напрямках ( $W_{p+}$ ,  $W_{p-}$ ,  $W_{q+}$ ,  $W_{q-}$ ), а також облік інтегрованої в часі реактивної потужності по чотирьох квадрантах ( $W_{q1}$ ,  $W_{q2}$ ,  $W_{q3}$ ,  $W_{q4}$ );

- клас точності – узагальнена метрологічна характеристика засобу вимірювань, що визначається границями його допустимих основної та додаткових похибок, а також іншими характеристиками, що впливають на його точність, значення яких регламентуються [51]. Клас точності лічильника виражається у відсотках від найбільшого значення величини, яка вимірюється у



діапазоні роботи лічильника. Клас точності лічильника повинен вибиратися відповідно до вимог ІКО [24] для суб'єктів ОРЕ і ПУЕ [52] для суб'єктів роздрібного ринку залежно від параметрів електричної мережі та величини вимірюваної потужності в точці обліку;

- кількість тарифних зон – зумовлює можливість застосування лічильника вибраного типу для розрахунків за спожиту електроенергію за тарифами, диференційованими за періодами часу. Сучасні багатофункціональні електронні лічильники електроенергії здатні фіксувати покази, зокрема, за тарифними зонами, у задані моменти часу. Зазвичай, під час параметрування лічильника задається фіксація показів на початок (кінець) розрахункового періоду, що суттєво підвищує достовірність визначення інтервальних параметрів обліку. Слід брати до уваги, що, зазвичай, розрахунковий період для конкретного споживача в Україні не збігається з відповідним календарним періодом, а зсунутий відносно нього в часі (на кілька діб). Це слід враховувати під час параметрування лічильника.

Помилки, які допущено під час вибору лічильника за вищезазначеними параметрами, просто не дозволяють застосовувати вибраний лічильник для комерційного обліку електроенергії. Але, окрім вищенаведених, потенційному користувачу варто оцінити інші споживчі якості лічильників, які безпосередньо впливають на ефективність їхнього застосування, зокрема, у складі АСКОЕ, а саме:

- функціональність лічильника – суттєво відіб'ється на ефективності його застосування і АСКОЕ в цілому. До найважливіших, а деколи й критичних функціональних параметрів багатофункціональних електронних лічильників електроенергії слід віднести специфікацію параметрів обліку; кількість та вміст регістрів лічильника; можливість фіксування показів лічильника на визначені моменти часу, зокрема, з різними інтервалами (інтервал інтеграції графіка навантаження, доба, місяць тощо); наявність та швидкість доступу до поточних (оперативних) даних, як то: миттєва потужність, плаваюча потужність,

усереднена потужність за поточний інтервал графіка навантаження тощо; вміст та глибина зберігання журналу подій. Розширена функціональність лічильників сприятиме застосуванню АСКОЕ як для формування інформаційного забезпечення розрахунків за електроенергію, так і для контролю ППРЕ та формування інформаційного забезпечення завдань управління попитом [21];

- безпека первинних даних обліку – забезпечення цілісності ПБД, зокрема, неможливість реалізації руйнуючих впливів та обнуління показів лічильника в експлуатації; забезпечення цілісності ПБД під час параметрування лічильника та коригування часу в лічильнику; захист лічильника від несанкціонованого програмування (параметрування), зокрема дистанційного; фіксування та збереження в ПБД подій, які можуть впливати на достовірність первинних даних обліку; забезпечення контрольованого доступу до ПБД тощо. Нехтування цими вимогами може призвести до руйнування ПБД і спотворення первинних даних обліку під час експлуатації лічильника;

- глибина зберігання первинних даних обліку (графіки навантаження, покази на початок розрахункового періоду, кількість електроенергії за розрахунковий період тощо) – повинна відповідати вимогам чинних НД оптового та роздрібного ринків електричної енергії, а її мінімальна величина повинна охоплювати значення за поточний та попередні розрахункові періоди, зокрема, 45 діб для добових графіків навантаження [24];

- період інтеграції графіка навантаження – інтервал часу, за який фіксується значення електричного навантаження (потужності), усереднених за цей інтервал. Можливість вибору періоду інтеграції графіка навантаження з визначеного ряду сприяє одержанню більш достовірної інформації про характер навантаження. Втім, вибраний інтервал інтеграції графіку навантаження повинен забезпечувати нормовану глибину зберігання первинних даних обліку;

- наявність (доступність) технічної документації на лічильник, зокрема з експлуатації, параметрування, коригування часу, доступу до ПБД тощо. Потенційним користувачам слід розуміти, що сучасні багатофункціональні

електронні лічильники електроенергії є складними ЗВТ, які можуть бути запрограмовані в різний спосіб, і покази яких часто вимагають трактування з урахуванням різних параметрів та обставин. Необізнаність в улаштуванні або принципах параметрування та функціонування багатофункціонального електронного лічильника негативно відбиватиметься на ефективності його застосування, а в окремих випадках може призвести до виникнення помилок обліку електроенергії;

- наявність кількох цифрових комунікаційних портів – суттєво спростить процедуру доступу до ПБД лічильника кількох користувачів. Лічильники комерційного обліку електроенергії встановлюються на межі якнайменше двох суб'єктів ринку електричної енергії (число таких суб'єктів може бути більшим). Забезпечення рівноправного оперативного доступу, зокрема дистанційного, всіх заінтересованих сторін до первинних даних обліку є невід'ємною умовою ефективного функціонування лібералізованого ринку електричної енергії. Слід, однак, зауважити, що на практиці наявність у лічильнику кількох комунікаційних портів не гарантує можливості одночасного доступу до ПБД кількох клієнтів, і в кожному конкретному випадку таку технічну можливість має бути підтверджено виробником лічильника;

- розвиток комунікаційних можливостей лічильників – визначається наявністю для визначеного типу лічильника розширеної специфікації комунікаційних модулів, зокрема: RS485, CL («current loop»), GSM/GPRS, Ethernet, RS232 тощо, які можуть бути інтегровані до лічильника, і застосування яких може суттєво підвищити ефективність доступу до ПБД. ПКЕЕ [3] передбачено, що «Улаштування споживачем ЛУЗОД на базі багатофункціонального засобу обліку з вбудованим модулем для дистанційного зчитування даних без зміни електричної схеми обліку дозволяється здійснювати відповідно до існуючих проектних рішень без розробки технічного завдання на встановлення (заміну) розрахункового обліку та проекту встановлення ЛУЗОД». Втім, потенційним користувачам слід звертати

увагу на технічні характеристики цих комунікаційних модулів, можливість їхнього застосування в конкретних умовах, а також деякі аспекти їхнього інтегрування до лічильника, зокрема: можна це зробити в місцевій лабораторії або виключно на заводі-виробнику. До того ж практика показала недоцільність встановлення складних комунікаційних модулів, зокрема GSM/GPRS- модемів, в місцях, захищених пломбами.

Параметри налаштування комунікаційних портів – визначаються з урахуванням технічних рекомендацій електропередавальної компанії – ПРТ. Потенційним користувачам слід звертати увагу на ефективність подальшого застосування лічильника, запрограмованого відповідним чином, зокрема на технічну можливість дистанційного доступу до ПБД з боку всіх заінтересованих сторін;

- стандарт комунікаційного протоколу лічильника – зазвичай залежить від його типу, який вибирається з урахуванням технічних рекомендацій електропередавальної компанії – ПРТ. Як і в попередньому випадку, потенційним користувачам слід звертати увагу на ефективність подальшого застосування вибраного типу лічильника, зокрема на технічну можливість дистанційного доступу до ПБД з боку всіх заінтересованих сторін, особливо в умовах застосування в АСКОВЕ лічильників різних типів [27];

- міжпіврічний інтервал – період часу, по завершенню якого лічильник має бути піддано черговій повірці. Зазвичай, міжпіврічний інтервал для 1-фазного електронного лічильника складає 8-16 років, а для 3-фазного – 6 років. Вибір лічильників з більшим міжпіврічним інтервалом сприятиме зменшенню операційних витрат як на вимірювальний комплекс, так і на АСКОВЕ в цілому. Слід також зауважити, що ДСТУ 2708:2006 [53] не дозволяє встановлювати в точці обліку лічильник, термін міжпіврічного інтервалу якого сплинув більше, ніж наполовину, а ПУЕ [52] для знову встановлюваних лічильників у цих випадках визначає граничний термін 12 міс., що призводить до певних суперечок під час впровадження вимірювальних комплексів;

- власне електроспоживання лічильника – обмежено чинними

стандартами і для трансформаторних лічильників (які призначено для приєднання до електромережі через ТС) класу точності: 0,2s; 0,5s; 1,0; 2,0 активна і повна споживана потужність за номінальної температури і номінальної частоти не повинна перевищувати у кожному колі напруги за номінальної напруги відповідно 2 Вт і 10 ВА для лічильників з внутрішнім джерелом живлення та 0,5 ВА для лічильників із зовнішнім джерелом живлення (при цьому повна споживана потужність зовнішнього джерела живлення не повинна перевищувати 10 ВА); у кожному колі струму за номінального струму відповідно 1 ВА для лічильників класу точності 0,2s і 0,5s; 4 ВА для лічильників класу точності 1,0 та 2,5 ВА для лічильників класу точності 2,0 [54, 55]. Слід зауважити, що зазвичай цей параметр не враховується користувачами під час вибору лічильників, але з деяких міркувань його слід враховувати.

Потенційним користувачам слід брати до уваги, що вибір типу багатофункціонального електронного лічильника електроенергії на етапі проектування в подальшому зумовить споживчі та ринкові якості АСКОЕ, зокрема, функціональність, надійність, ступінь уніфікації тощо. В цілому з відкритих та доступних для потенційних користувачів джерел можна отримати переважну більшість необхідної інформації. Втім, деяка технічна інформація та окремі аспекти застосування багатофункціональних електронних лічильників електроенергії, м'яко кажучи, не афішуються. Зокрема, обмежений доступ потенційних користувачів до такої технічної інформації, як технічні описи комунікаційних протоколів лічильників, методи забезпечення цілісності ПБД, способи і наслідки коригування часу в лічильнику тощо.

З огляду на вимоги щодо забезпечення надійного обліку електроенергії, а також повноти, достовірності та актуальності даних комерційного обліку електроенергії [27] можна сформулювати базові загальні вимоги щодо функціональності багатофункціональних електронних лічильників електроенергії в Україні, а саме [56]:

- лічильник не повинен допускати видалення (обнуління) виміряних (накопичених) даних без механічного пошкодження пломби, що захищає вимірювальний пристрій, зокрема ПБД приладу;

- лічильник не повинен допускати змінення (модифікування) виміряних (накопичених) даних, зокрема ПБД приладу;

- лічильник не повинен допускати його дистанційне параметрування без застосування спеціального паролю, відмінного від паролю на зчитування даних (якщо такий існує);

- лічильник повинен забезпечувати можливість дистанційного коригування часу з абсолютною похибкою не більшою за  $\pm 1$  с на умовах гарантованого збереження вмісту ПБД під час виконання процедури коригування часу;

- лічильник повинен фіксувати та зберігати в ПБД протягом визначеного терміну покази на початок/кінець кожного розрахункового періоду;

- лічильник повинен фіксувати та зберігати в ПБД протягом визначеного терміну покази, поточні час та дату на кожний момент його вимкнення/ввімкнення;

- лічильник повинен фіксувати та зберігати в ПБД протягом визначеного терміну факт настання та опис будь-якої події, яка будь-яким чином може впливати на результати вимірювання (обліку) електричної енергії та/або формування первинних даних обліку;

- лічильник повинен зберігати вміст ПБД (зокрема, за відсутності зовнішнього живлення) протягом нормованого терміну;

- лічильник, що призначено для встановлення в точці вимірювання, в якій технологічно можливе вимкнення вимірювальних кіл напруги, повинен бути забезпечений пристроєм резервного живлення;

- лічильник повинен бути забезпечений комплектом технічної документації, зокрема з його експлуатації, параметрування, коригування часу, формування ПБД, забезпечення дистанційного доступу до ПБД тощо, достатньої для надійної реалізації таких дій.

Лише за умови відповідності встановленим вимогам багатофункціональний електронний лічильник може бути рекомендовано до комерційного обліку електроенергії в лібералізованому ринку електричної енергії.

На функціональність АСКОЕ також впливає вибір ПО та ПЗПД. Під час побудови АСКОЕ слід враховувати, що ПЗПД, зазвичай, «прив'язано» до лічильників того самого виробника, що негативно відбивається на практиці побудови АСКОЕ. Якщо йдеться про окремого кінцевого споживача, то, можливо, ця проблема не є надто актуальною, хоча і в цьому випадку потенційним користувачам слід відстежувати цінові параметри з огляду на фактичну монополію постачальника устаткування АСКОЕ. Втім, якщо розглядати АСКОЕ споживача, який здійснює транзит електроенергії субспоживачам (останні вправі самостійно вибирати типи лічильників у точках надходження електроенергії з мереж основного споживача), а тим більше АСКОЕ електропередавальної компанії – ПРТ, що отримує дані комерційного обліку від АСКОЕ/ЛУЗОД споживачів, які в загальному випадку застосовують багатофункціональні електронні лічильники різних типів, то це призводить до суттєвих обмежень функціональності АСКОЕ в цілому [37], а також до зниження достовірності даних комерційного обліку електроенергії [27].

Можна стверджувати, що обмеження доступу до технічної інформації суттєво знижує загальний рівень достовірності даних комерційного обліку в АСКОЕ [27]. Адже сучасні багатофункціональні електронні лічильники електроенергії є інтелектуальними ЗВТ, які вимагають кваліфікованого обслуговування та експлуатації, а дані, що формуються цими лічильниками, вимагають фахового трактування.

Слід звернути увагу на таку проблему, як відсутність єдиних вимог щодо уніфікованого параметрування багатофункціональних електронних лічильників електроенергії [27], що в умовах інтегрування їх в єдину розподілену АСКОЕ ОПЕ України призводить до невірної трактування первинних даних обліку, а, відповідно, й до помилок обліку електроенергії за допомогою АСКОЕ.

Все це призводить до недостовірності даних комерційного обліку та знижує ефективність застосування АСКОЕ в цілому.

Окремо слід зазначити, що рекомендації електропередавальних компаній – ПРТ відповідно до ПКЕЕ [3] містять вимоги щодо синхронізації часу в АСКОЕ споживачів, зокрема в багатофункціональних електронних лічильниках комерційного обліку електроенергії. Відомо, що порушення синхронності вимірювань призводить до виникнення похибки розсинхронізації [23, 38]. Але в умовах обмеженого автоматизованого дистанційного доступу до НШКЧ [36, 39] разом із існуючим обмеженням доступу користувачів АСКОЕ до технічної документації на лічильники синхронізація вимірювань споживачами не є надійною та ефективною. Функцію щодо прив'язки ШЧ багатофункціональних електронних лічильників електроенергії до НШКЧ варто покласти на електропередавальні компанії – ПРТ.

#### **6.6. Диференційований облік електроенергії та управління часом в АСКОЕ**

Електрична енергія, як продукт виробництва, характеризується рядом особливостей, які відрізняють її від інших видів продукції. До таких відмінностей, зокрема, відноситься можливість вироблення електроенергії лише в моменти її споживання, необхідність забезпечення потреб споживачів не лише в кількості електроенергії, а також у рівні споживаної ними електричної потужності, нерівномірність попиту на електричну потужність (електроенергію) протягом доби, тижня, місяця, сезону, року і, як наслідок, вплив споживачів на режими вироблення електричної енергії. Результатом таких особливостей електроенергетичного виробництва є те, що вироблення електроенергії не лишається постійним у часі, а змінюється відповідно до зміни навантаження енергосистеми [57].

Для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів за таких умов енергосистема повинна адаптивно регулювати режими виробітку електроенергії відповідно до режимів її споживання в



реальному часі. Тривалий час це завдання вирішувалось екстенсивним шляхом за рахунок впровадження й керування генеруючими потужностями енергосистеми, але такий шлях виявився надто дорогим [20]. Більш ефективний шлях узгодження попиту та пропозиції на електричну потужність полягає в управлінні енерговикористанням [58 – 62]. При цьому може застосовуватися як примусове обмеження рівня споживаної потужності в періоди максимального навантаження енергосистеми, так і залучення споживачів до управління власним попитом на електричну потужність, зокрема, через запровадження тарифів на електричну енергію, диференційованих за періодами часу [63].

Для споживачів, які розраховуються за спожиту електроенергію на роздрібному ринку за регульованим тарифом, з метою керування попитом на електричну потужність в Україні запроваджено одноставкові тарифи, диференційовані за зонами доби [3, 64, 65], за яких вартість електроенергії визначається диференційовано для кожної зони доби шляхом множення тарифної ставки на кількість електричної енергії, спожитої цієї зони протягом розрахункового періоду, та на відповідний зонний коефіцієнт (встановлює НКРЕКП). Споживачі, які мають можливості щодо зсуву власного електричного навантаження в часі, за умови застосування диференційованих тарифів можуть економити платню за спожиту вночі електроенергію, сприяючи при цьому вирівнюванню добового графіку навантаження енергосистеми в цілому. При цьому зсув границь тарифних зон за сезонами фактично дозволяє управляти попитом на електричну потужність протягом всього року. Вартість електроенергії в ОРЕ України визначається окремо для кожної години доби (рис. 6.7).



**Рисунок 6.7. – Диференційована вартість електроенергії в ОРЕ України**

Застосування тарифів, диференційованих за періодами часу, вимагає використання засобів диференційованого обліку електроенергії, які здійснюють вимірювання електроенергії за інтервалами часу – тарифними зонами або годинами доби. Ці інтервали можуть формуватися або інтегрованими до цих засобів обліку годинниками, або спеціалізованими зовнішніми пристроями, сигнали від яких використовуються для дистанційного управління тарифними зонами в засобах диференційованого обліку електроенергії. Останні практично не застосовуються в Україні, тому в подальшому будемо обговорювати лише засоби диференційованого обліку електроенергії з інтегрованими годинниками.

До таких засобів обліку в першу чергу відносять інтервальні лічильники [66], з яких в Україні найбільшого розповсюдження набули багатофункціональні електронні лічильники електроенергії. До засобів диференційованого обліку електроенергії також відносяться ПО – ЗВТ, які отримують вимірювальну інформацію щодо обліку від лічильників електроенергії, зокрема, – неінтервальних, і диференціюють її за періодами часу, на підставі показів власних інтегрованих годинників [23].

Під час свого функціонування засоби диференційованого обліку електроенергії формують ПБД, в яких дані обліку зберігаються разом із позначками часу, яким вони відповідають, та кодами якості (достовірності) цих даних. Позначки часу й коди достовірності формуються на момент завантаження даних обліку до ПБД і в подальшому їх не може бути модифіковано. Ці значення супроводжують дані обліку під час їхнього

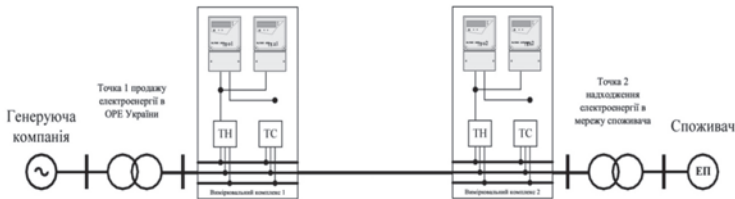
оброблення на всіх рівнях розподіленої АСКОЕ ОРЕ України [23]. У випадку, якщо позначку часу сформовано невірно, помилку не може бути в подальшому виправлено через неможливість визначити її дійсне значення [27].

Причиною невірного визначення позначки часу є невірні покази інтегрованого годинника засобу диференційованого обліку електроенергії на момент формування даних обліку, що може бути наслідком невірно встановленого початкового моменту відліку часу в інтегрованому годиннику та/або відхилення ШЧ, яка відтворюється інтегрованим годинником, від НШКЧ.

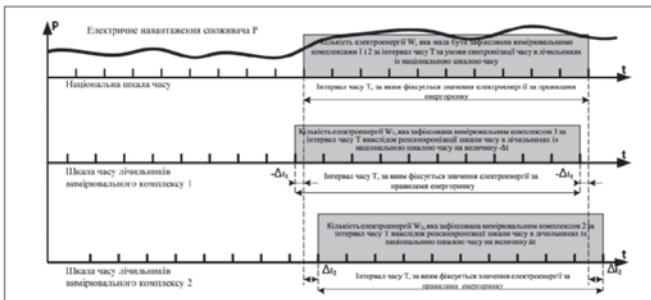
Наслідком невірних показів інтегрованого годинника засобу диференційованого обліку електроенергії під час обліку електроенергії є виникнення похибки формування інтервалів часу, за якими диференціюється облік електроенергії, а також виникнення часового зсуву позначок часу, що відповідають моментам початку та кінця інтервалу, відносно НШКЧ (рис.6) [38]. В результаті, під час диференційованого за періодами часу обліку електроенергії, виникає похибка розсинхронізації [23], яка негативно відбивається на точності й достовірності даних комерційного обліку, і яку в ряді випадків може порівнюватися з основною похибкою вимірювання електричної енергії. Причому, в умовах функціонування ринку електричної енергії вона виражається не лише у додатковій складовій результуючої похибки диференційованого обліку електроенергії, а значно більшою мірою в помилці визначення диференційованої за інтервалами часу вартості електроенергії [38].

Для зменшення похибки розсинхронізації та підвищення точності формування позначок часу необхідно забезпечити прив'язку ШЧ багатофункціональних електронних лічильників електроенергії до НШКЧ [23, 27, 36, 38, 39]. Коригування ШЧ інтегрованих годинників може здійснюватися через комунікаційний порт засобу диференційованого обліку електроенергії за допомогою відповідних команд комунікаційного протоколу, або за допомогою синхросигналів, які надходять від пристроїв зовнішньої синхронізації на

спеціальні синхровходи засобу обліку. Коригування ШЧ інтегрованих годинників засобів диференційованого обліку електроенергії через комунікаційний порт є, безперечно, більш гнучким, але й більш небезпечним шляхом з декількох причин. По-перше, кожний тип засобу диференційованого обліку електроенергії зазвичай має оригінальний комунікаційний протокол, який в загальному випадку є відмінним від комунікаційних протоколів інших засобів диференційованого обліку електроенергії [10, 27, 37]. Відповідно, кожний тип засобу диференційованого обліку електроенергії в загальному випадку використовує індивідуальні команди коригування часу інтегрованого годинника. Відомо декілька способів коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії, зокрема обнуління реєстру секунд; коригування реєстру секунд до найближчої чверті: 00, 15, 30, 45 с; інкремент (+1) або декремент (-1) реєстру секунд; коригування часу в межах допустимого інтервалу  $\pm n$  с; встановлення нового початкового моменту відліку часу. Остання команда є найнебезпечнішою. Пояснимо чому.



**Рисунок 6.8.** – Схема обліку електроенергії під час її продажу/закупівлі в енергоринку



**Рисунок 6.9.** – Виникнення похибки розсинхронізації під час диференційованого обліку електроенергії

Під час свого функціонування засоби диференційованого обліку електроенергії накопичують і зберігають в ПБД дані комерційного обліку за тривалий часовий проміжок (в певних випадках до року). Під час коригування часу в цих засобах ПБД піддається модифікуванню, а в окремих випадках ця процедура взагалі може призвести до руйнування ПБД. Тому більшість засобів диференційованого обліку електроенергії (і це цілком обгрунтовано) розглядають процедуру зовнішнього коригування часу, як втручання у внутрішній процес вимірювань, що може призвести до негативних наслідків або збоїв в роботі засобу. З цієї причини доцільніше користуватися відносно безпечними командами коригування часу, під час яких засоби диференційованого обліку електроенергії не дозволяють примусово встановлювати для своїх інтегрованих годинників новий початковий момент відліку часу (або розглядають таке завдання, як нову точку відліку і починають новий період обліку електроенергії). Під час надходження зовнішньої команди коригування часу засіб обліку починає «наздоганяти» знов заданий час, самостійно прискорюючи або сповільнюючи хід інтегрованого годинника відповідно до отриманої команди. Це означає, що новий час встановиться в цьому засобі через певний часовий проміжок, визначений саме засобом диференційованого обліку електроенергії, і джерело синхронізації повинне враховувати ці обставини під час виконання процедури зовнішнього коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії [39]. Такий спосіб коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії отримав назву «м'якого» коригування часу. Втім, лишається можливість коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії в «жорсткий» спосіб шляхом примусового завдання нового початкового моменту відліку часу, що, повторимо, може призвести до руйнування ПБД.

Окрім зовнішнього, в засобах диференційованого обліку електроенергії застосовується внутрішнє коригування часу. Однією з причин внутрішнього коригування є необхідність корекції ШЧ власне інтегрованого годинника з метою покращення його МХ. Така корекція доволі часто застосовується в електронних засобах. Її причиною є недосконалість опорних частотно-часових

генераторів інтегрованих годинників. Зважаючи на те, що вимоги щодо абсолютної похибки формування добового інтервалу часу в засобах диференційованого обліку електроенергії, які встановлено [67], не є надто жорсткими (до  $\pm 0,5$  с), сучасні технології дозволяють виконати їх без застосування такої корекції. Але можливості щодо застосування в інтегрованих годинниках засобів диференційованого обліку електроенергії високочастотних частотно-часових генераторів на сучасному етапі обмежено через їхнє порівняно велике енергоспоживання. В будь-якому випадку похибка, зумовлена недосконалістю інтегрованого годинника, відноситься до інструментальної похибки засобу диференційованого обліку електроенергії і досліджується під час його повірки.

Інша причина необхідності внутрішнього коригування часу інтегрованих годинників пов'язана з автоматичним переходом засобів диференційованого обліку електроенергії на літній/зимовий час.

З вищесказаного витікають наступні висновки:

В умовах диференціації вартості електроенергії за періодами часу необхідно забезпечити прив'язку ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШКЧ, що витікає з вимог Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність» [70], згідно якого комерційний облік електроенергії в Україні знаходиться в сфері державного метрологічного контролю і нагляду. Методики виконання вимірювань, які виконуються у сфері державного метрологічного контролю і нагляду, має бути атестовано у встановленому порядку. Здійснення комерційних розрахунків за електричну енергію, яку виміряно без прив'язки до НШКЧ або із застосуванням неатестованих методів виконання вимірювань, не дозволяється.

Похибки формування інтервалів часу під час диференційованого обліку електроенергії, зокрема, похибка формування довжини інтервалу інтегрованим годинником засобу і похибка прив'язки ШЧ засобу до НШКЧ [71], призводять може бути порівняно з основною похибкою вимірювань електричної енергії [38], і, як наслідок, виникнення помилок під час визначення диференційованої вартості електроенергії.

Для забезпечення прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШКЧ, зменшення похибки розсинхронізації і мінімізації її впливу на визначення вартості електроенергії Головним оператором повинна бути побудована і впроваджена доступна всім суб'єктам енергоринку України СТЧ, яка забезпечить можливість дистанційного автоматичного доступу АСКОЕ суб'єктів ОРЕ до НШКЧ [8, 40].

### **6.7. Функціональна схема лічильників ОРЕ України**

Для забезпечення прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШКЧ, зменшення похибки розсинхронізації і мінімізації її впливу на визначення вартості електроенергії в АСКОЕ суб'єктів ринку має бути реалізовано підсистеми забезпечення синхронності вимірювань (ПЗСВ) [8, 36, 39, 40]. ПЗСВ повинні будуватися на базі методик, атестованих у встановленому порядку [70]. ПЗСВ АСКОЕ кожного суб'єкту ОРЕ повинна здійснювати коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії за часом створеного, зокрема, на базі головного сервера АСКОЕ суб'єкту ОРЕ, NTP-сервера суб'єкту ОРЕ та інших доступних NTP-серверів, що входять до структури СТЧ, за умови їхньої прив'язки до НШКЧ [36, 40].

Для коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії за умови відсутності синхровходів повинні використовуватися оригінальні команди коригування часу засобу диференційованого обліку електроенергії вибраного типу. Коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії слід здійснювати за допомогою команд «м'якого» коригування часу комунікаційного протоколу засобу визначеного типу. В разі неможливості використання команд «м'якого» коригування часу можна допустити для коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії використовувати команди встановлення часу. При цьому слід використовувати команди встановлення часу, які мають найнижчу ймовірність спотворення часу в засобі диференційованого обліку електроенергії.

До виникнення похибки розсинхронізації [23], яку за абсолютною величиною.

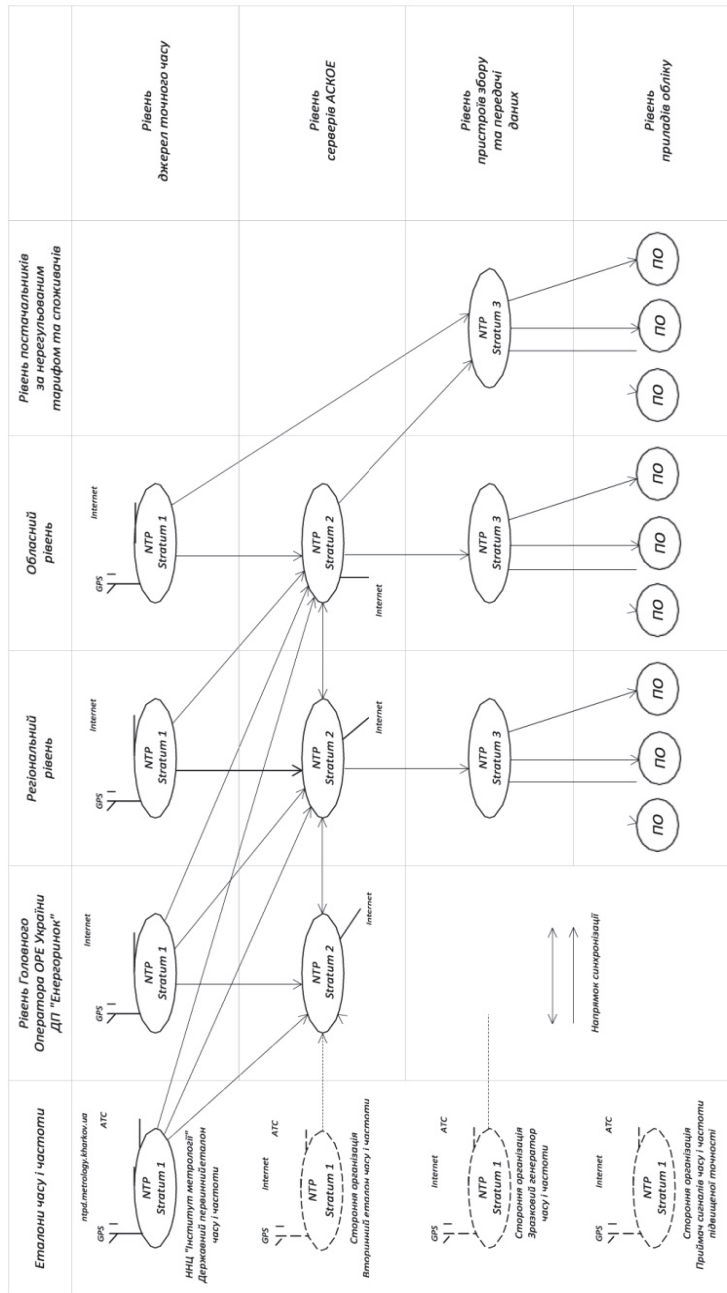


Рисунок. 6.10. – Функціональна схема СТЦІСВ ОРЕ України



З метою підвищення надійності виконання процедури коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії рекомендовано покладати на кінцеві IP-пристрої АСКОЕ, на базі яких створено NTP-сервери, що синхронізували власну ШЧ за часом NTP- серверів вищих шарів СТЧ та інших NTP-серверів, покази яких рекомендовано до застосування в СТЧ ОРЕ України. Під кінцевими IP-пристроями АСКОЕ слід розуміти такі IP-пристрої АСКОЕ, до яких безпосередньо приєднано засоби диференційованого обліку електроенергії. Коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії може здійснюватись кінцевими IP-пристроями лише за умови активності ознаки синхронізації їхньої ШЧ за показами СТЧ [36].

Під час створення АСКОЕ рекомендовано обирати таку структуру системи, що запобігає можливості впливу на процес обміну даними між кінцевим IP-пристроєм і засобами диференційованого обліку електроенергії, які безпосередньо до нього приєднано, з метою несанкціонованого або випадкового змінення або спотворення часу в таких засобах. З метою запобігання випадків спотворення процедури коригування часу засоби диференційованого обліку електроенергії, що використовуються в структурі АСКОЕ, має бути приєднано до пристроїв або кіл резервного живлення.

Алгоритми коригування часу, що функціонують в АСКОЕ, повинні забезпечувати надійне та безпомилкове коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії, запобігати можливості будь-якого несанкціонованого впливу на процедуру коригування часу, виключати можливість випадків спотворення часу в засобах диференційованого обліку електроенергії. Коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії слід здійснювати в години найменших навантажень енергосистеми після завершення процедури завантаження до БД АСКОЕ даних обліку за повні минулі розрахункові періоди. Коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії повинно здійснюватись за необхідністю, але не частіше одного разу за добу.

Можна рекомендувати здійснювати коригування часу в засобах

диференційованого обліку електроенергії за необхідністю, на величину  $t$ , яка повинна знаходитися в діапазоні:

$$t_{\text{доп}} = t * 60$$

де:  $t_{\text{доп}}$  – допустима величина розсинхронізації часу з показами СТЧ за таблицею 5.1 [40];

60 – 60 секунд. Автоматичне коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії на величину понад 60 с не рекомендується. Таку ситуацію слід розглядати як збій у функціонуванні підсистеми забезпечення синхронності вимірювань АСКОЕ. Встановлення/коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії в цьому випадку має виконуватись оператором АСКОЕ в автоматизованому або ручному режимі.

Алгоритми функціонування засобу диференційованого обліку електроенергії, зокрема, модифікування його ПБД, під час виконання команд коригування часу повинні бути відомі і наведені в технічній документації на засіб диференційованого обліку електроенергії вибраного типу. Коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії вибраного типу повинно виконуватись таким чином, щоб ця процедура не призводила до руйнування його ПБД. У разі неможливості виконання цієї умови процедура коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії вибраного типу повинна виконуватись виключно після зчитування і гарантованого збереження вмісту його ПБД в БД АСКОЕ вищих рівнів. Факт будь-якого коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії (або спроби такого коригування) повинен обов'язково фіксуватися і зберігатися в журналі подій цього засобу.

З метою уніфікації алгоритмів оброблення даних комерційного обліку електроенергії в АСКОЕ під час переходу на літній/зимовий час пропонується дослідити доцільність не застосовувати автоматичне переведення часу в засобах диференційованого обліку електроенергії, а виконувати зсув графіків навантаження в літній час при обробленні даних комерційного обліку

електроенергії на верхніх рівнях розподіленої АСКОЕ енергоринку України [23].

В цілому, враховуючи ймовірні негативні наслідки, які можуть призвести до руйнування ПБД, коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії повинно бути мінімізовано, формалізовано і застосовуватися виключно за необхідності. Процедури коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії повинні бути уніфікованими і реалізовуватися у повній відповідності до технічної документації на засіб відповідного типу. Алгоритми функціонування засобу диференційованого обліку електроенергії визначеного типу і модифікування його ПБД під час коригування часу повинні бути відомі й описані в технічній документації на засіб відповідного типу. Факт або спроба будь-якого коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії повинні обов'язково фіксуватися і зберігатися в журналі подій цього засобу. Технічна документація на засіб диференційованого обліку електроенергії повинна бути відкритою і містити вичерпну інформацію щодо формування його ПБД в різних режимах функціонування цього засобу. Алгоритми оброблення даних комерційного обліку електроенергії під час коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії мають бути уніфікованими і не повинні залежати від типу засобу.

#### **6.8. Аналіз зарубіжної практики впровадження сучасних автоматизованих систем обліку електроенергії**

Створення та реалізація концепції Smart Grid (Self Monitoring Analysis and Reporting Technology) та основної її складової – Smart Metering (системи інтелектуального обліку електроенергії) дозволяють успішно вирішувати наступні завдання:

- підвищення надійності та якості електропостачання;
- підвищення енергетичної ефективності;
- збереження навколишнього середовища.

Ключовими сегментами на яких значною мірою позначається розвиток Smart Grid-технологій, є:

облік енергоресурсів;

автоматизація розподільних мереж;

керування режимами роботи та моніторинг стану електротехнічного устаткування;

автоматизація магістральних електричних мереж, вузлових підстанцій і регулювання перетікань;

електричні мережі та установки споживачів;

нетрадиційні та поновлювані джерела енергії.

Разом із ступенем диверсифікації енергетичного виробництва інтелектуальні мережі є основою до підвищення надійності енергопостачання з урахуванням збільшення частки поновлюваних джерел енергії в структурі генерації країни.

Основу мереж Smart Grid становлять інтелектуальні системи обліку генерації, передавання й споживання електричної енергії – Smart Metering (рис.6.11).

Система Smart Metering передбачає установлення інтелектуальних приладів обліку у виробника й споживача, автоматизацію системи опитування, оброблення даних і надання інформації щодо виробництва, передавання, розподілу і споживання енергоресурсів (додаток 2) з реалізацією функцій:

- облік різного виду енергоресурсів (електроенергія, гаряча та холодна вода, тепло, газ);

- двонаправлений облік електроенергії;

- багатотарифна схема обліку; тривале зберігання та передавання облікових даних і подій;

- захист від несанкціонованих дій;

- віддалене керування електроспоживанням тощо.

## Smart Metering

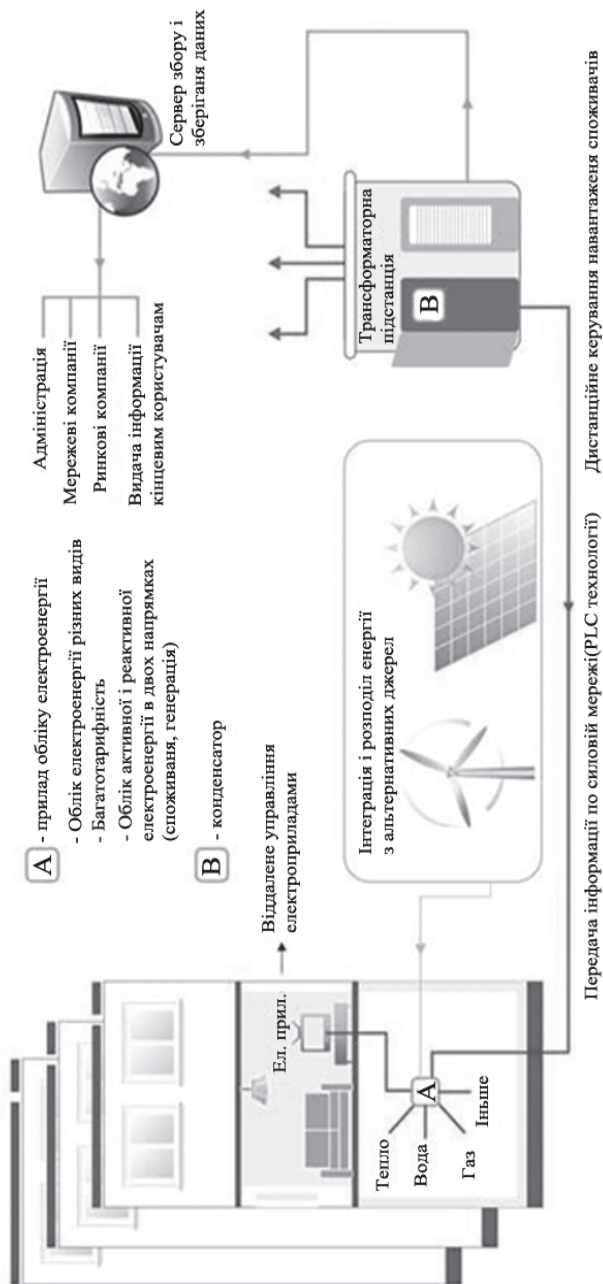


Рисунок 6.11. – Інтелектуальні прилади обліку з можливістю зберігання і передавання даних на основі технології Smart Metering

Напрямок розвитку та впровадження «розумного обліку» електроенергії як компонента Smart Grid контролюється і підтримується державою в багатьох зарубіжних країнах. Облік електроенергії за допомогою «розумних лічильників» дозволяє оптимізувати енергоспоживання, знижувати комерційні й технічні втрати енергії, зменшувати необхідність у нових енергетичних потужностях і, нарешті, надає кінцевому споживачеві можливість управляти своїм енергоспоживанням у режимі реального часу.

Найбільш ефективним організаційним заходом із боротьби з розкраданням електроенергії має стати масове впровадження автоматизованих систем обліку електроенергії (АСКОЕ), в які об'єднуюватимуть інтелектуальні прилади обліку з можливістю зберігання і передавання даних на основі технології Smart Metering. Такі системи дозволяють вирішувати відразу комплекс важливих завдань, включаючи віддалене зняття показань з приладів обліку, автоматичну фіксацію їх у певному проміжку часу, виявлення точок втрат, а також миттєве дистанційне обмеження в навантаженні або повне відключення від електроенергії неплатників.

«Розумні» лічильники дозволяють зберігати дані про обсяги споживання в незалежній пам'яті і передавати їх по каналах зв'язку на віддалений сервер, розташований у центрі оброблення даних. Такі прилади обліку мають захист від фізичного втручання і сигналізують про будь-які спроби несанкціонованого втручання в їхню роботу. За рахунок широких функціональних можливостей інтелектуальні системи є ефективним інструментом для підвищення платіжної культури споживачів і мають впроваджуватися паралельно із застосуванням комплексу технічних заходів для попередження та усунення фактів розкрадання електроенергії.

Системи Smart Metering за умови ефективного метрологічного забезпечення є важливими елементами для створення «розумних» мереж Smart Grid з мінімізацією втрат електроенергії.

## 6.9. Інтелектуальних системи обліку SMART METERING

Головною перевагою інтелектуальної системи обліку для збутових компаній є простота здійснення дистанційного відключення (обмеження) споживача за несплатежі (або невнесену передоплату за споживану електроенергію) без використання комунаційного устаткування споживача.

Відносно споживачів – фізичних осіб: «Інтелектуальна система вимірювань – це сукупність пристроїв керування навантаженням, приладів обліку, комунаційного устаткування, каналів передавання даних, програмного забезпечення, серверного устаткування, алгоритмів, кваліфікованого персоналу, які забезпечують достатній обсяг інформації та інструментів для керування споживанням електроенергії згідно з договірними зобов'язаннями сторін з урахуванням установлених критеріїв енергоефективності й надійності».

Створення системи Smart Metering парадбачає формування декількох рівнів:

**Верхній рівень** Smart Metering, в основі якого лежить MDM (Meter Data Management), система яка забезпечує комплексне управління інфраструктурою, включаючи дистанційний збір, зберігання, обробку даних результатів вимірів, управління навантаженням споживачів, моніторинг стан елементів системи і багато іншого.

**Середній рівень** представляє собою комунаційне середовище, забезпечуючу безпечний і захищений обмін інформацією між верхнім і нижнім рівнем системи.

**Нижній рівень** включає встановлені з боку споживача інтелектуальні прилади обліку.

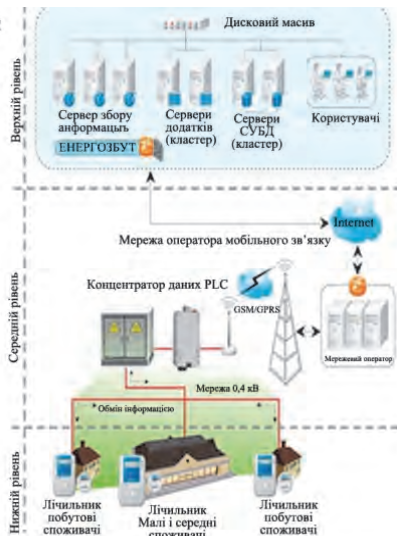


Рисунок 6.12. – Рівні організації інтелектуальних систем обліку SMART METERING

Відносно системи в цілому – інтелектуальна система вимірювань – це

автоматизована комплексна система вимірювань електроенергії (з можливістю вимірювань інших видів енергоресурсів), визначення облікових показників і розв'язання на їхній основі технологічних і бізнес-завдань, яка дозволяє інтегрувати різні інформаційні системи суб'єктів ринку.

Інтелектуальна система обліку електроенергії (ICOE) дозволяє здійснювати такі функції в побутовому секторі:

дистанційне одержання від кожної точки виміру (вузла обліку) у побутового споживача відомостей про відпущену або спожиту електроенергію;

розрахунки внутрішнього (виробничий споживач, багатоквартирний житловий будинок, селище) балансу надходження й споживання енергоресурсів з метою виявлення технічних і комерційних втрат і впровадження заходів щодо ефективного енергозбереження;

контроль параметрів енергоресурсів, які поставляються, для виявлення й реєстрації їх відхилень від договірних значень;

виявлення фактів несанкціонованого втручання в роботу приладів обліку або зміни схем підключення споживача;

застосування санкцій проти злісних неплатників через обмеження споживаної потужності або повного відключення енергопостачання;

аналіз технічного стану й відмов приладів обліку;

підготовка звітних документів про електроспоживання;

інтеграція з білінговими системами.

Додаткові можливості, які стимулюють установлення «інтелектуальних» приладів обліку:

інтеграція з вимірювальними приладами інших енергоресурсів, з білінговими та інформаційними системами збутових і мережевих компаній, муніципальних адміністрацій тощо;

розширені функції відображення на дисплеї лічильника всієї можливої (у разі первинних вимірювань струмів і напруг) інформації – від добового графіка активної потужності, напруги, частоти до показників надійності (допустимого часу відключення) і грошових показників – вартості споживання та залишків



«кредитної лінії» тощо;

двосторонній інформаційний зв'язок збутової компанії й споживача, тобто передавання споживачеві відповідних повідомлень, дистанційна інформація про зміну тарифу, відключення або обмеження енергоспоживання тощо.

Вже понад 10 років у ряді країн Європи й США за фінансової та організаційної державної підтримки впроваджуються технології «розумних вимірювань» – Smart Metering. Поряд з державною стратегією й відповідною юридичною базою впровадження подібних технологій вимагає розвитку спеціалізованих програмних комплексів, які вирішують технологічні завдання, адаптовані під вимоги та умови конкретної країни або регіону.

Перед системами програмного забезпечення Smart Metering стоять такі ключові завдання:

- дистанційне зчитування показань приладів обліку енергоресурсів;
- робота з більшою (часом, багатомільйонною) кількістю точок обліку із забезпеченням при цьому високого рівня продуктивності;
- дистанційний контроль параметрів якості електроенергії;
- дистанційне керування приладами обліку енергоресурсів;
- дистанційне параметрування приладів обліку енергоресурсів;
- дистанційне керування енергоспоживанням;
- реєстрація подій приладів обліку, фактів несанкціонованого доступу;

Використання сучасних метрологічних систем дає змогу запобігати несанкціонованим діям завдяки більш ефективним вимірюванням таких параметрів, як неузгоджене навантаження, струм через нейтральний провід, постійні струми від випрямлячів, а також здатність виявляти зовнішні магнітні поля та розходження між загальною кількістю виставленої до оплати енергії і загальним обсягом вироблення енергії за відповідним повідомленням по мережі AMR.

Зокрема, високоінтегровані гнучкі вимірювальні СнК Teridian 71M6543F/43N (багатофазні) і 71M6541D/41F/42F (однофазні), які підтримують

широкий спектр програм з точністю до класу 0.2, призначаються для використання в житлових, комерційних і промислових приміщеннях. Ці прилади містять високочастотне мікропроцесорне ядро, 32-бітовий СЕ, годинник реального часу (RTC) з низьким енергоспоживанням і цифрову термокомпенсацією, до 64 КБ флеш-пам'яті і 5 КБ ОЗУ, а також драйвер ЖК-дисплея, що забезпечує високий рівень інтеграції і можливість програмування, а використання шунтів замість трансформаторів струму дає можливість знизити вартість комплектуючих.

Системи обліку електроенергії одного з основних світових лідерів виробництва інтелектуальних приладів обліку – компанії Echelon Corporation дозволяють ресструвати одночасно до 64 (з 80 можливих) типів вимірювань з інтервалами від 1 хв до однієї доби. Таким чином, обсяг інформації, яку можна використовувати для аналізу, в розрахунку на 30 млн абонентів, може становити десятки трильйонів вимірювань на рік.

Цей напрям, який отримав назву Meter Data Analytics (MDA), можна вважати наступним етапом розвитку інформаційно-аналітичних технологій в Smart Metering.

### **КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ**

1. Що означає аббревіатура Smart?
2. В що перетворюється електрична мережа завдяки впровадженню концепції Smart Grid?
3. Чим оснащуються електричні мережі для реалізації концепції
4. Smart Grid?
5. Які вам відомі поточні тенденції розвитку ринків і технологій у сфері діяльності платформи Smart Grid?
6. Які вам відомі чинники, що визначають необхідність кардинальних перетворень в електроенергетиці?
7. Які вам відомі початкові положення, прийняті при розробці і розвитку концепції Smart Grid за кордоном?
8. Які вам відомі групи ключових вимог (цінностей) нової

електроенергетики Smart Grid?

9. Розвиток яких ключових вимог (цінностей) передбачається в рамках концепції Smart Grid?

10. Які п'ять груп ключових технологічних областей забезпечують, проривний характер у створенні нового, інноваційного технологічного базису енергетики?

11. Які вам відомі джерела фінансування розвитку загальноєвропейських мереж (European Electricity Grid Initiative, EEGI)?

12. Які вам відомі прогнози, щодо розвитку ринків і технологій у сфері діяльності платформи Smart Grid?

13. За рахунок чого здійснюється впровадження нових технологічних пристроїв і систем управління, досягається галузевий ефект зниження (економії) витрат на функціонування і розвиток енергосистеми?

14. Які вам відомі найзначущі ефекти від впровадження Smart

15. Назвати загальносистемні ефекти, що мають значний вплив на балансову ситуацію в ЕЕС;

16. Пояснити функціональні характеристики Smart Grids;

17. Назвати основні інноваційні технології та компоненти ЕЕС;

18. Назвати характеристики комунікаційної інфраструктури ЕЕС.

19. Порівняти функціональні властивості сьогоднішньої енергетичної системи та енергетичної системи на базі Smart Grid;

20. Пояснити цілі та завдання технологічної платформи;

21. Назвати групи технологій, які передбачається розвивати в рамках технологічної платформи;

22. Назвати обладнання та програмно - апаратні комплекси для інтелектуальних енергетичних систем;

23. Назвіть основні технологічні напрямки?

24. Пояснити призначення цифрових підстанцій;

25. Що таке «технологічна платформа»?

26. Що дозволяє забезпечити технологічні платформ ЄС?

27. Які ви знаєте принципи РТП?
28. Які ви знаєте цілі РТП?
29. Які ви знаєте п'ять груп ключових проривних технологій?
30. Які пріоритети по лінії реалізації проектів виділяються?
31. Яка основна мета створення ТП?
32. Поясніть принцип роботи мікропроцесорного лічильника.
33. Як відрізняються лічильники індукційні та електронні за конструкцією?
34. Яким чином можна визначити характер навантаження?
35. Яким чином характеризується точність вимірювання?
36. Які величини вимірює лічильник РЕ304.
37. В якому режимі працюють трансформатори струму?
38. Чим характеризується симетричне навантаження.
39. Яким чином можна перепрограмувати лічильник?
40. Яким чином виконується вимір активної й реактивної електричної енергії у лічильнику НІК 2303І?
41. З якою метою використовується релейний вихід?
42. Перелічите інтерфейси, що можуть використовуватися у лічильнику НІК 2303І?
43. Як довго зберігаються данні у лічильнику, якщо живлення вимикнути?
44. Яка кнопка використовується для покрокового прокручування параметрів?
45. Чи можна впливати на час індикації параметру на РКІ?
46. Перелічите інтерфейси, що можуть використовуватися у лічильнику Альфа А1140?
47. Як довго зберігається відлік часу у лічильнику, якщо живлення вимикнете?
48. Яка кнопка використовується для покрокового прокручування параметрів?

49. Чи можна впливати на час індикації параметру на РКІ?
50. Перелічіть інтерфейси, що можуть використовуватися у лічильнику «Енергія 9»?
51. Як довго зберігається відлік часу у лічильнику, якщо живлення вимикнете?
52. Яка різниця між поняттям вимірювального каналу у разі застосування в АСКОЕ електронних лічильників електричної енергії і індукційних?
53. Що означає поняття розрахунковий вузол обліку в АСКОЕ?
54. Яка інформація входить в паспорт-протокол вимірювального комплексу?
55. Чи можна до одного ТС одночасно підключати ЛЕ та обладнання РЗА?
56. Яка різниця між основним лічильником електричної енергії та дублюючим?
57. Від чого залежить межа похибок вимірювального комплексу?
58. Від чого залежить вибір класу точності ЛЕ, ТС та ТН?
59. Наведіть основні вимоги до ЛЕ.
60. При якій величині споживання електричної енергії вона повинна переноситися на наступний розрахунковий період?
61. Яка точність синхронізації часу в ОДКО повинна зберігатися?
62. Яка точність розрахункового періоду?
63. Які функції АСКОЕ в автоматичному режимі?
64. Назвіть основні відмінності складу інформації від АСКОЕ, на рівні вузла ЕК та верхньому рівні АСКОЕ.
65. Яке обладнання в АСКОЕ пломбується і навіщо?
66. Як проводиться (при необхідності) зняття пломб і хто має на це право?
67. Як організовується захист інформації в АСКОЕ від несанкціонованого доступу?
68. Основні вимоги до захисту інформації.

69. Хто має право калібрувати та змінювати конфігурацію ЛЕ?
70. Які права доступу до інформації за паролями 1, 2, 3, та 4 рівнів?
71. Основні вимоги до збереження даних.
72. Вимоги до передачі даних.
73. Вимоги до поновлення роботи АСКОВ після збою.
74. Вимоги до каналів зв'язку.
75. Які основні функції ЛУЗОВ?
76. Назвіть основні функції програмного забезпечення АСКОВ.
77. Що означає «журнал подій»?
78. Види захисту програмного забезпечення АСКОВ від несанкціонованого доступу.

## 7. ЛАБОРАТОРНО-ПРАКТИЧНІ РОБОТИ

### Лабораторно-практична робота № 1

#### Дослідження роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії CE102M

*Мета роботи:* набутти навички монтажу, підключення та зняття показів лічильника електричної енергії концерну «Енергомера» CE102M.

#### Теоретичні відомості

Лічильник призначений для виміру активної енергії в однофазних ланцюгах змінного струму, організації багатотарифного обліку електроенергії, виміру параметрів однофазної мережі.

Лічильник CE102M (рис.7.1.1) має інтерфейси зв'язку й призначений для роботи як автономно, так й у складі автоматизованої інформаційно-вимірювальної системи комерційного обліку електроенергії (АІВС КОЕ) для передачі обмірюваних або обчислених параметрів на диспетчерський пункт по контролю, обліку й розподілу електричної енергії.



**Рисунок 7.1.1. – Загальний вигляд лічильників CE102M різних модифікацій**

Лічильник веде облік по чотирьох тарифах з можливістю завдання до

дванадцяти тарифних зон у межах доби (одному добовому розкладі) з дискретністю одна хвилина, індивідуально по кожному дню тижня в сезонній програмі.

Лічильник веде архіви тарифікованої (до 4 тарифів) і сумарної врахованої активної енергії:

наростаючим підсумком (усього від обнуління);

за поточний й 12 попередніх місяців;

на кінець місяця за 12 місяців;

за поточні й 44 попередні доби;

на кінець доби за 44 доби.

Лічильник має електронний рахунковий механізм, що здійснює облік активної енергії по 4 тарифам у кВт/год.

При санкціонованому доступі лічильник забезпечує обнуління всіх енергетичних параметрів.

Вимір параметрів мережі

Лічильник вимірює миттєві значення (час інтегрування одна секунда) фізичних величин, що характеризують однофазну електричну мережу, і може використатися як вимірник параметрів, наведених у таблиці 7.1.1.

Лічильник ураховує напрямок потоку потужності й може використовуватися для оцінки правильності підключення лічильника.

У лічильнику є імпульсний вихід. На цьому виході з'являються телеметричні імпульси, частота проходження яких пропорційна споживаній потужності. Постійна лічильника – число імпульсів на кВт\год, визначається модифікацією лічильника й зазначена на лицьовій панелі лічильника.

Лічильник веде журнал програмування, журнал стану напруги. У журналах фіксуються події й час/дата їхнього настання. Журнали мають глибину зберігання подій по 40 записів.

Лічильник має рідкокристалічний індикатор (РКІ) для відображення врахованої енергії й вимірюваних величин і дві кнопки керування.

Лічильник має оптичний порт або інтерфейс EIA485, або інтерфейс M-



Bus, або оптичний порт із інтерфейсом EIA485, або оптичний порт із інтерфейсом M-Bus.

Робота з лічильником через інтерфейси зв'язку може виконуватися із застосуванням технологічного програмного забезпечення «AdminTools» (далі – ТПЗ).

Лічильник забезпечує можливість зчитування через інтерфейси зв'язку архівних даних і вимірюваних параметрів, а також зчитування/запис програмувальних параметрів.

Доступ до параметрів і даних з боку інтерфейсів зв'язку захищений паролем і кнопкою, що пломбується. Можливе включення алгоритму захисту передачі пароля по інтерфейсу. Метрологічні й заводські параметри мають апаратний захист й їхню зміну неможливо зробити без розкриття корпусу лічильника.

Таблиця 7.1.1. Технічні характеристики лічильника CE102M

Найменування характеристики	Значення характеристики	Примітка
Базові (максимальні) струми, А	5 (60) або 10 (100)	–
Номінальна фазна напруга (Uном), В	230	–
Граничний робочий діапазон напруг	від 0,75 до 1,15 Uном	–
Номінальна частота мережі, Гц	(50 ± 2,5)	–
Коефіцієнт несинусоїдальності напруги й токи вимірювальної мережі, %, не більше	8	–
Поріг чутливості, мА	10; 20	–
Повна потужність, споживана кожним ланцюгом струму, не більше, В·А	0,1	–
Повна (активна) потужність, споживана ланцюгом напруги, не більше, В·А (Вт)	9 (0,8)	При номінальній напрузі
Межа основної абсолютної похибки ходу годин, с/доба	±0,5	–
Ручна корекція ходу годин, с	±30	–
Межі додаткової температурної похибки ходу годин, с/(°С на добу)	±0,15	Від мінус 10 до 45 °С
	±0,2	Від мінус 40 до

Найменування характеристики	Значення характеристики	Примітка
		60 °С
Тривалість зберігання інформації при відключенні живлення, років	40	–
Число тарифів	до 4	–
Кількість сезонних програм	до 12	–
Кількість виняткових днів	до 32	–
Кількість добових тарифних розкладів	до 36	–
Число тарифних зон у добовому тарифному розкладі	до 12	–
Глибина зберігання каналів обліку, накопичених по тарифах за місяць, місяців	до 13	–
Глибина зберігання каналів обліку, накопичених по тарифах за добу, діб	до 44	–
Номінальне (припустиме) напруга електричних імпульсних виходів, не більше, В	10 (24)	Напруга постійного струму
Номінальне (припустиме) значення струму електричних імпульсних виходів, не більше, мА	10 (30)	Напруга постійного струму
Тривалість вихідних імпульсів, мс	35	–
Швидкість обміну через оптичний порт і по інтерфейсу EIA485, бод	300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200	–
Швидкість обміну по інтерфейсу M-Bus, бод	300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600	–
Час відновлення всіх показань лічильника, с	1	–
Початковий запуск із моменту подачі напруги, не більше, с	5	–
Маса лічильника, не більше, кг	1,0	–
Середній наробіток до відмови, година	160000	–
Середній термін служби, років	30	–
Захист від несанкціонованого доступу	Гароль, алгоритм захисту передачі пароля за інтерфейсом, апаратний захист	–

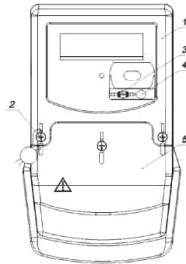
Лічильник виконаний у пластмасовому корпусі. Зовнішній вигляд

лічильника представлений на рисунку 7.1.2 (у корпусі S7). Корпус лічильника в цілому складається з верхньої і нижньої частин, що сполучаються по периметру, прозорого вікна й знімної кришки затискачів. На лицьовій панелі лічильника розташований: рідкокристалічний індикатор (РКІ); світловий індикатор кількості активної енергії; елементи оптичного порту; кнопка «ДСТП», що пломбується; кнопка «КАДР»; панель із написами.

Для того, щоб одержати доступ до кнопки «ДСТП» (дозвіл програмування) необхідно видалити пломбу енергопостачальної організації, що встановила лічильник і повернути кнопку проти часової стрілки на 180 градусів до досягнення риски кнопки нижнього положення.

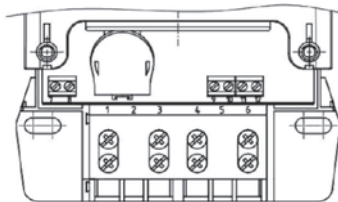
Затискачі для приєднання лічильника до мережі, до інтерфейсної лінії, до імпульсного виходу закриваються пластмасовою кришкою затискачів.

Зображення затискної плати й нумерація контактів для лічильника в корпусі S7 наведені на рисунку 7.1.3.



**Рисунок 7.1.2. – Зовнішній вигляд лічильника PE102M S7:**

1 – кришка; 2 – гвинт пломбовочний; 3 – кнопка «ДСТП»; 4 – кнопка «КАДР»;  
5 – кришка затискачів

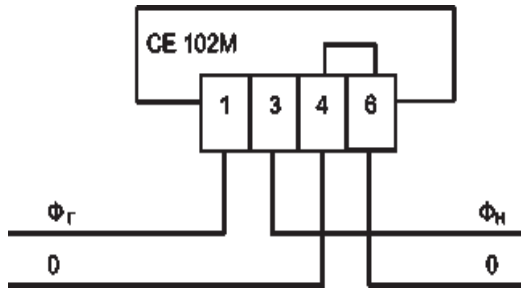


**Рисунок 7.1.3. – Нумерація контактів лічильника PE102M S7 Способи зняття показань**

Існують чотири способи зняття показань лічильника:  
режим ручного перегляду;  
режим автоматичного відображення;  
режим перегляду при відсутності напруги мережі;  
автоматизований режим.

У режимах ручного перегляду й автоматичного відображення дані виводяться на РКІ у вікні шириною сім десяткових знаків з десятковою точкою.

Схема підключення лічильника PE102M S7 представлена на рисунку 7.1.4.



**Рисунок 7.1.4.** – Схема підключення лічильника PE102M S7

Апаратура та прилади

Стенд для монтажу лічильників.

Лічильник електричної енергії PE102MS7.

Лічильник активної електричної енергії однофазний багатотарифний PE102MS7. Керівництво з експлуатації САНТ.411152.035.01 РЭ.

### **Порядок виконання роботи**

- Відкрити комутаційну панель лічильника електричної енергії PE102MS7.
- Установити на імітаційний стенд лічильник PE102MS7.
- Включити живлення стенда.
- Зняти показання лічильника із РКІ
- Зробити висновки.

### **Зміст звіту**

1. Мета і програма роботи.
2. Електричні схеми.
3. Перелік обладнання і вимірювальних приладів.
4. Таблиці експериментальних і розрахункових даних.
5. Висновки.

### **Контрольні запитання**

1. Поясніть принцип роботи мікропроцесорного лічильника.
2. Чим конструктивно відрізняються лічильники індукційні та електронні?
3. Яким чином можна визначити характер навантаження?
4. Яким чином характеризується точність вимірювання?
5. З яких елементів складається мікропроцесорний лічильник?
6. Які показники можна зчитувати з мікропроцесорного лічильника?
7. Які схеми підключення визнаєте мікропроцесорних лічильників?
8. Яке обладнання використовувалось при проведенні роботи?

**Лабораторно-практична робота № 2**  
**Дослідження роботи мікропроцесорного лічильника електричної**  
**енергії СЕ304**

***Мета роботи:** набутти навички монтажу, підключення та зняття показів лічильника електричної енергії концерну «Енергомера» СЕ304.*

**Теоретичні відомості**

Лічильник СЕ304 (рис. 7.2.1) є трифазним універсальним приладом трансформаторного або безпосереднього включення (залежно від варіанта виконання) і призначений для виміру активної й реактивної електричної енергії, активної, реактивної й повної потужності, енергії втрат, частоти напруги, кута зсуву фаз, середньоквадратичного значення напруги й сили струму, коефіцієнтів переключування синусоїдальності кривих напруги, коефіцієнтів n-х гармонійних складових напруги, коефіцієнта несиметрії напруг по зворотній послідовності, коефіцієнта несиметрії напруг по нульовій послідовності по трьох фазах в трифазних чотирипровідних колах змінного струму та організації багатотарифного обліку електроенергії. Вид вимірюваної енергії й потужності визначається конфігурацією лічильника.



**Рисунок 7.2.1. – Загальний вигляд лічильників СЕ304**

Лічильник може використатися в автоматизованих інформаційно-

вимірювальних системах комерційного обліку електроенергії (AIBC KOE) для передачі обмірюваних або обчислених параметрів на диспетчерський пункт по контролю, обліку й розподілу електричної енергії. Для побудови систем AIBC KOE можуть використатися відповідні інтерфейси.

Результати вимірів виходять шляхом обробки й обчислення вхідних сигналів струму й напруги мікропроцесорною схемою основної плати лічильника. Установка додаткових плат, залежно від модифікації, дозволяє розширити можливості лічильника. Обмірювані дані й інша інформація відображаються на рідкокристалічному індикаторі (PKI).

#### Функціональні можливості

Лічильник дозволяє вимірювати 12 типів енергій (потужностей) роздільно по кожній фазі:

- активну енергію (потужність) обох напрямків ( $A_i$ ,  $A_e$ );
- реактивну енергію (потужність) по чотирьох квадрантах ( $R_1$ – $R_4$ );
- енергію (потужність) втрат обох напрямків ( $L_i$ ,  $L_e$ );
- значення фізичних величин зовнішніх вимірників по чотирьох імпульсних входах ( $I_1$ – $I_4$ ).

Лічильник вимірює й розраховує енергії (потужності) по шести каналах обчислення. Тип енергії (потужності) кожного каналу обчислення визначається конфігурацією каналу.

Енергія (потужність) каналу обчислення є сумою кількості (величини) енергії (потужності) всіх типів енергій (потужностей) певних конфігурацією каналу обчислення.

Нагромадження енергії по тарифах і сумарно (наростаючим підсумком, за місяць, за добу), фіксація максимальних потужностей, визначення перевищення ліміту потужності, запис профілів навантаження здійснюється по всім шести каналах обчислення.

Основні технічні характеристики наведені в таблиці 7.2.1. Устрій і робота лічильника. Конструкція лічильника

Лічильник виконаний у пластмасовому корпусі. Корпус лічильника в

цілому складається з верхніх і нижньої частин, що сполучають по периметру, прозорого вікна й знімної кришки затискної колодки. На лицьовій панелі лічильника розташовані:

- рідкокристалічному індикатору;
- два світлових індикатори кількості активної й реактивної енергії;
- елементи оптичного порту;
- літєва батарея й кнопка ДСТП (під додатковою кришкою);
- кнопки КАДР і ПРСМ;
- панель із написами.

Таблиця 7.2.1. Технічні характеристики лічильника СЕ304

Найменування характеристики	Значення характеристики		Примітка
1	2		3
Номінальні (максимальні) струми	1 (1,5); 5 (7,5) А		Залежно від модифікації
Базові (максимальні) струми	5 (50); 10 (100) А		
Номінальна фазна напруга	57,7; 220 В		
Номінальна частота мережі	50 ± 2,5 Гц		
Коефіцієнт несинусоїдальності напруги й струми вимірювальної мережі, %, не більше	8		
Поріг чутливості	Безпосеред включення	Трансформатор включення	Активна/реактивна енергія
	-0,001Іном		0,2S; 0,5S/0,5
	0,004Іб; 0,002Іном		1/1
	0,005Іб; 0,003Іном		2/2
Повна потужність, споживана кожним ланцюгом струму, не більше	0,1 В·А		При номінальному (базовому) струмі
Повна (активна) потужність, споживана кожним ланцюгом напруги, не більше	4,0 В·А (2,0 Вт)		При номінальних напругах 57,7 В 220 В
	8,0 В·А (2,0 Вт)		
Межа основної абсолютної похибки ходу годинника	± 0,5 с/доба		
Додаткова похибка ходу годинника при нормальній температурі й при відключеному живленні	± 1 с /доба		
Ручна корекція ходу годинника, один раз у добу.	± 29 с		Не більше 29 с на добу
Межа додаткової температурної похибки за часом	± 0,15 с /°C на добу		Від мінус 10 до 45 °C
	± 0,2 с. /°C на добу		Від мінус 40 до 60 °C



«ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ»

Найменування характеристики	Значення характеристики	Примітка
Тривалість зберігання інформації при відключенні живлення	30 років	
Кількість тарифів	до 4	
Кількість тарифних зон	до 15	У добі
Кількість сезонів	до 12	
Кількість виняткових днів	до 32	
Кількість графіків тарифікації	до 36	Добові розклади перемикачів тарифів
Глибина зберігання каналів обліку накопичених по тарифах за місяць	до 13 місяців	
Глибина зберігання каналів обліку накопичених по тарифах за добу	до 46 діб	
Кількість профілів навантаження	до 16	Індивідуальний час усереднення для кожного
Глибина зберігання кожного профілю	до 330 діб	При часі усереднення 30 хв.
Кількість реле керування навантаженням	до 2	Імпульсні виходи ТМ5 і ТМ6
Напруга резервного джерела живлення постійного струму	від 9 до 15 В	Навантажувальна здатність не менш 500 мА
Номінальна (припустима) напруга електричних імпульсних виходів, не більше	10 (24) В	Напруга постійного струму
Номінальне (припустиме) значення струму електричних імпульсних виходів, не більше	10 (30) мА	Напруга постійного струму
Номінальне (припустиме) значення струму електричних імпульсних виходів, не більше	10 (30) мА	Напруга постійного струму
Номінальна (припустима) комутована напруга на контактах реле керування навантаженням, не більше	220 В (265 В)	Напруга змінного струму
Номінальне значення струму, що комутується, на контактах реле керування навантаженням, не більше	1А	Напруга змінного струму
Тривалість вихідних імпульсів	від 1 до 120 мс або меандр	Здається при програмуванні
Тривалість вхідних імпульсів (мінімальна)	від 1 до 255 мс	
Максимальна ємність кожного рахункового механізму імпульсних входів	99 999 999 імп.	
Швидкість обміну по інтерфейсах	від 300 до 115 200 Бод	
Швидкість обміну через оптичний порт	від 300 до 57 600 Бод	
Час інтервалу усереднення (період усереднення вибирається користувачем з ряду)	1; 2; 3; 4; 5; 6; 10; 12; 15; 20; 30, 60 хв.	
Час відновлення всіх показань лічильника	1 с	

Найменування характеристики	Значення характеристики	Примітка
Час читання будь-якого параметра лічильника по інтерфейсі або оптичному порту	від 0,06 до 1000 с (при швидкості 9600 Бод)	Залежить від типу параметра
Початковий запуск, не більше	5 с	З моменту подачі напруги
Маса лічильника, не більше	2,0 кг	
Габаритні розміри (довжина; ширина; висота), не більше	278; 173; 90 мм	
Середній наробіток до відмови	120 000 год.	
Середній термін служби	30 років	
Захист від несанкціонованого доступу	Пароль лічильника Апаратне блокування	

Щоб одержати доступ до кнопки ДСТП (дозвіл програмування), необхідно видалити пломбу енергопостачальної організації, що встановила лічильник і відкрити додаткову кришку.

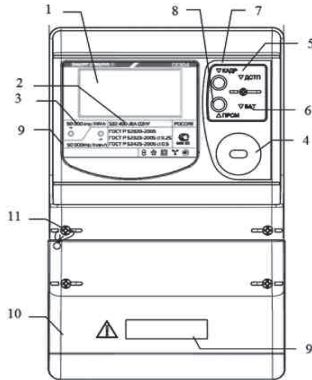
Затиски для приєднання лічильника до мережі, до джерела резервного живлення, до інтерфейсних ліній, до імпульсних входів і виходів, закриваються пластмасовою кришкою (рис. 7.2.1).

Зображення колодки затисків під пластмасовою кришкою залежно від модифікації лічильника наведено на рисунку 7.2.2 (для лічильників прямого включення).

У корпусі розташовуються:

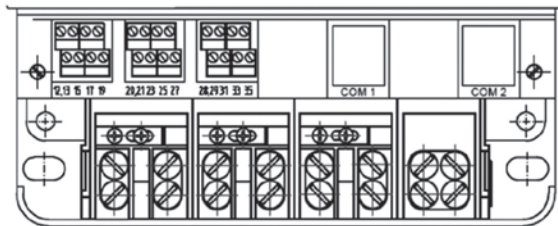
- плата лічильника (основна плата лічильника);
- модуль живлення;
- модуль імпульсних виходів;
- модуль імпульсних входів (при наявності, залежно від модифікації);
- один або два інтерфейсних модулі (залежно від модифікації);
- три вимірювальних трансформатори струму.

На рисунку 7.2.3 наведено маркування колодки затискачів лічильників трансформаторного включення.

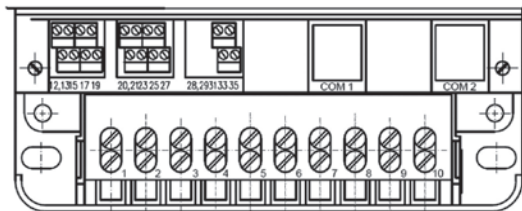


**Рисунок 7.2.2. – Зовнішній вигляд лічильника PE 304:**

- 1 – РКІ; 2 – світловий індикатор кількості реактивної енергії;  
 3 – світловий індикатор кількості активної енергії; 4 – елементи оптичного порту (IrDA 1.0); 5 – кнопка ДСТП; 6 – літієва батарея; 7 – кнопка КАДР;  
 8 – кнопка ПРСМ; 9 – панель із написами; 10 – кришка затискної колодки;  
 11 – місце пломбування

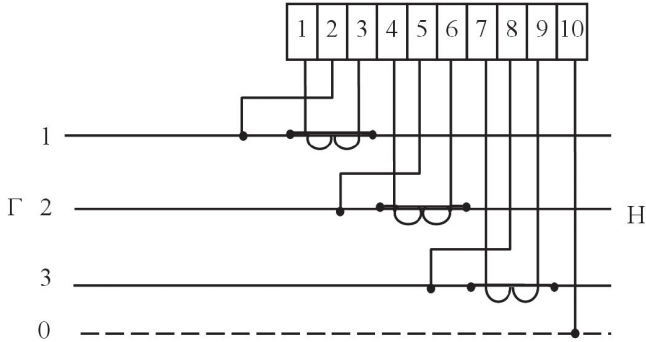


**Рисунок 7.2.3. – Зображення колодки затисків для лічильників прямого включення з підключенням інтерфейсів**



**Рисунок 7.2.4. – Зображення колодки затискачів лічильників трансформаторного включення**

На рисунку 7.2.5 зображена схема підключення лічильника трансформаторного включення РЕ 304.



**Рисунок 7.2.5. – Схема підключення лічильника трансформаторного включення РЕ 304**

Апаратура та прилади

Стенд для монтажу лічильників.

Лічильник електричної енергії РЕ 304.

Лічильник активної і реактивної електричної енергії трифазний РЕ304.

### **Порядок виконання роботи**

- Відкрити комутаційну панель лічильника електричної енергії РЕ304.
- Установити на імітаційний стенд лічильник РЕ304.
- Включити живлення стенда.
- Зняти показання лічильника із РКІ
- Зробити висновки.

### **Зміст звіту**

1. Мета і програма роботи.
2. Електричні схеми.
3. Перелік обладнання і вимірювальних приладів.
4. Таблиці експериментальних і розрахункових даних.
5. Висновки.

### **Контрольні запитання**

1. Які величини вимірює лічильник РЕ304?
2. В якому режимі працюють трансформатори струму?
3. Чим характеризується симетричне навантаження?
4. Яким чином можна перепрограмувати лічильник?
5. Які мікропроцесорні лічильники ви знаєте?
6. Які розрахунки ви проводили при виконанні роботи?
7. Які показники ви брали для виконання роботи?
8. Що таке активна та реактивна потужність?

### Лабораторно-практична робота № 3

#### Дослідження роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії СЕ304

*Мета роботи:* набути навички монтажу, підключення та зняття показів лічильника електричної енергії серії НІК 2303І.

#### Теоретичні відомості

Лічильники електричної енергії серії НІК 2303І залежно від виконання призначені для:

виміру активної й реактивної енергії в прямому й зворотному напрямку, по декількох тарифах у трифазних трьохпровідних і чотирьохпровідних ланцюгах змінного струму, із трансформаторним і безпосереднім підключенням по напрузі й струму;

ресстрації й індикації активної, реактивної й повної потужності, коефіцієнта потужності, середньоквадратичного значення напруги й сили струму, частоти фазної або лінійної напруги, залежно від виконання, гармонійного аналізу до 25 гармонік струмів і напруг по фазах, а також кута зрушення фаз у трифазних трьохпровідних і чотирьохпровідних ланцюгах змінного струму.

Лічильники використовуються для обліку електроенергії в будь-яких галузях.

Всі лічильники мають імпульсні виходи по кожному виді вимірюваної енергії й оптопорт. На вимогу замовника у лічильники може бути встановлена пара з наступних інтерфейсів: інтерфейс по радіоканалу (Zig Bee або GSM/GPRS), електричний інтерфейс «струмова петля» 20 мА, Ethernet, PLC, RS-232 або RS-485 для дистанційної передачі даних. Лічильники залежно від виконання мають релейний вихід. Лічильники можуть використатися в автоматизованих системах контролю й обліку електроенергії (АСКОЕ).

Виконання лічильників відрізняються максимальною силою струму,

кількістю вимірювальних елементів у ланцюзі струму, номінальною напругою, схемою приєднання до мережі, кількістю вимірюваних величин, кількістю напрямків виміру активної й реактивної енергії, наявністю додаткових модулів і наявністю релейного виходу.

Лічильники відповідають вимогам ТУУ 33.2-33401202-006:2007, ДСТ 30207, ДСТУ ІЕС 61036, ДСТУ ІЕС 61268 і СОУ-Н МПЕ 40.1.35.110:2005.

Основні параметри лічильників:

клас точності – 1 за ДСТ 30207, ДСТУ ІЕС 61036 при вимірі активної енергії;

клас точності – 2 по ДСТУ ІЕС 61268 при вимірі реактивної енергії;

номінальна сила струму 5 А;

максимальна сила струму – залежно від виконання;

номінальна напруга – залежно від виконання;

припустиме відхилення напруги мережі від номінального значення – від мінус 20 % до плюс 15 %;

постійна лічильників при вимірі активної енергії 8000 імп./( $\text{кВт} \cdot \text{год.}$ );

постійна лічильників при вимірі реактивної енергії 8000 імп./( $\text{квар} \cdot \text{год.}$ );

номінальна частота 50 Гц;

міжповірочний інтервал – не більше 6 років.

Активна споживана потужність кожним ланцюгом напруги лічильників при нормальній температурі, номінальній частоті й при номінальній напрузі не перевищує 2 Вт.

Повна споживана потужність кожним ланцюгом напруги лічильників при нормальній температурі, номінальній частоті й при номінальній напрузі не перевищує 10 В/А. Повна потужність, споживана ланцюгом струму лічильників не перевищує 0,05 В/А при номінальному струмі, нормальній температурі та номінальній частоті.

Лічильники мають рідкокристалічний індикатор (далі РКІ), що відображає показання електричної енергії безпосередньо в кіловат-годинах (кіловар-годинах). РКІ має шість десяткових розрядів до коми і три десяткових

розряди після коми.

Установлений робочий діапазон температури від мінус 35 °С до плюс 70 °С. Значення відносної вологості при 30 °С не більше 95 %. Атмосферний тиск від 70 кПа до 106,7 кПа. Маса лічильників – не більше 2,3 кг.

При відсутності струму в ланцюзі струму й значенні напруги 1,15 від номінального значення основний передавальний пристрій не створить більше одного імпульсу за час не менше 8 хв.

Лічильники включаються й продовжують реєструвати показання:

активної енергії при значенні сили струму рівному 12,5 мА;

реактивної енергії при значенні струму рівному 15,6 мА для лічильників прямого включення;

реактивної енергії при значенні струму рівному 9,3 мА для лічильників трансформаторного включення.

Основна абсолютна похибка убудованого годинника лічильника відповідно до ДСТУ ІЕС 61038:2002, не перевищує  $\pm 0,5$  с за добу.

Лічильники мають середній наробіток на відмову, з урахуванням технічного обслуговування – не менш 60 000 годин. Середній термін служби до першого капітального ремонту лічильників не менше 24 років.

Зовнішній вигляд лічильника й розташування елементів керування представлені на рисунку 7.3.1.

Лічильники виконані в пластмасовому корпусі, що складається із цоколя й прозорого кожуха. У цоколь установлюється друкована плата, а також затискна плата із затискачами й датчиками струму. Затискна плата лічильників закривається кришкою затискачів. Цоколь і кожух лічильників з'єднуються пломбувальними гвинтами. Лічильники мають датчики розкриття кожуха й кришки затискачів.





**Рисунок 7.3.1. – Зовнішній вигляд багатотарифного лічильника НК 2303І:**

1 – виконання лічильника по виду вимірюваної енергії й схемі приєднання до мережі; 2 – виконання лічильника по додаткових інтерфейсах; 3 – індикатор функціонування активної енергії; 4 – індикатор функціонування реактивної енергії; 5 – оптопорт; 6 – пломби; 7 – пломбувальні гвинти кожуха; 8 – клемна кришка; 9 – механічна кнопка «Вибір»; 10 – механічна кнопка «Перегляд»; 11 – РКІ; 12 – технічні характеристики лічильника; 13 – відсік для літійової батарейки

Для кріплення лічильника в точці обліку є спеціальний кронштейн. При установці лічильників на DIN-рейку, кронштейн не використовується.

Лічильники трансформаторного включення мають два вимірювальних елементи в колі струму, а лічильники прямого включення мають три вимірювальних елементи в ланцюзі струму.

Лічильники мають рознімання для підключення резервного джерела живлення.

Всі лічильники мають основний електричний інтерфейс. На вимогу замовника може бути встановлений ще один інтерфейс.

Лічильники на вимогу замовника можуть мати радіоканал у відповідності IEEE 802.15.4 на частоті 2,4 ГГц.

Лічильники на вимогу замовника можуть мати один релейний вихід.

Лічильники оснащені реле відключення навантаження споживача.

Вимір активної й реактивної електричної енергії проводиться шляхом

аналого-цифрового перетворення електричних сигналів, що надходять від первинних перетворювачів сили струму й напруги на вхід убудованого аналого-цифрового перетворювача (АЦП) мікроконтролера, що перетворить сигнали в цифровий код. Мікроконтролер розраховує середньоквадратичні значення сили струму, напруги, потужності, а також значення коефіцієнта потужності по кожній фазі, а також значення активної й реактивної енергії сумарно й по кожному тарифу окремо.

Мікроконтролер управляє РКІ, електричними й оптичними інтерфейсами, радіоканалом, імпульсними виходами, а також обробляє інформацію, що надходить від механічних кнопок, датчиків розкриття кожуха й клемної кришки лічильників.

Для зберігання даних у лічильниках використовується енергонезалежна пам'ять. У пам'яті зберігаються обмірювані значення електроенергії й параметри лічильника. Обмірювані значення енергії й параметри лічильників, при відсутності напруги на затискачах напруги лічильників, повинні зберігатися не менш 20 років. У лічильниках застосований семисегментний РКІ з додатковими символами (рис. 7.3.2.).

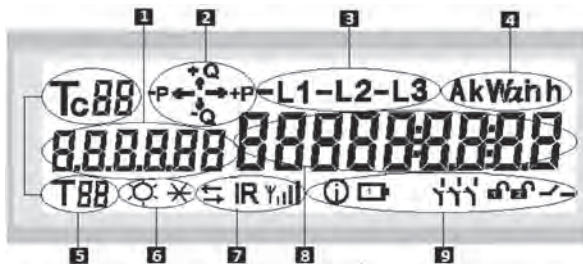


Рисунок 7.3.2. – Зовнішній вигляд РКІ

На лицьовій панелі лічильників розташовані дві механічні кнопки.

«Вибір» й «Перегляд» (див. рис.7.3.1), призначені для перемикання обмірюваних й обчислених величин (вікон), які відображаються на РКІ. Спрацьовування кнопки відбувається при дотику пальця руки до пластику над кнопкою, і супроводжується подачею звукового сигналу від внутрішнього динаміка лічильників. Звуковий сигнал може бути відключений при

параметризації.

Лічильники залежно від виконання, можуть мати релейний вихід, що дозволяє комутувати змінну напруга не більше 265 В, при силі струму не більше одного Ампера.

Спрацьовування реле програмується в режимах:

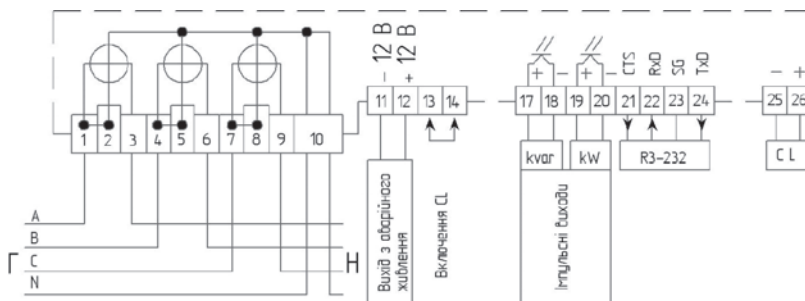
нормально розімкнуті контакти з'єднуються під час активності обраного тарифу;

нормально розімкнуті контакти з'єднуються у дванадцятьох програмувальних інтервалах доби;

розмикаються на вимогу заданих порогів (по перевищенню напруги, струму, енергії);

розмикаються по команді оператора при заборгованості.

На рисунку 7.3.3 приведена схема підключення лічильників НІК 2303І.



**Рисунок 7.3.3. – Схема підключення лічильників НІК 2303І прямого включення за 4-провідною схемою з додатковим інтерфейсом RS-232**

Апаратура та прилади

Стенд для монтажу лічильників.

Лічильник електричної енергії НІК 2303І.

Лічильники електричної енергії НІК 2303І. Настанова з експлуатації.

### **Порядок виконання роботи**

- Відкрити комутаційну панель лічильника електричної енергії НІК 2303І.
- Установити на імітаційний стенд лічильник НІК 2303І.
- Включити живлення стенда.
- Зняти показання лічильника із РКІ.
- Зробити висновки.

### **Зміст звіту**

1. Мета і програма роботи.
2. Електричні схеми.
3. Перелік обладнання і вимірювальних приладів.
4. Таблиці експериментальних і розрахункових даних.
5. Висновки.

### **Контрольні запитання**

1. Яким чином виконується вимір активної й реактивної електричної енергії у лічильнику НІК 2303І?
2. З якою метою використовується релейний вихід?
3. Перелічіть інтерфейси, що можуть використовуватися у лічильнику НІК 2303І?
4. Як довго зберігаються данні у лічильнику, якщо живлення вимикнути?
5. З яких конструктивних елементів складається лічильник НІК 2303І?
6. Поясніть схему підключення лічильників НІК 2303І прямого включення за 4-провідною схемою з додатковим інтерфейсом RS-232
7. Перелічіть режими спрацювання реле?

## Лабораторно-практична робота № 4

### Дослідження роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії

#### АЛЬФА А1140

**Мета роботи:** *набути навички монтажу, підключення та зняття показів лічильника електричної енергії серії Альфа А1140.*

#### Теоретичні відомості

Альфа А1140 – універсальний лічильник електроенергії, що надає унікальні можливості в організації обліку як для виробників, так і споживачів енергоресурсів.

Трифазні мікропроцесорні лічильники Альфа А1140 класу точності 1,0 призначені для обліку електроенергії в розподільних мережах, у дрібномоторному секторі, у побутового споживача, а також для технічного обліку на промислових підприємствах.

Застосування програмного забезпечення дозволяє здійснювати зчитування комерційних даних і програмування лічильника. При цьому зв'язок комп'ютера з лічильником може здійснюватися через оптичний і цифровий порт. Для використання лічильників у складі систем АСКОЕ може використатися інтерфейс RS-485 або багатоточковий інтерфейс RS-232, що дозволяє підключати на одну шину до 10 лічильників, а також імпульсний вихід.

Лічильник Альфа А1140 дозволяє вести облік активної й реактивної енергії у двох напрямках з використанням 4-х тарифних зон й 12 сезонів, вимірювати максимальну потужність, зберігати дані профілю навантаження у своїй пам'яті. Лічильники мають можливість вимірювати й відображати деякі параметри електромережі: фазні струми й напруги, частоту мережі, коефіцієнт потужності трифазної системи, пофазну активну потужність трифазної системи й пофазні кути між векторами струму напруги кожної фази.

Лічильник Альфа А1140 виробляється в сучасному компактному й безпечному корпусі, що дозволяє встановлювати його в будь-який осередок й електротехнічну шафу. Універсальність трьохелементного лічильника А1140 за схемою підключення дозволяє підключати його в будь-які трифазні й однофазні ланцюги. Незважаючи на широкий діапазон функціональних можливостей лічильника він простий і надійний у використанні. Завдяки своїй вартості він доступний для застосування у побутових споживачів, а цифрові інтерфейси зв'язку дозволяють використати його в складі автоматизованих систем обліку електроенергії. Технічні характеристики лічильника Альфа А1140 представлені в таблиці 7.1.3.

Таблиця 7.1.3. Технічні характеристики лічильника Альфа А1140

Найменування	Значення
Клас точності: по активній енергії по реактивній енергії	1,0 1,0
Номінальні напруги, В	3×57/100, 3×230/400,
Відхилення від номінальної напруги, %	3×100, 3×230, ±20
Номінальний струм (максимальний струм), А трансформаторне підключення безпосереднє підключення	1(2), 5(6), 5(10) 5(100), за замовленням
Чутливість, % від номінального струму	0,2
Номінальна частота мережі, Гц	50±5%
Споживана потужність на фазу ВА (Вт)	
– ланцюга напруги	1,3 (0,8)
– ланцюга струму:	
трансформаторне включення	0,01 (0,01)
безпосереднє включення	0,04 (0,04)
Робочий діапазон температур, °С	–25 – +65
Кількість тарифних зон	до 4
Кількість сезонів	до 12
Похибка ходу внутрішніх годин	±0,5 с/добу
Параметри імпульсного виходу	
– напруга, не більше	27 В
– струм	25 мА

Найменування	Значення
– тривалість імпульсу	50–250 мс з шагом 20 мс
Стала лічильника на світлодіодному індикаторі LED й імпульсному виході, імпл./кВт·год.:	
– трансформаторне підключення	10 000
– безпосереднє підключення	1000
Швидкість обміну інформацією при зв'язку з лічильником по цифрових інтерфейсах, Бод	300–9600
Збереження даних у пам'яті, годин, не менше	100 000
Ступінь захисту корпусу	IP 53
Вологість (не конденсується), %	0–95
Габарити, мм	174×221×50
Середня наробітка до відмови, годин, не менше	150 000
Міжповітряний інтервал, років	16
Термін служби, років, не менше	30

Лічильник Альфа А1140 виробляється в сучасному компактному корпусі (рис. 7.4.1). Стандартне розташування монтажних отворів і габарити лічильника дозволяють легко встановлювати його практично в будь-які електротехнічні шафи.



**Рисунок 7.4.1. – Загальний вид лічильника Альфа А1140:**

1 – РКІ; 2 – зйомний щиток; 3 – оптичний порт; 4 – кнопка RESET; 5 – кнопка ALT; 6 – світлодіод реактивної енергії; 7 – світлодіод активної енергії

Корпус лічильника складається з підстави, кришки лічильника, затискної плати й знімної кришки затискачів. Для зручності установки лічильника на звороті корпусу зверху передбачений кронштейн із кріпильним вушком, що має

два отвори для кріплення лічильника.

Під прозорою кришкою лічильника розташовані:

рідкокристалічний індикатор РКІ;

два світлодіоди LED (для контролю потоку активної й реактивної енергій);

елементи оптичного порту;

знімний щиток (з позначенням модифікації лічильника, номіналами струму й напруги й іншою інформацією);

кнопки керування ALT й RESET.

Кришка лічильника виконана з ударостійкого полікарбонату, стабілізованого ультрафіолетом, що забезпечує зручність і безпеку експлуатації при впливі зовнішніх факторів.

Натискання на кнопку RESET (скидання максимальної потужності) може бути заблоковано установкою пломби енергопостачальною організацією.

Затискну плату й виходи інтерфейсів (при наявності) лічильника прикриває кришка затискачів, що пломбується.

Лічильник A1140 має дві кнопки: кнопку керування рідкокристалічним індикатором ALT і кнопку RESET. Кнопка ALT розташована ближче до РКІ. Ліворуч від її розташована кнопка RESET.

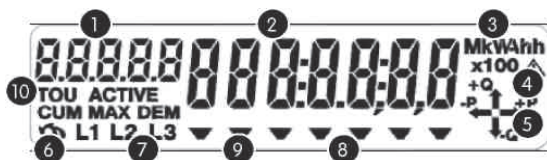
Кнопка ALT призначена для перемикання РКІ лічильника в допоміжний режим і для прокручування відображуваних параметрів у допоміжному режимі й у сервісному режимі.

Кнопка RESET призначена для перемикання РКІ в сервісний режим.

Скидання максимальної потужності (RESET) виконується одночасним натисканням обох кнопок протягом приблизно трьох секунд. Кнопка RESET може бути заблокована пломбою для виключення можливості її натискання.

Лічильник оснащений семирозрядним рідкокристалічним індикатором. РКІ використовується для відображення програмувального набору обмірюваних й обчислених величин, а також інших допоміжних параметрів (рис. 7.4.2).





**Рисунок 7.4.2. – Рідкокристалічний індикатор лічильника Альфа А1140:**

1 – ідентифікатор відображуваного параметра; 2 – основне поле РКІ; 3 – іменовані величини параметра; 4 – сигнал помилки; 5 – індикатор напрямку потоку енергії; 6 – індикатор реверса енергії; 7 – індикатори наявності фаз напруги; 8 – стрілочний індикатор «Споживання»; 9 – стрілочний індикатор «Видача»; 10 – текстові індикатори

Кожен відображуваний параметр супроводжується символічним поясненням (підказкою). Для зручності перегляду набір параметрів РКІ може бути розділений на меню/сторінки, кожної з яких привласнюється власний заголовок для ідентифікації змісту. Для відображення комерційних і сервісних даних може бути створене до 20 меню-сторінок.

TOU – індикатор тарифу – у полі ідентифікатора відображуваного параметра висвітлюється номер тарифу (1–8), ACTIVE – індикатор активного тарифу. CUM – загальна енергія, MAX – максимальна. DEM – потужність, РКІ може працювати в трьох режимах: нормальний режим, допоміжний режим і сервісний режим.

Нормальний режим. Дані відображаються на РКІ в циклічній послідовності. Цей режим роботи встановлюється при подачі живлення на лічильник. РКІ може бути запрограмований на відображення необхідних величин с заданим часом утримання параметра. Допоміжний режим. Включається натисканням кнопки ALT. У цьому режимі відбувається покрокове прокручування параметрів. Кожен крок здійснюється натисканням кнопки ALT. У випадку припинення натискань на кнопку, відображуваний параметр буде відображатися протягом 30 секунд, після чого лічильник перейде в нормальний режим.

Сервісний режим. Включається натисканням кнопки RESET. Перемикання параметрів сервісного режиму здійснюється кнопкою ALT.

Набір і характеристики відображуваних величин задаються програмно.

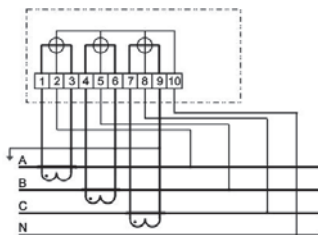
Ці характеристики містять у собі: розрядність відображуваних величин (максимум 8 розрядів); дробову частину (в цифрах після коми); коефіцієнти трансформації  $K_t$  і  $K_n$ ; одиниці виміру енергії й потужності (кВт або МВт, кВт\*год. або МВт/год.).

На рисунку 4.3 приведена схема підключення лічильників Альфа А1140.

У випадку трансформаторного включення лічильника коефіцієнти трансформації трансформаторів струму й напруги можуть бути уведені в лічильник. При цьому енергія й потужність будуть відображатися на РКІ з обліком  $K_t$  і  $K_n$ . Крім того, на РКІ можуть відображатися додаткові параметри мережі (струми, напруги, активна й реактивна потужності фаз тощо).

При відключенні напруги у вимірювальних ланцюгах всі накопичені дані переписуються з оперативної пам'яті лічильника в енергонезалежну пам'ять. При цьому підтримується тільки живлення календаря лічильника, що здійснюється літійовою батареєю.

У кожному лічильнику Альфа А1140 встановлена літійова батарея з напругою живлення 3 В, що підтримує ведення календаря при відключеному живленні лічильника.



**Рисунок 4.3. – Схема підключення лічильників Альфа А1140 трансформаторного включення за чотирипровідною схемою**  
Ведення календаря виконує окрема мікросхема з малим споживанням

струму. Таким чином, ємності літєвої батареї повинне бути досить для забезпечення підтримки ходу годинка календаря на весь термін служби лічильника (при нормальній температурі й вологості).

У пам'яті лічильника разом з даними профілю навантаження відбивається дата й час фіксації наступних подій:

- включення живлення лічильника;
- відключення живлення лічильника;
- коректування часу;
- зміна конфігурації лічильника;
- скидання максимальної потужності.

Додатковою функцією лічильника Альфа А1140 є функція виміру параметрів мережі. Вимірюваними параметрами мережі є:

- напруги фаз;
- струми фаз;
- коефіцієнт потужності фаз і мережі;
- активна потужність фаз і мережі;
- частота мережі;
- кути векторів струмів;
- чергування фаз.

Апаратура та прилади

Стенд для монтажу лічильників.

Лічильник електричної енергії Альфа А1140.

Альфа А1140. Лічильник електричної енергії трифазовий електронний.

Інструкція з експлуатації ДЯИМ.411152.019 РЭ.

### **Порядок виконання роботи**

- Відкрити комутаційну панель лічильника електричної енергії Альфа А1140.
- Установити на імітаційний стенд лічильник Альфа А1140.
- Включити живлення стенда.
- Зняти показання лічильника із РКІ.
- Зробити висновки.

### **Зміст звіту**

1. Мета і програма роботи.
2. Електричні схеми.
3. Перелік обладнання і вимірювальних приладів.
4. Таблиці експериментальних і розрахункових даних.
5. Висновки.

### **Контрольні запитання**

1. Яка кнопка використовується для покрокового прокручування параметрів?
2. Чи можна впливати на час індикації параметру на РКІ?
3. Перелічите інтерфейси, що можуть використовуватися у лічильнику Альфа А1140?
4. Як довго зберігається відлік часу у лічильнику, якщо живлення вимикнете?
5. Поясніть принцип роботи підключення лічильників Альфа А1140 трансформаторного включення за чотирипровідною схемою?
6. З яких конструктивних елементів складається рідкокристалічний індикатор лічильника Альфа А1140?
7. Які ви знаєте технічні характеристики лічильника Альфа А1140?

## Лабораторно-практична робота №5 Вивчення та дослідження лічильника «Енергія 9»

**Мета роботи:** *набути навички монтажу, підключення та зняття показів лічильника електричної енергії Енергія 9.*

### Теоретичні відомості

Трифазний електронний багато тарифний багатофункціональний електролічильник Енергія 9 СТК3-05Q2Н4.Мт. Прилад обліку активної і реактивної енергії в двох напрямках  $A \pm R \pm$ , трансформаторного включення за струмом і прямого з чотирма підключеннями за напругою 380В 5А класом точності 0,5 S.

Лічильники Енергія 9 СТК3-05Q2Н4.Мт призначені для використання в автоматизованих системах комерційного і технічного обліку електричної енергії (АСКУЕ), із застосуванням диференційованих в часі тарифів на електричну енергію, у тому числі по тарифах вихідних і святкових днів. Для роботи у складі автоматизованих систем обліку і контролю електричної енергії лічильники мають послідовний інтерфейсний вихід (RS 485) і телеметричний імпульсний вихід. На вимогу замовника електролічильники можуть бути оснащені вузлом управління включення/відключення навантаження (до чотирьох каналів), що є електронним ключем, здатним комутувати напругу до 220 В і струм до 1 А або по командах вбудованого в лічильник таймера, або по командах, переданих в лічильник за інтерфейсним каналом з АСКУЕ або з іншої програми, що управляє.

Лічильники електроенергії серії "Енергія 9" розроблені спеціально для застосування в промисловості і на підприємствах енергопостачання, з урахуванням їх специфіки і вимог, що пред'являються до обліку електроенергії в цих галузях. Лічильники цієї серії мають клас точності до 0.2s, можуть мати як пряме так і трансформаторне включення по струму, або по струму і напрузі;

можуть застосовуватися в три провідних або чотири провідних мережах змінного струму. Усі лічильники обладнані інфрачервоним портом і портом RS485. У пам'яті лічильника зберігається по-фазний графік навантаження для активної і реактивної енергії, ведеться по-фазний графік струму. Глибина зберігання кожного з графіків - 365 днів. Лічильники дозволяють вести моніторинг поточного значення напруги, струму, потужності,  $\cos\phi$ , частоти мережі; зберігають графік енергії, півгодинні максимуми, ведуть журнал подій, програмуються на облік тарифних зон.

Можливі виконання багатофункціональних лічильників:

СТК - лічильник "Телекарт";

3 - трифазний;

02 - клас точності 0,2s; 05 - клас точності 0,5s; 10 - клас точності 1,0.

Q2 - облік активної і реактивної енергії в двох напрямках.

T1 (T2) - трансформаторне трьох (чотирьох) дротяне включення по напрузі і по струму: 100В, 1А.

T3 (T4) - трансформаторне трьох (чотирьох) дротяне включення по напрузі і по струму: 100В, 5А. Н3 (Н4) - пряме трьох (4-х) дротяне включення по напрузі і трансформаторне по струму: 220 (380) В, 5А.

Н5 (Н6) - пряме чотирьох дротяне включення по напрузі і по струму: 380В, 10 (40) А, (380В, 40 (100) А).

М - багатофункціональний, багатотарифний, формування графіку навантаження і струму, пофазний моніторинг параметрів мережі, фіксація максимумів, інтерфейс RS485, імпульсний вихід, оптопорт, журнал подій.

t - діапазон робочих температур від - 40 до +55 °С

Додаткові функції: Додаткова функція

"U" - функція управління навантаженням

Додаткова функція "УВП" - Вузол зовнішнього живлення

Лічильники електроенергії, залежно від виконання, призначені: для виміру

активної і реактивної електричної енергії в одному або в двох напрямках по диференційованих в часі тарифах в трифазних мережах змінного струму промислової частоти; окремі виконання лічильників СТКЗ забезпечують контроль (моніторинг) основних параметрів вимірювальної мережі.

Електролічильники забезпечують також:

формування бази даних, що містить вимірювальну інформацію;

передачу інтерфейсними каналами вимірювальної інформації, що зберігається в базі даних, пристроїв обліку електричної енергії вищого рівня.

ПО лічильника передбачає формування шести графіків навантаження (два - по активній енергії, чотири - по реактивній) складаються з 7200 значень кожний, що при 30 хвилинному періоді інтеграції складає 150 діб.

Графік навантаження фіксує середню потужність споживання навантаженням за обраний період інтеграції (наприклад, 30 хв) як в години максимуму енергосистеми, так і на протязі всієї доби. За графіком середньої потужності можна зафіксувати максимальну величину потужності в 30-хвилинному (або в іншому встановленому) інтервалі.

ПО лічильника забезпечує фіксацію і зберігання значень максимальної усередненої потужності за обраний період інтеграції (два - по активній енергії, чотири - по реактивній) по кожній тарифній зоні за поточний і попередній день, за поточний і попередній місяць.

Графіки навантаження, як і інші статистичні дані, що накопичуються в пам'яті лічильника, можуть бути переглянуті на індикаторі лічильника, лічені в комп'ютер, роздруковані.

Лічильник зберігає показання за 72 тарифами розрахункового періоду з терміном зберігання - 1 рік.

Область застосування лічильників - облік електричної енергії на енергетичних об'єктах, на промислових підприємствах і в комунально - побутовій

сфері в умовах застосування диференційованих у часі тарифів на електричну енергію.

Вбудованим програмним забезпеченням передбачено блокування доступу до лічильника через оптопорт як по команді з клавіатури лічильника, так і по команді, переданої в лічильник по інтерфейсному каналу.

На вимогу замовника лічильники можуть бути оснащені роз'ємом для підключення зовнішнього низьковольтного джерела напруги живлення, що дозволяє отримувати статистичну інформацію з лічильника за відсутності напруги живлення.

Електролічильники Енергія 9 СТК3-05Q2Н4Mt призначені для експлуатації в наступних кліматичних умовах (температура навколишнього середовища):

від мінус 10 до 55 °С - для лічильників без індексу «t» в позначенні;

від мінус 40 до 55 °С - для лічильників з індексом «t» в позначенні.

#### *Призначення*

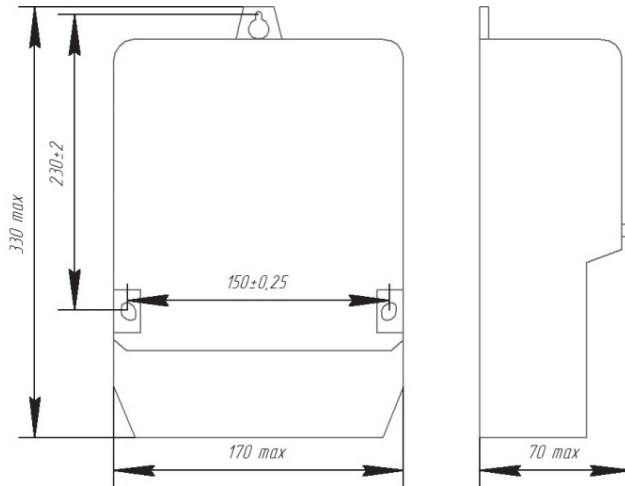
Лічильники, в залежності від виконання, призначені:

- для вимірювання активної та реактивної електричної енергії в одному або в двох напрямках по диференційованим у часі тарифам в трифазних мережах змінного струму промислової частоти;
- окремі виконання лічильників СТК3 забезпечують контроль (моніторинг) основних параметрів вимірювальної мережі.

Лічильники забезпечують також:

- формування бази даних, що містить вимірювальну інформацію;
- передачу інтерфейсними каналами вимірювальної інформації, що зберігається в базі даних, пристроїв обліку електричної енергії вищого рівня.





**Рисунок. 7.5.1. – Габаритні розміри лічильника Енергія 9**

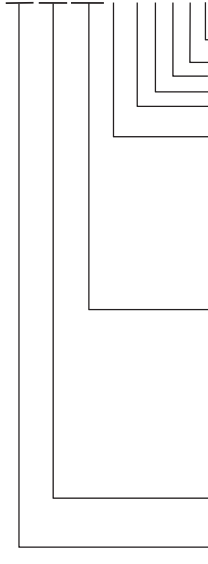
Область застосування лічильників - облік електричної енергії на енергетичних об'єктах, на промислових підприємствах і в комунально-побутовій сфері в умовах застосування диференційованих у часі тарифів на електричну енергію.

Лічильники призначені для використання в автоматизованих системах комерційного і технічного обліку електричної енергії (АСКОЕ), із застосуванням диференційованих у часі тарифів на електричну енергію, в тому числі по тарифам вихідних і святкових днів.

Для роботи в складі автоматизованих система обліку і контролю електричної енергії лічильники мають послідовний інтерфейсний вихід (RS 485) і телеметричний імпульсний вихід.

Позначення можливих модифікацій лічильника:

**СТКЗ-XXXXXXXX.XXXXXt**



**Рисунок 7.5.2. – Схема підключення лічильника електроенергії «Енергія 9»**

К2, К4 - тип корпусу, L - функція підсвічування індикатора I - засоби комунікації, U - є функція управління, В - функція передоплати, D - тарифний облік, Р - тарифний облік і графік навантаження, М - тарифний облік, графік навантаження і вимірювання параметрів сигналів, Т1 - трансформаторне трипровідне включення по напрузі і струму з номінальним струмом 1 А., Т2 - трансформаторне чотирипровідне включення по напрузі і струму з номінальним струмом 1 А, Т3 - трансформаторне трипровідне включення по напрузі і струму з номінальним струмом 5 А., Т4 - трансформаторне чотирипровідне включення по напрузі і струму з номінальним струмом 5 А, Н3 - пряме трипровідне включення по напрузі і трансформаторне по струму з номінальним струмом 5А, Н4 - пряме чотирипровідне включення по напрузі і трансформаторне по струму з

номінальним струмом 5 А, Н5 - пряме чотирипровідне включення по напрузі і струму з номінальним струмом 10 А, максимальним струмом 40 А, Н6 - пряме чотирипровідне включення по напрузі і струму з номінальним струмом 40 А, максимальним струмом 100 А, Н7 - пряме чотирипровідне включення по напрузі і струму з номінальним струмом 5 А, максимальним струмом 60 А, Н8 - пряме чотирипровідне включення по напрузі і струму з номінальним струмом 10 А, максимальним струмом 60 А, Н9 - пряме чотирипровідне включення по напрузі і струму з номінальним струмом 10 А, максимальним струмом 100 А, А1 - вимір активної енергії в 1-м напрямку, Q1 - вимір активної і реактивної енергії в 1-м напрямку Q2 - вимір активної і реактивної енергії в 2-х напрямках, 02 - клас точності 0,2 S, 05 - клас точності 0,5 S, 10- клас точності 1.0.

### Технічні характеристики

Клас точності - 0,2S; 0,5S або 1,0 по ГОСТ 30206, ГОСТ 30207 і ГОСТ 26035 в частині вимог, що пред'являються до лічильників реактивної енергії.

Номінальне значення напруги, В – 57,5; 100; 127, 220.

Номінальна сила струму, А – 1; 5; 10; 40.

Максимальна сила струму, А – 1,5; 7,5; 40; 60; 100.

Номінальна частота, Гц – 50.

Повна потужність що споживається кожним послідовним і кожним паралельним колом наведено в таблиці 7.5.1:

Таблиця. 7.5.1. Повна потужність що споживається кожним послідовним і кожним паралельним колом

Умовне позначення	Значення повної потужності В*А	
	паралельне	послідовно
СТКЗ-02XXXXXX	3,6	0,3
СТКЗ-05XXТХХ	3,0	0,05
СТКЗ-05XXНХХ	4	0,1
СТКЗ-10XXН5Х		
СТКЗ-10XXН6Х		0,3

Лічильники виконання СТКЗ-XXXXXXМ забезпечують моніторинг параметрів виміральної мережі:

- діючих значень напруг в діапазоні вимірювань від  $0,8 U_{ном}$  до  $1,2 U_{ном}$ ;
- діючих значень фазних струмів в діапазоні вимірювань від  $0,01 I_{ном}$  до  $I_{макс}$ ;
- поточних значень фазового зсуву  $\varphi$  (аргумента коефіцієнта потужності) в діапазоні від  $0^\circ$  до  $360^\circ$ ;
- поточних значень частоти мережі в діапазоні  $(50 \pm 2,5)$  Гц.
- Габаритні розміри лічильників - не більше  $330 \times 170 \times 70$  мм.
- Установчі розміри лічильників:
  - по вертикалі  $(230 \pm 2)$  мм;
  - по горизонталі  $(150 \pm 2)$  мм.
- Маса лічильників не більше 2,8 кг.
- Лічильники призначені для експлуатації в наступних кліматичних умовах:
  - Температура навколишнього середовища:
    - від мінус 10 до  $55^\circ \text{C}$  -для лічильників без індексу «t» в позначенні;
    - від мінус 40 до  $55^\circ \text{C}$  -для лічильників з індексом «t» в позначенні;
  - відносна вологість середовища до 90% при  $30^\circ \text{C}$ ;
  - атмосферний тиск від 70 до 106,7 кПа, що відповідає умовам застосування 4 групи засобів вимірювання по ГОСТ 22261.

За стійкістю до механічних впливів лічильники відповідають групі 3 ГОСТ 22261.

За іншими параметрами і характеристикам лічильники відповідають вимогам ГОСТ 30206-94, ГОСТ 30207-94 і ГОСТ 26035-83 в частині вимірювання реактивної енергії.

Програмне забезпечення лічильників, його параметри, можливості та особливості. Програмним забезпеченням (ПЗ) лічильників передбачено наступне.

- 1) Параметри ідентифікації.

2) Основні параметри лічильника:

- період інтегрування (1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 хв);
- число секунд корекції часу (раз на день), в межах  $\pm 10$  с;
- перехід на літній/зимовий час (авто/ручний/заборонено);
- параметри переходу на літній/зимовий час (дата, час);
- розбивка місяців по сезонам (до 12 сезонів);
- можливість програмування до 6 тимчасових тарифних зон для кожного сезону.

3) Дані, що накопичуються і зберігаються:

- кількість врахованої енергії за кожним видом і напрямку енергії по кожному тарифу у форматі «Всього», «За місяць» (поточний і попередній);
- число виключень живлення (зникнення напруги мережі): час і дата 50-ти останніх випадків вимкнення;
- максимальна потужність за добу (поточні і попередні), за місяць (поточний і попередній) (фіксується в графіку навантаження);
- графік навантаження складається з не менше 3840 точок обраного періоду інтегрування.

Крім того, ПО лічильника передбачена можливість видачі на індикатор інформаційних, службових повідомлень з подачею попереджувального звукового сигналу, при цьому час видачі і періодичність повтору також є програмованими параметрами.

Призначення клавiш і робота з клавіатурою лічильника

При роботі з лічильником в процесі експлуатації доступні маніпуляції з використанням наступних клавiш клавіатури, зазначені в таблиці.



Рисунок 7.5.3. – Загальний вигляд лічильника Енергія 9

Таблиця 7.5.2. Призначення клавіш для управління лічильником

Клавіша	Призначення	Примітки
[1]	Індикація кількості активної енергії, накопиченої за діючого тарифу - облік споживання (+ W)	Основний режим
[2]	Те ж саме, але облік генерації активної енергії (- W)	
[3]	Індикація поточного значення потужності споживання (генерації) активної енергії + P (P)	
[4]	Індикація кількості реактивної енергії, накопиченої за чинним тарифом - облік споживання (+ Q) (I - й квадрант)	Повторне натискання клавіші [4] - облік споживання (+ Q) (II - й квадрант)
[5]	Те ж саме, але облік генерації реактивної енергії (- Q) (III - й квадрант)	Повторне натискання клавіші [5] - облік споживання (- Q) (IV - й квадрант)

Клавіша	Призначення	Примітки
[6]	Індикація поточного значення потужності споживання (генерації) реактивної енергії + q (-q)	
Управління моніторингом в три- (дво-) елементних лічильниках:		
[7]	Індикація діючого значення напруги і струму фази А (Або лінійної напруги UA-B і струму фази А)	
[8]	Індикація діючого значення напруги і струму фази В	В двоелементному лічильнику не функціонує
[9]	Індикація діючого значення напруги і струму фази С (Або лінійної напруги UB-C і струму фази С)	
[#]	Індикація поточного значення частоти напруги мережі і поточних значень фазового зсуву $\varphi$ (аргумента коефіцієнта потужності)	
[0]	Включення/Відключення звукового сигналу	
[*]	Вхід в режим «Сервіс»	
	У режимі «Сервіс»	Комп'ютерний аналог
[8]	Переміщення по списку вгору	[↑]
[0]	Переміщення за списком вниз	[↓]
[*]	Вихід з підменю або скасування (відмова від операції)	[Esc]
[#]	Вхід в підміню або виконання операції	[Enter]

### *Електричні з'єднання*

1. Схема підключення, а також призначення клем лічильника наведені на зворотній стороні кришки клемної коробки лічильника та у додатку А цього ПС.

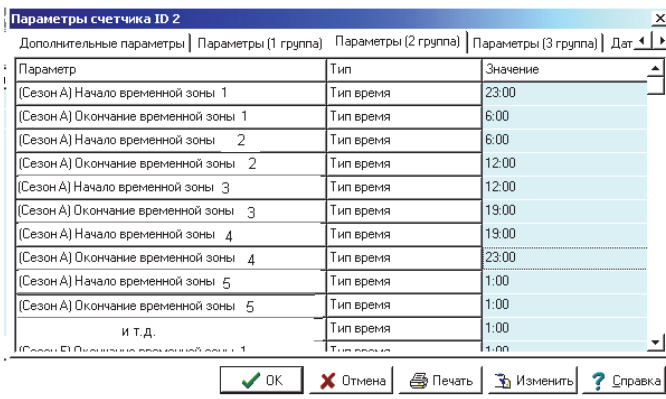
2. Монтаж підключення лічильника необхідно вести проводами діаметрів від 1,5 до 3 мм - для лічильників трансформаторного включення і до 9 мм - для лічильників прямого включення. Кінець з'єднувального силового проводу (кабелю) необхідно очистити від ізоляції приблизно на 10 мм.

Деякі особливості програмування лічильника

Сезон (часова зона), що починається в попередньому році (добі) повинен бути встановлений в лічильнику першим (першою). Невикористані сезони повинні

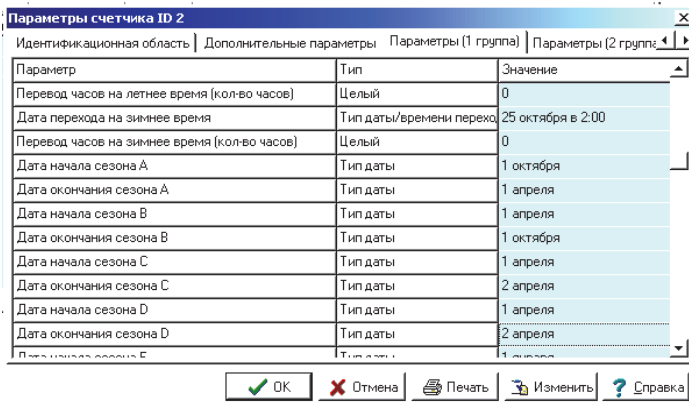
бути запрограмовані датами переходу з першого на другий сезон.

Слід врахувати, що дата закінчення сезону не входить в поточний сезон.



**Рисунок 7.5.4. – Приклад правильного програмування лічильника.**

При програмуванні тимчасових зон невикористовувані зони повинні бути останніми і встановлені з 01:00 до 01:00



**Рисунок 5.5. – Керування доступом до лічильника через оптопорт**



*Блокування оптопорту.*

Майстер пароль. Пароль користувача.

Оптопорт можна повністю заблокувати за допомогою програми «Консоль».

Алгоритм отримання доступу до оптопорту, зміна паролів і коефіцієнтів трансформації.

У лічильнику зберігаються два пароля: *Майстер пароль* і *пароль користувача*. Знаючи *Майстер пароль* можна змінити пароль користувача і *Майстер пароль*, а також отримати номер користувача і переглянути статистику доступу за оптопортом працівниками.

*Введення Майстер пароля.*

1. Зайти в режим «Сервіс» лічильника натиснувши клавішу [\*].
2. За допомогою кнопки [8] або [0] знайти пункт меню «Параметри» і натиснути клавішу [#].
3. За допомогою кнопки [8] або [0] знайти пункт «*Опто доступ*».
4. Натиснути кнопку [#]. На РКІ з'явиться напис «*Введіть код*».
5. Ввести Майстер пароль (14 символів). На РКІ з'явиться напис «*Зміна пароля. Майстер пароль*».
6. Натиснути кнопку [#] (лічильник перейде до пункту меню зміни Майстер пароля). На РКІ з'явиться напис «*Новий пароль*». За допомогою клавіатури вводиться новий пароль (14 символів; перші 5 символів визначають код працівника і не вводяться при зміні Майстер пароля, такі 9 символів сам *Майстер пароль*). Натиснути клавішу [#].

*УВАГА! Майстер пароль за замовчуванням встановлений 33333333333333 (14 цифр 3) і може бути змінений або за допомогою ПО «Консоль» або з клавіатури лічильника. Перші п'ять цифр пароля є кодом працівника. Отримання коду працівника - див. Нижче.*

- а) На РКІ з'явиться напис «*Заміна пароля. Майстер пароль* ». Натиснути

клавішу [8]. На РКІ з'явиться напис «*Зміна пароля. Пароль*», б) Натиснути клавішу [#] (лічильник перейде до пункту меню зміни паролю користувача). На РКІ з'явиться напис «*Новий пароль*». За допомогою клавіатури вводиться новий пароль. Натиснути клавішу [#].

в) На РКІ з'явиться напис «*Зміна пароля. Пароль* ». Натиснути клавішу [8]. На РКІ з'явиться напис «*Зміна пароля. Працівник* ».

г) Натиснути клавішу [#]. На РКІ з'явиться напис «*Введіть код*».

д) Ввести код за допомогою клавіатури (за яким Вам буде присвоєно номер користувача).

е) На РКІ з'явиться напис «*Номер: (число)*» (це номер користувача).

Якщо зміна Майстер пароля і пароля користувача не потрібно, то пункти 8 і 10 можуть бути пропущені.

Тепер знаючи свій номер користувача можна отримати доступ до лічильника, для чого:

1. Перевести лічильник в режим «*Сервіс*», натиснувши клавішу [\*].

2. За допомогою кнопки [8] або [0] знайти пункт «*Параметри*» і натиснути клавішу [\*].

3. За допомогою кнопки [8] або [0] знайти пункт «*Опто немає дост*». УВАГА! Відображення на РКІ написи «*Опто немає дост*» свідчить, що пароль користувача змінений і відмінний від встановленого за замовчуванням (0). В іншому випадку на РКІ буде відображатися «*Опто доступ*».

4. Натиснути кнопку [#].

5. На РКІ з'явиться напис «*Введіть пароль*».

6. Вести пароль користувача: з початку код користувача, якщо код менш 5 цифр - натиснути кнопку [#] і пароль (одним рядком).

7. На РКІ з'явиться напис «*Опто доступ*».

Доступ по оптопорт закритється через хвилину, якщо зв'язок з лічильником не встановилась або відразу після закінчення сеансу зв'язку.

### **Порядок виконання роботи**

- Відкрити комутаційну панель лічильника електричної енергії «Енергія 9».
- Встановити на імітаційний стенд лічильник «Енергія 9».
- Включити живлення стенда.
- Зняти показання лічильника із РКІ.
- Зробити висновки.

### **Зміст звіту**

1. Мета і програма роботи.
2. Електричні схеми.
3. Перелік обладнання і вимірювальних приладів.
4. Таблиці експериментальних і розрахункових даних.
5. Висновки.

### **Контрольні запитання**

1. Яка кнопка використовується для покрокового прокручування параметрів?
2. Чи можна впливати на час індикації параметру на РКІ?
3. Будова та принцип роботи лічильника «Енергія 9»?
4. Перелічіть інтерфейси, що можуть використовуватися у лічильнику «Енергія 9»?
5. Як довго зберігається відлік часу у лічильнику, якщо живлення викнене?
6. Як можна програмувати лічильник «Енергія 9»?
7. Призначення клавіш для управління лічильником?
8. Схема підключення лічильника електроенергії «Енергія 9» ?
9. Які ви знаєте канали передачі інформації лічильником «Енергія 9» ?

## Лабораторно-практична робота №6.

### Дослідження трифазного лічильника ЕНЕРГОМЕРА - ЦЭ6803В

*Мета роботи:* набути навички монтажу, підключення та зняття показів лічильника електричної енергії ЕНЕРГОМЕРА - ЦЭ6803В.

#### Теоретичні відомості

##### 1. Призначення і застосування лічильника ЕНЕРГОМЕРА - ЦЭ6803В.

В даний час лічильник ЦЭ6803В є одним з найпоширеніших і застосовуваних трифазних лічильників електричної енергії.



**Рисунок 7.6.1. – Зовнішній вигляд лічильника ЕНЕРГОМЕРА - ЦЭ6803В**

Отже, лічильник ЦЭ6803В призначений для вимірювання активної потужності в трифазних ланцюгах змінного струму. Лічильник ЦЭ6803В повинен

встановлюватися всередині приміщень або місцях, що мають захист від впливу навколишнього середовища, з наступними умовами:

- температура повітря не нижче мінус 40 і не вище 60 градусів
- відносна вологість повітря до 98% (при температурі повітря 35 градусів)

І найголовніше, про що потрібно згадати, що цей електролічильник внесений до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки під номером 12673-06.

## 2. Позначення і розшифровка *ЕНЕРГОМЕРА - ЦЭ6803В*

Лічильник ЦЕ6803В випускається і здійснюється лише по ГОСТ Р 52322-2005 і ГОСТ Р 52320-2005.



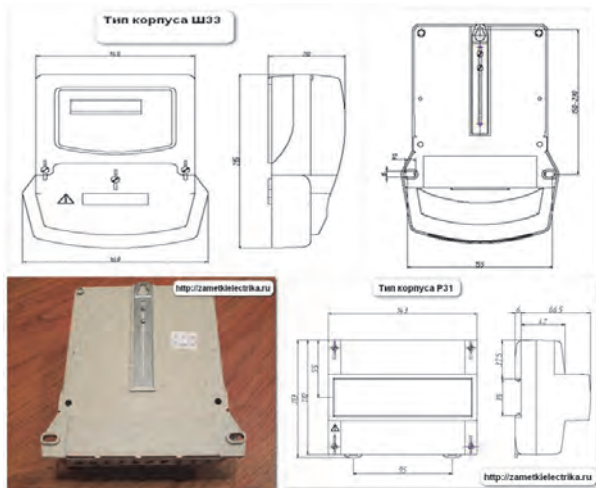
**Рисунок 7.6.2. – Лічильник ЦЕ6803В випускається і здійснюється лише по ГОСТ Р 52322-2005 і ГОСТ Р 52320-2005.**

Існують кілька різновидів лічильників ЦЕ6803В, що обумовлюється їх умовним позначенням. Тобто купуючи електролічильник ЦЕ6803В, дивіться точно його розшифрування, щоб в подальшому не виникло будь-яких проблем.



3. Технічні характеристики електрорічильника ЦЕ6803В

Діапазон вхідних сигналів: Сила струму Напруга Коефіцієнт міцності	$0,02I_n \dots I_{\max}$ , або $0,05I_b \dots I_{\max}$ $(0,8 \dots 1,15) U_{\text{ном}}$ $0,8(\epsilon_{\text{МК}}) \dots 0,1 \dots 0,5(\text{інд})$
Базовий або номінальний(максимальний) струм	1(1,5)А, або 1(7,5)А, або 5(7,5)А, або 5(50)А, або 5(60)А, або 10(100)А
Номінальна напруга	57,7 В, 100 В, 127 В, 220 В
Клас точності	1 або 2 по ГОСТ Р 52322-2005
Діапазон робочих температур навколишнього середовища	від мінус 40 да 60 °С
Діапазон значень постійної лічильника	від 320 імп/(кВт*ч) до 16000 імп/(кВт*ч)
Робочий діапазон змін частоти вимірювальної мережі лічильника	(50±2,5) Гц або (60±3) Гц
Стартовий струм	від 2 мА для лічильника з номінальним струмом 1А до 50мА для лічильників з базовим струмом 10А
Кількість десяткових знаків індикатора	не менше 6
Повна потужність споживана ланцюгом струму	не більше 0,1 В* А при базовому (номінальному) струмі
Повна (активна) потужність споживана ланцюгом напруги	не більше 8 В* А (0,8 Вт) при номінальному значенні струму
Маса лічильника	не більше 1,0 кг
Габаритні розміри, мм не більше (довжина, ширина, висота)	235x169x73
Середня кількість роботи то відмови	160000 ч
Середній строк служби до першого капітального ремонту лічильника	30 років



**Рисунок 7.6.6. – Габаритні і настановні розміри ЦЕ6803В в корпусі ШЗЗ і Р31.**

#### 4. Пристрій і принцип роботи ЦЕ6803В

Принцип роботи електронного лічильника ЦЕ6803В лежить в перемножуванні вхідних аналогових сигналів струму і напруги з подальшим перетворенням їх у частоту імпульсів, пропорційну вхідної потужності. Підсумовування цих імпульсів електромеханічним рахунковим механізмом, або мікро контролером дає кількість активної енергії в кіловат-годинах, яке відображається (в моєму випадку) на барабані або ЖК-екрані лічильника.

Лічильник ЦЕ6803В має в своєму складі вихідний випробувальний пристрій.

*Для даної модифікації це вихідні клеми 26-27. В інших різновидах найменування клем можуть відрізнятися!*





**Рисунок 7.6.7. – Клеми вихідного сигналу**

Вихідний випробувальний пристрій електролічильника ЦЕ6803В служить для:

- підключення до системи АСТУЕЕ і АСКУС
- перевірки електролічильника

Також лічильник ЦЕ6803В з ЖК-екраном має незалежну пам'ять, що дозволяє зберігати дані (свідчення електролічильника, час і дату, тариф і т.п.) при відключенні від мережі.

Пластмасовий корпус лічильника пломбується відбитком повірочного тавра.



**Рисунок 7.6.8. – Зовнішній вигляд пломб лічильника**

Кришка затискачів, для підключення лічильника до мережі і контакти випробувального вихідного пристрою, пломбується відбитком клейма енергопостачальною організацією.

Усередині корпусу знаходяться різні друковані плати, на яких розташована вся схема лічильника (модуль вимірювальний, датчики струму і т.п.).

#### 5. Монтаж лічильника ЦЕ6803В

Перед установкою лічильника ЦЕ6803В, до речі це стосується не тільки цього типу, необхідно перевірити відсутність механічних пошкоджень і наявність пломб, про які сказано вище.

Зачищений провід повинен бути прямим, рівним і не мати вигинів. Вставляти провід в контактну клему (зажим) потрібно без перекосів.



**Рисунок 7.6.9. – Контактні затискачі для підключення проводів**

Затискач для проводу складається з 2 гвинтів.

Вставляємо провід і затягуємо верхній гвинт за допомогою інструмента. Перевіряємо провід легким сіпанням за нього. Якщо він затиснутий, то тоді затягуємо нижній гвинт.

#### 6.Схема підключення електrolічильника ЦЕ6803В

При покупці нового лічильника, його показання можуть бути відмінними від нуля. В цьому випадку не потрібно хвилюватися, тому як ці свідчення є наслідком перевірки лічильника на заводі-виробнику.

Тепер повернемося назад до схеми підключення лічильника ЦЕ6803В. Взагалі, якщо зняти кришку, то на ній зображена схема підключення саме Вашої конфігурації лічильника.



Рисунок 7.6.10. – Схема підключення лічильника

### 7. Індикація

Кілька слів про індикацію ЦЕ6803В. На зовнішньої (лицьовій) панелі лічильника є 2 світлодіодних індикатора.



Рисунок 7.6.11. – Панель індикаторів лічильника

При підключенні лічильника ЦЕ6803В до мережі загориться індикатор «Мережа».

Як тільки в мережі з'явиться навантаження (споживана потужність), то періодично буде загорятися індикатор навантаження і відліковий механізм (в моєму випадку), або індикація на ЖК-екрані будуть змінювати показання лічильника.

#### 8. Експлуатація ЦЕ6803В

У керівництві по експлуатації сказано, що МПП даного лічильника вказано в його формулярі і він становить 16 років, а для лічильників, що поставляються в Казахстан - 8 років.

Нижче приведені декілька можливих несправностей лічильника ЦЕ6803В.

##### **1. Не горить індикатор «Мережа»**

Першою ймовірною причиною є поганий контакт проводів, що підводять. Необхідно добре протягнути гвинти затискачів проводів.

Другою причиною може стати внутрішня несправність схеми лічильника, або самого світлодіодного індикатора. Тут необхідно лічильник зняти і віддати в ремонт.

##### **2. Індикатор «Мережа» горить, а лічильник не працює**

У цьому випадку відразу ж необхідно лічильник відправити в ремонт, тому що причиною є внутрішня його несправність.

#### **Порядок виконання роботи**

- Відкрити комутаційну панель лічильника електричної енергії ЦЕ6803В.
- Встановити на імітаційний стенд лічильник ЦЕ6803В.
- Включити живлення стенда.
- Зняти показання лічильника із РКІ.
- Зробити висновки.

### **Зміст звіту**

1. Мета і програма роботи.
2. Електричні схеми.
3. Перелік обладнання і вимірювальних приладів.
4. Таблиці експериментальних і розрахункових даних.
5. Висновки.

### **Контрольні запитання**

1. Яка кнопка використовується для покрокового прокручування параметрів?
2. Чи можна впливати на час індикації параметру на РКІ?
3. Перелічите інтерфейси, що можуть використовуватися у лічильнику ЦЕ6803В?
4. Як довго зберігається відлік часу у лічильнику, якщо живлення вимикнете?
5. Які ви знаєте канали зв'язку з лічильником ЕНЕРГОМЕРА - ЦЕ6803В?
6. Що знаходиться на панелі індикаторів лічильника ЕНЕРГОМЕРА - ЦЕ6803В?

### Лабораторно-практична робота №7.

#### Підготовка та проведення монтажних робіт при впровадженні АСКОЕ

***Мета роботи:** Формування спеціалістів, які будуть обслуговувати АСКОЕ з точки зору їх професійної придатності. Вміння складати положення по організації ремонту і технічного обслуговуванню програмно-технічних засобів АСКОЕ з урахуванням максимального використання існуючої ремонтної бази і кваліфікації ремонтного і обслуговуючого персоналу.*

#### Теоретичні відомості

*Адміністратор АСКОЕ повинен мати:*

освіту, спеціальну підготовку, стаж роботи що встановлюються діючими нормативними актами з урахуванням особливостей АСКОЕ та програмно-технічних засобів.

Вміти проводити:

- резервне відновлення (копіювання) інформації БД на зовнішній носій;
- розробка нових шаблонів екранних і вихідних даних;
- ведення розрахункових значень в БД АСКОЕ;
- настройка автоматизованих робочих місць (технічне забезпечення);
- локальні комп'ютерні мережі;
- комунікаційні канали (виділені, комутовані, GSM, TCP/IP).

*Програміст:*

- встановлення програмного забезпечення;
- конфігурування автоматизованих робочих місць користувачів;
- конфігурування АСКОЕ.

Всі користувачі АСКОЕ (оперативний персонал) повинні пройти навчання, згідно розробленої програми по вивченню навиків користування АСКОЕ. Дана

програма погоджується з Замовником АСКОЕ, проводиться на стадії дослідної експлуатації АСКОЕ.

На стадії виконання монтажних робіт розробляються положення по організації ремонту і технічного обслуговуванню програмно-технічних засобів АСКОЕ з урахуванням максимального використання існуючої ремонтної бази і кваліфікації ремонтного і обслуговуючого персоналу.

Обслуговуючий персонал АСКОЕ до введення системи в дослідну експлуатацію повинен пройти спеціальну підготовку по:

вивченню АСКОЕ;

курсу вивчення технічного обслуговування обладнання, яке використовується в АСКОЕ по програмі, яка погоджується з Замовником.

Для підтримки рівня підготовки персоналу в процесі експлуатації АСКОЕ проводиться:

навчання при внесенні змін в структуру АСКОЕ, екранних і вихідних форм, появи нових задач для вирішення за допомогою АСКОЕ;  
тренування;

До роботи по експлуатації і обслуговуванню АСКОЕ допускається тільки персонал, який пройшов курс навчання з системою і інструктаж по техніці безпеки.

Комплектація АСКОЕ

Комплектація АСКОЕ проводиться згідно розробленого і погодженого ТП з ЕК. Всі засоби вимірювальної техніки повинні бути повірені. Паспорт- протокол вимірювального каналу затверджений.

Будівельно-монтажні роботи

Будівельно-монтажні роботи проводяться силами спеціалізованих організацій (повинні мати ліцензію на проведення даних робіт, мати в своєму складі виконавців з групою допуску до роботи з електроустановками не нижче 3

розряду). Перед початком робіт в обов'язковому порядку працівники повинні пройти ввідний інструктаж по техніці безпеки.

*Проведення пусконалагоджувальних робіт при впровадженні АСКОЕ.*

Мета – знання порядку вводу в дослідну експлуатацію АСКОЕ після проведення пусконалагоджувальних робіт. Збір необхідної документації, розробка програми проведення дослідної експлуатації АСКОЕ та оформлення її результатів.

Пусконалагоджувальні роботи проводяться після виконання будівельно-монтажних робіт по графіку погодженому з власником підстанції (ПС).

Для виконання пусконалагоджувальних робіт допускаються організації, які мають ліцензію на проведення даних робіт. Завершення пуско - налагоджувальних робіт закріплюється актом їх виконання.

*Введення АСКОЕ в дослідну експлуатацію.*

Після виконання пусконалагоджувальних робіт АСКОЕ вводиться в дослідну експлуатацію. Споживач звертається в енергопостачальну компанію (ЕК) і до всіх зацікавлених сторін з листом про готовність АСКОЕ до здачі в дослідну експлуатацію. Формується комісія, програма вводу в дослідну експлуатацію погоджується з Замовником системи і ЕК. Акт вводу в дослідну експлуатацію підписується представниками Виконавця робіт, Замовника і ЕК (додаток А). Термін проведення дослідної експлуатації встановлений правилами користування електричною енергією (ПКЕЕ) - до трьох місяців.

На протязі двох місяців проведення дослідної експлуатації повинна забезпечуватись повна ідентичність даних які зберігаються на верхньому рівні АСКОЕ до показань приладів обліку. В термін до двадцяти днів перед початком дослідної експлуатації АСКОЕ всім заінтересованим сторонам необхідно подати:

- перелік точок обліку;
- коротку інформацію про АСКОЕ;
- довідку про технічну готовність АСКОЕ (згідно ТП);



погоджену програму роботи комісії;  
програму проведення дослідної експлуатації;  
проект акту за результатами роботи комісії.

Програма вводу АСКОЕ в дослідну експлуатацію повинна містити наступні пункти:

склад АСКОЕ;  
структура АСКОЕ;  
зміст дослідної експлуатації;  
перелік заходів дослідної експлуатації та оцінка їх результатів;  
оформлення результатів дослідної експлуатації;

#### *Метрологічна атестація АСКОЕ.*

Мета - введення АСКОЕ в промислову експлуатацію. Порядок проведення метрологічної атестації. Формування необхідного пакету документацію для впровадження АСКОЕ в промислову експлуатацію.

Метрологічна атестація проводиться згідно наступних нормативних документів: Закон України від 11.02.1998 № 113/98-ВР “Про метрологію та метрологічну діяльність”, Р 50-080-99, ДСТУ 3400-2000, ГОСТ 34.603-92, а також [5,6,7]. На етапі проведення дослідної експлуатації (підтвердженої актом проведення) проводиться Метрологічна атестація АСКОЕ з метою визначення метрологічних характеристик відповідно до діючих НТД.

Метрологічна атестація АСКОЕ проводиться в присутності представників ЕК і всіх зацікавлених сторін. Порядок проведення МА наведений в Додатку Б. Метрологічні характеристики всіх засобів вимірювання які застосовані в АСКОЕ повинні підтверджуватися відповідними документами органів

Укртестметрстандарту України. Метрологічну атестацію АСКОЕ проводить Укртестметрстандарт з видачею сертифіката про метрологічну атестацію АСКОЕ.

У разі виявлення недоліків в роботі АСКОЕ, або відмов і збоїв у процесі проведення дослідної експлуатації і/або проведення метрологічної атестації АСКОЕ, Споживач вживає заходів до їх усунення і повідомляє в ЕК і всім зацікавленим сторонам про готовність до повторного запуску АСКОЕ в дослідну експлуатацію.

*Здача АСКОЕ в промислову експлуатацію.*

Після отримання свідоцтва про метрологічну атестацію Споживач звертається в ЕК і до всіх заінтересованих сторін з листом про готовність АСКОЕ до здачі в промислову експлуатацію. ЕК протягом 5-днів направляє своїх представників для пломбування, установки паролів, проведення контрольного знімання показань приладів обліку і запуску АСКОЕ Споживача в промислову експлуатацію. Акт введення АСКОЕ в промислову експлуатацію підписується представниками Споживача, ЕК, іншими заінтересованими сторонами.

*Порядок розробки ескізного та робочого проекту на впровадження АСКОЕ.*

Мета – набути вмінь на основі отриманих технічних умов розробити та погодити ескізний та/або технічний проект на впровадження АСКОЕ у відповідності до нормативної документації.

Розробка ескізного та робочого проектів регламентується ГОСТ 24.62-86 і проводиться після погодження та метрологічної експертизи технічного завдання на АСКОЕ. Після розроблення технічного проекту він повинен бути погоджений в Енергопостачальній організації. Термін погодження регламентується [1] і не повинен перевищувати п'ятнадцяти робочих днів з дня його отримання енергопостачальною організацією.

Технічне рішення енергопостачальної організації щодо Технічного проекту повинне містити згідно [1]:

Ліцензійність програмного забезпечення в складі ЛУЗОД (АСКОЕ), що використовується для комерційних розрахунків;

Ліцензійність протоколів обміну з багатофункціональними лічильниками складі програмного забезпечення ЛУЗОД (АСКОЕ);

Відповідність проектних рішень технічним умовам (рекомендаціям), згідно з п.4 [1].

Після затвердження технічного проекту приймається рішення щодо підготовки об'єкта автоматизації до впровадження АСКОЕ, закупівлі обладнання та програмного забезпечення.

### **Зміст звіту**

1. Мета і програма роботи.
2. Електричні схеми.
3. Перелік обладнання і вимірювальних приладів.
4. Таблиці експериментальних і розрахункових даних.
5. Висновки.

### **Контрольні питання**

1. На основі чого розробляється ескізний та технічний проект на впровадження АСКОЕ?
2. Чи повинне мати легітимність застосоване програмне забезпечення та протоколи обміну інформацією між ЛУЗОД та лічильниками електроенергії?
3. Який термін погодження ТЗ в ЕК?
4. Згідно яких нормативних документів проводиться атестація?
5. Після пусканалагоджувальні роботи проводяться?
6. Які метрологічні атестація АСКОЕ ви знаєте?

### Лабораторно-практична робота №8.

#### Дослідження вимірювального комплексу, кіл вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку та точності обладнання комерційного обліку

*Мета роботи:* Вивчити на основі вимог нормативних документів вміти вибрати необхідне обладнання, функціонування якого впливає на точність вимірювань електричної енергії і внести їх в проектну документацію.

#### Теоретичні відомості

*Вимоги до вимірювального комплексу*

Вимірювальний комплекс системи комерційного обліку складають: трансформатори струму (ТС), трансформатори напруги (ТН), їх вторинні кола, лічильники електроенергії (ЛЕ), які з'єднані за допомогою кабелів згідно електричної схеми. Для АСКОЕ, що використовують багатофункціональні лічильники електричної енергії з цифровим виходом, вимірювальні канали закінчуються на інформаційному виході електролічильника. При використанні індукційних електролічильників з телеметричним приставками або статичних електролічильників з імпульсним виходом у вимірювальні канали входять телеметричні лінії зв'язку та ЛУЗОД.

Відповідно до “Порядку затвердження та використання коштів на встановлення систем (приладів) обліку ліцензіатами з передачі електричної енергії” рівень вузлів обліку АСКОЕ повинен охоплювати всі вимірювальні системи (ВС), встановлені в розрахункових вузлах обліку і мати можливість розширення шляхом включення нових ВС в обсязі не менше 10% від початкової чисельності.

Елементи вимірювального комплексу повинні бути внесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки України і мати дійсні свідоцтва про перевірку. Кожен вимірювальний комплекс комерційного обліку повинен мати

паспорт –протокол який має переформлюватися при всіх змінах у вимірювальному комплексі та при проведенні планових робіт з періодичної повірки засобів вимірювань.

Вимоги до кіл вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку

Перед розробкою ТЗ на створення АСКОЕ споживача має бути проведена паспортизація всіх вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку. За результатами паспортизації необхідно:

- усунути причини, які не дозволяють забезпечити необхідну точність обліку електроенергії (наприклад, перевантаження (недовантаження) вимірювальних трансформаторів і т. ін.);
- переформити за необхідності паспорти-протоколи на вимірювальні комплекси засобів комерційного обліку;
- вжити заходів, що забезпечують захист засобів комерційного обліку від несанкціонованого доступу (встановити спеціалізовані шафи обліку, спеціалізовані блоки, коробки, панелі тощо.
- виключити з вимірювальних струмових кіл пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА);
- виконувати підключення електролічильників до вимірювальних трансформаторів напруги окремим кабелем;
- вивести вимірювальні ланцюги обліку на спеціальні випробувальні блоки (випробувальні коробки), що встановлюються в безпосередній близькості від електролічильників і забезпечити можливість їх пломбування;
- усі ТС мають відповідати вимогам ІЕС60044-1:2008. Усі поєднані блоки ТН/ТС мають відповідати вимогам ІЕС 60044-3, або ДСТУ ІЕС 60044-3:2009. Загальне навантаження на вторинну обмотку ТН або ТС ні в якому випадку не має перевищувати номінального навантаження цієї обмотки.

Там, де необхідні окремі ТС або ТН, достатньо встановити ТС або ТН з окремими вторинними обмотками та спільною первинною обмоткою. Для мінімізації втрат в колах ТС і ТН кабельні сполучення повинні бути мінімальної довжини. У випадках наявності більше ніж одного належного ТН, слід запровадити схему їх перемикання, щоб напруга не втрачалась у випадку втрати напруги від одного ТН. Якщо необхідні окремі ТН, схема перемикання має передбачати використання різних ТН окремо для основного та дублюючого лічильників.

Виводи ТН у складі вимірювального комплексу повинні бути обладнані захисним автоматом, розташованим якомога ближче до контактів вторинної обмотки. Там, де основний та дублюючий лічильники використовують єдине джерело опорної напруги, а довжина кабелю від захисних автоматів змонтованих на затискачах ТН, до лічильника перевищує 30 метрів, відбір напруги для основного та дублюючого лічильників слід виконувати окремо, через окремі захисні автомати, встановлені якомога ближче до контактів ТН. Якщо нормативами вимагається вимірювання якості постачання в точці приєднання, загальний вимірювальний комплекс проектується таким чином, щоб реєструвати як кількість, так і якість електричної енергії.

Вимоги до точності обладнання комерційного обліку

Таблиця 7.8.1. Допустимі межі похибки для вимірювального комплексу, що реєструє активну енергію

Загальна точність комерційного обліку	Струм (відносно номінального струму)	Коефіцієнт потужності	Межі похибки
	Від [120]% до [10]%	[1]	±[0.5]%
Приєднання між магістральними та іншими мережами й генеруючими блоками – [100]МВт та вище	Від [10]% до [5]%	[1]	±[0.7]%
	Від [5]% до [1]%	[1]	±[1.5]%
	Від [120]% до [10]%	[0.8] ємн.	±[1.0]%

«ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ»

Загальна точність комерційного обліку	Струм (відносно номінального струму)	Коефіцієнт потужності	Межі похибки
		[0.5] інд.	±[1.0]%
Приєднання між розподільними мережами, та генеруючими блоками нижче [100]МВт	Від [120]% до [10]%	[1]	±[1.0]%
Точками постачання понад [10]МВт	Від [5]% до [1]%	[1]	±[2.5]%
	Від [120]% до [10]%	[0.8] смн.	±[2.0]%
		[0.5] інд.	±[2.0]%
	Від [120]% до [10]%	[1]	±[1.5]%
Точки постачання від [1]МВт до [10]МВт	Від [120]% до [10]%	[1]	±[2.0]%
		[0.8] смн.	±[2.5]%
	Від [120]% до [10]%		
		[0.5] інд.	±[2.5]%
	Від [10]% до [5]%	[1]	±[1.5]%
Точки постачання від [150]кВт до [1]МВт	Від [20]% до [5]%	[1]	±[2.5]%
	Від [120]% до [10]%	[0.8] смн.	±[2.5]%
		[0.5] інд.	±[2.5]%
Інші точки постачання	Від [100]% до [5]%	[1]	±[2.5]%
Усі приєднання між мережами, генеруючими блоками та точки постачання [1] МВт та вище	Від [120]% до [10]%	[0]	±[4.0]%
	Від [100]% до [20]%	[0.87] інд.	±[5.0]%
		[0.87] смн.	±[5.0]%
Точки постачання між [150]кВт та [1]МВт, та інші точки постачання, де вимагається тарифом на доступ до мережі	Від [100]% до [20]%	[0]	±[5.0]%
		[0.87] інд.	±[5.0]%
		[0.87] смн.	±[5.0]%

Вимоги до класу точності обладнання комерційного обліку

Таблиця 7.8.2. Класи точності встановленого обладнання комерційного обліку

Точність обладнання	Активний	Реактивний	ТС	ТН
комерційного обліку Приєднання між магістральними мережами та	лічильник 0.2S	лічильник 2.0	0.2S	0.2
іншими мережами та генеруючими блоками [100]МВт та вище Приєднання між				
розподільними мережами, генеруючими блоками нижче 100 МВт та точками постачання [10] МВт та вище	0.2S	2.0	0.2S	0.5
Точки постачання [1] МВт та вище	0.5	3.0	0.5	1.0
Точки постачання вище [150] кВт та точки постачання, де регуляторним органом визначено необхідність інтервальних лічильників	1.0	3.0	0.5	1.0
Інші точки постачання	2.0	3.0	0.5	-

*Вимоги до точок та приладів обліку*

Обладнання комерційного обліку встановлюється в точці приєднання між мережами різних операторів мереж (ОМ), або у точці приєднання між мережею ОМ та мережею користувача системи, або між мережею споживача і субспоживача. Ця точка визначається як точка комерційного обліку.

В разі неможливості встановити обладнання комерційного обліку на межі між мережами, в точці приєднання, обладнання комерційного обліку слід



встановлювати в точці вимірювання настільки близько до межі мереж, наскільки це є розумно можливим, та погодити коригувальні коефіцієнти або алгоритм розрахунку втрат у мережі між сторонами, відповідальними за мережі обох боків точки приєднання, та РР. У випадку, коли сторони не можуть домовитися про відповідні коригувальні коефіцієнти або алгоритм розрахунку втрат в мережі, це питання слід винести на процедуру вирішення суперечок.

Розрахунок необхідних коригувальних коефіцієнтів має виконуватися згідно з відповідною методикою (розробляється). У випадках, коли застосовуються коригувальні коефіцієнти, вони повинні, по можливості, застосовуватися безпосередньо у лічильниках так, щоб дані, які показує лічильний механізм, відображали зобов'язання сторін. У випадках, коли неможливо застосувати коригувальні коефіцієнти до лічильників, вони можуть бути застосовані до даних комерційного обліку у будь-якій зовнішній станції пристрою зберігання первинних даних, що належать до лічильника, або у системах оператора даних комерційного обліку (ОДКО).

Прилади комерційного обліку електроенергії, що працюють у складі АСКОЕ Споживача, які є джерелами первинної інформації для АСКОЕ, повинні відповідати наступним вимогам:

- Лічильники активної енергії мають відповідати вимогам ДСТУ ІЕС 60687:2004, ДСТУ ІЕС 61036:2001 та відповідним розділам ІЕС 62052, ІЕС 62054, залежно від конкретного випадку.
- Лічильники реактивної енергії повинні відповідати вимогам ДСТУ ІЕС 61268-2001 та відповідним розділам ДСТУ ІЕС 62503, залежно від конкретного випадку.
- ЛЕ повинні включати енергонезалежний лічильний механізм накопичувальної енергії для кожної величини, що вимірюється.
- ЛЕ повинні забезпечувати вимірювання електроенергії з наростаючим

підсумком обчислення усередненої потужності за півгодинні інтервали часу (за необхідності - мати значення усередненої потужності за більш короткі проміжки часу);

- В ЛЕ повинен вестись «журнал подій» (фіксація кількості перерв живлення, кількості та дат зв'язків з лічильником, що призвели до будь-яких змін даних і т. ін.);

- ЛЕ повинні мати захист від несанкціонованої зміни параметрів, функцію автоматичної діагностики, забезпечувати збереження інформації, а також забезпечувати роботу внутрішнього таймера і ведення календаря при втраті живлення не менш 1 року;

- ЛЕ повинні забезпечувати облік активної та реактивної енергії в прямому і зворотному напрямках, вимірювання активної і реактивної потужності, мати можливість здійснення зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера та забезпечувати похибка ходу внутрішнього таймера не більше 0,5 секунд на добу;

- ЛЕ повинні виконувати автоматичний перехід на літній/зимовий час, забезпечувати період інтеграції вимірюваних величин з інтервалом 1, 3, 5, 15, 30 і т.д., забезпечувати формування бази даних результатів обліку з обов'язковою прив'язкою величин до часу вимірювань і зберігати їх в енергонезалежній пам'яті, підтримувати функцію включення зовнішнього резервного електроживлення та зберігання графіка навантаження не менше ніж за останні 40 діб;

- Для забезпечення можливості автоматичного знімання інформації ЛЕ повинен мати імпульсний вихід типу “сухий контакт” і послідовний інтерфейс RS-232 або RS-485 (RS-422) із можливістю зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера;

- Забезпечення працездатності при температурі навколишнього повітря від -20 до +55 С0, середнє напрацювання на відмову – не менше 53000 годин, міжповірочний інтервал - 6 років.

### *Зберігання даних*

Дані комерційного обліку інтервальних лічильників мають зберігатися у точці вимірювання, (споживання менш ніж 1кВт·год у будь-якому розрахунковому періоді має переноситися у наступний розрахунковий період). Відповідальна сторона має забезпечити, щоб оператор обладнання комерційного обліку (ООКО) і ОДКО, яких вона призначила, використовували сумісне обладнання і процедури, а ООКО має забезпечити, щоб установлений пристрій зберігання первинних даних був опитаний системами з використанням ОДКО.

Зазвичай, ОДКО опитуватиме пристрої зберігання первинних даних та збиратиме дані комерційного обліку щоденно. Однак, упродовж періоду зберігання даних у пристрої зберігання первинних даних має бути можливим повторний збір даних комерційного обліку. Функції “зчитування” не повинні стирати або змінювати будь-які отримані дані комерційного обліку, які зберігаються. Пристрій зберігання первинних даних на запит ОДКО повинен надавати будь-яку частину записаних даних.

У разі відсутності електричного живлення пристрої зберігання первинних даних мають видавати сигнал тривоги, який буде отриманий ОДКО при наступному опитуванні цих пристроїв. По можливості, цей сигнал має бути прив'язаний до тих даних, інтервалів яких стосується стан відсутності живлення. Для забезпечення функціонування за тривалої відсутності живлення, годинник, календар та всі дані мають підтримуватися впродовж періоду (45) днів без приєднання зовнішнього живлення.

Вимоги до точного часу ОДКО та локальних вимірювальних комплексів споживачів є такими. Усі виміряні розрахункові періоди мають відноситися до часової точки 00:00:00 відповідно до національного стандарту часу. Синхронізація часу центральних систем ОДКО має виконуватися за допомогою будь-якого засобу, який давав би змогу ОДКО підтримувати свої системи у межах  $\pm 1$  с

відносно стандартного часу в Україні, а синхронізація має проводитися кожні 6 годин.

Якщо ОДКО в разі несправності зв'язку використовує портативне обладнання для збору даних з пристрою зберігання первинних даних, синхронізація часу портативного обладнання рекомендується виконуватися синхронізуючим еталонним сигналом з основних систем ОДКО. Синхронізація часу має виконуватися безпосередньо перед та безпосередньо після збору даних або, якщо ці події розділяє понад 24 години, принаймні один раз кожні 24 години.

Синхронізація часу пристрою зберігання первинних даних має зазвичай виконуватися синхронізуючим еталонним сигналом від ОДКО. Щоразу, коли (локальні або дистанційні) системи ОДКО опитують пристрій зберігання первинних даних, час, зареєстрований цим пристроєм, звірятиметься з часом, зареєстрованим системами ОДКО. Якщо різниця перевищує 2 секунди, але менша ніж 10 хвилин, системи ОДКО мають скоригувати час, зареєстрований пристроєм зберігання первинних даних. У випадках, коли різниця у часі перевищує 10 хвилин, зареєстрований пристроєм зберігання первинних даних час не має коригуватися, а будь-які зібрані дані не повинні обробляти доти, доки причини розбіжностей не будуть розслідувані ООКО, та не стане зрозумілим вплив цих розбіжностей на зібрані дані.

Початок кожного розрахункового періоду повинен знаходитись у діапазоні допуску  $\pm 5$  секунд. Точність тривалості кожного розрахункового періоду має бути у межах  $\pm 0,1\%$ , за винятком випадків, коли у цей період мала місце синхронізація часу. Загальні межі похибки точного часу, з урахуванням відмови зв'язку з пристроєм зберігання первинних даних упродовж періоду 10 днів, мають бути такими:

- час завершення кожного розрахункового періоду має бути у діапазоні допуску  $\pm 10$  секунд;

- тривалість кожного розрахункового періоду має бути у межах  $\pm 0,1\%$ , за винятком випадків, коли у цей розрахунковий період мала місце синхронізація часу;

- кожний ООКО та ОДКО мають синхронізувати у часі свої основні системи, принаймні, один раз за кожні 6 годин, а будь-який локальний пристрій збору даних або портативне обладнання, що використовується для програмування лічильників або збирання даних з лічильників2),- принаймні один раз на кожні 24 години; один час, використовуваний у всіх лічильниках і пристроях зберігання первинних даних, має завжди відповідати стандартному (зимовому) часу в Україні, який на 2 години випереджає УКЧ. Упродовж будь-якого періоду застосування літнього часу, дані комерційного обліку коригуються до часу за годинником у системах ОДКО, які враховують 23-та 25-годинні дні для забезпечення правильного застосування всіх даних.

Вимоги до засобів моніторингу та діагностування. Вимоги до засобів моніторингу.

Мають забезпечуватися засоби моніторингу кожної з таких умов:

- збій у роботі пристрою зберігання первинних даних; обертання лічильника у зворотному напрямку (якщо це можливо);
- контроль заряду акумуляторної батареї та наявності електричного живлення;
- перевірка пам'яті;
- проблема отримання напруги від ТН, доступ до локального порту опитування та інших осіб, крім ОДКО.

Про будь-яку з вище зазначених несправностей або випадків має повідомляти, щонайменше, звичайний індикатор подій при знятті даних ОДКО, та при доступі до локального порту опитування. Де це реально, відповідний розрахунковий період має бути позначений ознакою події, яка включала позначку

часу, щоб показати, коли подія мала місце й коли нормальне функціонування було відновлене. ОДКО повинні забезпечити проведення регулярних перевірок зазначених подій, а також вживання належних заходів.

Система повинна мати власні засоби моніторингу за станом елементів виконання регламентних дій, а також реєстрацію подій на довготривалих носіях. Система повинна забезпечувати видачу попереджувальної інформації (звукової та візуальної сигналізації) з використанням внутрішніх (монітор, звукова карта) і зовнішніх (інформаційне табло, незалежна звукова сигналізація, дзвінок по телефону, сигнальний лист по E-mail ...) можливостей.

Вимоги до діагностування системи. В процесі експлуатації АСКОЕ повинна виконуватися автоматична діагностика технічних і програмних засобів. Діагностування повинно забезпечувати контроль технічного стану технічних і програмних засобів АСКОЕ та виявлення місць виникнення несправностей обладнання.

Діагностика АСКОЕ повинна проводитись відповідно до регламенту, встановленого в експлуатаційній документації в автоматичному фоновому режимі, з обов'язковим записом діагностичних повідомлень в «Журнал подій». Доступ до діагностичної інформації повинен забезпечуватися автоматично, за запитом.

В автоматичному режимі АСКОЕ повинна забезпечувати:

- контроль функціонування технічних і програмних засобів АСКОЕ;
- контроль наявності зв'язку між рівнями АСКОЕ.

Тестування програмно-апаратних засобів АСКОЕ для перевірки їх працездатності повинно проводитись: при кожному включенні АСКОЕ, періодично, при нормальному режимі функціонування, згідно з регламентом ТО.

АСКОЕ повинна забезпечувати можливість діагностування в ручному режимі при плановому регламентному обслуговуванні, без порушення функціонування системи. В автоматичному режимі повинна забезпечуватися

діагностика таких збоїв та відказів технічних засобів і каналів зв'язку системи: рівень енергооб'єкта, локальний центр збору даних обліку, відсутність інформаційного обміну по каналу «лічильник-засіб обліку»(інформація про збій повинна передаватися на верхній рівень АСКОЕ, на рівень енерговузла, іншим заінтересованим сторонам), відсутність інформаційного обміну по каналу «засіб обліку – АСКОЕ суб'єкта ОРЕ, АСКОЕ користувача».

Рівень вузла ЕК: відсутність інформаційного обміну по каналу «ЛУЗОД-масив некоректованих даних» (повідомлення про збій повинно передаватися на верхній рівень АСКОЕ ЕК, на рівень ділянки ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «масив даних – користувач»(повідомлення про збій повинно передаватися на верхній рівень АСКОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «масив некоректованих даних» АСКОЕ суб'єкта ОРЕ, АСКОЕ споживача, відсутність інформаційного обміну по каналу «масив некоректованих даних верхній рівень».

Верхній рівень: відсутність інформаційного обміну по каналу «прилад обліку-верхній рівень» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСКОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «засіб обліку (об'єкта обліку) – верхній рівень» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСКОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «ЛУЗОД- масив некоректованих даних» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСКОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «масив некоректованих даних - користувач» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСКОЕ ЕК), відхилення поточного часу (календарної дати) в технічних засобах АСКОЕ від системного на величину, що не перевищує допустиме значення. Діагностичні повідомлення повинні відображатися на АРМ і сервері збору даних АСКОЕ у вигляді відповідних екранних форм (поточний стан системи, «журнал подій» і т. ін.) і накопичування в базі даних (глибина зберігання визначається при конфігурації АСКОЕ ЕК).

### **Зміст звіту**

1. Мета і програма роботи.
2. Електричні схеми.
3. Перелік обладнання і вимірювальних приладів.
4. Таблиці експериментальних і розрахункових даних.
5. Висновки.

### **Контрольні питання**

1. Яка різниця між поняттям вимірювального каналу у разі застосування в АСКОЕ електронних лічильників електричної енергії і індукційних?
2. Що означає поняття розрахунковий вузол обліку в АСКОЕ?
3. Яка інформація входить в паспорт-протокол вимірювального комплексу?
4. Чи можна до одного ТС одночасно підключати ЛЕ та обладнання РЗА?
5. Яка різниця між основним лічильником електричної енергії та дублюючим?
6. Від чого залежить межа похибок вимірювального комплексу?
7. Від чого залежить вибір класу точності ЛЕ, ТС та ТН?
8. Наведіть основні вимоги до ЛЕ.
9. При якій величині споживання електричної енергії вона повинна переноситися на наступний розрахунковий період?
10. Яка точність синхронізації часу в ОДКО повинна зберігатися?
11. Яка точність розрахункового періоду?
12. Які функції АСКОЕ в автоматичному режимі?
13. Назвіть основні відмінності складу інформації від АСКОЕ, на рівні вузла ЕК та верхньому рівні АСКОЕ.



## **Лабораторно-практична робота №9.**

### **Дослідження організації захисту інформації каналів зв'язку вимірювального комплексу**

***Мета роботи:** Вивчити заходи по захисту комерційних даних та вимоги до безпеки обладнання та каналів зв'язку.*

#### **Теоретичні відомості**

Для збереження вимірювальних комплексів від фізичних пошкоджень вони повинні встановлюватися згідно ПУЕ, а також у місці, яке має бути завжди захищеним від доступу сторонніх осіб, тварин або комах, які можуть спричинити пошкодження, вільним від займистих матеріалів на відстані 1,5 метри в усіх напрямках, вільно та безпечно доступним для представників ОМ, ООКО або ОДКО з місця, в якому вони здійснюють доступ на територію, чистим та сухим, за винятком випадків, коли обладнання призначене для використання на відкритому повітрі, відповідати вимогам ПУЕ та інших доречних нормативних документів.

Пломбування обладнання комерційного обліку. На додаток до пломби (встановленої Укртестметрстандартом, від імені Укртестметрстандарту), мають бути встановлені охоронні пломби з метою забезпечення виявлення можливого втручання до цілісності обладнання комерційного обліку.

Усе обладнання комерційного обліку має бути опломбоване безпосередньо перед першим вмиканням живлення та після будь-яких наступних робіт, які вимагають зняття пломб. З метою забезпечення неможливості повторного встановлення та обладнання старих пломб з метою приховати недозволене втручання, усі старі пломби мають вилучатися з об'єкта та знищуватися ОМ або ООКО, відповідальним за їх вилучення.

У цьому контексті необхідно, щоб усі кришки затискачів лічильників, кришки блоку випробувань, додаткові клеми та канали, перемикачі часу, що

використовуються для контролю тарифних значень, з'єднувальні блоки, кришки комунікаційних портів, кришки терміналів ТС та ТН були опломбовані. У випадках, коли деякі з цих компонентів розташовані в одній шафі, дозволяється опломбовувати кришки цієї шафи замість опломбування кожного окремого компонента.

У випадках, коли користувач системи вимагає зняття пломб з лічильників для виконання роботи, не пов'язаної з комерційним обліком, зацікавлений учасник повинен викладеним нижче способом надіслати запит про явку представника ОМ чи ООКО, щоб зняти пломби або засвідчити виконану на об'єкті роботу чи провести інспектування обладнання.

Організація захисту інформації. Обладнання АСКОЕ має відповідати вимогам до програмно-апаратних засобів захисту, які повинні включати в себе: розмежування доступу до інформації, реєстрацію подій, що мають відношення до захищеності інформації, забезпечення доступу тільки після ідентифікації та введення особистого паролю, заборона на несанкціоновану зміну конфігурації, захист від можливості зміни даних через локальну мережу або модем, конструкцію апаратури, яка передбачає можливість пломбування, що унеможливує доступ всередину корпусу і до клемних колодок.

Вимоги до захисту та достовірності даних. Вимоги до безпеки повинні бути відображені в експлуатаційних документах і забезпечувати їх виконання при експлуатації АСКОЕ, 2 конструкція технічних засобів обліку всіх рівнів АСКОЕ повинна забезпечувати захист від несанкціонованого доступу до їх пам'яті, всі випадки коригування дати і часу в приладах і пристроях обліку повинні фіксуватися в пам'яті з відміткою дати та часу коректування, структура бази даних (БД) і процедури роботи з системою управління базою даних (СУБД) на центральному рівні АСКОЕ повинні бути захищені від несанкціонованого доступу системою паролів і повноважень.

Доступ до калібрування і зміни конфігурації лічильників, зміни

літнього/зимового часу, тарифних зон і облікових даних повинен мати захист у вигляді механічного блокування, зняти який можна тільки порушивши цілісність пломби ліцензіата, доступ до зміни метрологічних характеристик лічильника повинен мати захист у вигляді механічного блокування, зняти яке, не порушивши цілісності пломби ліцензіата неможливо, у пам'яті приладів і пристроїв обліку повинні зберігатися дата й час останнього перепрограмування їх функцій і параметрів, дані, які вводяться або коригуються ручним способом, на всіх рівнях АСКОЕ повинні мати позначку «ручного введення».

У випадку зникнення основного електроживлення комп'ютерне обладнання системи має перейти на живлення від блоків безперебійного живлення та виконати безпечну зупинку в автоматичному режимі.

У разі втрати зв'язку з іншими елементами системи кожен вузол системи повинен функціонувати в автономному режимі, виконуючи свої функції в мінімальному обсязі. Інформація про події повинна накопичуватися в локальній пам'яті вузла системи. Після відновлення зв'язку дані з локальної пам'яті (пристроїв і приладів обліку) повинні бути передані в базу даних АСКОЕ.

Відновлення після збоїв та аварій в системі має відбуватися в автоматичному або автоматизованому режимі. При цьому: для захисту даних комерційного обліку електричної енергії від несанкціонованого доступу та з метою забезпечення можливості внесення змін до налаштування лічильника лише відповідними уповноваженими особами, локальний та дистанційний доступ, який не вимагає зняття кришки, опломбованої згідно з вимогами має бути можливий лише після вводу відповідного контролю, протокол обміну даними має забезпечувати надання доступу лише до тих зон, які визначені введеним паролем.

Обладнання має рахувати кількість випадків спроб отримання доступу до даних комерційного обліку через локальні порти або порти дистанційного доступу та введення невірного паролю, а якщо кількість неуспішних спроб досягає 5,

відключати процес автоматизації (до кінця даної години) на період 1 год. Має бути створено щонайменше 4 рівні безпеки. Паролі мають вибиратися використанням набору літер, цифр та символів, що підтримуються обладнанням комерційного обліку. Паролі не повинні вибиратися з використанням будь-якої системи, що дозволяє вирахувати пароль. В системах які використовуються для отримання даних, паролі Першого та Другого рівнів повинні зберігатися таким чином, щоб унеможливити їх прочитання оперативному працівнику, який отримує дані.

Рівень 1. Пароль 1 рівня надаватиме доступ виключно для зчитування: ідентифікаційного коду пристрою зберігання первинних даних або лічильника, значень потужності за кожний розрахунковий період, значень сумарного перетоку електроенергії, значення максимальної потужності (кВт та /або кВар·г) для програмованого періоду нарахування плати або статистичного розгляду, якщо є, та/або необхідне для потреб нарахування плати за користування мережею, сумарної кількості активної енергії, необхідної для цілей тарифікації між користувачем системи та постачальником, коефіцієнтів трансформації вимірювальних трансформаторів, індикації сигналів тривоги, дати та часу пристрою зберігання первинних даних.

У випадках, коли пристрій зберігання первинних даних та лічильник об'єднані, до застосовуваних коригувальних коефіцієнтів.

Рівень 2. Додатково до попереднього рівня доступу, пароль другого рівня надаватиме доступ до: зчитування та коригування дати та часу пристрою зберігання первинних даних, зчитування та перевстановлення значення максимальної потужності (кВт та /або кВАр·г).

Рівень 3. Додатково до попереднього рівня, пароль третього рівня надаватиме доступ до екранів програми, механізмів тарифікації та паролів 1,2 та 3 рівнів.

Рівень 4. Додатково до попереднього рівня доступу, пароль 4 рівня

надаватиме доступ до: калібрування обладнання комерційного обліку, якщо воно може використовуватися без порушення пломби, встановленої Укргестметрстандартом, від імені Укргестметрстандарту, встановлення коефіцієнтів вимірювальних трансформаторів, встановлення коригувальних коефіцієнтів, паролі 1,2,3 та 4 рівнів.

*Вимоги до каналів зв'язку та передачі даних.* Вбудована система передачі даних повинна мати резервні канали зв'язку і забезпечувати автоматичну маршрутизацію запитів. Канали зв'язку повинні забезпечувати встановлення прямого і безпосереднього з'єднання між АСКОЕ і центром збору інформації. Технічні характеристики каналів зв'язку повинні забезпечувати швидкість передачі інформації у каналі не менше 9600 біт. Канали зв'язку повинні бути постійно включені до АСКОЕ і не повинні використовуватися для інших цілей. Згідно з ПКЕЕ та передавання інформації в ЕК відбувається за рахунок ЕК.

Вимоги до поновлення роботи АСКОЕ після збою. Для забезпечення швидкого поновлення роботи АСКОЕ власних має експлуатувати її таким чином, щоб забезпечити правильне поновлення даних та якомога швидше поновлення обробки цих даних.

Зокрема власник АСКОЕ повинен: архівувати та резервувати дані таким чином, щоб вони могли бути поновлені з мінімальною ретроспективною обробкою, зберігати всі оброблені дані таким чином, щоб вони могли бути повторно оброблені з мінімальною затримкою, запровадити та періодично випробувати методики ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій, забезпечити збереження цілісності даних у своїх оперативних системах у випадку системного збою, включаючи запровадження ресстрації операції.

*Вимоги до передачі даних.* Усі сторони узгоджують механізм передачі/отримання даних. Це узгодження повинно виконуватись у письмовій формі. Дані комерційного обліку, що передаються до РР для введення розрахунку,

передаються з використанням протоколу та механізму передачі даних зазначеної РР. У випадку електронної передачі даних з використанням державної системи зв'язку, або приватної системи, до якої мають доступ інші сторони, вони, як мінімум, передаються з контрольною цифрою, що дозволяє стороні – одержувачу підтвердити автентичність одержаних даних.

Вибір механізму передачі даних повинен сприяти безперешкодному функціонуванню АСКОЕ. Щоразу, коли надсилаються або отримуються дані, повідомлення про отримання має надсилатися та зберігатися стороною, що надіслала дані. Дані вважаються відправленими після отримання повідомлення про отримання їх АСКОЕ.

*Вимоги до передачі даних.* Нерезиденти оптового ринку електричної енергії передають наступну інформацію від первинних приладів обліку (з масиву даних, що не підлягає коригуванню): щомісяця, 1-го числа – обсяг електроенергії за попередній місяць (враховуючи особливості електrolічильника), зафіксований розрахунковими приладами обліку. Активна електроенергія (споживання, генерація, вироблення), реактивна електроенергія (споживання, генерація), сумарні і з розбивкою по зонах доби. Обсяг електроенергії повинен передаватися по кожній точці розрахункового обліку, відповідно до договору на користування електроенергією, укладеного енергопостачальною організацією, щомісяця, 11-го і 21-го числа – покази розрахункових приладів обліку: активна електроенергія (споживання, генерація, вироблення), реактивна електроенергія (споживання, генерація), сумарні і з розбивкою по зонах доби. Покази повинні передаватися по кожній точці розрахункового обліку, відповідно до договору на користування електроенергією, укладеного з енергопостачальною організацією, інформацію яка міститься в «журналі подій».

*Вимоги до збереження даних.* Усі сторони мають зберігати дані комерційного обліку та дані про розрахунки, якими вони володіють, або отримали, впродовж 3 років від дня, до якого відносяться дані.

Зняті з лічильника покази (зібрані та отримані оціночним шляхом) мають зберігатися в ОДКО у такій формі, щоб вони могли бути використані для системи у термін 61 робочого дня після повідомлення впродовж 3 місяців від дня, до якого вони відносяться. Усі інші дані мають зберігатися у такій формі, щоб вони могли бути використані для підтримки процесу вирішення суперечок упродовж 30 робочих днів. Якщо одна сторона повідомляє про виникнення суперечки, всі інші сторони (сторона) повинні зберігати всі дані відповідного розрахункового дня доти, доки не буде повідомлено, що суперечка була вирішена або відхилена.

### **Зміст звіту**

1. Мета і програма роботи.
2. Електричні схеми.
3. Перелік обладнання і вимірювальних приладів.
4. Таблиці експериментальних і розрахункових даних.
5. Висновки.

### **Контрольні питання**

1. Яке обладнання в АСКОЕ пломбується і навіщо?
2. Як проводиться (при необхідності) зняття пломб і хто має на це право?
3. Як о має право калібрувати та змінювати конфігурацію ЛЕ?
4. Які права доступу до інформації за паролями 1, 2, 3, та 4 рівнів?
5. Основні вимоги до збереження даних.
6. Вимоги до складу передаваних даних.
7. Вимоги до передачі даних.
8. Вимоги до поновлення роботи АСКОЕ після збою.
9. Вимоги до каналів зв'язку.
10. організовується захист інформації в АСКОЕ від несанкціонованого доступу ?
11. Основні вимоги до захисту інформації.

## Лабораторно-практична робота № 10

### Дослідження режимів функціонування АСКОЕ

**Мета роботи:** *Вміти сформулювати, в залежності від структури побудови АСКОЕ, вимоги до ЛУЗОД, програмного забезпечення та режимів функціонування АСКОЕ.*

#### Теоретичні відомості

В залежності від виду системи повинні бути наведені вимоги до математичного, інформаційного, лінгвістичного, програмного, технічного, метрологічного, організаційного, методичного та інших видів забезпечення системи. Дані вимоги регламентуються ГОСТ 34.003-90 з наступними доповненнями.

Програмні засоби повинні бути достатніми для виконання всіх функцій АСКОЕ, що реалізуються із застосуванням засобів обчислювальної техніки, а також мати засоби організації всіх необхідних процесів обробки даних, що дозволяють виконувати всі автоматизовані функції в усіх регламентованих нормативно технічною документацією (НТД) режимах функціонування АСКОЕ.

Програмне забезпечення повинно бути легалізоване згідно [4,6]. Програмні засоби АСКОЕ повинні забезпечувати: безвідмовну роботу протягом всього терміну служби, а при оновленні версій повну сумісність і збереження всіх раніше встановлених і збережених параметрів; автозавантаження операційної системи або програми управління, автоматичне збереження усіх встановлених параметрів і даних, що підлягають зберіганню, за будь-яких збоїв в роботі; автоматичне само тестування за всіма параметрами; обчислення всіх необхідних показників енергоспоживання, можливість зміни в процесі роботи складу і кількості врахованих параметрів, а також механізмів їх обчислень; ведення «журналу подій», що фіксує всі входи в програмне забезпечення, його зміни, а також всі порушення нормального функціонування пристрою (збій живлення, втрата інформації від електролічильника, зникнення каналу зв'язку тощо) з обов'язковою



фіксацією дати і часу; верифікацію даних (в т.ч. на основі порівняння показів основного і дублюючого приладу обліку).

Програмні засоби АСКОЕ повинні мати механізм програмного захисту (система паролів) від несанкціонованого доступу. Математичне забезпечення АСКОЕ повинно бути реалізовано на основі типових математичних методів і алгоритмів розрахунків необхідних параметрів і техніко-економічних показників, регламентованих чинною НД, а формати і протоколи передачі даних АСКОЕ повинні бути побудовані на основі «відкритих» промислових стандартів, тобто повинні бути сумісні з АСКОЕ різних розробників, мати можливість транспортувати дані в різні СУБД, електронні таблиці та інші види програмних додатків для подальшої обробки та зберігання інформації.

У нормальному режимі роботи обмін інформацією з системою верхнього рівня АСКОЕ проводиться за сигналами запиту цієї системи, при цьому повинні передаватися будь-які запитувані і збережені в ЛУЗОД параметри. При порушеннях в роботі або фіксації несанкціонованого втручання, програмне забезпечення повинне забезпечити автоматичний перехід ЛУЗОД в режим передачі інформації на верхній рівень збору інформації.

Після запуску ЛУЗОД в роботу процеси передачі інформації на верхній рівень, взаємодії із зовнішніми пристроями, відображення інформації, підключення нових каналів обліку та передачі інформації не повинні впливати на процес збирання, накопичення і зберігання інформації в ЛУЗОД.

ПЗ АСКОЕ споживача має бути русифіковане (включаючи допоміжні і сервісні функції), сертифіковане Укртестметрстандартом України, або самостійно, або в складі типу засобів вимірювання.

База даних споживача повинна бути захищена від втрати інформації при апаратних відмовах і при несанкціонованому доступі. Інформаційний обмін на верхньому рівні АСКОЕ має здійснюватися на основі архітектури «клієнт –

сервер» з використанням протоколів TCP/IP і стандарту структурної мови запитів до бази даних - 804.

Інформація про витрату електроенергії та величину потужності в АСКОЕ споживача повинна бути прив'язана до єдиного астрономічного часу. Коригування часу повинне здійснюватися автоматично. Усі дані повинні бути забезпечені ознаками якості.

Вимоги до локальних пристроїв збору та передачі даних. ЛУЗОД в комплексі з програмним забезпеченням має бути метрологічно атестовано для застосування в комерційних розрахунках, мати відповідний сертифікат Держстандарту України та бути включеним до Держресстру засобів вимірювальної техніки України, а також мати дозвіл до застосування на території України.

ЛУЗОД повинно мати захист від несанкціонованого доступу, як до апаратної частини ЛУЗОД (роз'ємів, функціональних модулів і т.п.), так і до програмно-інформаційного забезпечення.

ЛУЗОД повинно забезпечувати в автоматичному режимі: збір інформації від ЛЕ по цифровому інтерфейсу (типу RS-485, RS-232, ІРПС тощо), збір інформації від ЛЕ оснащених імпульсними телеметричними виходами, обробку прийнятої інформації у відповідності з початковою установкою ЛУЗОД, передачу даних за запитом на верхній рівень в центральне ЛУЗОД (при його наявності) або безпосередньо у центр збору й обробки даних АСКОЕ, коректування часу та дати ЛЕ з цифровим інтерфейсом, прив'язку інформації від ЛЕ з імпульсним виходом до системного часу ЛУЗОД, самодіагностику, формати і протоколи передачі даних ЛУЗОД повинні бути побудовані на основі «відкритих» промислових стандартів, тобто повинні дозволяти використовувати їх у складі АСКОЕ різних розробників, мати можливість транспортувати дані в різні СУБД електронні таблиці та інші види програмних додатків для подальшої обробки та зберігання інформації;

Параметризація ЛУЗОД. При початковій установці (налаштуванні), а також у процесі експлуатації (при заміні електролічильників) тільки при знятті механічної пломби і введенні паролів, при цьому в пам'яті ЛУЗОД («журнали подій») автоматично повинен проводитися певний запис із зазначенням дати і часу. Параметризація ЛУЗОД під конкретну схему обліку електроенергії енергооб'єкту повинна забезпечувати: введення розрахункових коефіцієнтів вимірювальних комплексів (коефіцієнти трансформації вимірювальних трансформаторів струму та напруги), формування в групі вимірювальних каналів обліку електроенергії для розрахунку сумарних значень електроенергії за даними групами, завдання найпростішого алгоритму обчислення балансу електроенергії, як по шинам п/с, так і по енергооб'єкту в цілому (виділення власного споживання від споживання субабонентом), установку інтервалу опитування ЛЕ з цифровим виходом, установку тимчасових інтервалів для обробки інформації, що приймається від електролічильників з імпульсними виходами (обчислення усереднених півгодинних значень потужностей, формування добових графіків), установку поточних значень часу і дати, автоматичну зміну сезонів (кількість сезонів визначається діючими НТД), автоматичний перехід на зимовий/літній час.

ЛУЗОД також повинен забезпечувати: вихід в локальну обчислювальну мережу, передачу даних по комунікаційних каналах до центрів збору і обробки інформації (основним та резервним), можливість безпосереднього параметрування із застосуванням переносного комп'ютера (через оптипорт) або через вбудовану клавіатуру і табло, вироблення поточного часу з похибкою не більше 5-и секунд на добу, збереження даних, фіксацію часу зникнення живлення як за наявності зовнішнього живлення, так і при повному знеструмлення пристрою (не менше 60 діб), а також мати можливість автоматичного переходу на джерело резервного живлення, Ж 4.3.5 сумарну внесену похибку обчислення енергії і потужності не більше 0.05% по каналу обліку і не по групі обліку 0.1%.

Вихідні дані повинні супроводжуватися позначкою часу і ознакою достовірності. Мінімальна глибина зберігання даних ЛУЗОД за поточний і попередній розрахунковий період – не менше 60 діб. Інформація про факти несанкціонованого доступу повинна бути ідентифікована та збережена.

У тому разі, коли учасник або користувач системи змушені за дійсно екстреної ситуації зірвати пломбу для отримання доступу до обладнання, це має бути повідомлено ОМ або ООКО за першої нагоди, проте у будь-якому разі не пізніше наступного робочого дня. Після цього ОМ або ООКО повинні домовитися про інспектування системи комерційного обліку й, пересвідчившись в її задовільному стані і в тому, що екстрена ситуація дійсно мала місце, знову опломбувати систему комерційного обліку й поінформувати і якщо доцільно - системного оператора про ці обставини. ОМ або ООКО повинні виконати цю роботу за фіксовану плату, викладену в їх опублікованому розрахунку витрат.

Якщо ніякого повідомлення не було зроблено, а пломби пізніше будуть виявлені зірваними, то всі дані обліку, починаючи з останньої дати, коли пломби були зафіксовані наявним на своїх місцях, будуть позначені як підозрілі з подальшим проведенням розслідування.

Вимоги до режимів функціонування АСКОЕ. Режим Функціонування АСКОЕ – безперервний, круглодобовий, забезпечуючий автоматичне і оперативне (в масштабі реального часу) наповнення бази даних. Повинна бути передбачена робота в наступних режимах: штатний режим функціонування (режим 1) – всі компоненти системи справні і працюють (на всі компоненти, передбачаючи живлення, подається живлення з необхідними характеристиками: канали зв'язку працюють з передбаченими характеристиками і т.д.); аварійний режим (режим 2) – окремі компоненти, або частина компонентів вийшла з ладу, чи вийшла із ладу частина каналів зв'язку; повірочний режим (режим 3) – частина працюючого (і нормально функціонуючого) обладнання виводиться на термін із складу АСКОЕ з метою перевірки і при необхідності заміни; режим модернізації (режим 4) –

розширюється склад технічних і програмних засобів, або проводиться їх модернізація.

Робота АСКОЕ в одному з вище перерахованих режимів (1 - 4), в цілому не повинна припинятися. Тобто вихід із ладу окремих компонентів системи не повинен впливати на роботу інших компонент. При цьому розуміються тільки ті випадки, коли про аварійний стан компонента можна судити по його системі діагностики, або на компонент не подається передбачене живлення. Випадку виходу з каналів зв'язку (в режимах 2-4) первинна інформація щодо комерційного обліку повинна автоматично відновлюватися у всіх компонентах системи після відновлення працездатності каналів зв'язку.

Для повірочного режиму (режим 3) повинні бути передбачені механізми заміни лічильників і вимірювальних трансформаторів.

випадку модернізації(режим 4) повинна зупинятися робота інших компонентів, якщо вона не передбачена відповідними інструкціями або вимогами техніки безпеки.

### **Зміст звіту**

1. Мета і програма роботи.
2. Електричні схеми.
3. Перелік обладнання і вимірювальних приладів.
4. Таблиці експериментальних і розрахункових даних.
5. Висновки.

### **Контрольні питання**

1. Які основні функції ЛУЗОД?
2. Назвіть основні функції програмного забезпечення АСКОЕ.
3. Що означає «журнал подій»?
4. Види захисту програмного забезпечення АСКОЕ від несанкціонованого доступу.

### СПИСОК ВИКОИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Альтернативна енергетика України: особливості функціонування і перспективи розвитку / [Г. М. Калетнік, С. Т. Олійнічук, О. П. Скорук та ін.]. – Вінниця: Едельвейс і К, 2012. – 256 с.
2. Управління інженерною діяльністю виробничих і сервісних підприємств АПК / Г. М. Калетнік, В. Д. Войтюк, С. М. Бондар, О. П. Скорук. – Київ: МОН України, 2010. – 448 с. – (Навчальний посібник).
3. Калетнік Г. М. Біопалива. Ефективність їх виробництва та споживання в АПК України. / Г. М. Калетнік, В. М. Прищяк. – Вінниця: ВНАУ, 2008. – 192 с. – (Навчальний посібник).
4. Інтелектуалізація електроенергетичних систем. Теорія. Лабораторні роботи. Практичні заняття / М. І. Стаднік, А. А. Видмиш, А. А. Штуць, А. А. Колісник. – Вінниця: ВНАУ, 2019. – 277 с. – (Навчально-методичний посібник).
5. Пивняк Г. Г. Автоматизация однородных объектов управления / Г. Г. Пивняк, Н. І. Стадник, В. В. Ткачев. – Днепропетровск: Национальный горный университет, 2007. – 160 с. – (Монографія).
6. Технічні засоби автоматизації / [В. В. Ткачов, М. І. Стадник, В. І. Шеченко та ін.]. – Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. – 142 с. – (Навчальний посібник).
7. Differential method for measuring the maximum achievable transmission coefficient of active microwave quadripole / [А. А. Semenov, О. М. Voznyak, А. А. Vudmysh та ін.]. // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – С. 1–9.
8. Возняк О. М. Дослідження графоаналітичного методу визначення стандартних W- параметрів чотириполюсника / О. М. Возняк, А. А. Видмиш, А. А. Штуць. // Техніка, енергетика, транспорт АПК. – 2019. – С. 67–78.
9. Стаднік М. І. Дослідження пуску стрічкових конвеєрів / М. І. Стаднік, А. А. Видмиш. // Техніка, енергетика, транспорт АПК. – 2018. – С. 98–104.
10. Рубаненко О. О. Аналіз роботи ВДЕ в розподільних мережах та шляхи

компенсації їх нестабільності / О. О. Рубаненко, В. П. Янович, А. А. Видмиш. // Вісник Хмельницького національного університету. – 2019. – С. 263–268.

11. Шевченко А. В. Геометричне моделювання в задачі трасування лінійних інженерних споруд / А. В. Шевченко, А. А. Видмиш, А. А. Штуць. // Вісник ХНУ. – 2020. – С. 20–28.

12. Денисюк С. П. Технологічні орієнтири реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах/С.П/ Денисюк//Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 1. – С. 7–20. [www.oe.energy.gov/Smart Grid.htm](http://www.oe.energy.gov/Smart Grid.htm)

13. Кобец Б. Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

14. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення//Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

15. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Розвиток інтелектуальних електричних мереж України на основі положень концепції Smart Grid//Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. – К.: ІЕД НАН України, 2012. – С. 5–13.

16. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні//Техн. електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.

17. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України//Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. Ч. 1. – К.: ІЕД НАН України, 2011. – С. 5–20.

18. European Smart Grids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity. – 2006, 44 p. [Electronic resource] – Mode of access: [ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/Smart Grids\\_en.pdf](ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/Smart Grids_en.pdf)

19. EPRI's IntelliGridSM initiative. [Electronic resource] – Mode of access: <http://intelligrid.epri.com>
20. Global Smart Grid Federation Report. – GSGF, 2012. – 44 p.
21. Grid 2030: A national vision for electricity's second 100 years. – Office of Electric Transmission and Distribution, United States Department of Energy. – July 2003. – 89 p.
22. Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments. – European Union, 2011. – 118 p.
23. Strategic Research Agenda Update of the Smart Grids. SRA 2007 for the needs by the year 2035. – 2012. 72 p. [Electronic resource] – Mode of access: <http://www.SmartGrids.eu/documents/sra2035.pdf>
24. Technology Roadmap Smart Grids. – Paris: OECD/IEA, 2011. – 52 p.
25. The Modern Grid Initiative Version 2.0, Conducted by the National Energy Technology Reliability, January 2007. [Electronic resource] – Mode of access: <http://www.netl.doe.gov/SmartGrid/>
26. Burr M. T. Reliability demands drive automation investments. – Public Utilities Fortnightly, Technology Corridor department, Nov. 1, 2003. <http://www.fortnightly.com/fortnightly/2003/11/technology-corridor>
27. Анохин П.К. Принципиальные вопросы общей теории функциональных систем; 1973 год (<http://www.raai.org/library/books/anohin/anohin.htm>).
28. Видмиш А. А. Наближений метод визначення освітленості під час виконання енергетичного аудиту зовнішнього освітлення / А. А. Видмиш, О. В. Бабенко, А. А. Штуць. // Вісник Хмельницького національного університету. – 2018. – С. 241–246.
29. Егоров А.А. Интеллектуальная энергетика: мифы и реальность//Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2011. – № 12. – С. 15–22.
30. Сучасні прилади контролю та обліку електроенергії/Д. М.Калужний,



П. П. Рожков, С. Е. Рожкова, Д. В. Бородін. – Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2017. – 343 с. – (Навчальний посібник).

31. Денисюк С. П. Технологічні орієнтири реалізації концепції smart grid в електроенергетичних системах/П. Денисюк//Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – С. 7–20.

32. Стогній Б. С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення/Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк//Технічна електродинаміка. – 2010. – С. 44–50.

33. Рожков П. П. Контроль та облік електричної енергії/П. П. Рожков, С. Е. Рожкова. – Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2018. – 107 с. – (Конспект лекцій).

34. Стасюк О. І. Принципи і методи комп'ютерної інтелектуалізації мереж електропостачання залізниць/О. І. Стасюк, Л. Л. Гончарова.//інформаційно – керуючі системи на залізничному транспорті. – 2016. – №6. – С. 10–18.

35. Денисюк С. П. Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій/С. П. Денисюк, Д. С. Горенко//Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – №2. – С. 25–33.

36. Концепція функціонування і розвитку Оптового ринку електроенергії України/Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 25 липня 2002р. – Х.: Енерго Клуб України, 2002. – 72 с.

37. Правила Оптового ринку електроенергії України (Правила ринку). Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електроенергії/Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України 02.10.1997 р.

38. Правила користування електричною енергією/Затв. Постановою НКРЕ від 31.07.1996 №28 (у редакції Постанови НКРЕ від 17.10.2005 №910 із змінами і доповненнями).

39. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у

сферах енергетики та комунальних послуг/Закон України//Відомості Верховної Ради, 2016. – № 51 – ст.833.

40. Програма послідовного впровадження АСКОВЕ в ОРЕ України//Затв. Радою ОРЕ, протокол від 25.11.2005 р. №12.

41. Концепція Інформаційно-обчислювального комплексу Головного оператора Системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України/Розроб.: А.В.Праховник – керівн. розроб., О.В.Коцар, Ю.О.Расько//Затв. ДП «Енергоринок» 10.11.2011 р. – 68 с.

42. Коцар О.В., Расько Ю.О. Формування інформаційного забезпечення комерційних розрахунків в ОРЕ України//Енергетика: економіка, технології, екологія. 2014. – №3 – С.38 – 45.

43. Праховник А.В., Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів та балансуючого ринку//Енерг. и електрифікація, 2010. – №2 – С.42 – 52.

44. Проект Закону про ринок електричної енергії України//Законопроект № 4493, зареєстр. у Верховній Раді України 21.04.2016 р.

45. Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги. Стандарт ОРЕ//Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол №15 від 27.01.2006 р.

46. Вимоги до порядку збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України/Розроб.: О.В.Коцар – керівн. розроб., Ю.О.Расько//Затв. ІЕЕ НТУУ «КПІ» 10.01.2013 р. – 75 с.

47. Коцар О.В. Комплексне забезпечення достовірності та актуальності даних комерційного обліку в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів і балансуючого ринку//Енерг. та електрифікація, 2011. – №3 – С.27.

48. Коцар О.В., Расько Ю.О. Формування інформаційного забезпечення комерційних розрахунків в ОРЕ України//Енергетика: економіка, технології,

екологія. 2014. – №3 – С.38 – 45.

49. Праховник А.В., Коцар О.В., Прокопеч В.І. Сучасні принципи побудови АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОЕ споживачів в умовах енергоринку України//Енерг. и електрифікація, 2006. – №4 – С.2 – 7.

50. Коцарь О.В. Базовые технические решения при построении распределенных АСКУЕ//Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні. 5-а Науково- практична конференція – Матеріали, Київ, 2005. – С.126 – 133.

51. Праховник А.В., Коцар О.В. Визначення обсягів метрологічної атестації під час побудови АСКОЕ суб'єктів ринку електричної енергії України//Український метрологічний журнал, 2009. – №2 – С.15 – 28.

52. Коцарь О.В. Применение АСКУЕ для контроля текущих параметров режимов электропотребления на промышленных предприятиях//Енерг. и електрифікація, 2004. – №6 – С.24 – 29.

53. Коцарь О.В., Мазан В.В. Некоторые особенности создания АСКУЕ электроэнергетических компаний//Енерг. и електрифікація, 2003. – №9 – 10 – С.37 – 46.

54. Коцар О.В., Романько В.М. Методи та засоби синхронізації вимірювань під час диференційованого обліку електричної енергії в ОРЕ України//Український метрологічний журнал, 2009. – №4 – С.8 – 16.

55. Проблеми створення шкали єдиного часу вимірювальних систем електроенергетики України/О.С.Клейман, О.В.Коцар, П.О.Кравченко та ін.//Енерг. и електрифікація, 2007. – №1 – С.42 – 49.

56. Праховник А.В., Коцар О.В. Концептуальні підходи до забезпечення стійкого функціонування АСКОЕ в умовах РДДБР/Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні//VIII Науково-практична конференція – Матеріали, Київ, 2011. – С.7 – 28.

57. Коцар О.В., Поліщук О.Ю. Практичні аспекти побудови та експлуатації АСКОЕ кінцевих споживачів//Енерг. та електрифікація, 2013. – №6 – С.53

58. Коцар О.В. Формування даних комерційного обліку в ОРЕ України//Енерг. та електрифікація, 2012. - №10.

59. Автоматизована система обліку електричної енергії з контролем якості показників якості. Васильченко В.І., Гриб О.Г., Светелик О.Д., Тесик Ю.Ф. Енергетика та електрифікація, №11, 2013.

60. АСКУЕ НЭК «Укрэнерго»: опыт эксплуатации и перспективы развития. Иляшевский В.А. Электропанорама, № 12, 2011. № 1-2, 2012.

61. Вдосконалення процедур верифікації та достовіризації вимірювальної інформації в АСКОЕ. Бедерак Я.С., Непишний Я.В., Родін Ю.А. Электропанорама. № 1-2, 2014.

62. Концептуальні положення побудови АСКОЕ в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України. Праховник А.В., Коцар О.В. Енергетика та електрифікація, № 2, 2009.

63. Можливості дистанційного калібрування високоточних цифрових лічильників електричної енергії. Величко О., Карпенко С. Метрологія та прилади, № 3, 2013.

64. Практичні аспекти побудови та експлуатації АСКОЕ кінцевих споживачів. Коцар О.В., Поліщук О.Ю. Енергетика та електрифікація, № 6, 2013.

65. Побудова систем обліку електроенергії об'єктів альтернативної енергетики. Калінчик В. П., Шиянов О. О., Філянін Д. В., Кульбачний П. В.2013.

66. Стан улаштування обліку електричної енергії на роздрібному ринку електричної енергії України. Єгорова Г.В. Электропанорама, № 5, 2012.

67. Сучасні засоби автоматизації обліку електричної енергії. Енергетика та електрифікація, № 1, 2014.

68. Формування даних комерційного обліку в ОРЕ України/Коцар О.В.

Енергетика та електрифікація, № 10, 2012.

69. Формування цінності взаємовідносин енергопостачальних підприємств зі споживачами електроенергії. Перерва П.Г., Омеляненко Т.В. Маркетинг і менеджмент інновацій, №1, 2014.

70. Шляхи підвищення ефективності автоматизованого керування об'єктами енергетичних компаній та систем, Кігель А.Г. Наукові праці Донецького національного технічного університету, № 11 (186), 2011.

71. Метрология электрических измерений в электроэнергетике. Доклады научно-технических семинаров и конференций. 2001.

72. Лист НКРЕ України від 23.10.2007г. № 6170/19/17-07 «Щодо порядку узгодження технічної документації та впровадження ЛУЗОД (АСКОЕ) на електроустановках споживачів (на заміну листа НКРЕ України від 01.07.2005 № 01-39-19/2917)».

73. «Концепція побудови автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в умовах енергоринку» затверджена 17.04.2000г. на спільному засіданні НТР Міненерго і НКРЕ України, погодженої з Держстандартом України листом №2009/5-3 от 22.05.1997г.

74. «Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії» НКРЕ № 1349 від 19.10.98 (Додаток №10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії).

75. «Концепція легалізації програмного забезпечення та боротьби з нелегальним його використанням» затверджена 15 травня 2002 р. № 247-р КМ України.

# ДОДАТКИ

## Додаток А

### Типова програма проведення дослідної експлуатації АСКОЕ

#### А.1 Загальні положення

Ця програма призначена для проведення дослідної експлуатації автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) Споживача .

Склад АСКОЕ:

А.1.1 ЛУЗОД (реєстраційний номер у Державному реєстрі засобів вимірювальної техніки, допущених до застосування в Україні №...);

А.1.2 Багатофункціональні прилади обліку електроенергії (реєстраційний номер у Державному реєстрі засобів вимірювальної техніки, допущених до застосування в Україні №...);

А.1.3 Сервер баз даних;

А.1.4 Комунікаційний сервер; А.1.5 АРМ операторів АСКОЕ.

А.2 Сервери АСКОЕ здійснюють збір, обробку та зберігання первинної інформації отриманої з первинних приладів, здійснюють маршрутизацію запитів і передачу інформації за запитом користувачам АСКОЕ у відповідності зі структурною схемою АСКОЕ.

А.3 Структура АСКОЕ Споживача:

Таблиця 1

Найменування підстанції	Найменування приєднання	Тип приладу обліку	ЛУЗОД	Організація і порядок передачі інформації на сервер бази даних АСКОЕ (тип інтерфейсу, канал зв'язку тощо)

А.4 Зміст дослідної експлуатації

А.4.1 Дослідна експлуатація АСКОЕ споживача полягає в плановому застосуванні АСКОЕ на об'єкті експлуатації у відповідності з правилами, викладеними в робочому проекті та експлуатаційній документації, і наступному

порівнянні отриманих результатів з вимогами, викладеними в технічному завданні на впровадження АСКОЕ.

А.4.2 Дослідна експлуатація вважається позитивно завершеною, якщо отримані результати відповідають вимогам технічного завдання на впровадження АСКОЕ.

А.4.3 Термін проведення дослідної експлуатації АСКОЕ Споживача - 3 місяці.

А.4.4 Перелік заходів, що визначають зміст дослідної експлуатації АСКОЕ Споживача, наведено в Таблиці 2.

Таблиця 2

Зміст робіт	Примітки
Узгодження Програми проведення дослідної експлуатації АСКОЕ Споживача з ЕК та всіма зацікавленими сторонами.	
Передача в ЕК комплексу документації з програмного забезпечення, що включає опис програмного комплексу, звітні форми та алгоритми розрахунку втрат, які використовуються в ПО, а також передача технічних і програмних засобів, необхідних для експлуатації та обслуговування АСКОЕ. Навчання персоналу Енергопостачальної організації порядку експлуатації програмного комплексу і багатофункціональних приладів обліку.	
Метрологічна атестація АСКОЕ Споживача органами Укртестметрстандарту України. Видання наказу по підприємству про введення АСКОЕ в дослідну експлуатацію. Оформлення акту введення АСКОЕ Споживача в дослідну експлуатацію.	
Дослідна експлуатація АСКОЕ Споживача протягом 3-х місяців, у відповідності з етапами визначеними Таблицею 3, за участю всіх зацікавлених сторін.	



Зміст робіт	Примітки
Оформлення результатів дослідної експлуатації. Перевірка відповідності результатів дослідної експлуатації вимогам технічного завдання на впровадження АСКОЕ. При необхідності узгоджується перелік виявлених недоробок, і способи їх усунення. Складання акта закінчення дослідної експлуатації.	
Затвердження зацікавленими сторонами методики і термінів періодичної перевірки АСКОЕ на предмет: верифікації даних системи з необробленою інформацією від первинних приладів обліку, контролю несанкціонованого доступу до даних АСКОЕ, контролю системного часу, надійність отримання інформації від первинних приладів обліку.	
Оформлення акту про ввід АСКОЕ споживача в промислову експлуатацію.	

#### А.5 Порядок проведення дослідної експлуатації АСКОЕ Споживача

А.5.1 Після завершення пусконаладжувальних робіт із впровадження АСКОЕ Споживача, вона вводиться в дослідну експлуатацію.

А.5.2 Дослідна експлуатація АСКОЕ здійснюється протягом терміну, зазначеного в Акті, згідно з робочим проектом та експлуатаційної документації. Етапи дослідної експлуатації представлені в Таблиці 3. Протягом дослідної експлуатації перевіряється працездатність системи в цілому та її відповідність вимогам технічного завдання на впровадження АСКОЕ. Для перевірки працездатності системи на початок розрахункового періоду робиться контрольне знімання показників лічильників, що входять до АСКОЕ Споживача, який повторюється з періодом 1 декада. Витрата електроенергії, визначена за лічильниками за допомогою контрольного знімання порівнюється з витратами електроенергії, яка фіксується АСКОЕ.

А.5.3 Результати дослідної експлуатації оформляються Актом, до якого додаються звітні форми, узгоджені усіма зацікавленими сторонами, які беруть участь у проведенні дослідної експлуатації.

А.5.4 При невиконанні програми дослідної експлуатації АСКОЕ споживача в зазначені терміни в повному обсязі, термін проведення дослідної експлуатації повинен бути продовжений до виконання програми дослідної експлуатації в повному обсязі. У разі виявлення недоробок у функціонуванні системи АСКОЕ термін дослідної експлуатації продовжується на період усунення виявлених недоробок.

А.5.5 На підставі Акту про успішне закінчення дослідної експлуатації та свідоцтва про МА складається Акт про введення АСКОЕ Споживача в промислову експлуатацію, який узгоджується з усіма зацікавленими сторонами.

А.6 Етапи проведення дослідної експлуатації автоматизованої системи обліку електроенергії споживача.

Таблиця 3

№ п/п	Найменування робіт	Місце проведення	Дата	Форма звіту	Представники
1.	Подекадний контроль незмінності журналу доступу, протоколу подій приладів і пристроїв обліку електроенергії.			Акт	
2.	Перевірка надійності роботи ПЗ АСКОЕ: 2.1 Введення інформації в ручному режимі (показання приладів обліку, витрати); Алгоритм розрахунку втрат, відображення розрахунку втрат в даних АСКОЕ за звітний період, розподіл втрат по зонах доби; Перевірка можливості відображення в ПО зміни алгоритму розрахунків обсягів корисного відпуску, перетоків				

№ п/п	Найменування робіт	Місце проведення	Дата	Форма звіту	Представники
3.	Реактивної електроенергії, втрат при невідповідності схеми електропостачання Споживача схемі нормального режиму, вихід з ладу приладів обліку; 2.4. Верифікація даних звітних форм.			Акт	
4.	Перевірка надійності роботи АРМ ЕК (оперативний контроль енергетичних параметрів, перелік яких повинен бути погоджений з ЕК			Акт	
5.	Подкадне контрольне знімання показань приладів і пристроїв обліку, із звіренням показників на АРМ ЕК			Акт	
6.	Параметризація приладів і пристроїв обліку електроенергії електронних лічильників (встановлення тарифних зон, дати зміни сезону і т.д.)			Акт	
7.	Синхронне звірення показників багатофункціональних приладів обліку, з підтвердженням показників на АРМ ЕК			Акт, Протокол	
8.	Провести верифікацію даних по всіх параметрах лічильників, що беруть участь в комерційних розрахунках, шляхом візуального порівняння інформації лічильників і на АРМ ЕК			Акт, протокол	

№ п/п	Найменування робіт	Місце проведення	Дата	Форма звіту	Представники
9.	Імітація планових режимів роботи приладів і пристроїв обліку. Імітація виникнення аварійних режимів, збоїв у роботі пристроїв, що входять в структуру АСКОЕ: Вихід з ладу (пошкодження) каналів зв'язку між підстанціями і сервером АСКОЕ Споживача; Вихід з ладу (пошкодження) цифрових каналів «прилад обліку - ЛУЗОД»; Вихід з ладу (пошкодження) імпульсних каналів (якщо є) «прилад обліку - ЛУЗОД»; Зникнення живлення 220 В пристроїв обліку, серверів АСКОЕ Споживача; Спроба несанкціонованої параметризації приладів і пристроїв обліку			Протокол	
10.	(відображення в Журналі доступу); Перехід на зимовий та літній час пристроїв і приладів обліку; Спроба несанкціонованої зміни поточного часу приладів і пристроїв обліку (відображення в Журналі доступу); Вихід з ладу приладів і пристроїв обліку (відображення у Протоколі подій) і т.д... Всі операції здійснюються з обов'язковим оперативним контролем на АРМ ЕК				

Представник Розроблювача;

Представник Споживача;

Представник енергопостачальної компанії;

Представник суміжних ліцензіатів (при їх наявності);

## ДОДАТОК Б

### **Організація і порядок проведення метрологічної атестації АСКОЕ. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ**

Складено на підставі (РД 34.11.202-95)

Б.1 Метрологічна атестація вимірювальних каналів АСКОЕ - дослідження вимірювальних каналів, що проводиться з метою визначення та оцінки МХ ВК в реальних умовах експлуатації та видача документа, що засвідчує ці характеристики.

Б.1.1 Основними завданнями при проведенні метрологічної атестації є:

Б.1.1.1 визначення МХ ВК і їх оцінка;

Б.1.1.2 встановлення відповідності МХ вимогам технічного завдання, а також відповідності вимогам НТД;

Б.1.1.3 встановлення МХ ВК, що підлягають контролю (перевірці);

Б.1.1.4 встановлення міжповірочних інтервалів;

Б.1.1.4 встановлення порядку метрологічного і оперативного контролю за АСКОЕ.

Б.2 Метрологічній атестації підлягають слідуєчі ВК:

Б.2.1 АСКОЕ які вперше вводяться в експлуатацію;

Б.2.2 АСКОЕ що перебувають в експлуатації, але не пройшли атестацію;

Б.2.3 АСКОЕ що перебувають в експлуатації, у яких підійшов термін чергової атестації ВК;

Б.3 Метрологічну атестацію АСКОЕ проводять - представники Укртестметрстандарту України, у присутності представників ЕК і представників усіх зацікавлених сторін;

Б.4 Метрологічну атестацію ВК АСКОЕ проводять у реальних умовах експлуатації за програмою наданої Розробником або підприємством, що експлуатує АСКОЕ.

Б.5 Позитивні результати метрологічної атестації є підставою для

видачі свідоцтва про метрологічну атестацію ВК АСКОЕ, один примірник якого надається в ЕК.

## Б.6 ПОРЯДОК ПОДАННЯ ВК АСКОЕ НА МЕТРОЛОГІЧНУ АТЕСТАЦІЮ

Б.6.1 АСКОЕ, що вводяться в експлуатацію представляє на метрологічну атестацію організація-розробник; АСКОЕ, що знаходяться в експлуатації - підприємство, що експлуатує їх.

Б.6.2 АСКОЕ представляють на метрологічну атестацію разом з програмним забезпеченням і комплектом технічної документації.

Б.6.3 АСКОЕ, що вводяться в експлуатацію представляються на метрологічну атестацію з наступною технічною документацією:

Б.6.3.1 технічне завдання на розробку АСКОЕ;

Б.6.3.2 технічні вимоги ЕК до АСКОЕ Споживача;

Б.6.3.3 технічний опис та інструкція з експлуатації;

Б.6.3.4 проект програми метрологічної атестації (ПМА);

Б.6.3.5 проект методичних вказівок з перевірки;

Б.6.3.6 акт про введення АСКОЕ в дослідну експлуатацію;

Б.6.3.7 свідоцтва про перевірку елементів АСКОЕ.

Б.6.3.8 акт про успішне завершення дослідної експлуатації.

Б.7 Технічну документацію представляє організація-розробник разом з підприємством, що експлуатують АСКОЕ.

Б.8 АСКОЕ, що знаходиться в експлуатації, видається на метрологічну атестацію з усією наявною на неї технічною та експлуатаційною документацією.

Б.9 Метрологічну атестацію проводять тільки у випадку, якщо умови експлуатації елементів АСКОЕ задовольняють вимогам, встановленим у технічній документації по кожному елементу АСКОЕ, АСКОЕ в цілому.

Б.10 Підприємство, що експлуатує АСКОЕ, повино подати до органів Укртестметрстандарту, що проводять МА наступні документи:

Б.10.1 короткі відомості про об'єкт експлуатації АСКОЕ;

Б.10.2 перелік ВК;

Б.10.3 відомості про реальні умови експлуатації.

Б.11 Перелік ВК АСКОЕ, що підлягають експериментальним дослідженням визначається органами Укртестметрстандарту України.

Б.12 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНОЇ АТЕСТАЦІЇ

Б.12.1 Метрологічну атестацію проводять у присутності представників енергопостачальної компанії і всіх зацікавлених сторін, за програмою, загальні вимоги до якої викладені в наступному додатку.

Б.12.2 Програма метрологічної атестації затверджується органами Укртестметрстандарту України.

Б.12.3 Метрологічна атестація включає в себе наступні етапи:

Б.12.3.1 розгляд технічної документації;

Б.12.3.2 узгодження та затвердження програми та методики атестації;

Б.12.3.3 експериментальне дослідження ВК;

Б.12.3.4 аналіз результатів експериментальних досліджень ВК, складання звіту або протоколу про атестацію, складання і видача свідоцтва.

Б.13 Метрологічна атестація АСКОЕ проводиться за участю представників Споживача, що експлуатує АСКОЕ, представників організації-розробника, представників енергопостачальної організації, представників усіх зацікавлених сторін.

Б.14 Організація робіт з МА АСКОЕ покладається на Споживача.

Б.15 Підприємство, яке представляє АСКОЕ на метрологічну атестацію, не пізніше ніж за три місяці до початку проведення робіт має підготувати і передати організації, яка проводить МА, Технічну та проектну документацію на АСКОЕ та забезпечити виконання всіх підготовчих робіт згідно з програмою і методикою атестації.

Б.16 При проведенні МА АСКОЕ:

Б.16.1 Виконуються експериментальні дослідження ВК відповідно до програми й методики атестації;

Б.16.2 виконується аналіз і обробка отриманих експериментальних даних; Б.16.3 розробляється методика перевірки;

Б.16.4 визначаються метрологічні характеристики ІК;

Б.16.5 складається протокол за результатами МА АСКОЕ;

Б.16.6 оформлюється свідоцтво про МА АСКОЕ.

Б.17 ОФОРМЛЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ МЕТРОЛОГІЧНОЇ АТЕСТАЦІЇ АСКОЕ

Б.17.1 За результатами МА АСКОЕ видається Свідоцтво про МА АСКОЕ.

Б.17.2 Копії свідоцтв про МА АСКОЕ надається в ЕК.

Б.17.3 Результати МА вважаються позитивними, якщо МХ, визначені в процесі МА, знаходяться в межах, встановлених у НТД.

Б.17.4 В іншому випадку результати МА вважаються негативними.

Б.17.5 При негативних результатах МА оформляють протокол із зазначенням отриманих результатів та оголошення про непридатність АСКОЕ до застосування з відповідним обґрунтуванням.



## ДОДАТОК В

### Акт про результати дослідної експлуатації АСКОЕ

Дата:

Склад комісії: представник ЕК

представник Споживача

представник Розроблювача

Дійсний Акт складений на підставі результатів дослідної експлуатації АСКОЕ Споживача, проведеної з... по...з відповідністю до Програми дослідної експлуатації АСКОЕ Споживача від 20\_\_ р.

В.1 Проведення етапів Програми дослідної експлуатації АСКОЕ Споживача здійснювалося з повідомленням та у присутності представників всіх зацікавлених сторін.

В.2 У ході дослідної експлуатації АСКОЕ Споживача були проведені наступні роботи:

В.2.1 подекадний контроль незмінності Журналу доступу, Протоколу подій. (Роздруківки протоколів звіту багатофункціональних приладів і пристроїв обліку електроенергії від... додаються);

В.2.2 контрольне знімання показань лічильників, зі звіренням показань на АРМ ЕК (Акти проведення контрольного знімання показань багатофункціональних приладів і пристроїв обліку від... додаються);

В.2.3 зроблено верифікацію даних по всіх параметрам приладів і пристроїв обліку, що беруть участь у комерційних розрахунках, шляхом візуального порівняння інформації на лічильниках і на АРМ ЕК (Акти проведення контрольного знімання показань багатофункціональних приладів і пристроїв обліку від... додаються).

В.3 Імітація аварійних режимів, збоїв у роботі пристроїв, що входять у структуру АСКОЕ:

В.3.1 канали зв'язку між підстанціями й сервером бази даних АСКОЕ;

В.3.2 цифрові канали зв'язку (струмова петля);

В.3.3 імпульсні канали;

В.3.4 зникнення живлення 220В у на пристроях обліку, сервера бази даних;

В.3.5 перевірка ведення «Журналу доступу» і «Протоколу подій пристроїв і приладів обліку»;

В.3.6 перехід на зимовий і літній час пристроїв і приладів обліку;

В.3.7 спроба несанкціонованої зміни поточного часу в приладах і пристроях обліку;

В.3.8 вихід з ладу приладів, пристрою обліку, імпульсного каналу.

В.4 Всі операції виконуються з обов'язковим оперативним контролем аварійної ситуації на АРМ ЕК. Демонстрація варіантів рішення. Порядок оповіщення енергопостачальної компанії. Порядок документування (Акт імітації аварійних режимів, збоїв у роботі пристроїв, що входять у структуру АСКОЕ від... додається)

В.5 Проведено фіксацію програмних констант пристроїв і приладів обліку. (Роздруківки протоколів звіту приладів і пристроїв обліку від... додається)

В.6 Перевірка надійності роботи АСКОЕ:

В.6.1 введення інформації в ручному режимі (показання приладів обліку, витрати);

В.6.2 алгоритм розрахунку втрат, відбиття розрахунку втрат у даних АСКОЕ за звітний період, розподіл втрат по зонах доби;

В.6.3 оцінка вірогідності розрахунку втрат за розрахунковий період і перевірку їхнього розподілу по зонах доби за результатами не менш чим одного повного розрахункового періоду з 00 ч. 00 хв. 01 по 24 ч. 00 хв. 31;

В.6.4 перевірка можливості відображення в ПЗ зміни алгоритму розрахунків обсягів корисного відпуску, перетоків реактивної електроенергії, втрат при невідповідності схеми електропостачання Споживача схемі нормального режиму, вихід з ладу приладів обліку. Виконано перевірку величини втрат у цілому по підприємству й з наростаючим підсумком по

кожній з живлячих ліній;

В.6.5 верифікація даних звітних форм (Таблиця порівняльного аналізу за результатами подекадного контрольного знімання показань приладів і пристроїв обліку додається);

В.6.6 верифікація звітних форм за результатами й на підставі даних повного розрахункового періоду з 00 ч. 00 ш 01 по 24 ч. 00 хв. 31, у т.ч. обсяг активного споживання Споживача за показниками розрахункових приладів) обліку, величина втрат, величина споживання/генерації реактивної електроенергії. (Таблиця порівняльного аналізу за результатами подекадного контрольного знімання показань приладів і пристроїв обліку додається).

В.7 Перевірка надійності роботи АРМ ЕК.

В.7.1 У ході проведення дослідної експлуатації АСКОВЕ Споживача було встановлено:

В.7.1.1 клас точності багатофункціональних приладів обліку, встановлених по розрахунковим приєднанням Споживача на підстанціях ЕК Споживача задовольняють вимогам ТУ, НТД;

В.7.1.2 функціональні можливості приладів і пристроїв обліку, встановлених по розрахунковим приєднанням Споживача на підстанціях ЕК Споживача задовольняють вимогам ТУ, НТД;

В.7.1.3 прилади й пристрої обліку, що входять до складу АСКОВЕ Споживача внесені в Державний реєстр засобів вимірювальної техніки України;

В.7.1.4 збір інформації від багатофункціональних електрорічильників, встановлених по розрахунковим приєднанням Споживача здійснюється по цифрових каналах, що забезпечує можливість одержання на АР оператора ЕК інформації оперативної і з наростаючим підсумком у повному обсязі, при умові працездатності лічильника, цифрових інтерфейсів, адапторів, пристроїв обліку, каналу передачі інформації;

В.7.1.5 структура і ПЗ верхнього рівня АСКОВЕ Споживача дозволяє

здійснювати зовнішню синхронізацію ходу, внутрішніх таймерів приладів і пристроїв обліку електроенергії, що входять до складу АСКОЕ;

В.7.1.6 інформацію вводять вручну в БД ПЗ верхнього рівня АСКОЕ Споживача забезпечена, відповідною ознакою "ручного введення". У ручному режимі здійснюється введення інформації по приєднанню від ПС;

В.7.1.7 на АРМ ЕК встановлене користувальницьке ПЗ АСКОЕ Споживача, забезпечує можливість одержання інформації оперативної і з наростаючим підсумком по кожному приєднанню, при умові працездатності всіх пристроїв обліку, збору, обробки, зберігання, передачі даних, а також каналів передачі інформації, що входять до складу АСКОЕ Споживача.

В.7.1.8 передача інформації від первинних приладів і пристроїв обліку електроенергії здійснюється по виділенім і... каналам зв'язку. Організація опитування приладів і пристроїв обліку електроенергії здійснюється через пристрої...

В.7.1.9 багатофункціональні лічильники зміни сезонів здійснюють автоматично;

В.7.1.10 можливий взаємний контроль випадків коректування поточного часу в пристроях і приладах обліку електроенергії, а також – контроль за можливими випадками несанкціонованої параметризації пристроїв і приладів обліку електроенергії;

Висновок: За результатами проведення кожного етапу Програми складені відповідні акти. Виявлені в процесі проведення дослідної експлуатації АСКОЕ Споживача недоробки зафіксувавши прикладним актом і будуть усунуті у встановлені цим актом терміни.

Представник ЕК

Представник Споживача Представник Розроблювача

## ДОДАТОК Г

### Акт про введення в промислову експлуатацію АСКОЕ

Дата:

Склад комісії:

представник Замовника

представник Споживача

представник ЕК

Дійсний Акт складений на підставі Акту про проведення дослідної експлуатації АСКОЕ Споживача від.

Дійсний Акт підтверджує технічну, метрологічну й організаційну готовність використання АСКОЕ Споживача для комерційних розрахунків за спожиту електроенергію: (готова/не готова)

Комісія зробила обстеження АСКОЕ Споживача. Представлена автоматизована система обліку електроенергії (АСКОЕ) містить у собі: пристрої... у кіл-ті 0 шт. автоматизовані робочі місця (АРМ) у кількості... 0 т-, лічильники... у кількості (...) шт, канали зв'язку й пристрої прийому-передачі даних.

АСКОЕ Споживача змонтована в повному обсязі, згідно Вимог №... від... і робочого проекту.

Комісія перевірила працездатність системи: (працездатна/не працездатна).

Комісія підтвердила її відповідність вимогам діючих НТД: (відповідає/не відповідає).

Комісія зробила висновок про можливість прийняття її в постійну промислову експлуатацію: (готова/ не готова).

Наявність комплекту необхідної технічної документації, комплекту документації про порядок експлуатації АСКОЕ, що відповідають вимогам

Укртестметрстандарту (підтверджується/не підтверджується).

Відповідність технічної документації на АСКОЕ Споживача діючої НТД: (відповідає/не відповідає).

Відповідність виконання АСКОЕ затвердженому робочому проекту: (відповідає/не відповідає).

Комісія зробила аналіз результатів дослідної експлуатації: (позитивні/незадовільні).

Комісія зробила перевірку наявності й схоронності встановлених пломб і паролів в АСКОЕ: (не порушені/порушені)

Зауваження:

---

---

---

---

---

Висновок: АСКОЕ Споживача вводиться в промислову експлуатацію.

З введенням АСКОЕ порядок взаємин між Споживачем і Енергопостачальною організацією" з питань комерційного обліку визначається відповідною Інструкцією про взаємини. При виявленні фактів виходу з ладу елементів АСКОЕ, що як наслідок дали перекручування вірогідності комерційної інформації, розрахунки за спожиту електроенергію здійснюються па підставі показань первинних приладів обліку. Розрахунки за спожиту; на підставі показань первинних приладів обліку здійснюється до усунення виявлених порушень.

Терміни періодичної метрологічної атестації АСКОЕ Споживача органами Укртестметрстандарту України визначається у відповідності зі строками зазначеними у свідоцтві про метрологічну атестацію АСКОЕ Споживача №... від... 20 р.

Представник ЕК

Представник Споживача

## Додаток Д

### Технічна документація на АСКОЕ

Д.1 Технічна документація на АСКОЕ повинна відповідати діючим НТД і повинна включати:

Д.1.1 опис комплексу технічних засобів, у тому числі технічну документацію за правилами монтажу, настройки та експлуатації відповідних елементів;

Д.1.2 технічну документацію на окремі компоненти апаратури (ЛУЗОД, апаратуру передачі даних і т.д.) які постачаються заводами-виробниками, що містить правила монтажу;

Д.1.3 налагодження і експлуатації відповідних елементів;

Д.1.4 перелік вхідних сигналів;

Д.1.5 перелік вихідних сигналів і документів;

Д.1.6 опис організації інформаційної бази, технології вилучення з неї інформації, а також завантаження в неї інформації;

Д.1.7 опис програмного забезпечення, порядку його установки, конфігурації і налаштування;

Д.1.8 програми і методики випробувань окремих компонентів та АСКОЕ в цілому при введенні в експлуатацію, а також періодичних перевірок в процесі експлуатації;

Д.1.9 протоколи налагодження окремих елементів та АСКОЕ в цілому;

Д.1.10 методику виконання вимірювань (МВВ);

Д.1.11 інструкцію з експлуатації АСКОЕ.

Д.2 Комісія повинна:

Д.2.1 підтвердити відповідність виконання АСКОЕ затвердженим проектом;

Д.2.2 виконати перевірку наявності необхідної документації та відповідних свідоцтв органів Укртестметрстандарту України;

Д.2.3 відомості експлуатаційних документів;

Д.2.4 загальних опису та інструкції з експлуатації системи;

Д.2.5 структурною схеми комплексу технічних засобів;

Д.2.6 однолінійної електричної схеми, із зазначенням меж балансової належності та розташуванням точок комерційного обліку електроенергії, узгодженої з енергопостачальною компанією;

Д.2.7 порядок автоматичного комерційного обліку електроенергії на обхідних вимикачах для підстанцій з обхідними системами збірних шин;

Д.2.8 специфікації обладнання;

Д.2.9 плани (схеми) розташування обладнання та електропроводки до нього;

Д.2.10 схеми з'єднання і підключення зовнішніх електропроводок;

Д.2.11 опис алгоритмів функціонування компонентів АСКОЕ;

Д.2.12 технічний опис системи;

Д.2.13 методика перевірки системи та її агрегатних елементів;

Д.2.14 перелік точок обліку, включених до АСКОЕ;

Д.2.15 комплект документації на апаратуру і програмне забезпечення (структурна схема комплексу технічних засобів, схема з'єднання та підключення, специфікація обладнання, документація на технічні засоби, які постачаються заводами-виробниками, експлуатаційна документація на систему і т.д.);

Д.2.16 протокол налагодження і випробувань елементів системи;

Д.2.17 документи органів Укртестметрстандарту про затвердження типу АСКОЕ, а також свідоцтво про МП засобів вимірювання та МА АСКОЕ в цілому;

Д.2.18 паспорти - протоколи вимірювального комплексу обліку електроенергії;

Д.2.19 програма навчання персоналу енергопостачальної компанії порядку експлуатації багатофункціональних електролічильників, ПЗ АСКОЕ.

Д.3 Накази та розпорядження з організації експлуатації АСКОЕ, з визначенням:



Д.3.1 відповідальних співробітників Споживача, що відповідають за експлуатацію апаратури і програмного забезпечення АСКОЕ;

Д.3.2 переліку документації по експлуатації апаратури та програмного забезпечення АСКОЕ а також порядку її затвердження.

Д.3.3 переліку осіб, які мають право санкціонованого оперативного доступу до апаратури та інформації.

Д.4 Інструкції по експлуатації АСКОЕ, погоджені з енергопостачальною компанією:

Д.4.1 порядок обслуговування апаратури, ПЗ (контроль справності апаратури, її періодичне тестування, порядок та періодичність перевірки, порядок дії персоналу при виході системи з ладу);

Д.4.2 порядок контролю відповідності внутрішнього часу АСКОЕ астрономічного і його коректування при необхідності (у санкціонованих межах);

Д.4.3 порядок дій персоналу Споживача при тимчасовому виході з ладу апаратури, ПЗ АСКОЕ, при створенні ремонтних схем та інших нештатних ситуаціях, порядок документування, порядок повідомлення енергопостачальної організації;

Д.4.4 порядок організації і забезпечення передачі комерційної, технічної та службової інформації в енергопостачальну компанію;

Д.4.5 порядок реєстрації відмов у роботі АСКОЕ;

Д.4.6 порядок контролю достовірності даних АСКОЕ за показаннями первинних приладів обліку;

Д.4.7 порядок контролю працездатності вимірювальних каналів АСКОЕ;

Д.4.8 порядок документування комерційної інформації;

Д.4.9 порядок ведення документації з обслуговування апаратури, ПЗ АСКОЕ;

Д.4.10 відповідальність персоналу Споживача за дії, що призвели до

спотворення комерційної інформації з обліку електроенергії;

Д.4.11 порядок фіксації дій персоналу Споживача з контролю стану, ремонту і технічного обслуговування апаратури АСКОЕ, корекції настройки і заміні компонентів;

Д.4.12 інших питань, що відображають особливості експлуатації;

Д.5 Зробити аналіз результатів дослідної і промислової експлуатації.

Д.6 Виконати перевірку наявності та збереження встановлених пломб і паролів в АСКОЕ.

Д.7 Комісія проводить обстеження АСКОЕ, перевіряє працездатність системи з оформленням протоколів випробувань, її відповідність вимогам діючих НТД і робить висновок про можливість прийняття її в постійну промислову експлуатацію.

Д.8 Акт комісії повинен підтверджувати технічну, метрологічну та організаційну готовність використання АСКОЕ для комерційних розрахунків за спожиту електроенергію.

Д.9 Під час введення АСКОЕ Споживача в постійну промислову експлуатацію, розрахунки за спожиту електроенергію здійснюються на підставі первинних показань приладів обліку.

## ДОДАТОК Е

### Перелік технічної документації при задачі АСКОЕ в промислову експлуатацію

Е.1 При прийманні АСКОЕ споживача в експлуатацію в енергопостачальну компанію повинні бути надані:

Е.1.1 Технічна документація на АСКОЕ, що відповідає чинним НТД і, що включає:

Е.1.1.1 Технічні умови на створення АСКОЕ, видані енергопостачальною організацією;

Е.1.1.2 Узгоджене та з проведеною метрологічною експертизою Технічне завдання на створення АСКОЕ;

Е.1.1.3 Узгоджений робочий (технічний робочий) проект на впровадження АСКОЕ;

Е.1.2 Відомості експлуатаційних документів.

Е.1.3 Загальний опис та інструкції з експлуатації системи.

Е.1.4 Структурна схема комплексу технічних засобів.

Е.1.5 Однолінійна електрична схема, із зазначенням меж балансової належності та розташуванням точок комерційного обліку електроенергії, узгодженої з ЕК.

Е.1.6 Порядок автоматичного комерційного обліку електроенергії на обхідних вимикачах для підстанцій з обхідними системами збірних шин.

Е.1.7 Специфікацію обладнання.

Е.1.8 Плани (схеми) розташування обладнання та електропроводки до нього.

Е.1.9 Схеми з'єднання і підключення зовнішніх електропроводок.

Е.1.10 Опис алгоритмів функціонування компонентів АСКОЕ.

Е.1.11 Технічний опис системи.

Е.1.12 Методику перевірки системи та її елементів.

Е.1.13 Перелік точок обліку, включених до АСКОЕ.

Е.1.14 Комплект документації на апаратуру і програмне забезпечення (структурна схема комплексу технічних засобів, схема з'єднання та підключення, специфікація обладнання, документація на технічні засоби, які постачаються заводами-виробниками, експлуатаційна документація на систему і т.д.).

Е.1.15 Протокол налагодження і випробувань елементів системи.

Е.1.16 Документи органів Держстандарту про затвердження типу АСКОЕ, а також свідоцтво про метрологічну повірку засобів вимірювання та свідоцтво про метрологічну атестацію АСКОЕ в цілому.

Е.1.17 Паспорти - протоколи вимірювального комплексу обліку електроенергії.

Е.1.18 Програму навчання персоналу енергопостачальної компанії порядку експлуатації багатофункціональних електрорічильників, ПЗ АСКОЕ, АРМ енергопостачальної компанії.

Е.2 Накази та розпорядження з організації експлуатації АСКОЕ, що визначають:

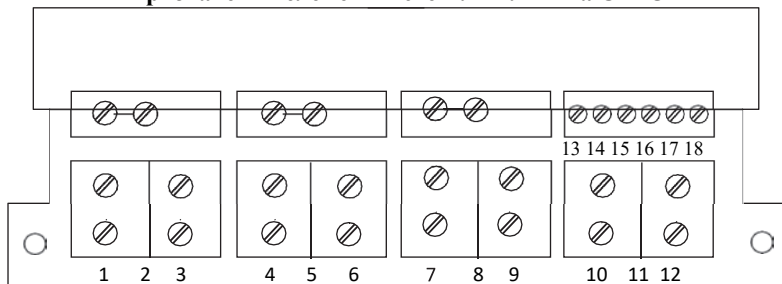
Е.2.1 відповідальних співробітників Споживача, що відповідають за експлуатацію апаратури і програмного забезпечення АСКОЕ;

Е.2.2 перелік документації по експлуатації апаратури та програмного забезпечення АСКОЕ;

Е.2.3 перелік осіб, які мають право санкціонованого оперативного доступу до апаратури та інформації.

Додаток Ж

Призначення елементів схем лічильника СТКЗ

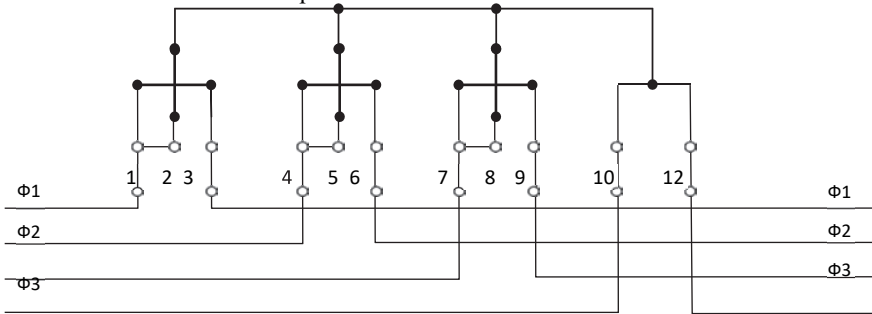


Контакт	Призначення	Контакт	Призначення
1	Вхід кола струму фази 1	8	Фаза 3 кола напруги
2	Фаза 1 кола напруги	9	Вихід кола струму фази 3
3	Вихід кола струму фази 1	10	Нейтраль (для 4-проводної мережі)
4	Вхід кола струму фази 2	12	Теж
5	Фаза 2 кола напруги	16	Повірочний вихід
6	Вихід кола струму фази 2	17	
7	Вхід кола струму фази 3	18	Порт зовнішнього зв'язку

За вимогою замовника в лічильнику може бути встановлена плата розширення повірочних виходів. При цьому в клемній коробці лічильника клеми 13-18 відсутні.

Контакт	Призначення	Контакт	Призначення
1	+RS485	2	-RS485
3	Повірочний вихід Активн. «+»W	4	Повірочний вихід Реактивн. «+»W
5	Повірочний вихід Активн. «-»W	6	Повірочний вихід Реактивн. «-»W
7	Повірочний вихід Активн. «+»Q	8	Повірочний вихід Реактивн. «+»Q
9	Повірочний вихід Активн. «-»Q	10	Повірочний вихід Реактивн. «-»Q

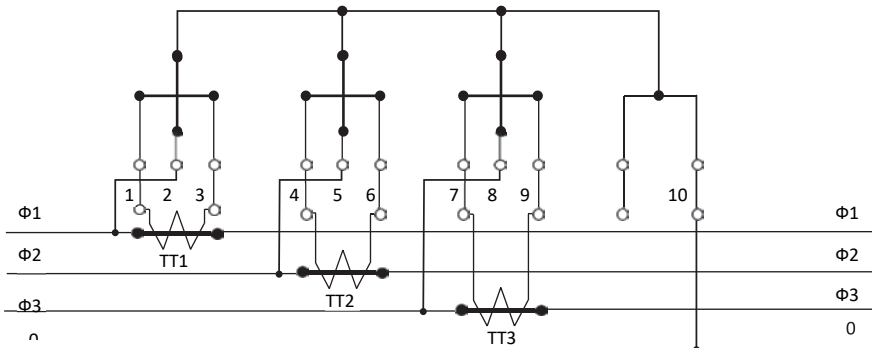
Схема прямого включення лічильника СТКЗ



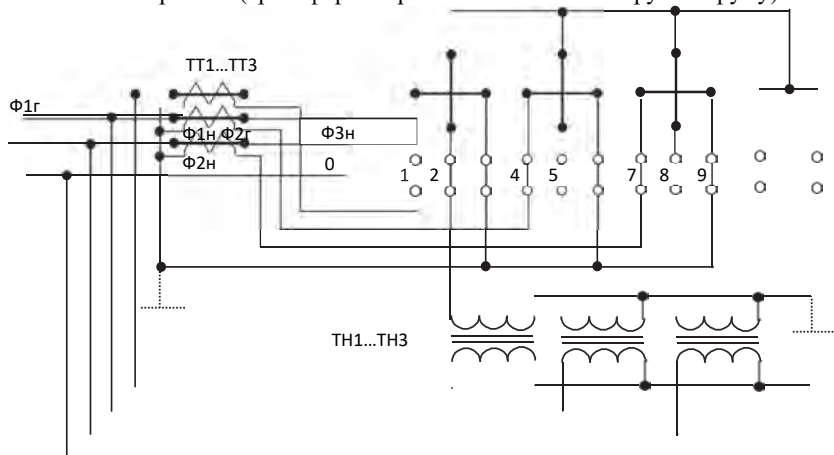
Схеми включення трьохелементних лічильників СТКЗ

трансформаторного включення

Варіант 1 (пряме включення за напругою, трансформаторне - за струмом)



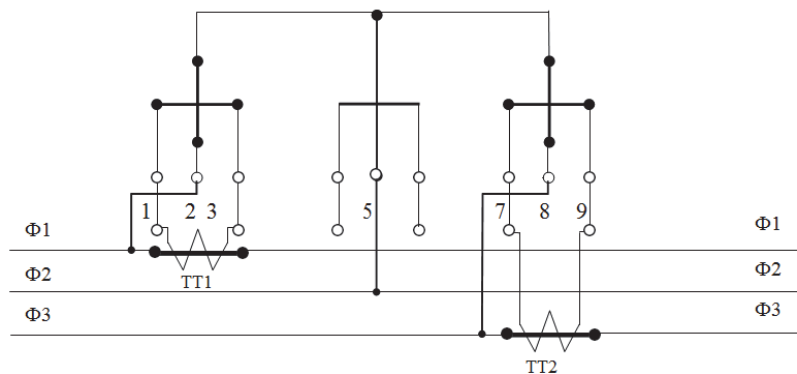
Варіант 2 (трансформаторне включення по напрузі і струму)



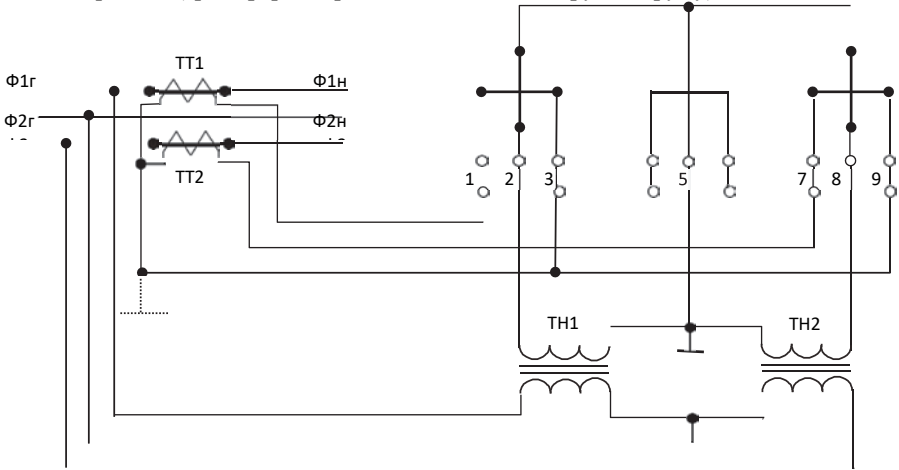
Примітка. - При такій схемі включення лічильника заземлення нейтралі рекомендується як елемент зниження впливу «шумових» факторів. Допускається включення лічильника в схему з незаземленою нейтраллю.

Схеми включення Трьохелементний лічильників СТКЗ трансформаторного включення

Варіант 1 (пряме включення по напрузі, трансформаторне - по струму)



Варіант 2 (трансформаторне включення по напрузі і струму)



Примітка. - При такій схемі включення лічильника заземлення нейтралі рекомендується як елемент зниження впливу «шумових» факторів. Допускається включення лічильника в схему з незаземленої нейтраллю.



### Додаток 3

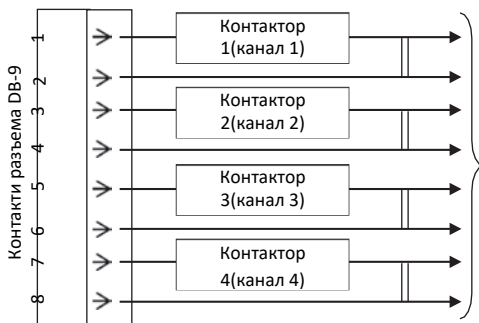
#### Підключення кіл управління навантаженням і зовнішнього джерела живлення

##### 1 Підключення кіл управління навантаженням

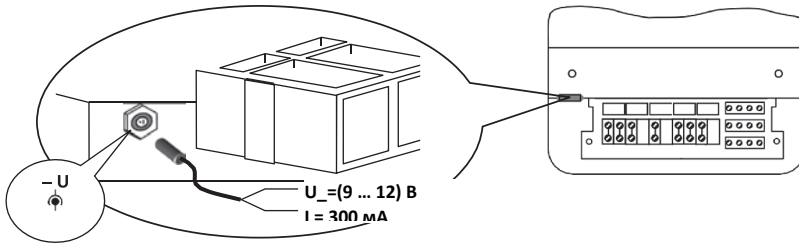
Для підключення кіл управління навантаженням лічильник оснащений кабелем, з роз'ємом типу DB-9M.

При необхідності використання функції управління навантаженням необхідно враховувати що:

- для управління навантаженням в схему лічильника введені електронні ключі;
- в якості електронного ключа використовується симистор BT136-600 (або його аналог);
- електронний ключ лічильника гарантовано комутує напругу до 220 В, струм до 1 А, навантаження з величиною індуктивності до 0,2 Гн;
- для побудови схеми управління навантаженням необхідний зовнішній джерело напруги;
- в проєктованій схемі управління навантаженням контактор і ланцюги управління лічильника повинні включатися послідовно, по відношенню до зовнішнього джерела напруги.



Підключення зовнішнього джерела живлення



На вимогу замовника лічильники можуть бути оснащені роз'ємом для підключення зовнішнього джерела живлення. В цьому випадку роз'єм знаходиться зліва від клемної коробки. Підключення зовнішнього джерела живлення здійснюється за допомогою відповідної частини роз'єму з комплекту поставки лічильника.

Зовнішнє джерело живлення призначений для живлення схеми лічильника при відсутності напруги у входних ланцюгах лічильника або при виході з ладу його силової частини. Залежно від аварійної ситуації стає можливим перегляд даних на РКІ, інформаційний обмін із зовнішніми пристроями через оптопорт. Увага! Інтерфейс RS485 при харчуванні лічильника від зовнішнього джерела не працює.

Примітки.

1 При штатній роботі лічильника необхідності в зовнішньому джерелі живлення немає!

2 В якості зовнішнього джерела живлення може бути використаний будь-який блок живлення (адаптер мережі) з вихідною напругою від 9 до 12 В і струмом навантаження не менше 300 мА, а також акумулятор або батарея з аналогічними електричними параметрами.





Наукове видання

**Стаднік М. І., Видмиш А. А., Штуць А. А., Колісник М. А.**

# **ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ. ТЕОРІЯ ТА ПРАКТИКА**

Навчальний посібник

Підписано до друку 28.04.2020.  
Формат 60x84/16. Папір офсетний.  
Друк цифровий.  
Друк. арк. 20,75. Умов. друк. арк. 19,30.  
Обл.-вид. арк. 12,20.  
Наклад 300 прим. Зам. № 2856/1.

Віддруковано з оригіналів замовника.  
ФОП Корзун Д.Ю.

Свідоцтво про державну реєстрацію фізичної особи-підприємця  
серія В02 № 818191 від 31.07.2002 р.

Видавець ТОВ «ТВОРИ».

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи  
до Державного реєстру видавців, виготовлювачів і розповсюджувачів  
видавничої продукції серія ДК № 6188 від 18.05.2018 р.

21027, м. Вінниця, вул. Келецька, 51а, прим. 143.  
Тел.: (0432) 603-000, (096) 97-30-934, (093) 89-13-852.  
e-mail: info@tvoru.com.ua

<http://www.tvoru.com.ua>