

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з курсу:
**«ЕНЕРГОМОНІТОРИНГ ТА АВТОМАТИЗАЦІЯ
УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ»**

для студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка», освітньої програми «Електротехнічні системи
електроспоживання»

Укладач:
канд. техн. наук, професор
Л. Г. Віхрова

Кропивницький 2023

Конспект лекцій з курсу «Енергомоніторинг та автоматизація управління енерговикористанням» : для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спец. 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" / уклад. Л. Г. Віхрова ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2023. – 139 с.

Укладач:

Л. Г. Віхрова – канд. техн. наук, професор

Рецензент:

В. М. Каліч – канд. техн. наук, професор кафедри АВП

Затверджено
на засіданні кафедри
електротехнічних систем та
енергетичного менеджменту
Протокол № 13 від 13.02.2023 р.

Кропивницький, 2023

ЗМІСТ

ЛЕКЦІЯ 1. ФУНКЦІОНУВАННЯ І РОЗВИТОК РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ.....	4
ЛЕКЦІЯ 2. ПРИЛАДИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ВІТЧИЗНЯНИХ ФІРМ-ВИРОБНИКІВ.....	10
ЛЕКЦІЯ 3. ПРИЛАДИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗАКОРДОННОГО ВИРОБНИЦТВА	20
ЛЕКЦІЯ 4. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ. БАЗОВІ ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ АСКЄ	30
ЛЕКЦІЯ 5. ІНТЕРФЕЙСИ ВИМІРЮВАЛЬНИХ КАНАЛІВ ТА КАНАЛІВ ЗВ'ЯЗКУ АСКЄ	49
ЛЕКЦІЯ 6. БАГАТОРІВНЕВІ ІНТЕГРОВАНІ АСКЄ ВІТЧИЗНЯНОГО ВИРОБНИЦТВА	57
ЛЕКЦІЯ 7. СИСТЕМА ДИСТАНЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ DATAGYR C2000.....	64
ЛЕКЦІЯ 8. ЗАСТОСУВАННЯ АСКЄ В УМОВАХ ЛІБЕРАЛІЗОВАНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ	68
ЛЕКЦІЯ 9. ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИЙ ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА УПРАВЛІННЯ ЧАСОМ В АСКЄ	81
ЛЕКЦІЯ 10. МОНІТОРИНГ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	95
ЛЕКЦІЯ 11. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА РОЗРАХУНКУ З ПОСТАЧАЛЬНИКАМИ Й СПОЖИВАЧАМИ (БІЛІНГОВІ СИСТЕМИ)	110
ЛЕКЦІЯ 12. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ	118
ЛЕКЦІЯ 13. ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ	121
ЛЕКЦІЯ 14. ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ ВИТРАТИ ВОДИ, ПОВІТРЯ.....	133
ЛІТЕРАТУРА	138

ЛЕКЦІЯ 1

ФУНКЦІОНУВАННЯ І РОЗВИТОК РИНКУ

ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

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 – близько 200 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

закуповує 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 АСКОВЕ 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 законтрактовують 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 електроенергетикита 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].

Нині обговорюється проект закону України «Про ринок електричної енергії», який визначає правові, економічні та організаційні засади функціонування ринку електричної енергії і регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передаванням, розподіленням, купівлею-продажем та

постачанням електричної енергії для забезпечення надійного та безпечного її постачання споживачам з урахуванням їхніх інтересів, скорочення витрат на послуги постачання електричної енергії та мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище [22]. Цим законом, серед іншого, передбачено організацію додаткового сегменту лібералізованого ринку електричної енергії – внутрішньодобового ринку (ВДР), на якому попит і пропозиції можуть узгоджуватися протягом операційної доби, що дозволить суттєво підвищити ефективність балансування ринку.

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.

ЛЕКЦІЯ 2

ПРИЛАДИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ВІТЧИЗНЯНИХ ФІРМ-ВИРОБНИКІВ

Розглянемо лічильники електричної енергії серії НІК 2303І. Лічильники залежно від виконання призначені для:

- виміру активної й реактивної енергії в прямому й зворотному напрямку, по декількох тарифах у трифазних трьохпроводних і чотирьохпроводних ланцюгах змінного струму, із трансформаторним і безпосереднім підключенням по напрузі й струму;

- реєстрації 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 зсуву фаз у трифазних трьохпроводних і чотирьохпроводних 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 радіоканалі (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 лічильника при вимірі активної енергії – 8000 імп/(кВт·год);
- постійна лічильника при вимірі реактивної енергії – 8000 імп/(квар·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 ВА. Повна потужність, споживана ланцюгом струму лічильників не перевищує 0,05ВА 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 рівному 1,15 номінального, основне передавальний пристрій не створить більше одного імпульсу за час не менш 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/добу.

Лічильники мають середній наробіток на відмову, з урахуванням технічного обслуговування - не менш 60000 годин. Середній термін служби до першого капітального ремонту лічильників не менш 24 років.

Зовнішній вигляд лічильника й розташування елементів керування представлені на рисунку 2.1. Для прикладу взятий лічильник НІК 2303І АРК1Th 1283.

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 пломбирочними гвинтами. Лічильники мають датчики розкриття кожуха й кришки затискачів.

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 ланцюзі струму, а лічильники прямого включення мають три вимірювальних елементи в ланцюзі струму.

Лічильники мають рознімання для підключення резервного джерела живлення.



- 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 – пломбировочні гвинти кожуха; 8 – клемна кришка; 9 – механічна кнопка «Вибір»; 10 – механічна кнопка «Перегляд»; 11 – РКІ; 12 – технічні характеристики лічильника; 13 – відсік для літєвої батарейки

Рис. 2.1. Зовнішній вигляд багатотарифного лічильника

НІК 2303І АРК1Th 1283

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 згідно.

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 тарифі.

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. 2.2).

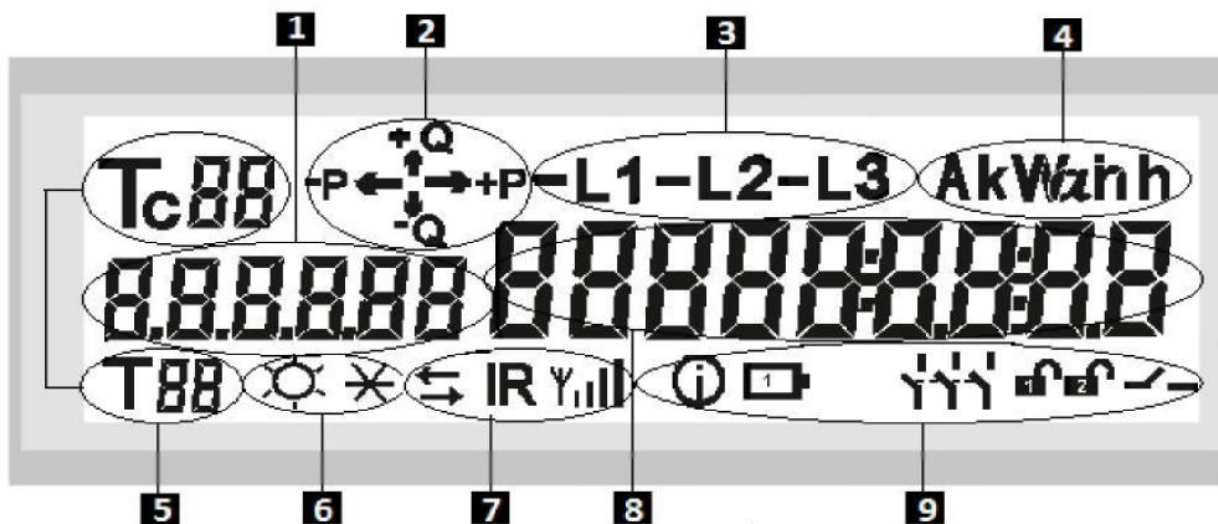


Рис. 2.2. Зовнішній вигляд РКІ

На рисунку символи мають таке призначення:

- 1 – ОБИС код параметра, що відображається;
- 2 – напрямок, вид вимірюваної енергії й квадрант кута
- 3 – індикація параметрів по першій другій і третій фазі відповідно;
- 4 – одиниці виміру параметра, що відображається.
- 5 – індикація діючих в даний момент тарифу: тариф діючий у даний момент;
- 6 – індикація літнього й зимового часу
- 7 – індикація роботи з інтерфейсів: обмін даними по інтерфейсах; обмін даними по оптопорту;
- 8 – відображення значення параметра, що відображається;
- 9 – індикація різних станів при роботі лічильника.

На лицьовій панелі лічильників розташовані дві механічні кнопки «Вибір» і «Перегляд» (рис. 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 1 А.

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.

Лічильники всіх виконань мають убудовані в мікроконтролер годинники реального часу, стабілізовані кварцовими резонаторами, які відраховують роки, місяці, дні тижня, годинники, хвилини й секунди. Дані годинників використовуються для виконання програми тарифів, формування періодів інтегрування середньої потужності й реєстрації подій з тимчасовою міткою. Годинники мають функцію перекладу часу на зимовий і літній час. Перехід часу може здійснюватися в автоматичному режимі, або по даті, що встановлюється вручну при параметризації.

Для зменшення залежності похибки годинників від навколишньої температури, у лічильник вмонтований температурний датчик. Лічильники при відключенні напруги мережі для забезпечення безперервності роботи убудованих годин мають літієву батарею живлення 15 на рисунку 3.1. При відсутності напруги мережі, мікроконтролер лічильника перемикається на ощадливий режим, підтримуваний літієвою батареєю. У цьому режимі працюють тільки внутрішній годинник лічильника. При включенні напруги мережі, енергія літієвої батареї не використовується. В екстремальних умовах,

без напруги в мережі, годинники лічильника можуть працювати не менш 24 місяців.

Для живлення лічильників використовується імпульсне джерело живлення, що перетворює випрямлене вхідну напругу, у напругу необхідну для живлення всіх вузлів і модулів лічильників.

При відсутності зовнішньої живлячої напруги на клеммах лічильників, передбачене рознімання для підключення резервного джерела живлення постійного струму напругою від 11,5 В до 13,2 В. При підключеному резервному джерелі живлення, лічильники функціонують у режимі індикації, і забезпечують обмін інформацією із зовнішніми пристроями обробки даних по інтерфейсу або по радіоканалу.

Розглянемо лічильник Елвін ET 3В 6D 8 HJMP (рис. 2.3).

Область застосування цих лічильників: промисловість, енергетика, торговельні й транспортні підприємства, сільські й комунальні господарства, ділянки заводів і цеху, а також інші споживачі. Лічильник дозволяє виміряти діюче значення напруги й струмів у кожній фазі, трифазну реактивну й активну потужності.



Рис. 2.3. Лічильник Елвін ЕТ 3В 6Д 8 НМР

Лічильник Елвін ЕТ 3В 6Д 8 НМР має такі особливості:

- дозволяє організувати багатотарифний облік;
- термін служби лічильника Елвін 24 роки;
- температурний діапазон від -20 до $+50$ °С;
- наробіток на відмову - 30 тисяч годин;
- міжповірочний інтервал 6 років;
- вага не більше 1,5 кг;
- габаритні розміри 323x178x57 мм.

Лічильник Елвін ЕТ 3В 6Д 8 НМР має такі технічні характеристики:

- номінальний струм – 10 А;
- максимальний струм – 60 А;
- напруга – 380 В;
- трифазний;

- включення – пряме;
- частота мережі – 50 ...2,5 Гц;
- період інтегрування – 1–2–3–5–10–15–30–60 хв.;

- реєстрація прапорів (корекція скидань максимальної потужності й часу, відключення живлення) – 20 дат параметризації; дата переходу на нову параметризацію, дата, час вимикання/включення провалля/живлення фазного – 99 (80) параметрів;

- схоронність даних профілю навантаження, а також підтримка ходу годин у випадку зникнення живлення – не менше 5-ти років;

Лічильник Елвін ET 3B 6D 8 HJMP має наступні тарифні параметри: – 4 сезони;

- 4 тарифи в добу; – 12 місяців;
- 3 тимчасових інтервали для кожного з тарифів.

Лічильник торговельної марки «Елвін» обладнаний рідкокристалічним алфавітно-цифровим двохрядковим індикатором.

Глибина зберігання даних: – річні значення – 2 роки; – добові значення – 64 дня;

– комерційні (місяць) значення – 3 місяці; – профіль навантаження (30 хв.) – 42 дня.

Відповідність стандартам - ДСТ 26036-83. Має додаткові можливості: – додаткові виходи й входи – телеметричний вихід (від 1 до 4 реле);

– інтерфейс струмова петля; – керування навантаженням; – інтерфейс RS232C;

– інтерфейс RS485.

ЛЕКЦІЯ 3

ПРИЛАДИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

ЗАКОРДОННОГО ВИРОБНИЦТВА

Високий технічний рівень приладів обліку, вироблених фірмами країн Західної Європи, ґрунтується на застосуванні унікальних технологій. Так, на підставі технології DFS (Direct Field Sensor) фірми «Landis & Gyr» фірма «Siemens Metering Ltd» (Швейцарія) виготовляє лічильники електричної енергії. Вимірювальні елементи - датчики Холу (Direct Field Sensor - датчик, що працює на принципі прямого виміру електромагнітного поля), виконує прямий вимір активної потужності окремих фаз і формує імпульси, пропорційні потужності.

Розглянемо функціональну схему базового електронного лічильника фірми Siemens, представлену на рисунку 3.1.

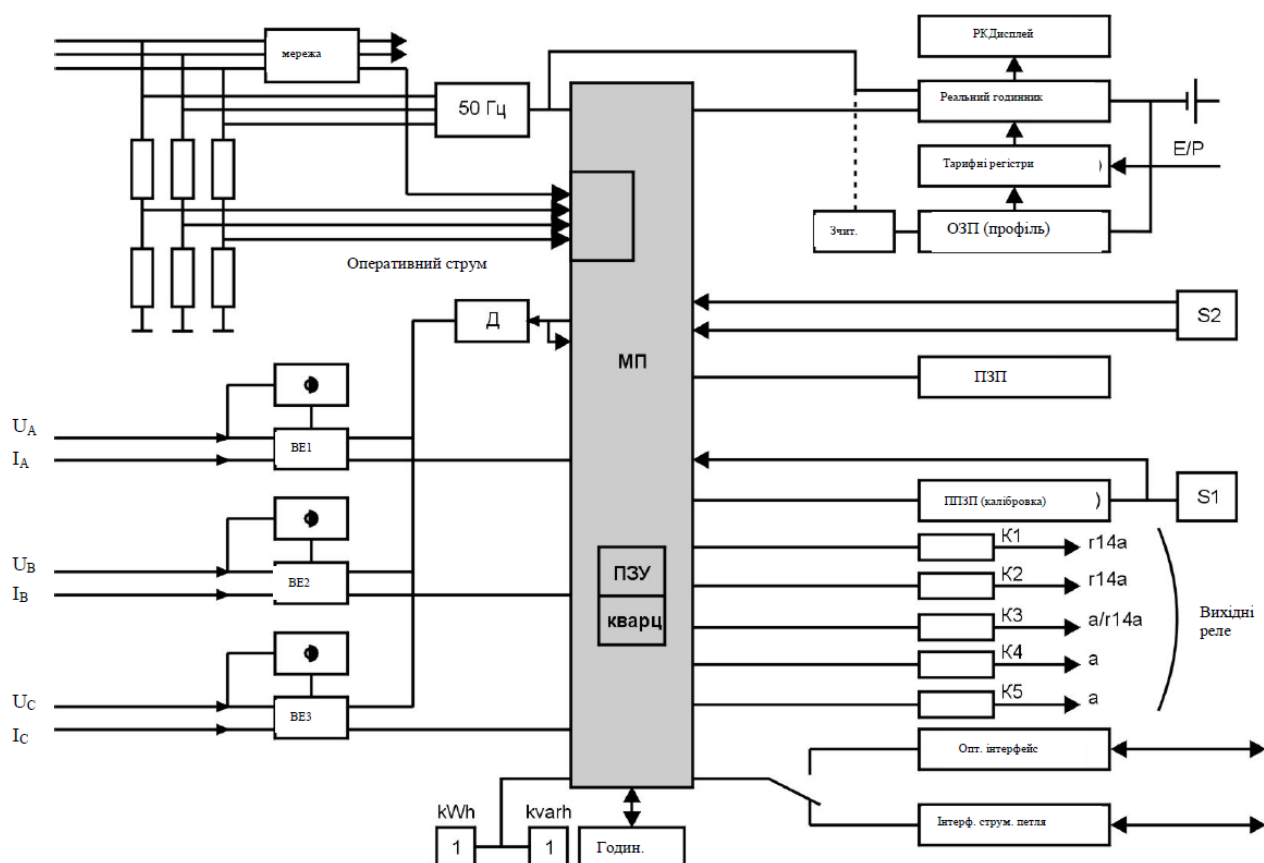


Рис. 3.1. Функціональна схема базового електронного лічильника фірми Siemens

На рисунку введені наступні позначення: ВЕ – вимірювальний елемент; Ф – фазоздвигаючий ланцюг; Д – датчик; МП – багатофункціональний мікропроцесор; ПЗП – постійний запам’ятовувальний пристрій; ОЗП – оперативний запам’ятовувальний пристрій; ППЗП – перепрограмувальний запам’ятовувальний пристрій; К1, К2, К3, К4, К5 – контакти реле; Е/Р – сигнал енергосистеми на перемикання тарифних зон; S1, S2 – захисні перемикачі; 1 – світлодіоди - індикатори рівня електроспоживання.

Вхідні ланцюги лічильника формують напругу, пропорційну напрузі, і напругу, пропорційну струму, які надходять на вимірювальні елементи відповідних фаз.

Висока точність виміру досягається застосуванням вимірювальних елементів Холу. З виходу вимірювальних елементів послідовності імпульсів надходять у мікропроцесор, що здійснює керування процесом вимірів, індикації й видачі інформації в канали зв'язку.

Наявність мікропроцесора дозволяє лічильнику працювати при будь-яких тарифах на електроенергію. Лічильник зберігає в пам'яті добові графіки активної й реактивної потужності, значення кількості споживаної енергії з розбивкою по восьми тарифах. Збирає додаткову інформацію із правил напруги й перенапруги.

Лічильники регулярно проводять тестову самодіагностику. Перевіряється функціональна готовність всіх важливих елементів. У випадку їхньої несправності або помилкової роботи видається деталізований код помилки.

Таймер дозволяє здійснювати прив'язку значень графіка навантаження за часом. Акумулятор резервує живлення ОЗП при провалах напруги. Можливо зовнішнє керування перемиканням тарифних регістрів (зовнішня тарифікація). Перемикачі S1 й S2 визначають рівні доступу до ПЗП лічильника.

Оптичний інтерфейс дозволяє здійснювати параметрування лічильника, а також локальне зчитування даних з ОЗП.

Використовуючи ручний термінал або переносний комп'ютер і відповідне програмне забезпечення для параметрування, можна через оптичний інтерфейс прочитати файл параметрів, всі дані й параметри зберігаються на різних рівнях доступу з метою їхнього захисту від несанкціонованої зміни.

Інтерфейс «струмова петля» (10...20 мА з напругою зовнішнього джерела 24 В) дозволяє передавати по парі інформаційних проводів не тільки дані про виміряні значення енергії й потужності, але й численну додаткову інформацію:

- фіксацію провалів напруги й перенапруги із запам'ятовуванням часу й дати кожної події;
- кількості відключень напруг; подій зниження або підвищення граничного значення напруги як для кожної фази, так і загальна їхня кількість;
- тип лічильника й постійні, що відображають схему підключення лічильника до зовнішнім цілям; призначення контактів вихідних реле;
- наявність тарифних зон й їхній розподіл по добі, року; дані самодіагностики лічильника; дата останньої параметризації й ін.

Струмова петля використовується для задоволення підвищених вимог до вірогідності переданої й прийнятої інформації, тому що протокол обміну лічильника передбачає перевірку правильності прийнятої інформації.

Установлені вихідні реле, використовувані для синхронізації початку інтеграційного періоду, керування потужністю конденсаторних батарей, регулювання графіків навантаження й напруги мережі, а також для передачі в імпульсивному виді значення споживаної активної й реактивної енергії. У лічильнику є убудований кварцовий елемент, що дозволяє здійснювати точний відлік часу.

Для запобігання розкрадання електричної енергії в лічильнику передбачається електронний і механічний захист від несанкціонованого втручання в роботу приладу. При знятті механічного блокування й натисканні кнопки скидання лічильник фіксує в пам'яті не тільки значення енергії й потужності на цей момент часу, але й дату виконання операції скидання, блокуючись при цьому на 15 хвилин.

Розглянемо електронні трифазні двунаправлені багатотарифні лічильники прямого ZMB 120 (з тарифним модулем Т 243) і трансформаторного включення ZFB/ZMB 210 (з тарифним модулем Т 443).

У них за допомогою електронних регістрів здійснюються загальне й диференційоване за часом доби інтегрування послідовностей частотних

імпульсів, що дозволяє робити тарифний облік електроенергії й зберігання значень в енергонезалежній пам'яті з ретроспективою 15 місяців.

Багатотарифний облік активної енергії й потужності ведеться в 4-х тарифних регістрах по заданій програмі, що передбачає всілякі перемикання тарифів протягом доби (робочі, вихідні й святкові дні), тижня, місяця, року.

Лічильник Z.B 210 живиться від трифазного ланцюга вимірюваної напруги. Працездатність лічильника зберігається при наявності однієї фази напруги.

У випадку провалля живлення вся вимірювальна й «обчислена» інформація зберігається скільки завгодно довго й при поновленні живлення видається на дисплей автоматично або виводиться за допомогою кнопок керування на лицьовій панелі лічильника.

Для захисту від несанкціонованого доступу в лічильнику використовується 7 рівнів доступу з використанням 2 паролів і трьох механічних блокувань під пломбами енергокомпанії й держпрврітеля.

Комбіновані лічильники Z.B 410/405, що підключають через трансформатори токи й напруги, дозволяють вимірювати активну й реактивну енергію, а також максимальну потужність як у трьохпровідних, так й у чотирьохпровідних схемах з'єднання. Комплект вимірювальних приладів, що складає з одного лічильника споживання активної енергії й одного або двох лічильників споживання реактивної енергії, може бути замінений тільки одним комбінованим лічильником.

Лічильник постачений календарем і реле часу, що дозволяє реалізувати комплексний тарифний режим по добових і тижневих програмах, а також по розпорядку святкових й особливих днів. Варіант виконання з додатковою пам'яттю профілів навантаження дозволяє вести облік і статистику навантаження мережі, здійснювати контроль неузгодженостей і проводити розрахунки по особливих тарифних угодах.

При зникненні всіх фазних напруг дані зберігаються в енергонезалежному постійному запам'ятовувальному пристрої (EEPROM).

Лічильник постачений високим ступенем захисту від ушкоджень у мережі, від перенапруг і перехідних процесів, а також від впливу зовнішніх електромагнітних полів.

Клас точності:

– Z.B 405 модуль активної енергії клас 0,5 S відповідно до IEC 60687; – модуль реактивної енергії клас 2,0 відповідно до IEC 61268;

– Z.B 410 модуль активної енергії клас 1,0 відповідно до IEC 61036; – модуль реактивної енергії клас 2,0 відповідно до IEC 61268.

До числа фірм, які виробляють прилади обліку, що застосовувані в Україні, відноситься компанія Schlumberger.

Розглянемо багатофункціональні лічильники електричної енергії серії SL7000 Smart.

Ці лічильники являють собою програмувальні електронні прилади, що забезпечують виміри електричної енергії й потужності, а також моніторинг і контроль параметрів електричної мережі і якості напруги.

Лічильники мають кілька комунікаційних інтерфейсів і мають розширені функціональні можливості, які дозволяють організовувати багатотарифний облік споживання електроенергії, автоматичне зчитування й архівацію даних вимірів, у тому числі в складі автоматизованих систем комерційного обліку енергоресурсів. Програмування лічильників і зчитування даних вимірів (локально й дистанційно) виконується за допомогою програмного пакета DINO+.

Лічильник серії SL7000 Smart функціонально являє собою закінчену вимірювальну систему, розміщену в корпусі трифазного лічильника електроенергії (габаритні й приєднувальні розміри відповідають стандартам DIN), а введення й виводи, комунікаційні інтерфейси (оптичні, стандарту IEC

61107 й електричні RS-232 й RS-485) прилади забезпечують обмін даними по стандартних протоколах.

Лічильник виконує виміри й обчислення безлічі параметрів енергоспоживання, у тому числі вимір енергії, розрахунок максимуму навантаження й запис графіків навантаження по 8 каналам.

У пам'яті приладу зберігаються архівні набори даних вимірів, а в спеціальному «електронному журналі» – до 500 записів про діагностичні й інші події, зміни параметрів мережі і якості електроенергії.

Лічильник забезпечує функцію корекції погрешностей вимірювальних трансформаторів струму й напруги.

Прилад має потужний тарифікаційний модуль, що дозволяє вести багатотарифний облік 10 видів енергії й потужності по незалежних тарифних схемах, що містить до 24 варіантів добових графіків (16 моментів переходу з тарифу на тариф у добу) для 8 різних зонних тарифів. Протягом року, для 100 днів, можна запрограмувати особливі тарифні схеми.

Трифазний модуль живлення забезпечує автоматичне налаштування на необхідну робочу напругу в діапазоні номінальних напруг від 3х54 В до 3х240/415 В и нормальне функціонування лічильника при відсутності напруги однієї або двох фаз. Ця особливість, а також широкий діапазон вимірів дозволяє використати ту саму модель лічильника для різних об'єктів мережі на всій території, що обслуговує енергокомпанією, що спрощує технічне обслуговування парку приладів обліку й оптимізує експлуатаційні витрати.

Лічильник SL7000 Smart забезпечує вимір й обчислення електричних параметрів за рахунок використання програмно-апаратних елементів:

– спеціалізованих метрологічних електронних схем (для змінного або постійного струму, 50 або 60 Гц);

– безсердечникових вимірювальних трансформаторів струму (1/2000 – для лічильників прямого й 10/200 – для лічильників трансформаторного включення).

Три інтегрованих вторинних сигнали від вимірювальних трансформаторів струму лічильника й три сигнали напруги від резистивних дільників надходять в 6-канальний 16-бітовий аналого-цифровий перетворювач (АЦП), що використовує сігма-дельта технологію й забезпечує видачу цифрових сигналів струму й напруги кожні 0,5 мс. Обчислені шляхом перемножування сигналів напруги й токи значення активної й реактивної потужності й енергії (для реактивної потужності сигнали струму відповідним чином трансформуються) інтегруються приблизно щосекунди.

На цьому етапі лічильник визначає фазні значення активної й реактивної енергії, зсув струму й напруги нульової послідовності.

Діючі значення напруг вимірюються кожні 40 мс, при цьому в лічильниках 4-провідного включення фіксуються зниження, підвищення й зникнення напруги й, якщо тривалість кожного із цих подій перевищує 80 мс, у пам'яті лічильника зберігається так називана «часова мітка» і його тривалість.

Наступний етап – обчислення розрахункових фазних значень потужності, при цьому, залежно від конфігурації лічильника, використовуються арифметичний або векторний методи. Потім розраховуються трифазні значення енергії й потужності, кути зсуву фаз, коефіцієнти потужності й послідовність фаз.

Будь-який лічильник серії SL7000 Smart може бути запрограмований для роботи в трьох- або чотирьохпровідних мережах високої або низької напруги, прямого або трансформаторного включення.

Лічильники SL7000 Smart випускаються в п'ятьох модифікаціях, що характеризуються певним рівнем функціональних можливостей:

багатотарифних вимірів (число каналів) енергії, потужності, запису графіків навантаження, контролю параметрів якості напруги.

Лічильник SL7000 Smart, крім виміру енергії й потужності, виконує функції моніторингу наступних параметрів електричної мережі і якості напруги.

1. Частота – миттєві значення, мінімальна й максимальна частота протягом розрахункового періоду.

2. Струм – миттєві значення, максимальний (середньоквадратичний) струм за минулий розрахунковий період.

3. Напруга – миттєві значення, максимальне (середньоквадратичне) напруга за минулий розрахунковий період.

4. Напруга або струм нульової послідовності – фіксування перевищення заданого граничного значення.

5. Зміна напрямку струму у вторинних ланцюгах – число подій для кожної з 3-х фаз, інформація про десять останні події з датою/ часом, № фази, напрямком.

6. Небаланс струмів - кількість подій для фаз А і В, В і С, А і С. Інформація про десять останні події небалансу струмів з датою/ часом, № фази, напрямком.

7. Контроль ізоляції (зникнення (зниження) напруги при наявності струму фази) - число подій, окремо для фази А, В і С.

8. Інформація про десять останні події контролю ізоляції з датою/ часом, номер фази, напрямком.

9. Підвищення напруги щодо заданого граничного значення - число подій для кожної фази, загальна тривалість подій для кожної фази, максимальна тривалість події для фази з датою/часом, мінімальна тривалість події для фази з датою/часом, інформація про десять останні події підвищення напруги (тимчасова мітка, тривалість, магнітуда, номер фази).

10. Зниження напруги щодо заданого граничного значення - число подій для кожної фази, загальна тривалість подій для кожної фази, максимальна тривалість події для фази з датою/часом, мінімальна тривалість події для фази з датою/часом, інформація про десять останні події зниження напруги (тимчасова мітка, тривалість, магнітуда, номер фази).

11. Пофазне зникнення напруги - число подій для кожної фази, загальна тривалість, максимальна й мінімальна тривалість із часовою міткою, інформація про десять останні події зникнення напруги (часова мітка, тривалість, магнітуда, номер фази).

12. Повне зникнення напруги - число короткочасних зникнень, число тривалих зникнень, загальна тривалість тривалих зникнень, максимальна тривалість тривалого зникнення із часом початку події, мінімальна тривалість тривалого зникнення із часом початку події, інформація про 10 останні події тривалого зникнення напруги із тривалістю й часом початку події.

Розглянутий лічильники електричної енергії далеко не вичерпують усього різноманіття лічильників, вироблених у Європі. Однак принципи їхньої роботи й функціональних можливостей є типовими.

ЛЕКЦІЯ 4

АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ. БАЗОВІ ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ АСКОЕ

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.

Інформаційне забезпечення розрахунків за електричну енергію в ОРЕ України формується АСКОЕ, які створюються у суб'єктів енергоринку відповідно до [23 – 25]. Загальну структуру побудови АСКОЕ в умовах енергоринку України наведено на рис. 4.1.

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, 12райони 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].

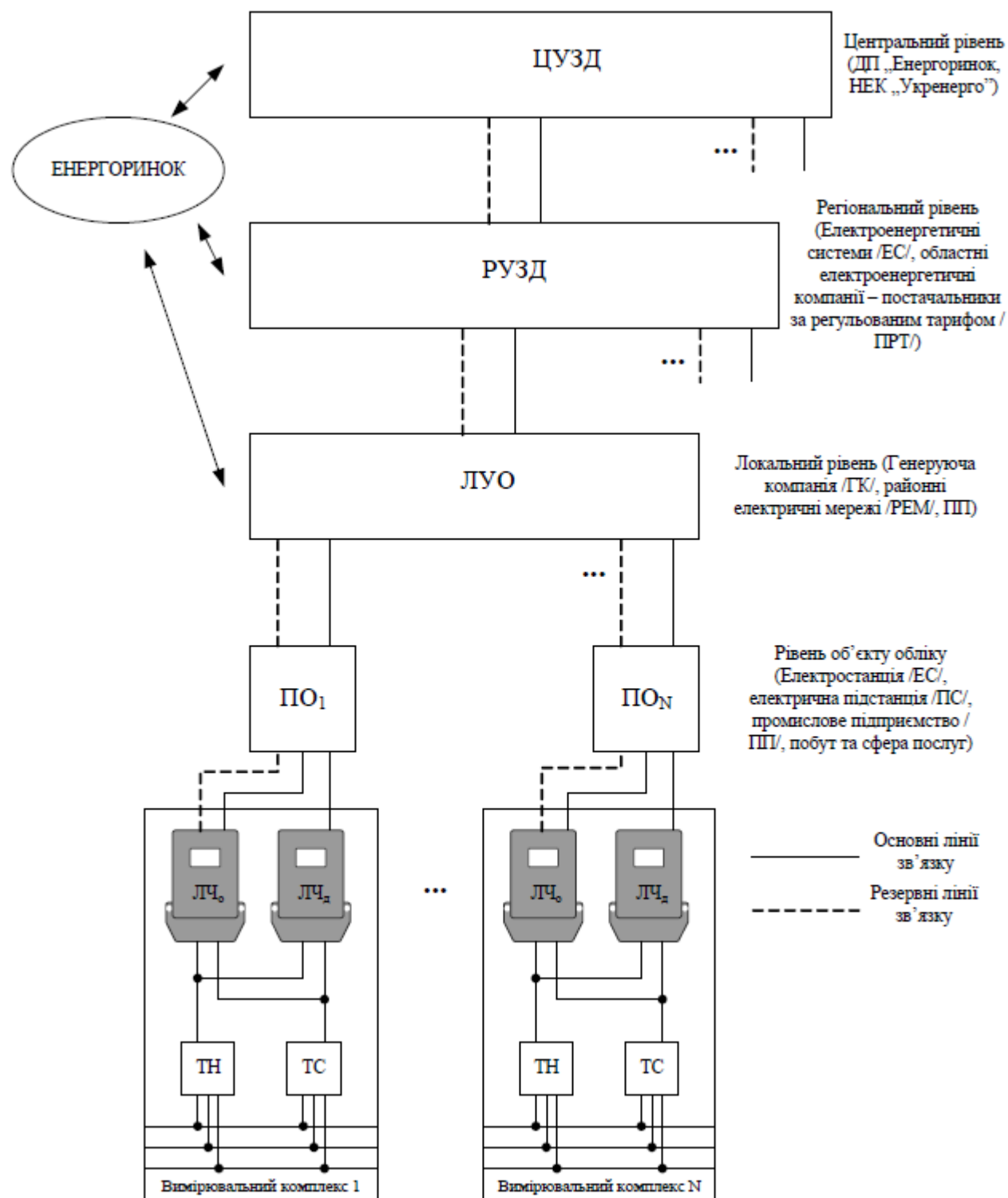


Рис. 4.1. Основні принципи організації збору та обробки даних комерційного обліку в АСКОЕ в умовах енергоринку України

Дані комерційного обліку (зокрема, – агреговані дані) повинні обчислюватись і зберігатись протягом визначеного терміну на тому рівні розподіленої АСКОЕ, на якому вони вимірюються та/або формуються [25 – 28]. Одночасно повинні вирішуватись технологічні завдання забезпечення синхронності вимірювань, повноти і достовірності даних комерційного обліку електроенергії, а також їхнього своєчасного доставлення на верхні рівні розподіленої АСКОЕ та до ІОК Головного оператора відповідно до розрахункових періодів і особливостей функціонування балансуючого 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 збільшуватись внаслідок лібералізації ринку та розширення каталогу допоміжних послуг [27].

За таких умов багаторівнева ієрархічна структура розподіленої АСКОЕ ринку електричної енергії України (рис.1) 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 (BIC) 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. 4.1) 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 наявність ПБД, яка містить первинні дані обліку. Саме для об'єкту обліку мають визначатись обсяги кожного з продуктів, які продаються/купуються на ринку.

АСКОЕ об'єкту 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, ПО 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].

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].

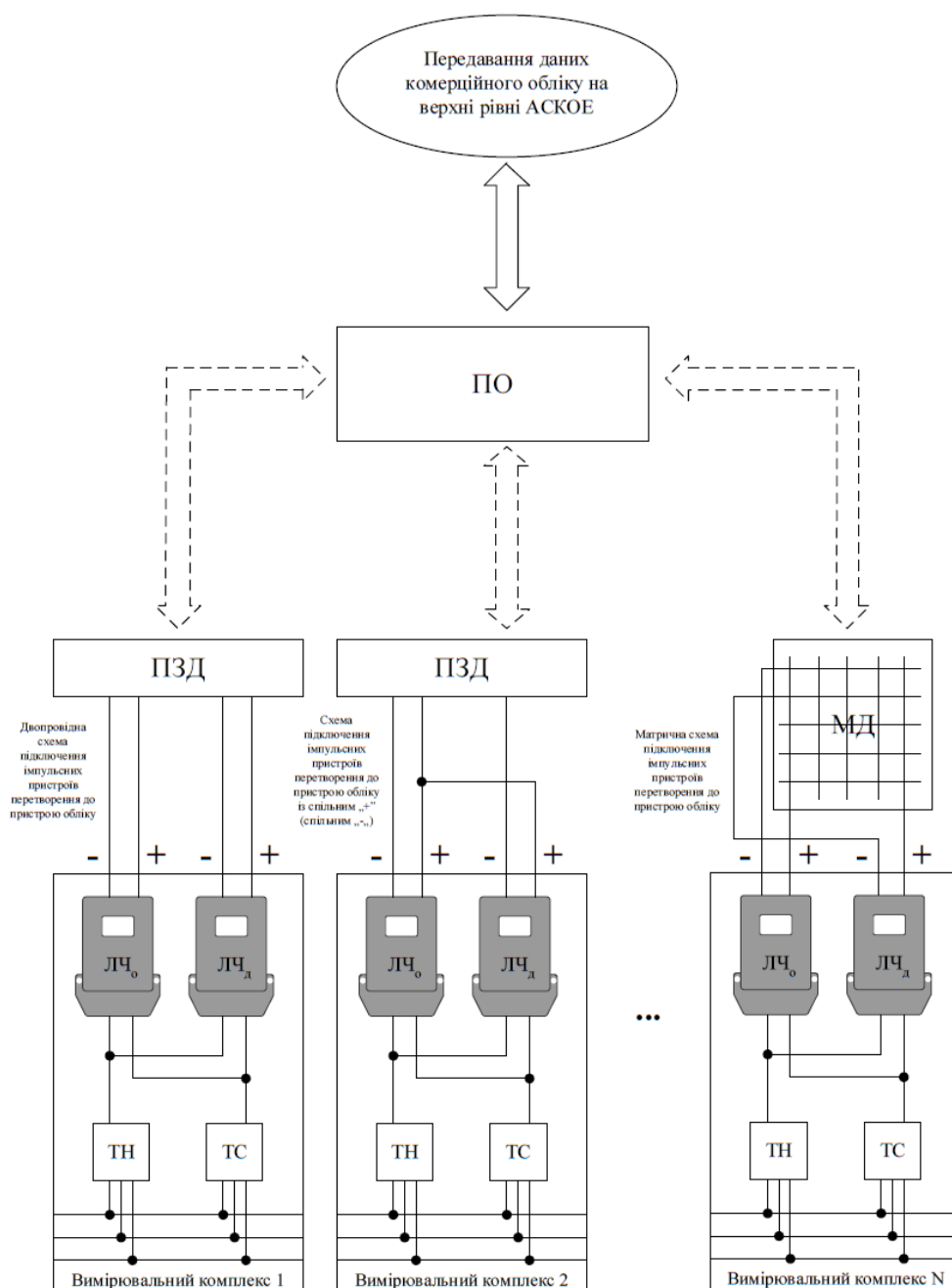


Рис. 4.2. Схема побудови АСКОЕ на базі імпульсних вимірювальних каналів

В першому випадку (рис. 4.2) 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. 4.2).

З метою заощадження кабельної продукції для передавання даних між ПП та ПО в певних випадках застосовують пристрої збирання даних (ПЗД).

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 (зокрема, агрегуються), 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].

В АСКОЕ другого типу (рис. 4.3) 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 верхній 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.

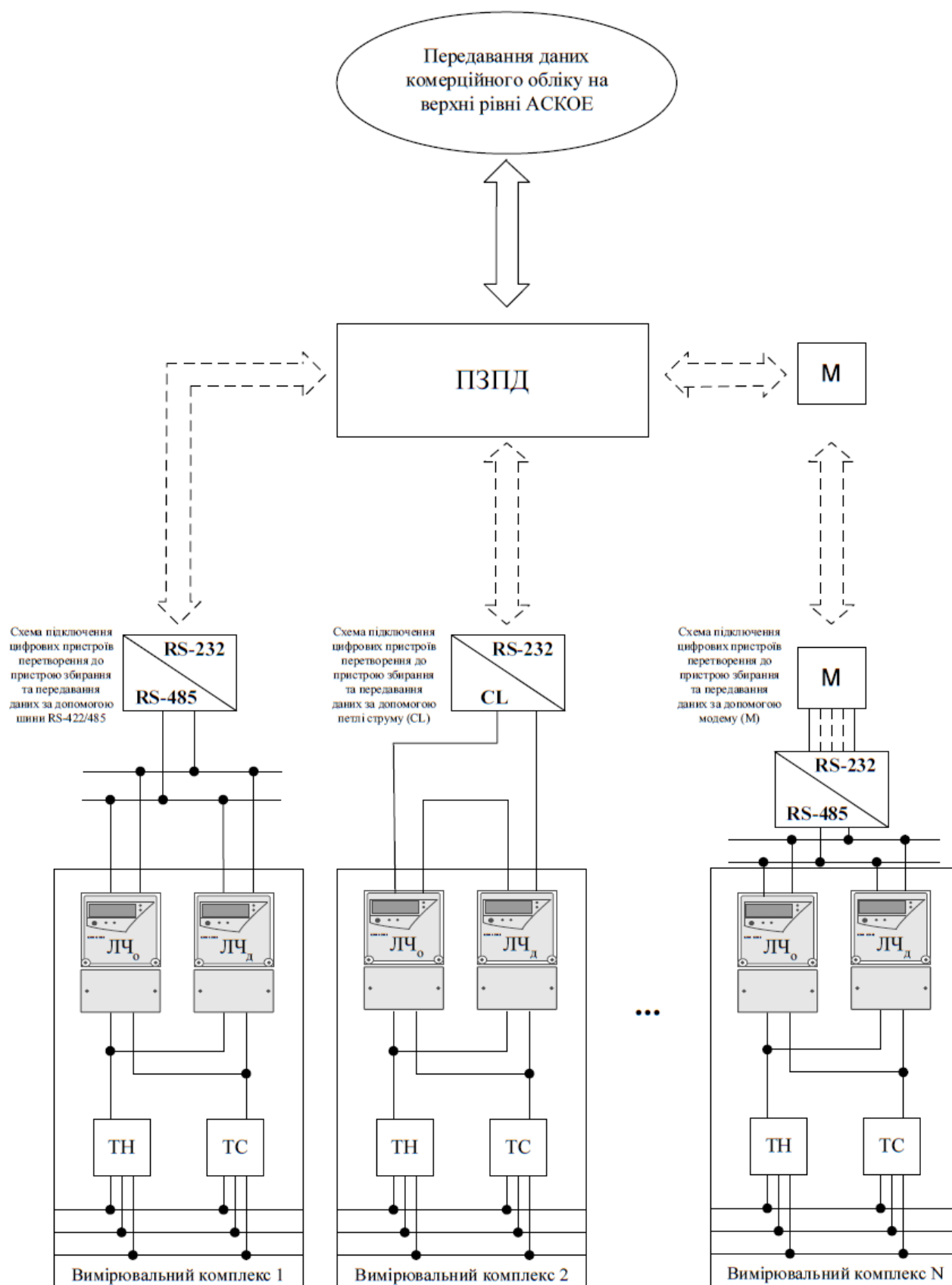


Рис. 4.3. Схема побудови АСКОВ на базі імпульсних вимірювальних каналів

За таким принципом функціонують системи DATAGYR (Landis+Gyr, Швейцарія), COLLECTOR (Shlumberger, Франція), ALPHA PLUS (Elster-Метроніка, Росія) 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.1). Таким чином, дані обліку багатократно дублюються і зберігаються в територіально розподілених БД АСКОЕ. В разі виникнення суперечок щодо достовірності цих даних заінтересовані сторони можуть звернутись безпосередньо до ПБД багатфункціонального 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.

Загальну структуру АСКОЕ об'єкту обліку, що забезпечує надійний облік електроенергії, контроль ППРЕ в реальному часі та інформаційну взаємодію з АСКОЕ верхніх рівнів наведено на рис. 4.4 [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.

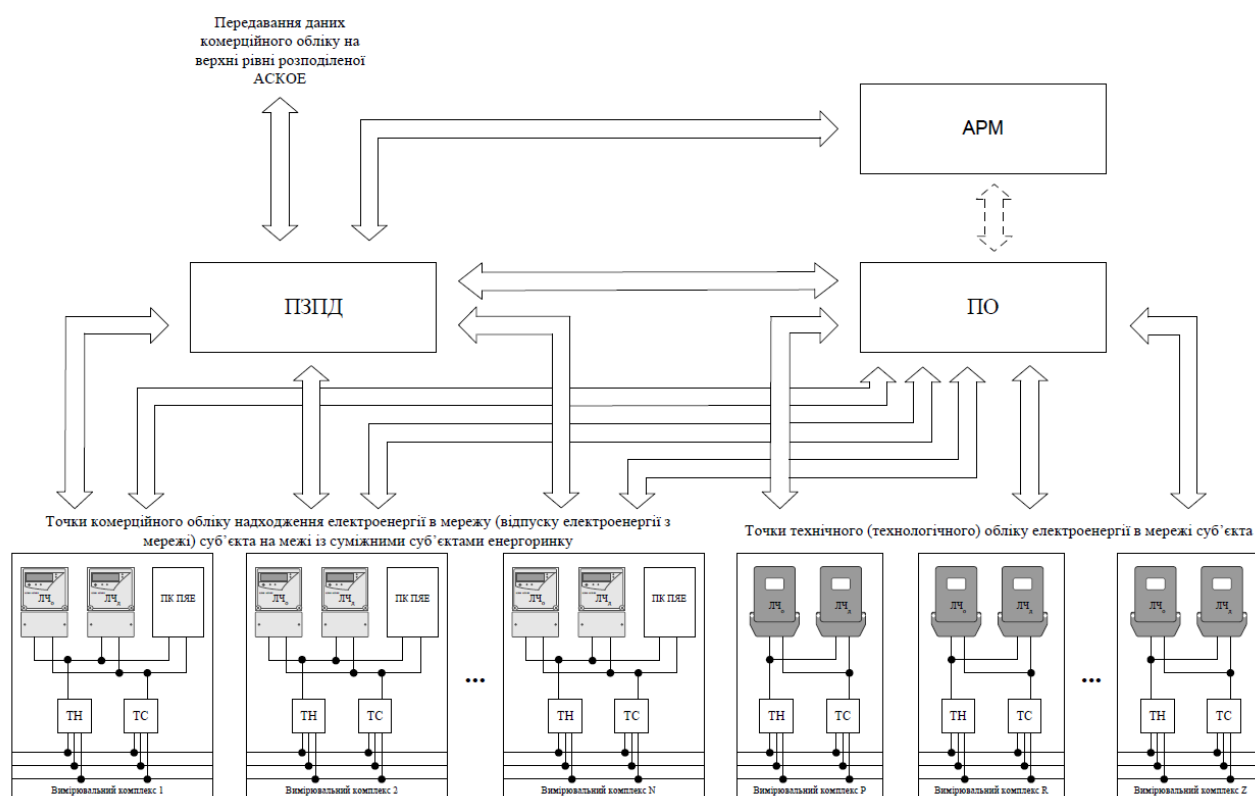


Рис. 5.4. Схема побудови АСКОЕ на базі цифрових та імпульсних вимірювальних каналів

До АСКОЕ 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 (ЛЧ_о) і дублюючий (ЛЧ_д) 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:

- 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 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.

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 АСКОВЕ 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, виміряних 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.

- синхронізацію показів інтегрованого годинника із показами еталонних годинників, доступними інформаційною мережею АСКОЕ верхніх рівнів, та коригування показів інтегрованих годинників багатофункціональних

електронних лічильників електроенергії, ПК ПЯЕ і ПО за показами власного годинника.

Під час функціонування ПЗПД забезпечує:

- обмін інформацією в реальному часі між АСКОЕ верхніх рівнів (ЛУО, 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.

Після створення на об'єкті автоматизації АСКОЕ об'єкту обліку підлягає оцінці відповідності (до 2016 року – державній метрологічній атестації /ДМА/) з метою визначення її МХ, порівняння їхніх значень із нормованими та підтвердження придатності системи до застосування. В результаті побудови АСКОЕ за запропонованою схемою на рівні об'єктів обліку буде вимірюватися, формуватися і зберігатися протягом нормованого терміну повна інформація, необхідна для забезпечення контролю ППРЕ об'єкту обліку та здійснення комерційних розрахунків за електроенергію, зокрема, з урахуванням її якості, за будь-якої моделі ринку електричної енергії. Клієнти АСКОЕ об'єкту обліку, в першу чергу оператори, адміністратори обліку, агрегатори даних, в будь-який момент часу зможуть отримати доступ до:

- достовірних (підтверджених процедурою верифікації) даних комерційного обліку, зокрема, агрегованих, визначених метрологічно атестованим ЗВТ і приведених до межі балансової належності електричних мереж суб'єкта ринку електричної енергії;

- первинних даних обліку, виміряних і сформованих ЗВТ, занесеними до Держреєстру і допущеними до застосування в Україні;
- актуальних значень ППРЕ, зокрема, агрегованих, параметрів режимів електричної мережі, показників якості електроенергії;
- прогнозованих значень електричної потужності (електроенергії), зокрема, агрегованих;
- аналітичної інформації, яка формується ЗВТ – приладами обліку електричної енергії з метою визначення ступеню достовірності первинних даних обліку (журналів подій).

Доступні дані, зокрема, агреговані для об'єкту обліку, приведені до межі балансової належності електричних мереж суб'єкту ринку електричної енергії, верифіковані (мають високий рівень достовірності) і можуть бути використані без додаткового оброблення. Завдання на рівні АСКОЕ об'єкту обліку лімітів потужності (планових величин щодо вироблення/споживання електроенергії) разом із результатами прогнозування зазначених величин надасть можливість оператору отримувати безпосередньо «з перших рук» готові для прийняття рішень дані щодо управління попитом. У майбутньому стане можливим надання АСКОЕ об'єкту обліку окремих функцій автоматичного управління режимами електроспоживання (наприклад, управління споживачами-регуляторами), що дозволить підвищити дієвість балансуючого механізму ринку електричної енергії. В результаті створення високонадійних багатофункціональних АСКОЕ об'єктів обліку споживачі отримують можливість закуповувати на ринку електроенергію нормованої якості відповідно до законтракованих обсягів та узгоджених режимів електроспоживання. З іншого боку, застосування таких АСКОЕ суттєво підвищить ефективність роботи оператора ринку.

Перевагами запропонованої структури АСКОЕ об'єкту обліку є:

- висока надійність комерційного обліку електроенергії, зумовлена формуванням даних комерційного обліку метрологічно забезпеченими ЗВТ,

багатократним дублюванням даних комерційного обліку, утворенням розподіленої ПБД, застосуванням процедури верифікації для всіх даних, що вимірюються (визначаються) безпосередньо на рівні їхнього формування – об'єкті обліку;

- можливість визначення та доступу в реальному часі клієнтів АСКОЕ до поточних, інтегральних і прогнозованих значень параметрів обліку, зокрема, агрегованих, що базується на високих обчислювальних потужностях ПО і ПЗПД;

- забезпечення практично одночасного доступу кількох клієнтів до будь-яких даних АСКОЕ, що ґрунтується на високих комунікаційних можливостях ПЗПД і ПО та застосуванню механізмів визначення пріоритетів даних;

- забезпечення високого рівня захисту даних комерційного обліку та службових даних завдяки застосуванню багаторівневих алгоритмів розмежування прав доступу;

- висока адаптивність АСКОЕ до актуальної моделі ринку електричної енергії завдяки можливості актуалізації алгоритмів функціонування АСКОЕ шляхом перепрограмування ПЗПД.

Останнє дозволить використовувати АСКОЕ об'єкту обліку за будь-якої моделі ринку електричної енергії.

Але всі спроби підвищити ефективність застосування АСКОЕ в Україні виявляться марними, якщо терміново не вирішити два найважливіших питання:

1. Створення та своєчасна адаптація нормативної бази побудови та функціонування АСКОЕ до актуальної моделі ринку електричної енергії.

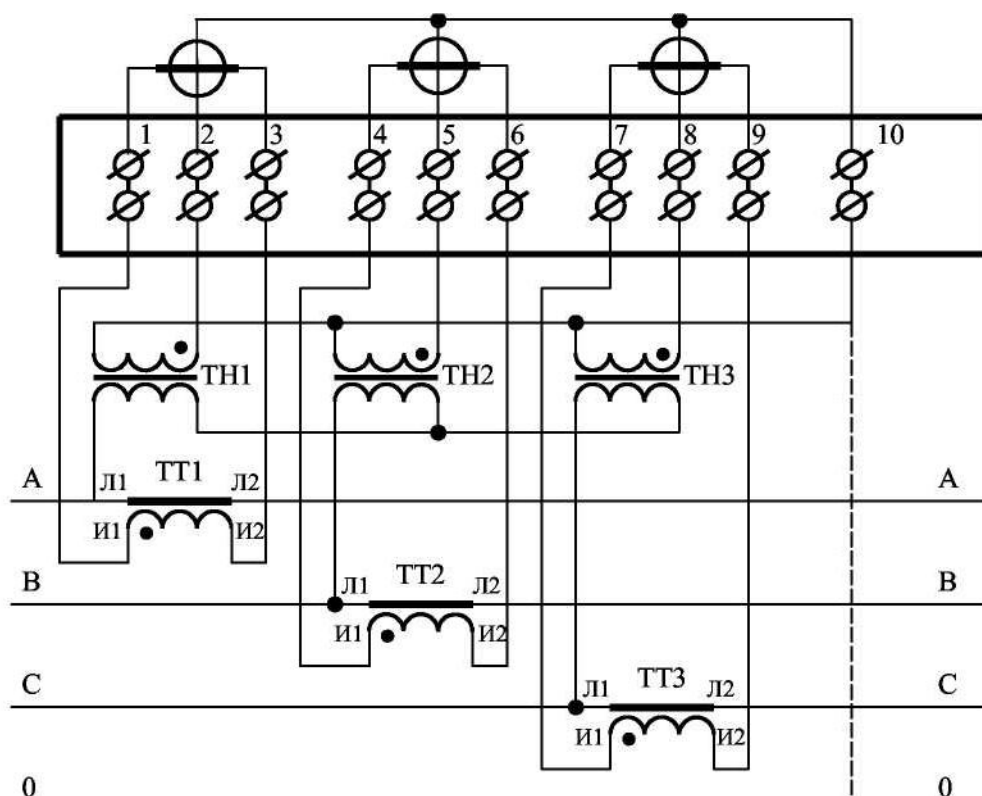
2. Запровадження уніфікованих технічних рішень на всіх рівнях розподіленої АСКОЕ ринку електричної енергії.

Невиконання цих двох умов призведе до неефективності або взагалі неможливості застосування АСКОЕ в умовах лібералізованого ринку електричної енергії України.

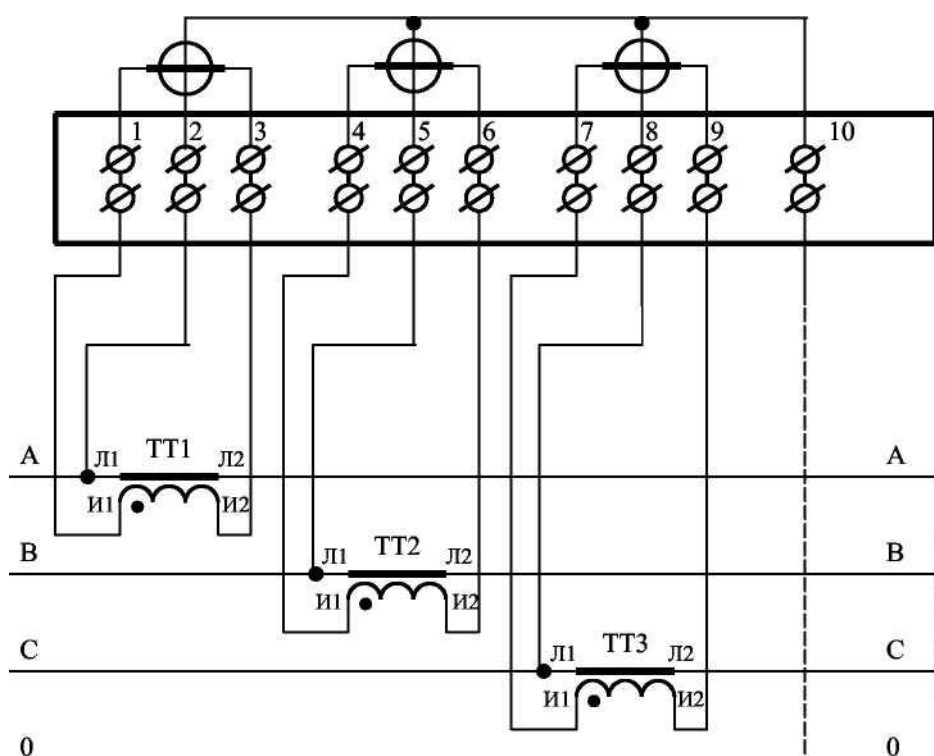
ЛЕКЦІЯ 5

ІНТЕРФЕЙСИ ВИМІРЮВАЛЬНИХ КАНАЛІВ ТА КАНАЛІВ ЗВ'ЯЗКУ АСКОВЕ

Для обліку електроенергії в якості первинних вимірювальних перетворювачів використовують вимірювальні трансформатори струму та напруги. Струм у вторинних ланцюгах трансформаторів струму є пропорційним до первинного струму в фазі фідера і має номінальне значення 1, 2 або 5 А. Напруга у вторинних ланцюгах трансформаторів напруги пропорційна до первинної напруг. Номінальна фазна напруга вторинних ланцюгів трансформаторів напруги складає $100/\sqrt{3}$ В, міжфазна (лінійна) — 100 В. Використовують тільки вимірювальні вторинні обмотки трансформаторів, які мають точнісні характеристики, зазначені в паспорті трансформатора. Використовують декілька схем підключення лічильників до вимірювальних трансформаторів залежно від наявності трансформатора в фазі «В» та схем з'єднання обмоток вимірювальних трансформаторів (рис. 5.1 – 5.3). Як правило, сучасні лічильники підтримують усі ці схеми, необхідно тільки виконати параметрування лічильника.

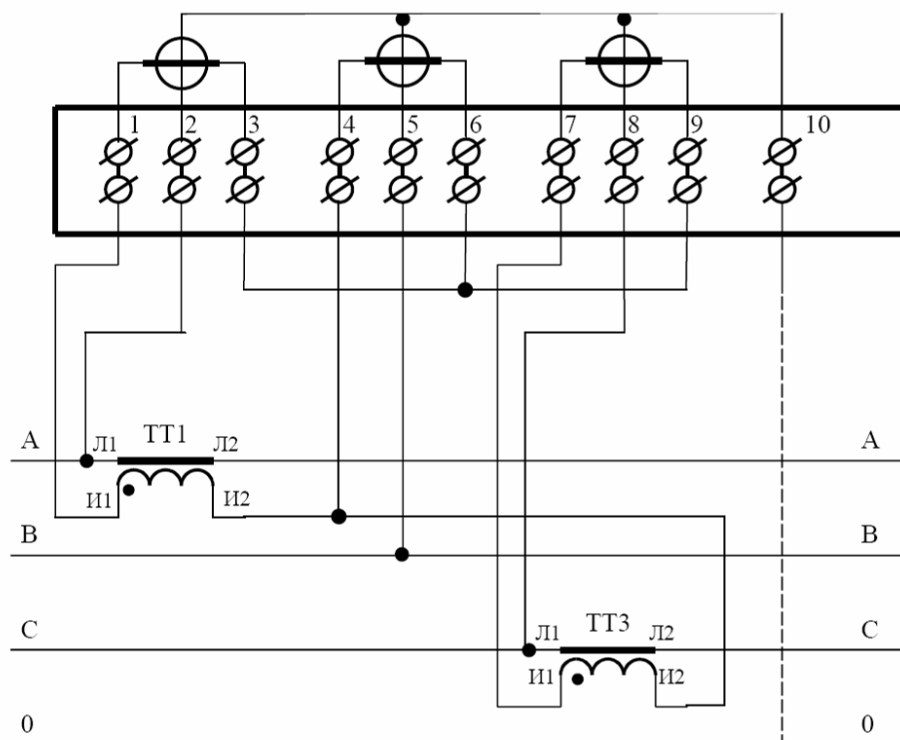


а) Схема підключення лічильника до трифазної 3-дротяної або 4-дротяної мережі 6-750 кВ за допомогою 3 трансформаторів напруги й 3 трансформаторів струму

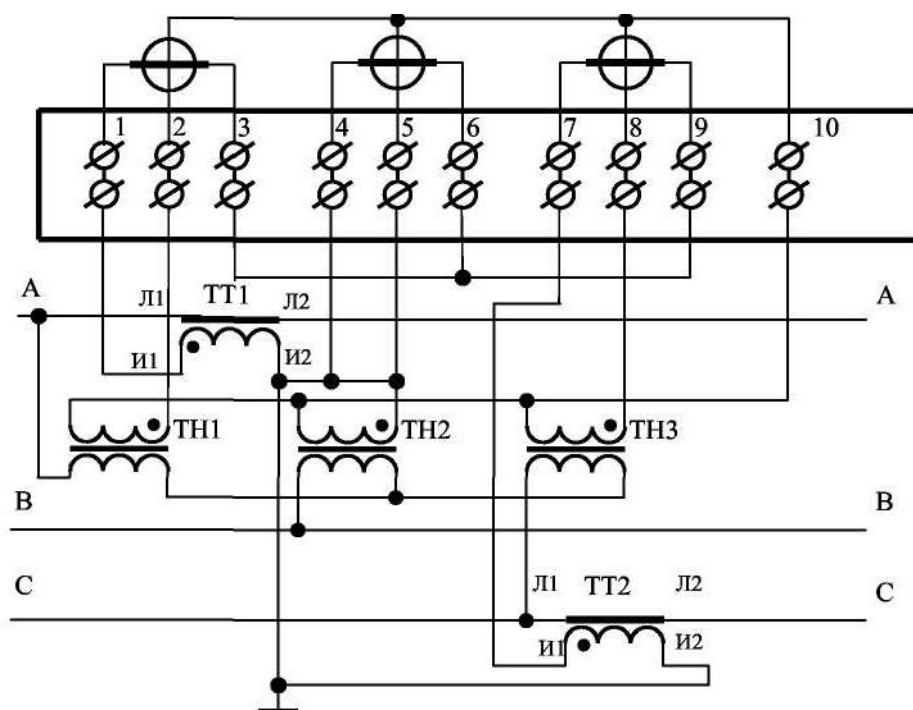


б) Схема підключення лічильника до трифазної 3-дротяної або 4-дротяної мережі 0,4 кВ за допомогою 3 трансформаторів струму

Рис. 5.1. Схеми підключення лічильників



а) Схема підключення лічильника до трифазної тридротяної або чотирьохдротяної мережі 0,4 кВ за допомогою двох трансформаторів струму



б) Схема підключення лічильника до трифазної 3-провидної мережі за допомогою 3 трансформаторів напруги й 2 трансформаторів струму

Рис. 5.2. Схеми підключення лічильників

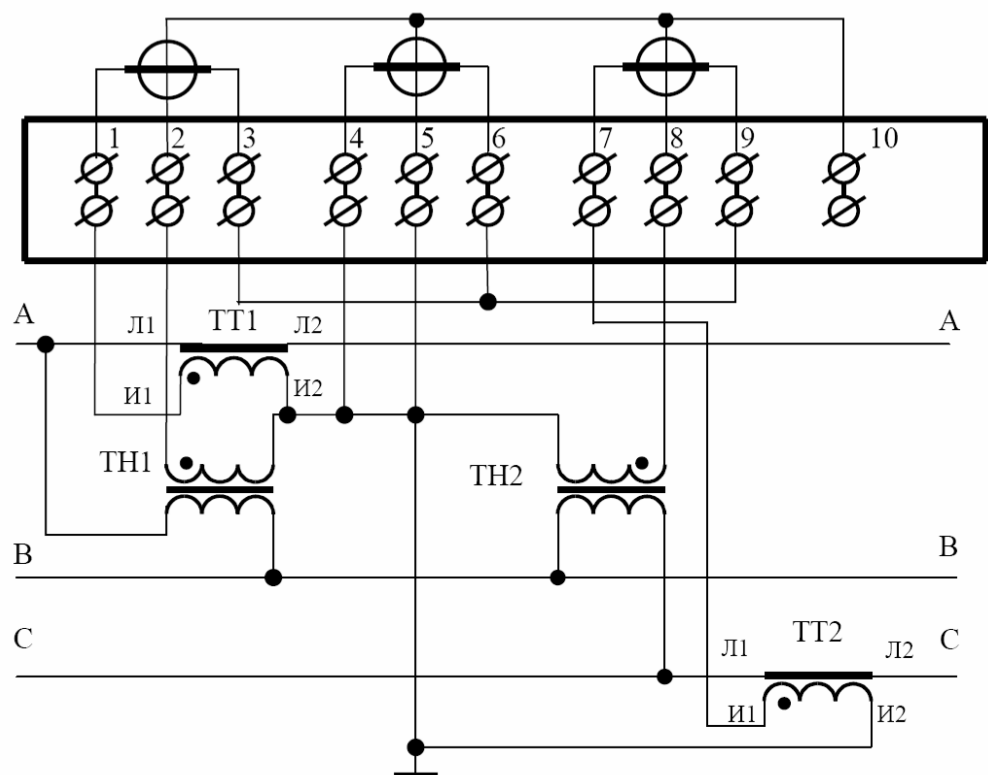


Рис. 5.3. Схема підключення лічильника до трифазної 3-проводної мережі за допомогою 2 трансформаторів напруги й 2 трансформаторів струму

Канали зв'язку в трирівневій структурі АСКОЕ промпідприємства поєднують лічильники з приладами обліку, а також прилади обліку з верхнім рівнем.

Більшість лічильників і ПО мають типові інтерфейси, розглянуті далі.

Інтерфейс зі струмовою петлею (CL — Current Loop) належить до класу універсальних двоточкових радіальних інтерфейсів вилученого послідовного доступу до систем — рис. 11.4.

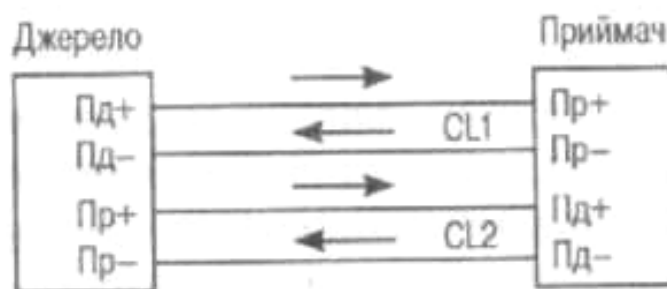


Рис. 5.4. Інтерфейс зі струмовою петлею (CL — Current Loop)

Цей інтерфейс широко застосовують в промисловості, бо він дає змогу здійснити зв'язок фізичними лініями на далекі відстані (до 3 км) без використання апаратури передачі даних (модемів). Інтерфейс CL є двопровідною лінією, яка утворює струмову петлю із джерелом струму, що перемикається дискретно, і приймачем. Дані від джерела до приймача передають послідовно побітно й побайтно асинхронним способом сигналами постійного струму ($i < 2$ мА відповідає логічному «0», $i > 17$ мА — логічної «1»). Для сімплексної передачі даних у одному напрямку використовують 2-дротяний ланцюг, для дуплексної передачі в двох напрямках — 4-дротяний (ІРПС). Максимальна швидкість на відстані 500 м — 9600 біт/с.

Інший тип масового інтерфейсу, який знайшов широке застосування — інтерфейс стандарту Асоціації електронної промисловості США (EIA) RS-232C (європейський аналог — Стандарт ССІТТ V.24). (рис. 5.5).

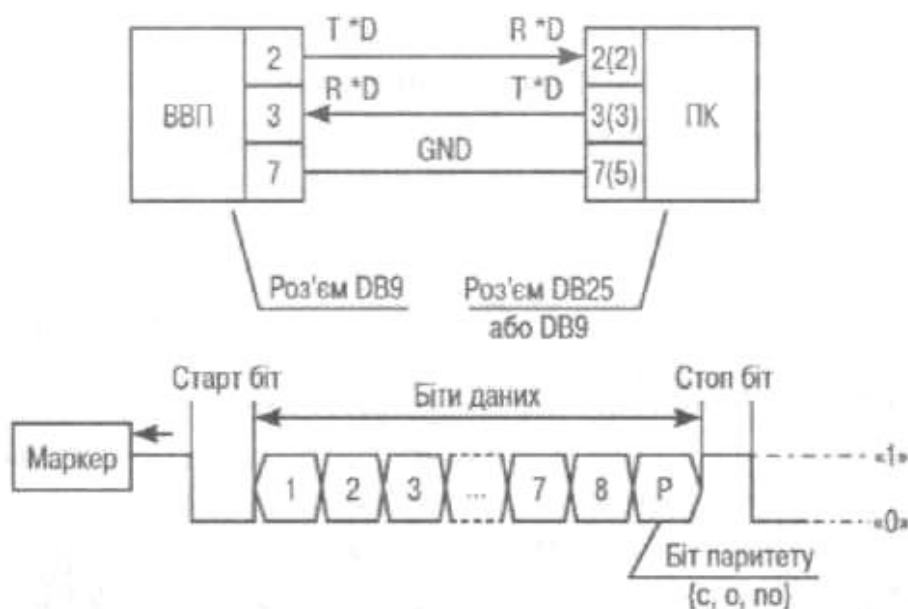


Рис. 5.5. Інтерфейс стандарту Асоціації електронної промисловості США (EIA) RS-232C

Цей тип інтерфейсу застосовують для синхронного й асинхронного зв'язку між пристроями в симплексному, напівдуплексному і дуплексному режимах. Стандарт регламентує призначення і склад ліній (ланцюгів) інтерфейсу, їхню нумерацію, електричні характеристики, позначення й рівні сигналів інтерфейсу, швидкості передачі даних і тип використаних кінцевих контактів. Залежно від умов конкретного застосування використовується різне число ліній інтерфейсу. Так, для асинхронного обміну через модем потрібні 8 ланцюгів, а для аналогічного зв'язку фізичними лініями – тільки три ланцюги: дані передавача TxD, дані приймача RxD і сигнальна земля GND. З'єднання інтерфейсом RS-232C реалізують через стандартні 9- або 25-контактні роз'єми типу DB9 або DB25.

Швидкість передачі даних інтерфейсом RS-232C складає від 50 біт/с до 115200 біт/с у більшості реалізацій (чипсети ПК підтримують 128 кбит/с), а максимальна довжина ліній зв'язку при швидкості 19200 біт/с не перевищує 16 м. На практиці ця відстань може бути істотно збільшена при зниженні швидкості передачі й використанні екранованого кабелю з малою власною

ємністю (при швидкості 1200 біт/с максимальна довжина неекранованого кабелю досягає 900 м). Типовий формат асинхронної передачі даних інтерфейсом представлений на рис 4.5 (аналогічний формат використовують й для інтерфейсу ІРПС). Переданий байт даних оформляється стартовим бітом, бітом паритету й стоповим бітом. Будь-яке повідомлення, передане інтерфейсом асинхронним способом, є сукупністю байтів даних, оформлених зазначеним шляхом.

Пізніше були розроблені нові стандарти, що дали змогу поліпшити узгодження ліній, збільшити відстань і швидкість передачі даних, реалізувати складнішу структуру з'єднань приладів. Стандарт RS-422A орієнтований на використання диференціальної збалансованої лінії передачі з імпедансом 50 Ом, що підвищує завадостійкість інтерфейсу, довжину лінії зв'язку й швидкість передачі (10 Мбіт/с при довжині кабелю до 13 м і 100 кбіт/с при довжині 1300 м). Крім того, цей стандарт допускає підключення до одного передавального пристрою до 10 приймачів. Пізніший стандарт RS-485A, що є вдосконаленням RS 422A, орієнтований при тих самих швидкісних характеристиках на спільну роботу до 32 джерел і 32 приймачів даних (найбільш сучасні реалізації – 256). Останні два стандарти дають змогу поєднувати прилади в розгалужені мережні структури й тому в останні роки все частіше застосовують в різних приладах, у тому числі й в приладах обліку енергоресурсів.

Розглянуті інтерфейси каналів зв'язку створюють можливість будувати територіально-розподілені і децентралізовані АСКОВЕ промпідприємств. Трипровідний інтерфейс RS-232C дає змогу найпростішим способом підключати до порту ПК автономну (до 900 м) систему обліку. При необхідності підключення до комп'ютера кількох систем у ПК вмонтовують стандартний мультиплексор RS-232C на необхідну кількість каналів (4, 8 або 16). Необхідно зауважити, що для захисту устаткування від перенапруг,

особливо при грозових розрядах, у лініях зв'язку слід застосовувати мережні фільтри передачі даних (рис. 5.6).

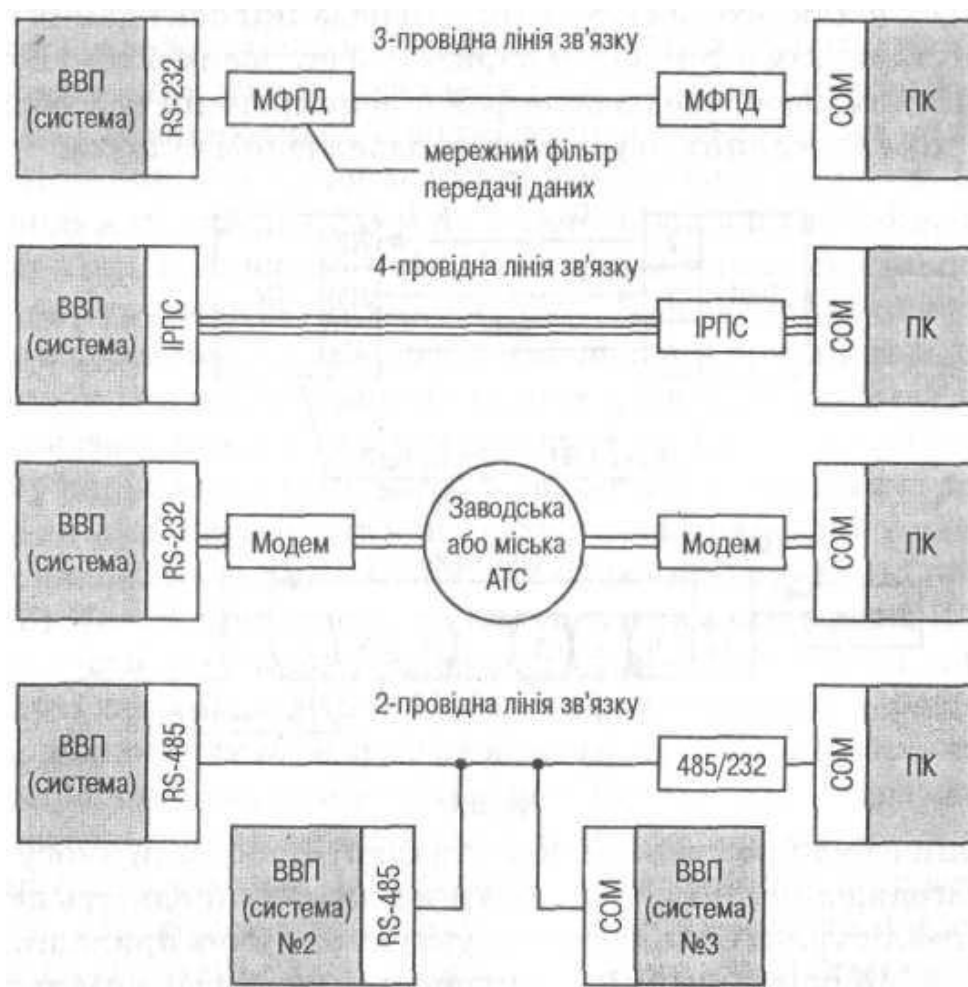


Рис. 5.6. Схема підключення пристроїв через інтерфейс RS-232/RS-485 із використанням МФПД

ЛЕКЦІЯ 6

БАГАТОРІВНЕВІ ІНТЕГРОВАНІ АСКОЕ ВІТЧИЗНЯНОГО ВИРОБНИЦТВА

Розглянемо АСКОЕ українського виробництва (ТОВ «ХАРТЕП»). АСКОЕ реалізована в рамках архітектури клієнт-сервер на основі СУБД Oracle в середовищах Windows NT і Windows 95. Система має значну гнучкість відносно зміни схем підключення й правил проведення розрахунків. Користувачеві надають широкі можливості з формування груп обліку (тарифних складових), налаштування вихідних форм, підготовки звітів.

Запропонована система може мати зв'язки з пристроями обліку електроенергії типу ІТЕК-210, ЦТ-5000, широкою номенклатурою лічильників електроенергії з імпульсним або цифровим виходом вітчизняних і закордонних фірм-виробників. Датчикам, застосовуваним для контролю первинних параметрів газу, слід мати вихід за стандартом Bell 202. Застосовані при створенні АСКОЕ принципи побудови системи й засоби розробки дають змогу без значних витрат масштабувати систему для використання як на невеликих підприємствах, так і на великих промислових гігантах або в територіально розподілених системах, що мають складну структуру місць обліку надходження, відпускання й розподілення електроенергії й газу. Система може бути адаптована в тому числі й для обліку теплоенергії, води, пари й інших енергоресурсів..

Функції системи

- оперативний автоматичний контроль і облік параметрів споживання електроенергії й потужності кожної групи обліку із заданим періодом контролю;
- оперативний автоматичний контроль і облік споживання теплоенергії з заданим періодом контролю;

- оперативний автоматичний контроль і облік споживання води й газу кожної групи обліку з заданим періодом контролю;
- зберігання параметрів обліку в базі даних з додатковою можливістю архівування інформації на зовнішньому магнітному носії (із глибиною архіву, зумовленою загальною ємністю використаних носіїв);
- забезпечення багатотарифного (до 4-х тарифних зон протягом доби) обліку споживання електроенергії;
- забезпечення контролю за дотриманням лімітів енергоспоживання;
- вивід розрахункових параметрів на термінал і/або на друкувальний пристрій на вимогу оператора;
- введення єдиного системного часу з можливістю його коригування.

Параметри споживання

Кожну групу й точку обліку АСКОЕ контролює й зараховує на такі параметри споживання:

- значення спожитої електроенергії (окремо по тарифних зонах і в цілому за добу, місяць, рік);
- значення спожитої теплоенергії, води й газу (у цілому за добу, місяць, рік);
- еквівалентне значення показань лічильників електроенергії, теплоенергії, води й газу на початок кожної доби (спожита активна енергія окремо тарифними зонами);
- значення середньої спожитої активної потужності за кожний інтервал години, качан якого кратний, а тривалість дорівнює періоду контролю;
- максимальні значення й година фіксації (з інтервалом усереднення, який дорівнює періоду контролю) спожитої активної потужності за кожний трихвилинний інтервал години з качану доби (у цілому за добу, місяць, рік);
- значення діючого ліміту потужності, розрахункового базового навантаження, дозволеного навантаження й відхилення фактичного

навантаження від дозволеного (визначається для всіх груп обліку за кожен інтервал години, качан кратний, а тривалість дорівнює періоду контролю).

Ядро системи

АСКОЕ - система, яка розроблялася відкритою, гнучкою, багатофункціональною, з великою кількістю користувачів. Графічний інтерфейс і база даних є основними компонентами, що визначають цінність системи з погляду кінцевого користувача.

Ядром системи є СУБД Oracle. У базі даних зберігається вся інформація про структуру системи і її поточну конфігурацію, дані про користувачів і клієнтів системи, а також інформація, одержана з місць обліку або при обробці первинних параметрів.

Відкритість архітектури АСКОЕ допускає інтеграцію системи як із суміжними АСКОЕ, так і з іншими автоматизованими системами. Це досягається завдяки використанню стандартних інтерфейсів і протоколів обміну даними (SQL/ODBC, DDE, обмін текстовими файлами через електронну пошту). Гнучка структура забезпечує швидку адаптацію системи до об'єкта контролю прямо на місці, тобто вже після інсталяції системи на об'єкті, причому адаптацію системи можуть здійснювати як розроблювачі системи, так і самі користувачі (які мають необхідні повноваження).

Безпека

В АСКОЕ реалізована гнучка система визначення повноважень користувача, ідентифікації користувача, авторизації зроблених змін і захисту інформації від несанкціонованого доступу. Кожен користувач при вході в систему ідентифікується й вводить особистий пароль, після чого він одержує доступ тільки до тих функцій системи, які визначені його роллю - списком повноважень, наданих йому адміністратором системи.

Монітор АСКОЕ - вікно в базу даних

Монітор АСКОЕ - це основний інструмент доступу до інформації бази даних. За допомогою монітора відбувається доступ, вибірка, обробка й візуалізація інформації бази даних. За допомогою монітора реалізується виконання основних функцій АСКОЕ. Тип монітора вибирає користувач із списку наявних моніторів відповідно до повноважень користувача. При відкритті монітора користувач визначає групу спостереження (наприклад, групу споживачів, сектор економіки або район області), період і форму відображення (графічну або табличну). При необхідності користувач може самостійно створювати монітори на підставі наявного набору шаблонів.

Звіти

АСКОЕ містить потужну й гнучку систему підготовки звітів. До системи входять форми основних звітів, використаних на підприємствах енергозбуту. При необхідності можна легко розширити наявний список, оскільки в АСКОЕ є редактор звітів, за допомогою якого, користуючись засобами MS Excel, є змога розробити нові форми звітів.

Служба експорту-імпорту

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

Служба експорту-імпорту виконує такі функції:

- приймання й передача показань енергоспоживання об'єктів, зазначених у групах експорту;
- відображення потокового стану служб експорту-імпорту;
- реєстрація змін, проведених у базі даних службами експорту-імпорту в журналі системи;
- забезпечення обміну інформацією АСКОЕ із суміжними системами (наприклад, з АСКОЕ підприємства «Енергозбут»).

Система допомоги

Розроблена відповідно до принципів Windows, система допомоги містить усю необхідну інформацію про функції АСКОЕ й способи їхнього

використання. Можливість пошуку інформації із ключового слова допоможе швидко знайти те, що цікавить.

Настроювання й конфігурування ,

Настроювання й конфігурування АСКОЕ здійснює адміністратор системи. Адміністратор має всі права доступу до системи й може вводити нових користувачів і визначати коло їхніх повноважень, добудовувати структуру системи й задавати методики обчислення, додавати або змінювати існуючі екранні й звітні форми. За допомогою завдання «Редактор» є змога вводити й описувати місця, групи обліку й приєднання, задавати параметри приладів обліку. Використовуючи редактор форм і звітів, можна на підставі наявних шаблонів створювати нові форми й звіти.

Підсистема верхнього рівня

Верхній рівень системи є локальною обчислювальною мережею, яка включає сервер бази даних, комунікаційний сервер з апаратурою зв'язку, автоматизовані робочі місця адміністративного й технічного персоналу. Залежно від масштабу об'єкта контролю апаратура верхнього рівня може мати як одну ПЕОМ типу IBM PC, що виконує всі зазначені функції, так і великомасштабну розподілену обчислювальну систему, що включає UNIX-Сервери й десятки автоматизованих робочих місць. АСКОЕ також може сполучатися з суміжними системами (автоматизованою системою розрахунку зі споживачами, автоматизованою системою диспетчерського керування), які виступають як клієнти бази даних АСКОЕ й обмінюють з нею інтерфейсом SQL/ODBC.

Підсистема нижнього рівня

Апаратура нижнього рівня забезпечує контроль параметрів електроспоживання, споживання води, виробництва або споживання тепла й газу окремими структурними підрозділами й підприємством у цілому й передачу їх на верхній рівень системи. Апаратура нижнього рівня працює в автоматичному режимі й не потребує втручання технічного персоналу.

Базовими системами нижнього рівня є існуючі системи обліку електроенергії типу ІТЕК-210, ЦТ-5000, інтелектуальні електронні лічильники електроенергії, об'єднані в локальну мережу RS-485, і пристрої контролю параметрів подачі газу «Енергія» (власної розробки, побудовані з використанням процесорних модулів Win Systems). Для здійснення технічного контролю та обліку можливо використати пристрій обліку на базі універсального контрольованого пункту телемеханіки «Корунд-М» власної розробки, створеного для використання в автоматизованих системах диспетчерського керування. Підсистеми верхнього рівня будують на базі локальних обчислювальних мереж підприємств.

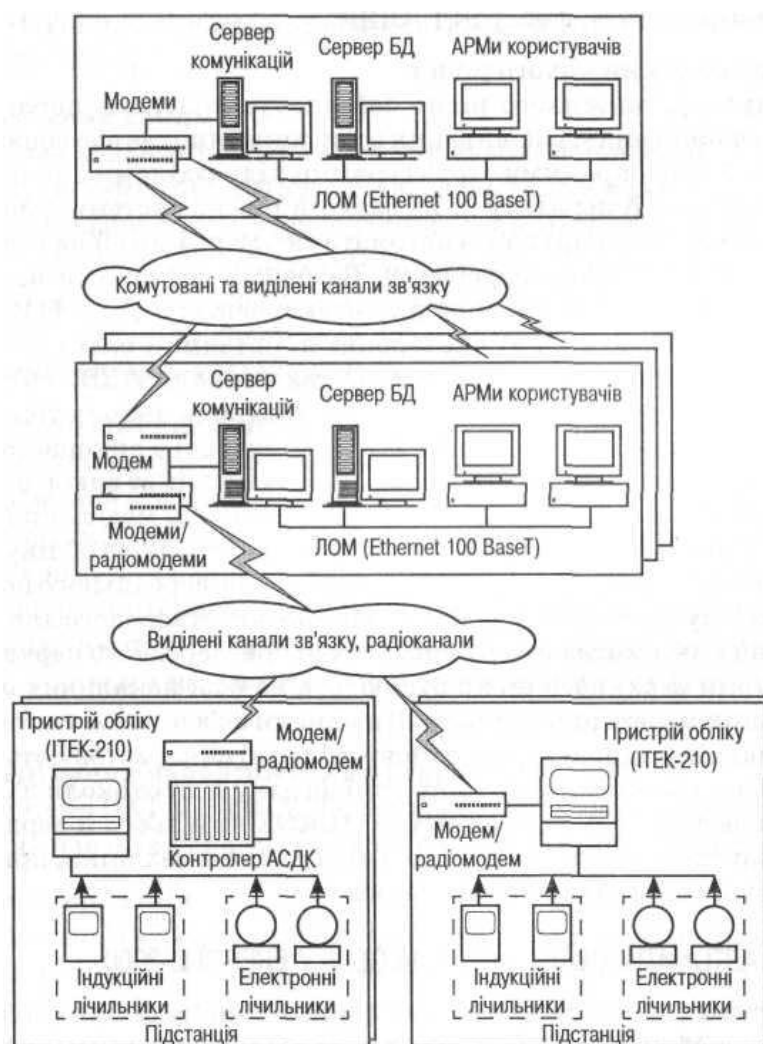


Рис. 6.9. Структурна схема АСКОЕ

Як канали зв'язку між системами різних рівнів (підприємства, району, області) використовують виділені дво- або чотиридротяні лінії зв'язку та протоколи стеку TCP/IP.

Для зв'язку між підсистемами АСКОВ нижнього й верхнього рівнів використовують протоколи систем телемеханіки, пристроїв обліку й електронних лічильників.

ЛЕКЦІЯ 7

СИСТЕМА ДИСТАНЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ DATAGYR C2000

Систему C-2000 випускає фірма Landis & Gyr. Система має повну назву DATAGYR® C2000. Вона складається з кількох модулів. Основний базисний модуль не залежить від конкретного застосування й поєднує в собі всі основні функції. Додаткові модулі дають змогу індивідуально настроїти DATAGYR® C2000 на конкретне прикладне завдання.

Дистанційне зчитування показань лічильників

DATAGYR® C2000 здійснює збір показань регістрів лічильників за протоколом STOM (послідовна передача оригінальних показань лічильників), а також періодичних даних (графік навантаження) і даних для розрахунку за енергію. Збір даних може проводитися такими лініями зв'язку, як телефонна мережа, виділені канали зв'язку, силові лінії електропередачі й локальна мережа (LAN) з використанням таких протоколів:

- SCTM (послідовна кодована телеметрія);
- IEC 870-5.

Уведення даних

Поряд із даними, одержаними завдяки комунікаційним мережам, система DATAGYR® C2000 може також зчитувати дані локально. Для прийому даних від інших систем є функція зчитування даних у форматі L&G або текстовому форматі. Також є можливість імпорту даних, які внаслідок обриву комунікаційних ліній були полічені на місці за допомогою портативного комп'ютера або записані на карту даних (**DATAGYR**).

Ручне введення даних

Є можливість ручного введення показань регістрів лічильників і періодичний контроль даних (графіка навантаження). Використовуючи функції

графічної обробки, користувач може ввести як окремі значення, так і дані за певний період.

Такі функції редагування, як «копіювання», «вирізання» або «додавання», полегшують щоденну роботу з енергетичними графіками, заявками на електроенергію, граничними й замінними даними.

Керування навантаженням і тарифами

Система DATAGYR® C2000 створює можливість здійснювати керування навантаженням і тарифами силових ліній електропередачі.

Синхронізація

Система DATAGYR® C2000 здійснює синхронізацію всієї системи телеметричного обліку як за місцевим часом, так і за Гринвічем (UTC). Часовий сигнал приймається або від ДВ - передавача точної години, розташованого в Німеччині, або від супутників глобальної системи місцевизначення GPS.

Функції контролю лічильників

За допомогою показань реєстрів або періодичних даних (графіка навантаження) лічильників система DATAGYR® C2000 здійснює контроль за технічним станом лічильників і мережі передачі даних, а у випадку виникнення перебоїв користувача сповіщають сигналом тривоги. Поряд із функцією порівняння основного й контрольного лічильників у центральній станції є змога робити копіювання періодичних даних лічильників і порівнювати їх із даними, отриманими при зчитуванні на місці.

Тарифні зони

Тарифні зони служать підставою для тарифного розрахунку за енергію або потужність, а також для вивчення режимів використання окремими споживачами або групою споживачів.

Для визначення тарифної зони DATAGYR® C2000 надає користувачеві гнучкий універсальний інструмент.

Математичні обчислення й статистичний аналіз

Система DATAGYR® C2000 має безліч функцій для обчислення й аналізу періодичних даних лічильників усередині власних інтеграційних періодів або в заданому вартовому інтервалі. Типові приклади практичного використання цих функцій:

- розрахунок за перетікання енергії з іншими регіональними енергетичними компаніями;
- визначення середньої потужності й споживання електроенергії з урахуванням ліміту й тарифної години як бази для місячного розрахунку з великими промисловими споживачами;
- аналіз зібраних графіків навантаження з метою розробки тарифних моделей, статистики споживання й прогнозів навантаження.

Звітні протоколи й графіки

Звітні протоколи служать для табличного подання отриманих або об'єднаних даних лічильників. Наявна можливість різноманітного подання даних створює можливість вести індивідуальний енергооблік. За бажанням звітні дані можна безпосередньо роздрукувати або передати в систему безготівкових розрахунків.

Ретрансляція даних

Система DATAGYR® 2000 забезпечує пряму ретрансляцію даних лічильників і результатів обчислень.

Архівування

Перезапис вмісту бази даних на змінний носій інформації забезпечує користувачеві можливість надійного й необмеженого в часі їх зберігання й використання.

Повідомлення й команди

У системах телеметрії телефонна мережа зв'язку часто буває єдиним засобом для організації зв'язку з окремими пристроями. Тому важливо, щоб поряд з показаннями лічильників могли передаватися й режимні параметри стану. Традиційно режимну інформацію передають в повідомленнях про

випадкові події, стан показань лічильників і самої системи передачі даних, які зчитують разом з даними лічильників. Деякі сигнали експлуатаційного характеру потребують безпосередньої реакції користувача. Такі пристрої на місцях, як транскoder FAG і регіональні концентратори системи автоматичного обміну вимірювальними даними AMDES (у системі AMDES зв'язок здійснюється силовими лініями електропередачі), можуть зі свого боцку незалежно від циклу збору інформації проводити контроль і сповіщати центральний пункт про свій стан відразу після виникнення перебоїв і несправностей. Регіональні концентратори системи AMDES можуть приймати команди й виконувати їх через комунікаційні блоки лічильників. У такий спосіб можливо, наприклад, змінювати тарифи, приєднувати або вимикати навантаження.

Стандартний інтерфейс бази даних

Поряд з названими можливостями імпорту й експорту даних лічильників система клієнтів забезпечується також прямим доступом до вмісту ретрансляційної бази даних через стандартний інтерфейс. Інструментом для цього служать поряд зі стандартною мовою структурованих запитів SQL процедури запитів, підготовлені мовою високого рівня CI.

ЛЕКЦІЯ 8

ЗАСТОСУВАННЯ АСКОВЕ В УМОВАХ ЛІБЕРАЛІЗОВАНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Лише за умови побудови високонадійних повномасштабних багатофункціональних АСКОВЕ 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 решт має призвести до стратегічної мети запровадження і лібералізації ринку електричної енергії – скорочення використання викопного палива та покращення екології довкілля.

В загальному випадку АСКОВЕ 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 багатфункціонального 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 АСКОВ 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 АСКОВ 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/АСКОВ 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 АСКОВ 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 АСКОВ 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/АСКОВ 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 активна 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 дозволять 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 може бути запрограмовано 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;

- розвинутість 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 АСКОЕ лічильників різних типів [27];

- міжповірочний інтервал – період часу, по завершенню якого лічильник має бути піддано черговій повірці. Зазвичай, міжповірочний інтервал для 1-фазного електронного лічильника складає 8-16 років, а для 3-фазного – 6 років. Вибір лічильників з більшим міжповірочним інтервалом сприятиме зменшенню операційних витрат як на вимірювальний комплекс, так і на АСКОЕ в цілому. Слід також зауважити, що ДСТУ 2708:2006 [53] не дозволяє встановлювати в точці обліку лічильник, термін міжповірочного 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 ± 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 ОРЕ 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.

ЛЕКЦІЯ 9

ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИЙ ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА УПРАВЛІННЯ ЧАСОМ В АСКОВЕ

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. 9.1).



Рис. 9.1. 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 бути співставлено 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.

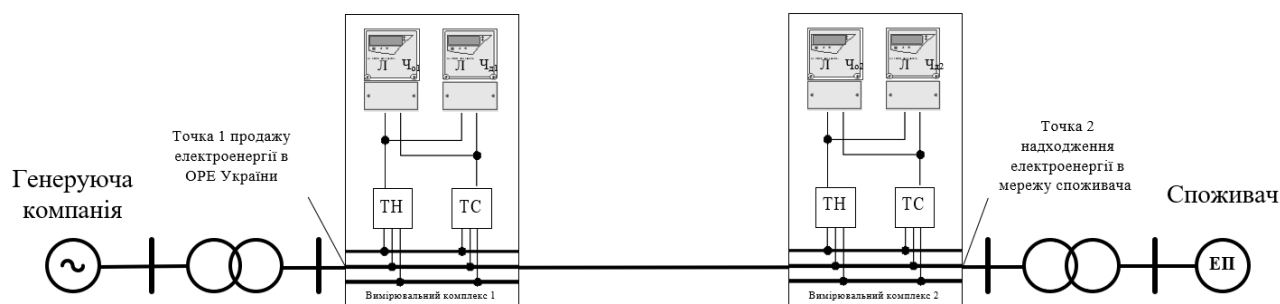


Рис. 9.2. Схема обліку електроенергії під час її продажу/закупівлі в енергоринку

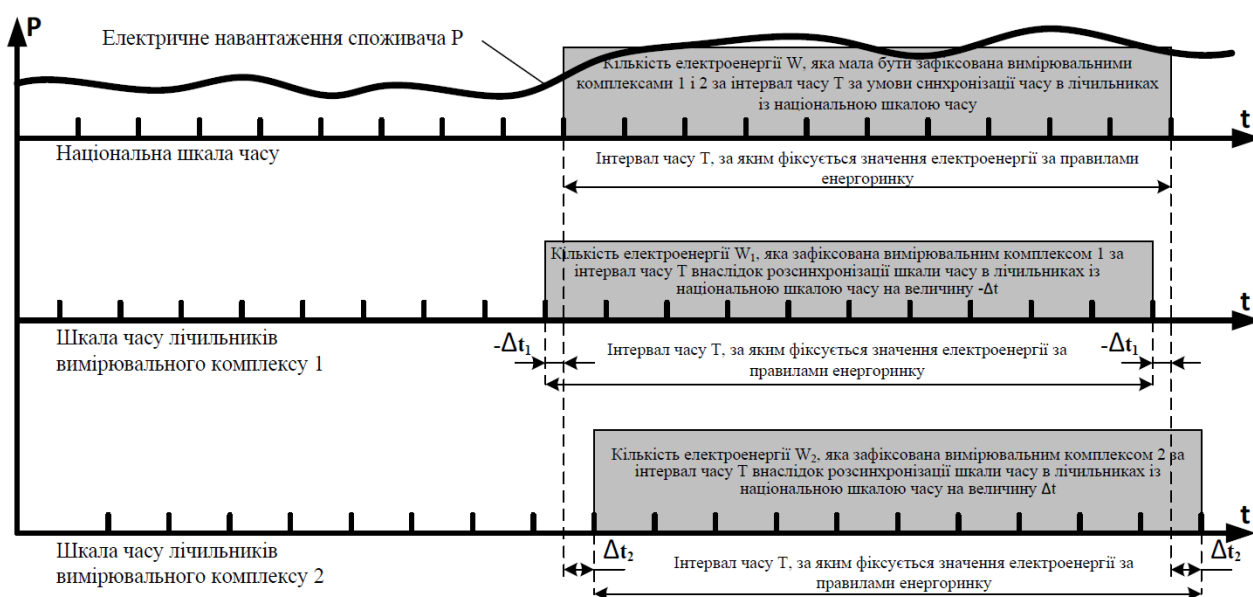


Рис. 9.3. Виникнення похибки розсинхронізації під час диференційованого обліку електроенергії

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 обґрунтовано) 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 високопрецизійних 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 перевірки.

Інша причина необхідності внутрішнього коригування часу інтегрованих годинників пов'язана з автоматичним переходом засобів диференційованого обліку електроенергії на літній/зимовий час. Згідно Постанови Кабінету Міністрів України (КМУ) від 13 травня 1996 року №509 [68] кожного року о 03:00 останньої неділі березня в момент переходу на літній час покази годинників необхідно переводити на одну годину вперед, тобто на 04:00. Відповідно, о 04:00 останньої неділі жовтня в момент переходу на зимовий час покази годинників необхідно переводити на одну годину назад, тобто на 03:00. Тією ж постановою КМУ Державній комісії єдиного часу і еталонних частот України доручено здійснювати контроль за дотриманням установленого порядку обчислення часу і організацію робіт щодо оцінки його ефективності. Слід зауважити, що вимоги щодо обов'язкового переведення показів саме інтегрованих годинників засобів диференційованого обліку електроенергії на літній/зимовий час в явному вигляді не наведено в жодному нормативному документі з обліку електроенергії.

Перехід на літній/зимовий час відноситься до «жорсткого» коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії. В момент переходу

на літній час покази інтегрованих годинників примусово переводяться на одну годину вперед (з 03:00 на 04:00). Відповідно, в графіках навантаження, які формуються засобами диференційованого обліку електроенергії, виникають «пропуски». Залежно від типу засобу це можуть бути незаповнені інтервали графіку навантаження або пропущені позначки часу, що відповідають неіснуючим інтервалам графіку навантаження. Можна говорити, що перехід на літній час зазвичай не призводить до руйнування графіків навантаження в засобах диференційованого обліку електроенергії, оскільки час переводиться «вперед». Але оброблення даних комерційного обліку на момент переходу повинно виконуватися за окремими алгоритмами, щоб «пропущений» інтервал графіку не було інтерпретовано, як дійсне значення електричної потужності (електроенергії), що дорівнює нулю.

В момент переходу на зимовий час покази інтегрованих годинників переводяться на одну годину назад (з 04:00 на 03:00). Відповідно, в графіках навантаження, які формуються засобами диференційованого обліку електроенергії, виникають «зайві» інтервали. Залежно від типу засобу ці інтервали можуть лишатися в графіках на «своїх» місцях (тоді графік навантаження буде містити 25 годинних інтервалів), подвоюватися (тоді графік навантаження буде містити 24 годинних інтервали, один з яких фактично буде містити дані за двогодинний інтервал), переноситися в кінець графіку (тоді графік навантаження буде містити 25 годинних інтервалів, причому один з інтервалів, що відповідає моменту переходу, буде розташовано в кінці графіку) або в окрему частину ПБД (тоді графік навантаження буде містити 24 годинних інтервали, а «зайвий» інтервал необхідно зчитувати окремо з окремої таблиці або поля ПБД засобу диференційованого обліку електроенергії). Слід також зауважити, що на сьогодні в Україні у великій кількості функціонують засоби диференційованого обліку електроенергії, в яких з технічних причин перехід на літній/зимовий час відбувається за старими стандартами (наприклад, з

02:00 на 03:00 в останню неділю березня і з 02:00 на 01:00 в останню неділю жовтня), що також призводить до недостовірності даних комерційного обліку електроенергії. Крім того, це суперечить [68]. Порушення синхронності переходу на літній/зимовий час може призвести до виникнення помилок і збоїв у функціонуванні АСКОЕ і в загальному випадку це може стати причиною недостовірності даних комерційного обліку електроенергії, що формуються АСКОЕ.

З вищесказаного витікають наступні висновки:

1. 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 методик виконання вимірювань, не дозволяється.

2. 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 до виникнення похибки розсинхронізації [23], яку за абсолютною величиною може бути співставлено з основною похибкою вимірювань електричної енергії [38], і, як наслідок, виникнення помилок під час визначення диференційованої вартості електроенергії.

3. 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 (рис.7) [8, 40].

4. 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.

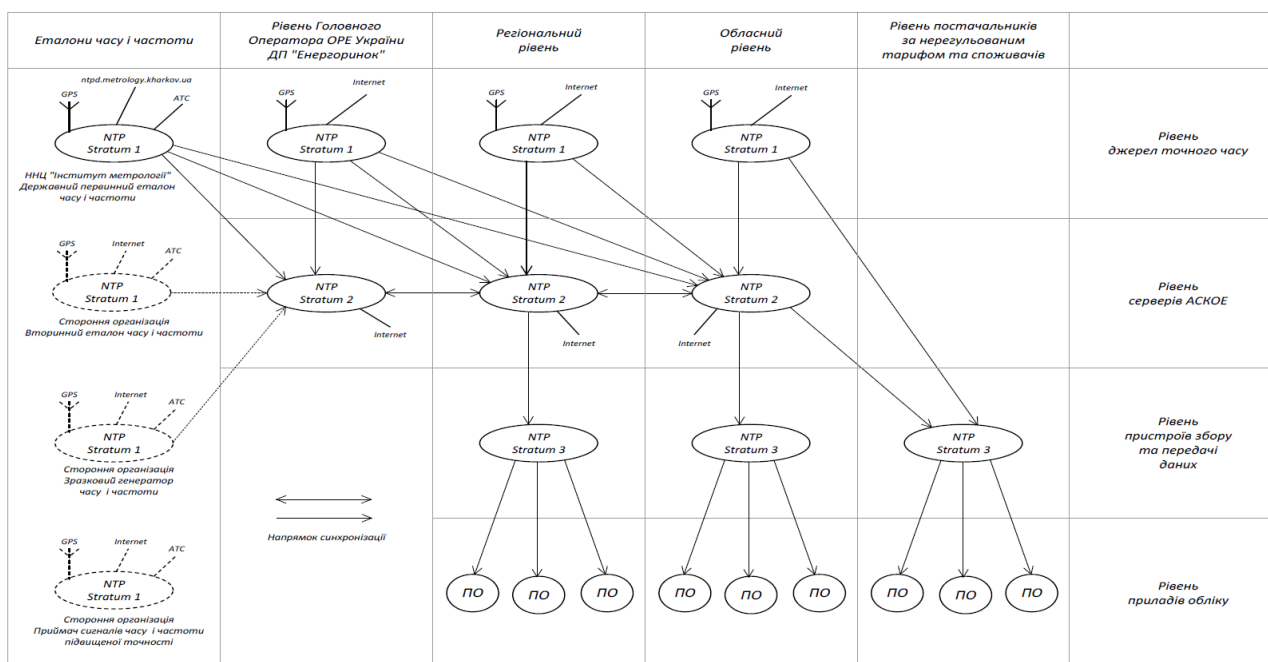


Рис. 9.4. Функціональна схема СТЧіСВ ОРЕ України

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 Δt , яка повинна знаходитися в діапазоні:

$$\Delta t_{\text{доп}} \leq \Delta t \leq 60$$

де: $\Delta t_{\text{доп}}$ – 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 здійснюватись оператором АСКОЕ в автоматизованому або ручному режимі.

5. 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 виконуватися 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.

6. 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.

ЛЕКЦІЯ 10

МОНІТОРИНГ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Відповідно до діючого ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» розрізняють такі властивості електричної енергії, як:

- відхилення напруги,
- коливання напруги,
- провал напруги,
- тимчасова перенапруга,
- несинусоїдальність напруги;
- несиметрія трифазної системи напруг,
- відхилення частоти;
- імпульс напруги.

Цим властивостям відповідають наступні **показники якості** електричної енергії (**ПЯЕ**):

- стале відхилення напруги;
- розмах зміни напруги;
- доза флікера (для мережі 0,4 кВ);
- коефіцієнт перекручування синусоїдальності кривій напруги;
- коефіцієнт n-ої гармонійної складової напруги;
- коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності;
- коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності;
- відхилення частоти;
- тривалість провалу напруги;
- імпульсна напруга;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги .

Відхилення напруги – відхилення фактичної напруги в сталому режимі роботи системи електропостачання від його номінального значення. Воно

характеризується таким показником якості електричної енергії, як стале відхилення напруги.

Несинусоїдальність напруги – перекручування синусоїдальної форми кривої напруги. Дана властивість нормується коефіцієнтом перекручування синусоїдальності кривій напруги й коефіцієнтом n-ої гармонійної складової напруги.

Несиметрія напруг – несиметрія трифазної системи напруг. Вона характеризується коефіцієнтами несиметрії напруг по зворотній і нульовій послідовностях.

Відхилення частоти - відхилення фактичної частоти змінної напруги від номінального значення в сталому режимі роботи системи електропостачання. Воно характеризується однойменним показником.

Провал напруги – раптове зниження напруги нижче 90% номінальної, за яким іде відновлення напруги до первісного або близького до нього рівня через проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд. Він характеризується тривалістю провалу напруги.

Імпульс напруги – різка зміна напруги, за якою іде відновлення напруги до первісного або близького до нього рівня за проміжок часу до декількох мілісекунд. Він характеризується величиною його напруги.

Тимчасова перенапруга – підвищення напруги вище 110% номінальної тривалістю більше 10 мілісекунд, що виникає в системах електропостачання при коротких замиканнях. Вона характеризується коефіцієнтом тимчасової перенапруги.

Придатність електричної енергії за показниками якості

Одним з інтегральних показників якості електричної енергії є здатність, що обчислюється на підставі показників якості електроенергії, обумовлених EN 50160:2014: здатність кожного показника якості обчислюється як відношення числа вимірів, що перебувають у нормально припустимих за EN 50160:2014 межах до загального числа вимірів за звітний період. Якщо

значення показника якості відповідає EN 50160:2014, значення здатності більше або дорівнює 0.95, якщо не відповідає - менше 0.95. Здатність за показником, що мав виходити за гранично припустиме значення, вважається рівної нулю й не відповідає вимогам EN 50160:2014.

Відхилення ПЯЕ від нормованих значень погіршують умови експлуатації електроустаткування енергопостачальних організацій і споживачів

електроенергії, можуть привести до значних збитків як у промисловості, так і в побутовому секторі, спричиняють, як ми вже відзначали, технологічний і електромагнітний збитки.

Характерні типи електроприймачів

Від електричних мереж систем електропостачання загального призначення харчують електроприймачі (ЕП) різного призначення.

Розглянемо промислові й побутові ЕП.

Найбільш характерними типами ЕП, що широко застосовують на підприємствах різних галузей промисловості, є електродвигуни й установки електричного освітлення. Значне поширення знаходять електротермічні установки, а також вентильні перетворювачі, що служать для перетворення змінного струму в постійний. Постійний струм на промислових підприємствах застосовується для живлення двигунів постійного струму, для електролізу, в гальванічних процесах, при деяких видах зварювання й т.д.

Електродвигуни застосовують в приводах різних виробничих механізмів. В установках, що не потребують регулювання частоти обертання в процесі роботи, застосовують електроприводи змінного струму: асинхронні й синхронні електродвигуни.

Установлена найбільш економічна область застосування асинхронних і синхронних електродвигунів залежно від напруги. При напрузі до 1 кВ і потужності до 100 кВт економічніше застосовувати асинхронні двигуни, а понад 100 кВт - синхронні, при напрузі до 6 кВ і потужності до 300 кВт -

асинхронні двигуни, а вище 300 кВт - синхронні, при напрузі 10 кВ і потужності до 400 кВт - асинхронні двигуни, вище 400 кВт - синхронні.

Велике поширення асинхронних двигунів обумовлено їхньою простотою у виконанні й експлуатації та невеликою вартістю.

Синхронні двигуни мають ряд переваг у порівнянні з асинхронними двигунами: звичайно використовують як джерела реактивної потужності, їхній обертаючий момент менше залежить від напруги на затискачах, у багатьох випадках вони мають більше високий КПД. У той же час синхронні двигуни є більше дорогими й складними у виготовленні й експлуатації.

Установки електричного освітлення з лампами накаливання, люмінесцентними, дуговими, ртутними, натрієвими, ксеноновими застосовують на всіх підприємствах для внутрішнього й зовнішнього освітлення, для потреб міського освітлення й т.д.

Електрозварювальні установки змінного струму дугового й контактного зварювання являють собою однофазне нерівномірне й несинусоїдальне навантаження з низьким коефіцієнтом потужності: 0,3 для дугового зварювання й 0,7 для контактної. Зварювальні трансформатори й апарати малої потужності підключають до мережі 380/220 В, могутніші - до мережі 6 - 10 кВ .

Вентильні перетворювачі в силу специфіки їхнього регулювання є споживачами реактивної потужності (коефіцієнт потужності вентильних перетворювачів прокатних станів коливається від 0,3 до 0,8), що викликає значні відхилення напруги в живильній мережі; коефіцієнт несинусоїдальності при роботі тиристорних перетворювачів прокатних станів може досягати значення більше 30 % на стороні 10 кВ живильної їхньої напруги, на симетрію напруги в силу симетричності їхніх навантажень вентильні перетворювачі не впливають .

Електрозварювальні установки можуть бути причиною порушення нормальних умов роботи для інших ЕП. Зокрема, зварювальні агрегати,

потужність яких у цей час досягає 1500 кВт в одиниці, викликають значно більші коливання напруги в електричних мережах, ніж, наприклад, пуск асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором. Крім того, ці коливання напруги відбуваються довгостроково і з широким діапазоном частот, у тому числі й у самому неприємному для установок електричного освітлення діапазоні (порядка 10 Гц).

Електротермічні установки залежно від методу нагрівання діляться на групи: дугові печі, печі опору прямої й непрямої дії, електронні плавильні печі, вакуумні, жувільного переплаву, індукційні печі. Дана група ЕП також впливає на живильну мережу, наприклад, дугові печі, які можуть мати потужність до 10 МВт, у цей час споруджують як однофазні. Це приводить до порушення симетрії струмів і напруг (останнє відбувається у зв'язку зі спаданнями напруги на опорах мережі від струмів різних послідовностей). Крім того, дугові печі, як і вентильні установки, є нелінійними ЕП з малою інерційністю. Тому вони приводять до несинусоїдальності струмів, а, отже, і напруг.

Сучасне електричне навантаження квартири (котеджу) характеризують широким спектром побутових ЕП, які за їхнім призначенням і впливом на електричну мережу можна розділити на наступні групи: пасивні споживачі активної потужності (лампи накаливання, нагрівальні елементи прасок, плит, обігрівачів); ЕП з асинхронними двигунами, що працюють у трифазному режимі (привод ліфтів, насосів - у системах водопостачання, опалення та ін.); ЕП з асинхронними двигунами, що працюють в однофазному режимі (привод компресорів холодильників, пральних машин і ін.); ЕП з колекторними двигунами (привод пиłosосів, електродрилів і ін.); зварювальні агрегати змінний і постійний токи (для ремонтних робіт у майстерні й ін.); випрямні пристрої (для зарядки акумуляторів і ін.); радіоелектронна апаратура (телевізори, комп'ютерна техніка й ін.); високочастотні установки (печі СВЧ і ін.); лампи люмінесцентного освітлення.

Вплив кожного окремо взятого побутового ЕП незначний, сукупність же ЕП, що підключають до шин 0,4 кВ трансформаторної підстанції, впливає на живильну мережу.

Вплив якості електроенергії на роботу електроприймачів

Вплив відхилень напруги

При зміні напруги змінюється механічна характеристика асинхронного двигуна (АД) - залежність його обертаючого моменту M від ковзання s або частоти обертання (рис. 10.1).

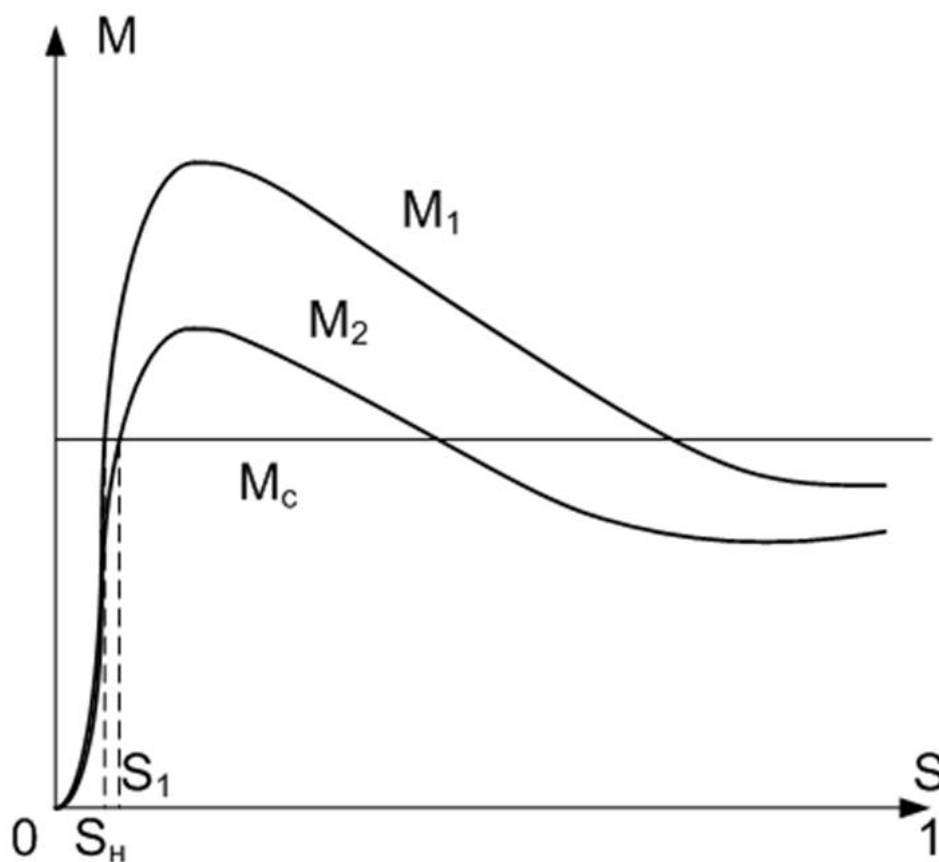


Рис. 10.1. Механічна характеристика двигуна при номінальній (M_1) і зниженій (M_2) напругах.

З достатньою точністю можна вважати, що обертаючий момент двигуна пропорційний квадрату напруги на його виводах. При зниженні напруги зменшується обертаючий момент і частота обертання ротора двигуна, тому що збільшується його ковзання. Зниження частоти обертання залежить також

від закону зміни моменту опору M_c (на рис 10.1 M_c прийнятий постійним) і від завантаження двигуна.

При малих завантаженнях двигуна частота обертання ротора буде більше номінальної частоти обертання (при номінальному завантаженні двигуна). У таких випадках зниження напруги не приводять до зменшення продуктивності технологічного встаткування, тому що зниження частоти обертання двигунів нижче номінальної не відбувається.

Для двигунів, що працюють із повним навантаженням, зниження напруги приводить до зменшення частоти обертання. Якщо продуктивність механізмів залежить від частоти обертання двигуна, то на виводах таких двигунів рекомендують підтримувати напругу не нижче номінальної. При значному зниженні напруги на виводах двигунів, що працюють із повним навантаженням, момент опору механізму може перевищити обертаючий момент, що приводить до “перекидання” двигуна, тобто до його зупинки. Щоб уникнути ушкоджень двигун необхідно відключити від мережі.

Зниження напруги погіршує й умови пуску двигуна, тому що при цьому зменшується його пусковий момент.

Практичний інтерес представляє залежність споживаної двигуном активної й реактивної потужності від напруги на його виводах.

У випадку зниження напруги на затискачах двигуна реактивна потужність намагнічування зменшується (на 2 - 3 % при зниженні напруги на 1 %), при тій же споживаній потужності збільшується струм двигуна, що викликає перегрів ізоляції.

Якщо двигун довгостроково працює при зниженій напрузі, то через прискорене зношування ізоляції термін служби двигуна зменшується.

Приблизно термін служби ізоляції T можна визначити за формулою:

$$T = \frac{T_{ном}}{R}$$

де $T_{ном}$ – термін служби ізоляції двигуна при номінальній напрузі й номінальному навантаженні;

R – коефіцієнт, що залежить від значення й знака відхилення напруги, а також від коефіцієнта завантаження двигуна.

З погляду нагрівання двигуна більше небезпечні в розглянутих межах негативні відхилення напруги.

Зниження напруги приводить також до помітного росту реактивної потужності, що втрачається в реактивних опорах розсіювання ліній, трансформаторів і АД.

Підвищення напруги на виводах двигуна приводить до збільшення споживаної ними реактивної потужності. При цьому питоме споживання реактивної потужності росте зі зменшенням коефіцієнта завантаження двигуна. У середньому на кожний відсоток підвищення напруги споживана реактивна потужність збільшується на 3 % і більше (в основному за рахунок збільшення струму холостого ходу двигуна), що у свою чергу приводить до збільшення втрат активної потужності в елементах електричної мережі.

Лампи накаливання характеризують номінальними параметрами: споживаною потужністю, світловим потоком, світловою віддачею (що дорівнює відношенню випромінюваного лампою світлового потоку до її потужності) і середнім номінальним терміном служби. Ці показники значною мірою залежать від напруги на виводах ламп накаливання.

Зміни напруги приводять до відповідних змін світлового потоку й освітленості, що, в остаточному підсумку, впливає на продуктивність праці й стомлюваність людини.

Люмінесцентні лампи менш чутливі до відхилень напруги. При підвищенні напруги споживана потужність і світловий потік збільшують, а при зниженні - зменшують, але не в такому ступені як у ламп накаливання. При зниженій напрузі умови запалювання люмінесцентних ламп погіршують, тому строк їхньої служби, обумовлений розпиленням оксидного покриття

електродів, скорочується як при негативних, так і при позитивних відхиленнях напруги.

При відхиленнях напруги на 10% термін служби люмінесцентних ламп у середньому знижується на 20 - 25%. Істотним недоліком люмінесцентних ламп є споживання ними реактивної потужності, що росте зі збільшенням напруги.

Відхилення напруги негативно впливають на якість роботи й термін служби побутової електронної техніки (радіоприймачі, телевізори, телефонно-телеграфний зв'язок, комп'ютерна техніка).

Вентильні перетворювачі звичайно мають систему автоматичного регулювання постійного струму шляхом фазового керування. При підвищенні напруги в мережі кут регулювання автоматично збільшується, а при зниженні напруги зменшується. Підвищення напруги на 1 % призводить до збільшення споживання реактивної потужності перетворювачем приблизно на 1-1,4%, що приводить до погіршення коефіцієнта потужності. У той же час інші показники вентильних перетворювачів з підвищенням напруги поліпшують, і тому вигідно підвищувати напругу на їхніх виводах у межах припустимих значень .

Електричні печі чутливі до відхилень напруги. Зниження напруги електродугових печей, наприклад, на 7 % призводить до подовження процесу плавки стали в 1,5 рази. Підвищення напруги вище 5% призводить до перевитрати електроенергії .

Відхилення напруги негативно впливають на роботу електрозварювальних машин: наприклад, для машин точкового зварювання при зміні напруги на 15% виходить 100 % - ний брак продукції.

Вплив коливань напруги

До числа ЕП, надзвичайно чутливих до коливань напруги відносяться освітлювальні прилади, особливо лампи накаливання й електронна техніка.

Стандартом визначається вплив коливань напруги на освітлювальні установки, що впливають на зір людини. Мерехтіння джерел освітлення (флікер-ефект) викликає неприємний психологічний ефект, стомлення зору й організму в цілому. Це веде до зниження продуктивності праці, а в ряді випадків і до травматизму.

Найбільш сильний вплив на око людини робить мерехтіння із частотою 3 - 10 Гц, тому припустимі коливання напруги в цьому діапазоні мінімальні - менш 0,5 % .

При однакових коливаннях напруги негативний вплив ламп накаливання проявляється в значно більшій мірі, чим газорозрядних ламп. Коливання напруги більше 10 % можуть привести до загасання газорозрядних ламп. Запалювання їх залежно від типу ламп відбувається через кілька секунд і навіть хвилин.

Коливання напруги порушують нормальну роботу й зменшують термін служби електронної апаратури: радіоприймачів, телевізорів, телефонно-телеграфного зв'язку, комп'ютерної техніки, рентгенівських установок, радіостанцій, телевізійних станцій і т.д.

При значних коливаннях напруги (більше 15%) можуть бути порушені умови нормальної роботи електродвигунів, можливе відпадання контактів магнітних пускачів з відповідним відключенням працюючих двигунів.

Коливання напруги з розмахом 10 - 15 % можуть привести до виходу з ладу батарей конденсаторів, а також вентильних перетворювачів.

Вплив коливань напруги на окремі приймачі електроенергії вивчені ще недостатньо. Це утруднює техніко-економічний аналіз при проектуванні й експлуатації систем електропостачання з різко перемінними навантаженнями.

Вплив несиметрії напруг

Несиметрія напруг, як ми вже відзначали, викликається найчастіше наявністю несиметричного навантаження. Несиметричні струми

навантаження, що протікають елементами системи електропостачання, викликають у них несиметричні спадання напруги. Внаслідок цього на виводах ЕП з'являється несиметрична система напруг. Відхилення напруги в ЕП перевантаженої фази можуть перевищити нормально припустимі значення, у той час як відхилення напруги в ЕП інших фаз будуть перебувати в нормованих межах. Крім погіршення режиму напруги в ЕП при несиметричному режимі істотно погіршують умови роботи як самих ЕП, так і всіх елементів мережі, знижується надійність роботи електроустаткування й системи електропостачання в цілому.

Якісно відрізняється дія несиметричного режиму в порівнянні із симетричним для таких розповсюджених трифазних ЕП, як асинхронні двигуни. Особливе значення для них має напруга зворотної послідовності. Опір зворотної послідовності електродвигунів приблизно дорівнює опору загальмованого двигуна, отже, в 5 - 8 разів менше опору прямої послідовності. Тому навіть невелика несиметрія напруг викликає значні струми зворотної послідовності. Струми зворотної послідовності накладають на струми прямої послідовності й викликають додаткове нагрівання статора й ротора (особливо масивних частин ротора), що призводить до прискореного старіння ізоляції й зменшенню потужності двигуна (зменшенню ККД двигуна). Так, термін служби повністю навантаженого асинхронного двигуна, що працює при несиметрії напруги 4%, скорочується в 2 рази. При несиметрії напруги 5% потужність двигуна зменшується на 5 - 10%.

При несиметрії напруг мережі в синхронних машинах поряд з виникненням додаткових втрат активної потужності й нагріванням статора й ротора можуть виникнути небезпечні вібрації в результаті появи знакозмінних обертаючих моментів і тангенціальних сил, що пульсують із подвійною частотою мережі. При значній несиметрії вібрація може виявитися небезпечною, а особливо при недостатній міцності й наявності

дефектів зварених з'єднань. При несиметрії струмів, що не перевищує 30%, небезпечні перенапруги в елементах конструкцій, як правило, не виникають.

У випадку наявності струмів зворотної й нульової послідовності збільшують сумарні струми в окремих фазах елементів мережі, що призводить до збільшення втрат активної потужності й може бути неприпустимо з погляду нагрівання. Струми нульової послідовності протікають постійно через заземлювачі. При цьому додатково висушується й збільшується опір заземлюючих пристроїв. Це може бути неприпустимим з погляду роботи релейного захисту, а також через посилення впливу на низькочастотні установки зв'язку й пристрою залізничного блокування.

Несиметрія напруги значно погіршує режими роботи багатофазних вентильних випрямлячів: значно збільшується пульсація випрямованого напруги, погіршують умови роботи системи імпульсно-фазового керування тиристорних перетворювачів.

Конденсаторні установки при несиметрії напруг нерівномірно завантажують реактивною потужністю фазами, що унеможливує повне використання встановленої конденсаторної потужності. Крім того, конденсаторні установки в цьому випадку підсилюють вже існуючу несиметрію, тому що видача реактивної потужності в мережу в фазі з найменшою напругою буде менше, ніж в інших фазах (пропорційно квадрату напруги на конденсаторній установці).

Несиметрія напруг значно впливає й на однофазні ЕП, якщо фазні напруги нерівні, наприклад лампи накаливання, підключені до фази з більш високою напругою, мають більший світловий потік, але значно менший термін служби в порівнянні з лампами, підключеними до фази з меншою напругою. Несиметрія напруг ускладнює роботу релейного захисту, веде до помилок при роботі лічильників електроенергії і т.д.

Вплив несинусоїдальності напруги

ЕП з нелінійними вольт-амперними характеристиками споживають із мережі несинусоїдальні струми при підведенні до їхніх затискачів синусоїдальної напруги. Струми вищих гармонік, проходячи елементами мережі, створюють спадання напруги в опорах цих елементів і, накладаючись на основну синусоїду напруги, призводять до перекручувань форми кривої напруги у вузлах електричної мережі. У зв'язку із цим ЕП з нелінійною вольт-амперною характеристикою часто називають джерелами вищих гармонік.

Найбільш серйозні порушення ЯЕЕ в електричній мережі мають місце при роботі потужних керованих вентильних перетворювачів.

Залежно від схеми випрямлення вентильні перетворювачі генерують у мережу наступні гармоніки струму: при 6-фазній схемі - до 19-го порядку; при 12-фазній схемі - до 25-го порядку включно .

Коефіцієнт перекручування синусоїдальності кривої напруги в мережах з електродуговими сталеплавильними й руднотермічними печами визначається в основному 2, 3, 4, 5, 7-ою гармоніками.

Коефіцієнт перекручування синусоїдальності кривої напруги установок дугового й контактного зварювання визначається в основному 5, 7, 11, 13-ою гармоніками.

Струми 3-ї і 5-ї гармонік газорозрядних ламп становлять 10 і 3 % від струму 1-ї гармоніки. Ці струми збігають по фазі у відповідних лінійних проводах мережі й, складаючись у нульовому проведенні мережі 380/220 В, обумовлюють струм у ньому, майже рівний току в фазному дроті. Іншими гармоніками для газорозрядних ламп можна зневажити .

Дослідження кривої струму намагнічування трансформаторів, включених у мережу синусоїдальної напруги, показали, що при тристержневому сердечнику й з'єднаннях обмоток Y/Y і $\square/Y$ в електричній мережі є всі непарні гармоніки, в тому числі гармоніки, кратні трьом.

Гармоніки, кратні трьом, обумовлені несиметрією струмів, що намагнічують, в фазах.

Струми намагнічування утворюють системи струмів прямої і зворотної послідовності, які за абсолютною величиною однакові для гармонік, кратних трьом. Для інших непарних гармонік струми зворотної послідовності становлять близько 0,25 струмів прямої послідовності.

Якщо на введення трансформаторів подається несинусоїдальна напруга виникають додаткові складові вищих гармонік струму. Трансформатори ГПП дають 5-ю гармоніку невеликої величини.

У цілому несинусоїдальні режими мають ті ж недоліки, що й несиметричні.

Вищі гармоніки струму й напруги викликають додаткові втрати активної потужності у всіх елементах системи електропостачання: в лініях електропередачі, трансформаторах, електричних машинах, статичних конденсаторах, тому що опори цих елементів залежать від частоти.

Так, наприклад, ємнісний опір конденсаторів, установлених з метою компенсації реактивної потужності, з підвищенням частоти напруги зменшується. Тому, якщо в напрузі живильної мережі є вищі гармоніки, то опір конденсаторів на цих гармоніках виявляється значно нижче, ніж на частоті 50 Гц. Через це в конденсаторах, призначених для компенсації реактивної потужності, навіть невеликі напруги вищих гармонік можуть викликати значні струми гармонік. На підприємствах з більшою питомою вагою нелінійних навантажень батареї конденсаторів працюють погано. Вони або відключають захистом від перевантаження струмом або за короткий строк виходять із ладу через спучування банок (або прискореного старіння ізоляції). Відомі випадки, коли на підприємствах з розвиненою кабельною мережею напругою 6 -10 кВ в батареях конденсаторів виявляють режим резонансу струмів (або близьких до цього режиму) на частоті якої - або з гармонік, що призводить до небезпечного перевантаження їх струмом.

Вищі гармоніки викликають:

- паразитні поля й електромагнітні моменти в синхронних і асинхронних двигунах, які погіршують механічні характеристики й ККД машини. В результаті необоротних фізико-хімічних процесів, що протікають під впливом полів вищих гармонік, а також підвищеного нагрівання струмоведучих частин спостерігається:
- прискорене старіння ізоляції електричних машин, трансформаторів, кабелів;
- погіршення коефіцієнта потужності ЕП;
- погіршення або порушення роботи пристроїв автоматики, телемеханіки, комп'ютерної техніки й інших пристроїв з елементами електроніки;
- погрішності вимірів індукційних лічильників електроенергії, які призводять до неповного обліку споживаної електроенергії;
- порушення роботи самих вентильних перетворювачів при високому рівні вищих гармонійних складових.

Наявність вищих гармонік несприятливо позначається на роботі не тільки електроустаткування споживачів, але й електронних пристроях в енергосистемах.

Для деяких установок (система імпульсно-фазового керування вентильними перетворювачами, комплектні пристрої автоматики й ін.) припустимі значення окремих гармонік струму (напруги) вказує виготовлювач у паспорті виробу.

Для контролю якості ЕЕ в складі АСКОВЕ й АСДУ застосовують спеціалізовані прилади або лічильники ЕЕ з функціями контролю якості ЕЕ, як правило, в комплексі зі спеціальним програмним забезпеченням.

ЛЕКЦІЯ 11

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМИ РОЗРАХУНКУ З ПОСТАЧАЛЬНИКАМИ Й СПОЖИВАЧАМИ (БІЛІНГОВІ СИСТЕМИ)

11.1. Автоматизована система розрахунку з промисловими споживачами – АСРС(П)

АСРС(п) — система, що поєднує функції збору, передачі, зберігання, обробки й відображення інформації. Вона реалізує технологію розрахунків зі споживачами й забезпечує:

- ведення довідників і картотек;
- збір і обробку інформації про споживання електроенергії;
- збір і обробку інформації про платежі;
- ведення особових рахунків;
- підготовку статистичної звітності й аналітичної інформації;
- адміністрування й налаштування системи.

Централізована обробка й зберігання, розподілене використання інформації

Централізована обробка й зберігання, розподілене використання даних - один з основних принципів побудови системи. Кожний користувач системи, незважаючи на своє місцезнаходження, навіть якщо за сотні кілометрів від обласного центру, має рівні можливості у використанні всіх функцій системи, а єдина інформаційна база забезпечує надійне зберігання, повноту й вірогідність інформації.

Надійність зберігання інформації

Оскільки АСРС(п) є системою для проведення комерційних розрахунків, особлива увага в ній приділяється надійності зберігання й захисту інформації. Уся інформація системи зберігається в єдиній базі даних, що працює під керуванням СУБД Oracle і розташована на центральному сервері

даних. Відновлення даних користувачів здійснюється тільки через процедури, які зберігають на сервері бази даних, що унеможлиблює несанкціонований доступ до інформації навіть кваліфікованого фахівця. Система паролів, розмежування повноважень і реєстрація доступу користувачів до бази даних гарантують конфіденційність інформації.

Для забезпечення схоронності інформації при відмовах чи перебоях апаратури або програмних засобів використовують щоденне резервне копіювання інформації на резервний диск і періодичне архівування інформації на змінних носіях (наприклад, на магнітооптичних дисках).

Адаптованість

АСРС(п) призначена для роботи в такій динамічній сфері, як роздрібний ринок електроенергії. Технічна реалізація системи забезпечує підключення нових робочих місць, перевизначення посадових повноважень, реорганізацію структури та схем розрахунку силами обслуговуючого персоналу.

Масштабованість

Застосовані при АСРС(п) принципи побудови створюють можливість без значних витрат масштабувати систему для застосування як на малих, так і на великих енергозбутових підприємствах, що мають територіально розподілену структуру, а також поєднувати окремі системи в ієрархічні структури.

Технічна реалізація

АСРС(п) - централізована система, в якій усі навантаження з керування та обробки даних лежить на сервері бази даних, а робочі станції забезпечують тільки інтерфейс користувачів з базою. Тому система висуває досить високі вимоги до сервера бази даних і не критична до робочих станцій. Сервер і робочі станції системи поєднує корпоративна мережа підприємства, створена на базі локальних обчислювальних мереж (або відособлених комп'ютерів) окремих підрозділів і об'єднаних у межах міста та області за допомогою телефонних або будь-яких інших каналів зв'язку.

Призначення

АСРС(п) призначена для автоматизації діяльності персоналу підрозділів енергозбутових підприємств і забезпечує вирішення завдань проведення розрахунків із промисловими й прирівняними до них споживачами електроенергії.

Функції

- ведення договорів з абонентами;
- ведення довідників;
- автоматичне введення показань щодо пунктів обліку з бази даних АСКОВЕ й ручне введення щодо звітів абонентів і інспекторів;
- проведення обчислень з урахуванням зонних тарифів на підставі інформації АСКОВЕ, розрахунок нарахувань, пені, КРЕ, штрафів, розрахунок корисної спожитої електроенергії;
- автоматичне введення банківських електронних реєстрів платежів і ручне введення платежів;
- рознесення платежів за видами нарахувань (за рахунками).
- ведення особових рахунків;
- облік адресних поставок;
- формування звітних документів;
- формування заявок на обсяги споживання електроенергії області;
- формування обсягів споживання електроенергії адміністративними районами області;
- формування договірних величин споживання електричної енергії й потужності споживачами;
- контроль споживання електроенергії по області;
- контроль за дотриманням граничних величин споживання електроенергії по адміністративних районах;
- контроль за дотриманням договірних величин споживання електричної енергії й потужності споживачами;

- керування режимами споживання електроенергії.

Користувачі системи

- відділ розрахунку з промисловими споживачами;
- служба державної інспекції енергонагляду;
- відділ розподілу й контролю;
- керівництво.

Ведення договорів з абонентами

АСРС(п) містить усю необхідну інформацію про абонентів і платників: банківські реквізити й фізичні адреси, належність до галузей, міністерства, адміністративних районів, агенств і груп

споживачів, за пунктами обліку й приладами обліку абонента, його субабоненти, схеми розрахунку й параметри споживання.

Система забезпечує багатокритерійний пошук абонента. Інформація про об'єкти обліку (споживачі, підстанції, пункти обліку), а також про абонентів, що здійснюють розрахунок з підприємством енергозбуту, представлена у вигляді деревоподібних структур.

Ведення довідників

Система електронних довідників допоможе швидко знайти необхідну інформацію. АСРС(п) містить довідники за наступними категоріями:

- населені пункти;
- вулиці;
- міністерства;
- банки;
- постачальники;
- курси валют;
- пільги;
- тарифи.

Уведення показань

АСРС(п) забезпечує автоматичне завантаження даних з енергоспоживання з бази даних АСКОВЕ й ручне введення показань за звітами абонентів або інспекторів енергонагляду. З огляду на великий обсяг обробки інформації екранні форми оптимізовані для ручного введення. При відсутності фактичних даних щодо споживання електроенергії передбачені системи нарахування витрат «за встановлену потужність» або «за середнім споживанням».

Проведення розрахунків

АСРС(п) здійснює автоматичний розрахунок за видами нарахувань. Під час розрахунків автоматично враховують всі особливості тарифікації конкретного абонента (узгоджені договором), при необхідності нараховують штрафи й пеню.

При обчисленні враховують: тарифні зони; споживання й генерацію реактивної енергії; категорію споживача за рівнем напруги й потужності; належність до промислового або непромислового сектора; лімітні обмеження, пільги, джерела фінансування споживача.

Ведення платежів

АСРС(п) передбачає автоматичне ведення платежів з банківських електронних реєстрів платників, реалізацію різних схем взаємозаліків, ручне ведення платежів:

- розрахунок дебіторської й кредиторської заборгованості;
- перетарифікацію витрат та облік змін на особових рахунках;
- зняття пені, КЕР, штрафів;
- аналіз стану рахунків і ухвалення рішення про застосування санкцій;
- формування інформації про боржників;
- підготовка довідок про стан рахунків за вимогами абонентів;

- формування й друкування платіжних вимог-доручень.

Статистика та звітність

АСРС(п) містить потужну систему аналізу параметрів споживання й стану рахунків абонентів для підготовки статистичних і звітних матеріалів. У системі більше сорока форм і шаблонів звітних документів, за допомогою яких за лічені хвилини може бути підготовлений будь-який звіт або відомість для подання в облдержадміністрацію, енергонагляд, регіональний або національний диспетчерські центри, дирекції, бухгалтерії або абонентам. Наявний список може бути розширений або змінений як самим замовником, так і розроблювачем за завданням замовника.

Підготовка статистичних даних формується в розрізі тарифів, галузей, районів електромереж і в цілому по ГАЙОК для всіх категорій споживачів.

11.2. Автоматизована система розрахунку зі споживачами побутового сектора АСРС(поб).

Призначення

АСРС(поб) призначена для автоматизації діяльності персоналу підрозділів енергозбутових підприємств і забезпечує вирішення завдань щодо проведення розрахунків зі споживачами електроенергії побутового сектора. З огляду на великий обсяг ручних операцій при роботі з абонентами й контролю за платежами, форми введення АСРС(поб) спеціально адаптовані для ручного введення інформації.

Функції

- ведення довідників і картотек;
- ведення особових рахунків абонентів;
- контроль платежів;
- розрахунок платежів;

- робота з квитанціями;
- ведення приладів обліку;
- формування звітних документів.

Користувачі системи

- відділ розрахунку з побутовими споживачами;
- служба держінспекції енергонагляду;
- керівники ГАЙОК.

Ведення довідників і картотек

В АСРС(поб) організовано централізоване ведення електронних довідників і картотек, які використовують операторами при вирішенні функціональних завдань системи. Система довідників і картотек включає ведення лінійних або ієрархічних довідників і класифікаторів: банків, адміністративно-територіальних одиниць з адресою.

Ведення особових рахунків абонентів

При роботі з особовими рахунками АСРС(поб) забезпечує виконання таких функцій:

- відкриття особових рахунків;
- переоформлення або закриття особових рахунків;
- визначення й коригування пільгових знижок;
- реєстрацію договорів з погашення заборгованості;
- перегляд особових рахунків.

Контроль платежів

Контроль платежів в АСРС(поб) проводиться вручну за квитанціями або в напівавтоматичному режимі при завантаженні електронних реєстрів платежів, які надходять із розрахункових центрів, або електронних реєстрів субсидій, що надходять із районних відділів субсидій. Форми введення оптимізовані для ручного введення інформації.

Розрахунок платежів

АСРС(поб) здійснює автоматичний розрахунок платежів з урахуванням тарифів, пільг, категорій споживачів, пені й виду оплати, дає змогу редагувати сплачені показання, робити розрахунок і нарахування щодо непрацюючих приладів обліку.

Робота з квитанціями

Частина квитанцій, що надходять у розрахунковий відділ, може містити помилки, неточності або пропуски в заповненні, що не дозволяє однозначно ідентифікувати квитанцію. З такими квитанціями в АСРС(поб) передбачений особливий режим роботи, завдяки якому можна однозначно визначити власника квитанції.

Прилади обліку

АСРС(поб) дає змогу здійснювати повний контроль за парком і рухом приладів обліку. База даних приладів обліку і їхніх власників, контроль заходів щодо установки, заміни, ремонту й перевірки лічильників з реєстрацією відповідальних осіб дає змогу перешкоджати крадіжкам і несанкціонованому втручанню в роботу приладів обліку.

Статистика й звітність

АСРС(поб) має потужну систему аналізу параметрів споживання й стану рахунків абонентів для підготовки статистичних і звітних матеріалів. За допомогою наявних шаблонів можна за лічені хвилини підготувати будь-який звіт або відомість для подання в облдержадміністрацію, енергонагляд, дирекції, бухгалтерії й абонентам. Шаблони звітів розроблені засобами Microsoft Excel, що створює користувачеві можливість самостійно розробляти нові звітні форми. Підготовка статистичних даних формується в розрізі тарифів, категорій споживачів, районами електромереж і в цілому по компанії за задані періоди години. Усі звітні форми виконані українською мовою.

ЛЕКЦІЯ 12

АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ

12.1. АСДУ рівня району електричних мереж

Завдання і функції АСДУ

- Збір ТС (положення вимикачів, стан захистів), ТВ (напруги, струми, потужності), їхня ретрансляція в інші РЕМ та на верхній рівень, архівування ТС (спорадичне) та ТВ (циклічне).
- Видача ТУ.
- Відображення ТС на мнемощиті та АРМ диспетчера РЕМ, тривожна сигналізація.
- Ведення схеми комутації й ремонтних схем ПС, РП, ТП.
- Ведення журналу подій.
- Ведення поопорних схем.
- Автоматизація документообігу.

Структурна схема (2 рівні)

Рівень ПС складається з КП ТМ (RTU – Remote Terminal Unit) із платами (модулями) ТС, ТВ, ТУ, ланцюгів телесигналізації, ланцюгів телеуправління (включаючи блоки проміжних реле) а також цифрових вимірювальних перетворювачів на приєднаннях 35 кВ.

Рівень РЕМ складається з ПУ ТМ (Front-End), серверної стійки з GPS-приймачем для синхронізації часу і АРМ диспетчера РЕМ з принтером. SCADA-сервер виконує обробку та накопичення даних, АРМ диспетчера забезпечує інтерфейс диспетчера з системою. Передбачено 1 резервний/технологічний УКП телемеханіки для перевірки отремнтованих модулів, а також джерело безперервного живлення в складі стійки. Модем забезпечує зв'язок з верхнім рівнем.

Канали зв'язку - радіоканали 1200-2400 бод, дротяний зв'язок із частотним ущільненням 100 бод, у майбутньому – супутникові та GPRS-канали,
Апаратура: Мікродат, Енергетик, ТМ-120, Граніт на ПС, КА-96 в РЕМ.

12.2. АСДУ підприємства електромереж (РЕМ) і обленерго

Завдання й функції АСДУ

- Збір ТС (положення вимикачів, стан захистів), ТВ (напруги, струми, потужності) і їх ретрансляція в інші РЕМ та на верхній рівень, прийом ретрансляції сигналів з підпорядкованих РЕМ та сусідніх обленерго
- архівування ТС (спорадичне) та ТВ (циклічне)
- Видача ТУ
- Відображення ТС на мнемощиті й АРМ диспетчера РЕМ, тривожна сигналізація
- Ведення схеми комутації й ремонтних схем ПС, РП, ТП
- Достоверизация ТС і ТВ, дорозрахунок, інтегрування потужності, ведення балансів потужності й енергії
- Ведення поопорних схем
- Автоматизація документообігу

Структурна (2 рівні)

Рівень ПС складається з КП телемеханіки (RTU) із платами (модулями) ТС, ТВ, ТУ, ТВІ, ланцюгів телесигналізації, ланцюгів телеуправління (включаючи блоки проміжних реле) а також цифрових вимірювальних перетворювачів на приєднаннях 35 і 110 кВ. На підстанціях, що обслуговують, може бути встановлений АРМ чергового ПС.

Загальна кількість ТС у сиситемі – близько 500, телевимірювання збирають з 500-1000 приєднань.

Рівень обленерго складається з:

- ПУ ТМ (ЦППС) – як правило, дубльований з метою підвищення надійності роботи серверного обладнання, у тому числі серверної стойки з GPS-приймачем для синхронізації часу. Серверне обладнання, як правило, дубльоване і працює в паралельному режимі. SCADA-сервер (основний та резервний) виконує обробку та накопичення даних. Електричне живлення стійки – через джерело безперервного живлення. Забезпечується зв'язок з верхнім рівнем через маршрутизатор.
- 2 АРМ диспетчера з принтером. АРМ диспетчера забезпечує інтерфейс диспетчера з системою. Також до складу системи входить АРМ телемеханіка для контролю роботи ПУ та каналів зв'язку, а також АРМ програміста для супроводження системи.
- є резервний/технологічний УКП телемеханіки для перевірки отремнтованих модулів.

Канали зв'язку - радіоканали 1200-2400 бод, дротяний зв'язок із частотним ущільненням 100-600 бод.

ЛЕКЦІЯ 13

ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ

13.1 Загальні відомості

Контроль відпустки теплової енергії й теплоносія на теплогерелі організує у вигляді системи обліку, за показниками якої визначається кількість теплової енергії, що відпускається енергопостачальним організаціям, проводиться контроль і реєстрація параметрів теплоносія й здійснюються комерційні розрахунки.

Розрахунки споживачів теплової енергії з енергопостачальними організаціями за отримане ними тепло здійснюються на підставі показань приладів обліку й контролю параметрів теплоносія, установлених у споживача й допущених в експлуатацію в якості комерційних

Основний елемент контролю теплової енергії це теплотічильник.

Теплотічильник – це прилад або комплект приладів (засіб виміру), призначений для визначення кількості теплоти й виміру маси й параметрів теплоносія.

До складу теплотічильника входять:

- обчислювач кількості теплоти;
- первинні перетворювачі витрати;
- термоперетворювачі опору;
- перетворювачі надлишкового тиску
- блоки живлення витратомірів і датчиків тиску (при необхідності).

Типи водяних систем тепlopостачання:

а) **закрита** — система тепlopостачання, у якій вода, що циркулює в тепловій мережі, з мережі не відбирається;

б) відкрита — система теплопостачання, у якій вода частково або повністю відбирається із системи споживачами теплової енергії.

Облік і реєстрація відпустки й споживання теплової енергії організує з метою:

- здійснення взаємних фінансових розрахунків між виробниками теплової енергії, енергопостачальними організаціями й споживачами теплової енергії;

- контролю над дотриманням теплових і гідравлічних режимів роботи систем теплопостачання й теплопотреблення;

- контролю над раціональним використанням теплової енергії й теплоносія;

- документування параметрів теплоносія: маси (обсягу), температури й тиску.

13.2 Основні терміни й визначення

датчик потоку (первинний перетворювач витрати) - вимірювальний прилад, складений елемент теплолічильника, через який протікає теплоносій (вода) у прямому або зворотному потоці системи теплопостачання і який виробляє сигнал, що є функцією обсягу або маси;

двоканальний теплолічильник - теплолічильник, який вимірює кількість теплоти, реєструє об'ємну й масову витрату, параметри теплоносія в, що подає й зворотному трубопроводах.

єдиний теплолічильник - теплолічильник, який не має окремих складених елементів;

витрата теплоносія - маса (обсяг) теплоносія, що пройшов через поперечний переріз трубопроводу за одиницю часу;

розрахунковий період - установлений договором теплопостачання період часу, за який повинна бути врахована й оплачена абонентом спожита теплова енергія й неповернений теплоносій;

система теплопотреблення - комплекс теплоиспользующих установок зі сполучними трубопроводами або тепловими мережами;

система теплопостачання - сукупність взаємозалежних теплогерел, теплових мереж і систем теплопотреблення;

система обліку теплової енергії й теплоносія - комплексна вимірювальна система, призначена для виміру кількості теплової енергії й параметрів теплоносія в складних багатоманістральних системах теплопостачання (теплоспоживання), за показниками якої енергоснабжаюча організація й абонент із необхідною точністю визначають кількість теплової енергії, роблять контроль і реєстрацію параметрів теплоносія й здійснюють комерційні розрахунки за поставлену теплову енергію;

складовий теплолічильник- теплолічильник, який може розглядатися спочатку як комбінований теплолічильник для проведення випробувань із метою твердження типу й перевірки. Після перевірки складені елементи даного теплолічильника вважаються невіддільними;

теплова мережа - сукупність трубопроводів і пристроїв, призначених для передачі теплової енергії;

теплова енергія - вид енергії, носієм якої є пара, гаряча вода, нагріте повітря й інші гази, а також технологічні середовища промислових виробництв, використовувані для опалення приміщень, потреб гарячого водопостачання, вентиляції, а також для технологічних потреб промисловості;

теплогерело - енергоустановка (комплект устаткування й споруджень), призначена для виробництва теплової енергії;

тепловий пункт (ТП) - комплекс установок, призначених для перетворення, розподілу й виміру теплової енергії, що надходить із теплової мережі;

тепловикористовуюча установка (теплоустановка) - комплекс трубопроводів і пристроїв, що використовують теплову енергію для опалення, вентиляції, кондиціювання, гарячого водопостачання й технологічних потреб;

теплоносій - рідка або газоподібне середовище, використовувана для передачі теплової енергії від теплоджерела до систем теплоспоживання;

теплоспоживання – використання теплової енергії, що доставляється теплоносієм, у тепловикористовуючих установках для виробничих і побутових потреб;

теплопостачання - забезпечення споживачів тепловою енергією;

теплолічильник - прилад або комплекс приладів (засобу виміру), призначений для визначення кількості теплоти, виміру (реєстрації) маси й параметрів теплоносія.

13.3 Організація контролю теплової енергії й теплоносія, відпущених у водяні системи теплопостачання

Вузли контролю теплової енергії води на джерелах теплоти; теплоелектроцентралях (ТЭЦ), районних теплових станціях (РТС), котелень і т.п. обладнаються на кожному з виводів.

Вузли контролю теплової енергії обладнаються в границі роздягнула балансової приналежності трубопроводів у місцях, максимально наближених до головних засувов джерела.

Не допускається організація відборів теплоносія на власні потреби джерела після вузла обліку теплової енергії, що відпускається в системи

теплопостачання споживачів. На кожному вузлі контролю теплової енергії джерела теплоти за допомогою приладів повинні визначатися наступні параметри:

- час роботи приладів вузла контролю;
- відпущена тепла енергія;
- маса (або обсяг) теплоносія, відпущеного й отриманого джерелом теплоти відповідно по, що подає й зворотному трубопроводам;
- маса (або обсяг) теплоносія, що витрачається на підживлення системи теплопостачання;
- тепла енергія, відпущена за кожну годину;
- маса (або обсяг) теплоносія, відпущеного джерелом теплоти по трубопроводу, що подає, і отриманого по зворотному трубопроводу за кожну годину;
- маса (або обсяг) теплоносія, що витрачається на підживлення систем теплопостачання за кожну годину;
- середньогодинні й середньодобові значення температур теплоносія в, що подає, зворотному й трубопроводі холодної води, використовуваної для підживлення;
- середньогодинні значення тисків теплоносія в, що подає, зворотному й трубопроводі холодної води, використовуваної для підживлення.

Середньогодинні та середньодобові значення параметрів теплоносія визначаються на підставі показань приладів, що реєструють параметри теплоносія.

Прилади контролю, установлені на зворотних трубопроводах магістралей, повинні розміщатися до місця приєднання підживлювального трубопроводу.

13.4 Основні вимоги до приладів контролю теплової енергії

Вузол обліку теплової енергії обладнається засобами виміру (теплосчетчиками, водосчетчиками, теплообчислювачами, лічильниками пари, приладами, що реєструють параметри теплоносія, і ін.).

При використанні для контролю теплової енергії теплолічильників, теплообчислювачів і лічильників маси (обсягу), що реалізують принцип виміру витрати теплоносія методом змінного перепаду тиску (де в якості звужуючого пристрою використовується діафрагма, сопло або інше звужуючий пристрій), вузол обліку повинен бути атестований. Кожний прилад контролю повинен проходити перевірку з періодичністю, передбаченої для нього Держстандартом. Прилади обліку, у яких минув термін дії перевірки й (або) сертифікації, а також виключені з реєстру засобів вимірів, до експлуатації не допускаються.

Вибір приладів контролю для використання на вузлі обліку джерела теплотиздійснює енергопостачальна організація за узгодженням з Госенергонаглядом. Вибір приладів контролю для використання на вузлі обліку споживача здійснює споживач за узгодженням з енергопостачальною організацією.

У випадку розбіжностей між споживачем і енергопостачальною організацією по типах приладів обліку, остаточний розв'язок ухвалюється Госенергонаглядом. Прилади контролю повинні бути захищені від несанкціонованого втручання в їхню роботу достовірний облік, що порушує, теплової енергії, маси (або обсягу) і реєстрацію параметрів теплоносія.

У правилах установлені вимоги до метрологічних характеристик приладів обліку, що вимірюють теплову енергію, масу (обсяг) води, пари й конденсату параметри, що й реєструють, теплоносія для умов експлуатації, певних Договором. Теплолічильники повинні забезпечувати вимір теплової енергії гарячої води з відносною похибкою не більш:

- 5 %, при різниці температур між, що подають і зворотним трубопроводами від 10 до 20 градусів З;

- 4 %, при різниці температур між, що подають і зворотним трубопроводами більш 20 градусів С.

Теплолічильники повинні забезпечувати вимір теплової енергії пари з відносною похибкою не більш:

- 5 % у діапазоні витрати пари від 10 до 30 %;

- 4 % у діапазоні витрати пари від 30 до 100 %.

Водолічильники повинні забезпечувати вимір маси (обсягу) теплоносія з відносною похибкою не більше 2 % у діапазоні витрати води й конденсату від 4 до 100 %.

Лічильники пари повинні забезпечувати вимір маси теплоносія з відносною похибкою не більше 3 % у діапазоні витрати пари від 10 до 100 %.

Прилади контролю, що реєструють тиск теплоносія, повинні забезпечувати вимір тиску з відносною похибкою не більш 2%.

Прилади контролю, що реєструють час, повинні забезпечувати вимір поточного часу з відносною похибкою не більш 0,1 %.

13.5 Види лічильників теплової енергії

Промислові лічильники тепла являють собою прилади більших діаметрів каналів, починаючи з 25 мм до 300 мм. діапазоном виміру теплоносія менш 0,6-2,5 м³/ч. Можливі методи виміру витрати електромагнітний, вихровий, турбінний. При виборі метрологічних характеристик витратоміра для квартирних теплолічильників звичайно прагнуть застосовувати витратомір,

що володіє найбільш високою точністю. Однак це не завжди виправдане. При вимірі теплової енергії, споживаної на обігрів приміщення необхідно знати, крім об'ємної витрати теплоносія, його щільність, різниця температури на вході й виході теплотраси, робочий тиск у трубопроводі.

По конструкції теплोलічильники ділять на механічні й ультразвукові. Механічні лічильники тепла (крильчаті, турбінні, гвинтові) найбільш прості прилади. Їхній принцип дії заснований на перетворенні поступального руху потоку рідини в обертовий рух вимірювальної частини. Механічні лічильники тепла складаються з теплообчислювача й механічних роторних або крильчатих водолічильників. Це найбільш дешеві лічильники. Однак до їхньої вартості треба обов'язково додавати вартість спеціальних фільтрів, які встановлюються перед кожним механічним лічильником тепла. У результаті, ціна таких комплектів на 10-15% нижче лічильників інших типів, але тільки для умовних діаметрів трубопроводу не більш 32 мм.

До недоліків механічних лічильників тепла ставиться неможливість їх використання при підвищеній твердості води, присутності в ній дрібних часток окалини, іржі й накипу, які забивають фільтри й механічні витратоміри. Крім того, механічні витратоміри створюють найбільші втрати тиску води в порівнянні з витратомірами інших типів.

Існує безліч модифікацій ультразвукових лічильників тепла, але основний принцип роботи кожного з них полягає приблизно в наступному: на трубі друг напроти друга встановлюються випромінювач і приймач ультразвукового сигналу.

Випромінювач посиляє сигнал крізь потік рідини, а приймач через якийсь час одержує його. Час затримки сигналу між моментами його випромінювання й приймання прямо пропорційно швидкості потоку рідини в трубі: воно вимірюється й по його величині обчислюється витрата рідини в

трубопроводі. Залежно від взаємного положення випромінювача й приймача існує порядку 10 модифікацій ультразвукових витратомірів.

За принципом роботи теплोलічильника (витратоміра) можливо наступні варіанти:

1. Витратомір змінного перепаду тиску із звужуючими пристроями, засновані на залежності від витрати перепаду тиску, створюваного пристроєм, який установлений у трубопроводі.

2. Тахометричний - заснований на залежності швидкості руху перетворювального елемента від витрати рідини.

3. Акустичний (ультразвуковий) - заснований на залежності акустичного ефекту в потоці середовища від її витрати.

4. Електромагнітний - заснований на залежності взаємодії рідини, що рухається, з магнітним полем від витрати рідини.

5. Вихрові - заснований на залежності частот коливань, що виникають у потоці в процесі вихростворення, від витрати.

13.6 Інфрачервоні безконтактні термометри (пірометри)

Пірометр - це прилад для точного безконтактного виміру температури непрозорих тіл, що є одним з видів термометрів, принцип дії якого полягає у вимірі сили теплового випромінювання, яке виходить від об'єкта в діапазоні видимого світла й інфрачервоного випромінювання. Пірометри містять у собі найскладніші оптичні й електронні системи, які дозволяють розв'язати практично будь-яку тепловимірну проблему в досить широкому діапазоні температур, від -50 до 3000°C . Принцип дії інфрачервоного пірометра полягає у вимірі абсолютного значення випромінюваної енергії однієї хвилі в інфрачервоному спектрі. Такий метод виміру, на сьогоднішній день, є відносно не дорогим. Дані пірометри можуть робити будь-які виміри температури, з потрібної дистанції, але мають обмеження пов'язані з

діаметром досліджуваного об'єкта й прозорістю навколишнього середовища, що і є їхньою вразливою частиною. Висока чутливість до забрудненого середовища, обмежує використання пірометра у вологих, запилених, задимлених середовищах. Також далеко не всі пірометри придатні для виміру поверхні тіл, які під час технологічного процесу переходять із одного фізичного стану в інше, наприклад з рідкого у тверде. Усі інфрачервоні безконтактні термометри (пірометри) слід розділити по наступних принципах роботи:

- **Яркісні.** Дозволяють візуально визначати, як правило, без використання спеціальних пристроїв, температуру нагрітого тіла, шляхом порівняння його кольору з кольором еталонної нитки.

- **Радіаційні.** Оцінюють температуру за допомогою переліченого показника потужності теплового випромінювання. Якщо пірометр вимірює в широкій смузі спектрального випромінювання, то такий пірометр називають пірометром повного випромінювання.

- **Колірні** (інші назви: мультиспектральні, спектрального відношення) — дозволяють робити вивід про температуру об'єкта, ґрунтуючись на результатах порівняння його теплового випромінювання в різних спектрах. Слід також зазначити, що пірометри підрозділяються на стаціонарні (рис. 13.1) і переносні (рис. 13.2).



Рис. 13.1. Стаціонарний пірометр



Рис. 13.2. Переносний пірометр

Основні параметри пірометрів: вибір діапазону температур залежить безпосередньо від об'єкта, контроль температури якого здійснюється.:

1. вибір діапазону температур залежить безпосередньо від об'єкта, контроль температури якого здійснюється.

2. Тип прицільного пристрою визначається повністю розмірами об'єктів, температуру яких необхідно визначити, а також відстанню до цих об'єктів. Контроль температури малих і значно вилучених об'єктів вимагає дорогих прицільних пристроїв.

3. Тип індикатору визначається умовами експлуатації, в основному значенням температури, при якій планується використовувати прилад.

4. Показник візування, за аналогією з типом прицільного пристрою вибирається залежно від розмірів об'єктів і відстані до них. Показник візування пірометра залежить прямопропорційно від дальності об'єкта й назад-пропорційно від його розмірів. Важливо також, щоб при вимірі температури вилученого об'єкта в поле зору інфрачервоного термометра не попадали сторонні предмети.

5. Відстань до мінімального поля зору - відповідно основним оптичним законам, поле зору приладу буде збільшуватися пропорційно збільшенню відстані від приладу до об'єкта, при виборі приладу необхідно врахувати відстань, на якому найбільше часто будуть проводитися виміру температури.

Слід зазначити, що пірометри можуть бути наступному різновиду:

- *Односпектральні*. Такі прилади ухвалюють випромінювання тільки в одному спектральному діапазоні. Односпектральні прилади у свою чергу підрозділяються на радіаційні (потужність теплового випромінювання переводиться в температуру) і яркостні (у діапазоні червоного світла вимірюються яскравості еталонного об'єкта й об'єкта виміру).

- *Мультиспектральні*. Також їх називають колірними або пірометрами спектрального відношення.

ЛЕКЦІЯ 14

ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ ВИТРАТИ ВОДИ, ПОВІТРЯ.

14.1 Витратоміри води

По конструкції витратоміри води як і теплотічильники ділять на механічні й ультразвукові. Механічні лічильники води (крильчаті, турбінні, гвинтові) найбільш прості прилади. Їхній принцип дії заснований на перетворенні поступального руху потоку рідини в обертовий рух вимірювальної частини. Механічні лічильники тепла складаються з обчислювача й механічних роторних або крильчатих водолічильників. Це найбільш дешеві лічильники. Однак до їхньої вартості треба обов'язково додавати вартість спеціальних фільтрів, які встановлюються перед кожним механічним лічильником води. У результаті, ціна таких комплектів на 10-15% нижче лічильників інших типів, але тільки для умовних діаметрів трубопроводу не більш 32 мм.

До недоліків механічних лічильників води ставиться неможливість їх використання при підвищеній твердості води, присутності в ній дрібних часток окалини, іржі й накипу, які забивають фільтри й механічні витратоміри. Крім того, механічні витратоміри створюють найбільші втрати тиску води в порівнянні з витратомірами інших типів.

Існує безліч модифікацій ультразвукових лічильників води, але основний принцип роботи кожного з них полягає приблизно в наступному: на трубі друг напроти друга встановлюються випромінювач і приймач ультразвукового сигналу. Випромінювач посилає сигнал крізь потік рідини, а приймач через якийсь час одержує його. Час затримки сигналу між моментами його випромінювання й приймання прямо пропорційно швидкості потоку рідини в трубі: воно вимірюється й по його величині

обчислюється витрата рідини в трубопроводі. Залежно від взаємного положення випромінювача й приймача існує порядку 10 модифікацій ультразвукових витратомірів. Крім стаціонарно встановлених витратомірів води, існують ультразвукові витратоміри накладного типу, які дозволяють виміряти обсяг води через трубопровід без урізання.

Основними виробниками даного виду встаткування є компанія: *"Micronics ltd."* (Великобританія). Нова серія портативних витратомірів фірми Micronics – найкращий розв'язок для простого й точного виміру витрати рідини неруйнуючим способом (прилад не вимагає урізання в трубопровід).

Витратоміри Portaflow 220 і Portaflow 330 забезпечують швидкий і точний вимір витрати рідини, відрізняються простотою в керуванні, завдяки інтуїтивному меню, і можливістю налаштування в процесі роботи. Крім того, введені параметри зберігаються в енергонезалежній пам'яті. Процедура вимірів займає всього кілька хвилин. Компактні, міцні й надійні витратоміри Portaflow 220 і Portaflow 330 відрізняють стабільні експлуатаційні характеристики при тривалому використанні на виробництві.

Області застосування приладу:

- Перевірка систем ОВК і енергосистем;
- Перевірка лічильників;
- Контроль роботи насосів;
- Випробування парових казанів;
- Виявлення витоків;
- Вимір витрати води вищому ступеня очищення;
- Облік важкої паливної нафти;
- Завмер конденсату;
- Системи балансування;
- Випробування протипожежних систем;
- Випробування гідросистем.

Загальні характеристики РБ220 / РБ330:

- Легковагі, портативні витратоміри з більшим графічним дисплеєм;
- Діапазон виміру: 0,1...20 м/с (в обох напрямках);
- Два види комплектів датчиків для виміру на трубах із зовнішнім діаметром від 13 мм до 2000 мм;
- Інтуїтивне керування за допомогою зручної двохрежимної клавіатури;
- Аналоговий вихід: 4-20 мА, 0-20 мА, 0-16 мА;
- Акумулятор дозволяє проводити виміри протягом 20 год (залежить від навантаження);
- Робота від мережі або акумулятора.

Додаткові можливості моделі РБ330:

- Функція реєстрації даних, керування як вручну, так і автоматично, за допомогою таймера (дозволяє реєструвати значення без необхідності в безперервному контролі);
- Зареєстровані дані можна переглядати у вигляді тексту або графіків, можливість перегляду історії;
- Вихід RS232/USB передачі даних вимірів на ПК, а також реєстрації даних у режимі реального часу.

Слід зазначити, що в цей час існує два різновиди ультразвукових витратомірів: витратомір без відбиття ультразвуку, і витратомір з відбиттям ультразвуку.

Крім того, для установки ультразвукових витратомірів необхідне виконання наступних умов: ділянка трубопроводу повинен бути горизонтальний і прямолінійний зі значенням 10 діаметрів труби до датчиків витратоміра й п'ять після, без урізань і яких або змін напрямків потоку; трубопровід повинен бути повністю заповнений.

14.2 Витратоміри повітря

Стиснене повітря залишається одним з найбільш дорогих ресурсів. Однак на багатьох підприємствах немає навіть вистави про те, скільки стисненого повітря проходить через їхню пневмосистему. За допомогою лінійки вимірювальних приладів VP Instruments будь-яке підприємство може одержати повну картину витрат стисненого повітря у своєї пневмомережі.

Економічний ефект від заходів щодо оптимізації систем постачання стисненим повітрям на більшості промислових підприємств рідко буває менше 30% від щорічних витрат на його виробництво. Не важко собі представити які можливості відкриває використання витратомірів повітря для енергетичних служб і спеціалізованих підприємств.

Витратомір повітря(або датчик витрати) — прилад, що вимірює витрата повітря, що проходить через даний перетин трубопроводу в одиницю часу. Таким чином, дані прилади застосовуються для визначення об'ємної витрати або масової витрати повітря або іншого газу. Витратомір з лічильником - версія приладу, що має інтегруюче пристрій з лічильником. Такий прилад одночасно застосовується для виміру витрати й кількості речовини.

Окремо варто згадати витратоміри стисненого повітря. Принцип роботи витратомірів стисненого повітря й нейтральних газів полягає в передачі теплоти від електрично нагрітого датчика у вентиляційний струмінь нагрітого газу. При цьому сигнал пропорційної швидкості потоку використовується для обчислення витрати в стандартних обсягах або масах.

Датчик витрати повітря(витратомір) установлюється в сполучний патрубок, перпендикулярно приварений до труби, через шаровий кран і направляється відповідно до потоку повітря або газу. Датчик можна встановити на будь-яку глибину занурення. Типовим витратоміром стисненого повітря є VP Flowmatein-line. Технічні дані його представлені нижче:

- Діапазон вимірів : від 0,5 до 150 м/с;
- Тиск: 0...16 бар;
- Температура: до 50 С;
- Стандартні виходи : 4..20 та, RS485;
- Монтаж: нарізне сполучення;
- Внутрішній діаметр труби в яку відбувається урізання;
- Припустима погрішність: < 1%

ЛІТЕРАТУРА

1. Концепція функціонування і розвитку Оптового ринку електроенергії України / Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 25 липня 2002р. – Х.: Енерго Клуб України, 2002. – 72 с.
2. 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.
3. 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).
4. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг / Закон України // Відомості Верховної Ради, 2016. – № 51 – ст.833.
5. Програма послідовного впровадження АСКОВЕ в ОРЕ України // Затв. Радою ОРЕ, протокол від 25.11.2005 р. №12.
6. 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.
7. Загальні технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України. Ч.І. Система збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електроенергії в Оптовому ринку / Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електроенергії // Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України, протокол від 09.01.2003 р. №7.
8. Загальні технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України. Ч.ІІ. Система точного часу та підсистема забезпечення синхронності вимірювань Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України / Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електроенергії // Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України, протокол від 24.09.2004р. №12.
9. Інструкція про порядок формування кодів якості даних комерційного обліку електроенергії / Разраб.: О.В.Коцар – керівн. розроб., Ю.О.Расько // Затв. ТОВ «УНВК-ЕТУ», 03.05.2012. – 32 с. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=13>.

10. Реєстр кодів суб'єктів ОРЕ, обладнання, організацій, територій та точок обліку енергоринку України.

11. Попередній уніфікований реєстр даних ІОК ГО ОРЕ – Режим доступу до ресурсу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=50>.

12. Коцар О.В., Расько Ю.О. Формування інформаційного забезпечення комерційних розрахунків в ОРЕ України // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2014. – №3 – С.38 – 45.

13. Про засади функціонування ринку електричної енергії України / Закон України // Відомості Верховної Ради, 2014. – № 22 – ст.741.

14. Реформування ринку електричної енергії України – перехід до ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку // Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 29 вересня 2008 року.

15. Праховник А.В., Коцар О.В. Методологія керування режимами електроспоживання в умовах енергоринку // Свідectво про реєстрацію авторського права на твір № 29784 від 05.08.2009 р. – 16 с.

16. Праховник А.В., Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів та балансуючого ринку // Енерг. и электрификация, 2010. – №2 – С.42 – 52.

17. Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання кінцевих споживачів в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів та балансуючого ринку // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Видання наукове. – Київ, 2011 р. – С.121 – 130.

18. Проект Закону про ринок електричної енергії України // Законопроект № 4493, зареєстр. у Верховній Раді України 21.04.2016 р.

19. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України // Затв. Спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України №32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000 р.