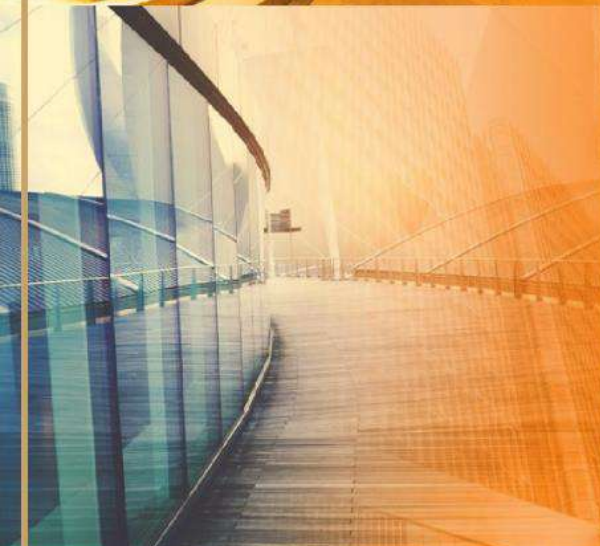


П.П. Рожков
С.Е. Рожкова



КОНТРОЛЬ ТА ОБЛІК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ



П.П. РОЖКОВ
С.Е. РОЖКОВА

КОНТРОЛЬ ТА
ОБЛІК
ЕЛЕКТРИЧНОЇ
ЕНЕРГІЇ

Харків
ХНУМТ ім. О. М. Бекетова
2018

Рожков П. П. Контроль та облік електричної енергії: конспект лекцій (для студентів денної та заочної форм навчання освітнього рівня «магістр» за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітні програми «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Електротехнічні системи електроспоживання (освітньо-наукова)») / П. П. Рожков, С. Е. Рожкова. – Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 107 с.

Автори:

канд. техн. наук, доц. П. П. Рожков,
канд. техн. наук, доц. С. Е. Рожкова

Рецензент

канд. техн. наук, доц. Д. М. Калюжний

Рекомендовано кафедрою систем електропостачання та електроспоживання міст, протокол № 5 від 15.11.2016.

Конспект лекцій складено з метою допомогти студентам електроенергетичної та електромеханічної спеціальностей вишів під час підготовки до занять, заліків та іспитів із дисциплін «Контроль та облік електричної енергії», «Мікропроцесорна техніка», «Мікроконтролери в електроенергетиці», «Інформаційно-вимірювальні системи в електроенергетиці», «Автоматизовані системи контролю та обліку електроенергії».

© П. П. Рожков, С. Е. Рожкова, 2018
© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018

ЗМІСТ

Вступ	4
Лекція 1 Вимірювальні сигнали	5
Лекція 2 Перетворення вимірювальних сигналів	7
Лекція 3 Сігма-дельта АЦП	11
Лекція 4 Сигнальні мікропроцесори	16
Лекція 5 Принцип роботи мікропроцесорного лічильника електричної енергії	23
Лекція 6 Устрій мікропроцесорного лічильника електричної енергії...	26
Лекція 7 Прилади обліку електричної енергії вітчизняних фірм- виробників	34
Лекція 8 Мікропроцесорні лічильники концерну «Энергомера»	41
Лекція 9 Мікропроцесорні лічильники фірми Elster metronica	49
Лекція 10 Мікропроцесорні лічильники фірми Landis & Gyr та Itron ..	61
Лекція 11 Аналізатори параметрів якості електричної енергії	68
Лекція 12 Канали передачі даних	72
Лекція 13 Інтерфейси та протоколи	77
Лекція 14 Завдання, структура і функції сучасних АСКОЕ	85
Лекція 15 АСКОЕ фірми Elster metronica Альфамет	90
Лекція 16 АСКОЕ фірми Elster metronica Альфа СМАРТ	94
Лекція 17 АСКОЕ фірми Elster metronica Альфа ЦЕНТР	98
Лекція 18 Система дистанційного обліку енергоресурсів Datagyr C2000	102
Список рекомендованих джерел	106

ВСТУП

Електроенергетика України є одною з головних галузей економіки, що забезпечує подальший розвиток економіки та визначає темпи перетворення України в сучасну європейську державу.

Увесь енергетичний комплекс України потребує змін з метою підвищення його енергоефективності. Втілення заходів з енергозбереження торкається не тільки крупних промислових підприємств, але й побутових споживачів. Проблема енергозбереження може бути вирішена тільки завдяки комплексним заходам, як на рівні державної політики, так і в конкретних підприємствах та побуті.

Електрична енергія є найбільш технологічною з точки зору виробництва, передачі та розподілу, тому вона займає все більше місце в енергетичному балансі країни. Ефективне використання електричної енергії неможливе без організації обліку та контролю споживання, що повинне забезпечити високу точність та достовірність отриманих результатів.

Нові економічні умови роботи енергетики України стимулювали прискорений розвиток і впровадження мікропроцесорної техніки в напрямку створення нових засобів обліку і контролю споживання електроенергії та оцінки її якості.

Технічні і організаційні проблеми обліку, які багато десятиліть обговорювали і не квапилися вирішувати докорінно, стали однією з основних причин кризових явищ у комерційній сфері діяльності енергопостачальних компаній. З одного боку це обумовлено відсутністю, на той період, надійної вітчизняної мікропроцесорної елементної бази, а з іншого боку – невисокою вартістю електричної енергії. В теперішній час, доцільність впровадження автоматизованих систем обліку і контролю електроспоживання, як на рівні підприємства, так і на державному рівні, не викликає сумнівів.

Практично столітній досвід експлуатації індукційного лічильника електричної енергії, як основного приладу обліку, сформував у фахівців-енергетиків вузький «електромеханічний» погляд на рішення завдання обліку. Тому широке впровадження сучасних мікропроцесорних систем обліку і керування електроспоживанням, утруднюється не тільки «природними» причинами початкового впровадження нової техніки, але і відсутністю у фахівців знань в області цифрової вимірювальної техніки, мікропроцесорів, перетворення і передачі сигналів, системотехніки і нових інформаційних технологій.

Процеси генерації, передачі і споживання електроенергії в енергетиці носять настільки спеціальний характер, що практика залучення фахівців з інших областей знань не може носити широкий характер. Тому для підготовки магістрів за спеціальністю 141 – Електротехнічні системи електроспоживання розроблено навчальний курс «Контроль та облік електричної енергії», в якому розглядають питання використання сучасних приладів контролю та обліку електричної енергії

ЛЕКЦІЯ 1

ВИМІРЮВАЛЬНІ СИГНАЛИ

Інформаційно-вимірjuвальна система (ІВС) – це сукупність програмно-керованих засобів вимірів і обчислень, що виконують загальне завдання одержання інформації про об'єкт за єдиним алгоритмом. Об'єктом виміру ІВС є звичайно сукупність багатьох величин і залежностей між ними.

Засоби інформаційно-вимірjuвальної техніки з'єднують в єдині системи за допомогою сигналів різного призначення – керування, зв'язку, синхронізації, зразкових, вимірjuвальних та ін. Сигнали для забезпечення можливості з'єднання ланок системи повинні мати сумісність за родом, розміром та ін.

Поняття «сигнал» є дуже широким. У загальному випадку під сигналом мають на увазі фізичний процес – носій відомостей. Сигнал має різні параметри і характеристик й представляється математичною моделлю.

Залежно від характеру відомостей сигнали, що використовують у вимірjuвальній техніці, можна розділити на вимірjuвальні і зразкові (рис. 1.1).

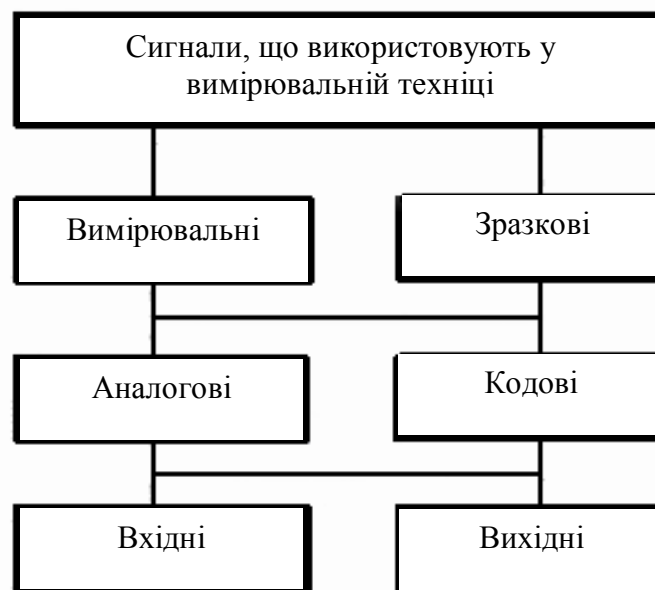


Рисунок 1.1 – Сигнали, що використовують у вимірjuвальній техніці

У вимірjuвальному сигналі містять невідомі нам дані, тобто вимірjuвальна інформація, що закладена або в розмірах його параметрів, або в інших характеристиках.

У зразковому сигналі відомі нам дані або відомості містять в заданих розмірах його параметрів або в інших характеристиках. Відомі характеристики зразкових сигналів допомагають одержати інформацію, що втримується у вимірjuвальному сигналі. Аналогові сигнали безперервні за розмірами. До них відносить більшість вимірjuвальних сигналів. Кількість інформації, закладена в них, теоретично не обмежена. Зразкові аналогові сигнали звичайно є вихідними сигналами мір і перетворювачів код-аналог. У кодовому сигналі відомі або

невідомі дані або характеристики закладені в кількості і розташуванні його елементів у часі або в просторі. Кількість інформації, що містить в такому сигналі, звичайно обмежена. Елементами кодових сигналів служать електричні імпульси, або потенціали.

Взаємодія засобів вимірів між собою, з об'єктом виміру, керування, іншими об'єктами і системами реалізується за допомогою вхідних і вихідних вимірювальних сигналів, що діють відповідно на вході і виході засобів вимірів.

Вхідним вимірювальним сигналом називається сигнал, що впливає на вхід засобів вимірів. Вхідний сигнал у вигляді фізичного процесу впливає на вхід більшості засобів вимірів: вимірювальних і масштабних перетворювачів, пристроїв порівняння, вимірювальних приладів і систем. Вхідний вимірювальний сигнал характеризується параметрами, які можна підрозділити на інформативні і неінформативні.

Інформативним параметром вхідного сигналу називається параметр процесу, що функціонально пов'язаний з вимірюваною величиною.

Неінформативним параметром вхідного вимірювального сигналу називають параметр, не зв'язаний функціонально з вимірюваною величиною. Однак неінформативний параметр може викликати небажану зміну інформативного параметра вихідного сигналу, пов'язаного з вимірюваною величиною.

Вимірювальне перетворення – операція перетворення вхідного сигналу у вихідний, інформативний параметр якого з заданим ступенем точності функціонально пов'язаний з інформативним параметром вхідного сигналу і може бути вимірним з досить високою точністю.

Вихідний аналоговий сигнал виникає на виході мір, вимірювальних перетворювачів. Вихідний сигнал також може мати багато параметрів.

Інформативний параметр вихідного сигналу вимірювального перетворювача однозначно функціонально, по можливості, лінійно пов'язаний з вимірюваною величиною або з інформативним параметром вхідного сигналу.

Неінформативним параметром вихідного сигналу вимірювального перетворювача називають параметр, не зв'язаний функціонально з інформативним параметром вхідного сигналу.

Кодовий вимірювальний сигнал є систематизованою сукупністю легко помітних символів у вигляді фізичних станів, що відображають числове значення величини.

Кодовий вимірювальний сигнал є вихідним сигналом цифрового вимірювального приладу й вхідним сигналом – перетворювача код-аналог. Інформативним параметром кодового зразкового сигналу є число. Інформативним параметром кодового вимірювального сигналу є числове значення вимірюваної величини. Зміни неінформативних параметрів кодового сигналу на значення його інформативного параметра практично не впливають.

ЛЕКЦІЯ 2

ПЕРЕТВОРЕННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ СИГНАЛІВ

Перетворення вхідного вимірювального сигналу в ІВС можна розділити на ряд етапів, зміст яких залежить від форми сигналу і вимог до подання вихідного сигналу. На рисунку 2.1 представлено структурну схему послідовності операцій з вимірювальним сигналом, які найбільш часто використовують при вимірах потужності і кількості електричної енергії.

Попередні операції з аналоговим вимірювальним сигналом зв'язані в першу чергу зі зміною масштабу його інформативного параметра.

Масштабним лінійним перетворенням називають операцію створення вихідного сигналу, інформативний параметр якого пропорційний однорідному інформативному параметру вхідного сигналу.

При вимірі потужності і кількості електричної енергії інформативними параметрами є миттєві значення струму і напруги у вимірюваному колі. Оскільки ці величини змінюють в широкому діапазоні, то можливе як ослаблення, так і посилення сигналу. Причому ослаблення сигналу, може виконуватися в кілька етапів різними технічними пристроями. Наприклад, при перетворенні миттєвого значення фазного струму послідовно використовують трансформатор струму і диференціальний підсилювач з програмованим коефіцієнтом підсилення.

В енергетиці прийнято, що розглянуті вхідні вимірювальні сигнали описують періодичною функцією і є полігармонійними. Розкладання складного сигналу на елементарні здійснюється за певною системою, зокрема за системою ортогональних функцій – в узагальнений ряд Фур'є. Виконання гармонійного аналізу є попередньою операцією з сигналом і дозволяє, при необхідності, зробити цілеспрямовану фільтрацію сигналу. Фільтрацією називається виділення з сигналу його частини, частотний спектр якої лежить у певній області (в смузі пропускання). Як приклад, можна привести застосування фільтра нижніх частот у сучасних лічильниках електричної енергії, що дозволяє відсіяти високочастотну перешкоду і підвищити точність виміру. Слід зазначити, що й кодовий сигнал може бути підданий дискретному перетворенню Фур'є й цифровій фільтрації, однак на етапі попередніх операцій з сигналом це звичайно не роблять.

Це пов'язано з необхідністю застосування спеціалізованого мікропроцесора і при низькій частоті зміни вимірювального сигналу (≤ 2000 Гц) приведе до апаратної надмірності. У той же час досить широко застосовують операцію формування кодового сигналу, коли тривалість і амплітуда імпульсів або рівень потенціалів приводять до величини відповідної застосовуваної елементної бази.

Вхідний вимірювальний сигнал піддається перетворенню відповідно до алгоритму роботи ІВС. На якомусь етапі виникає необхідність передачі його по лінії зв'язку. В цьому випадку, як показує досвід, використовують таке перетворення сигналу, як модуляція.

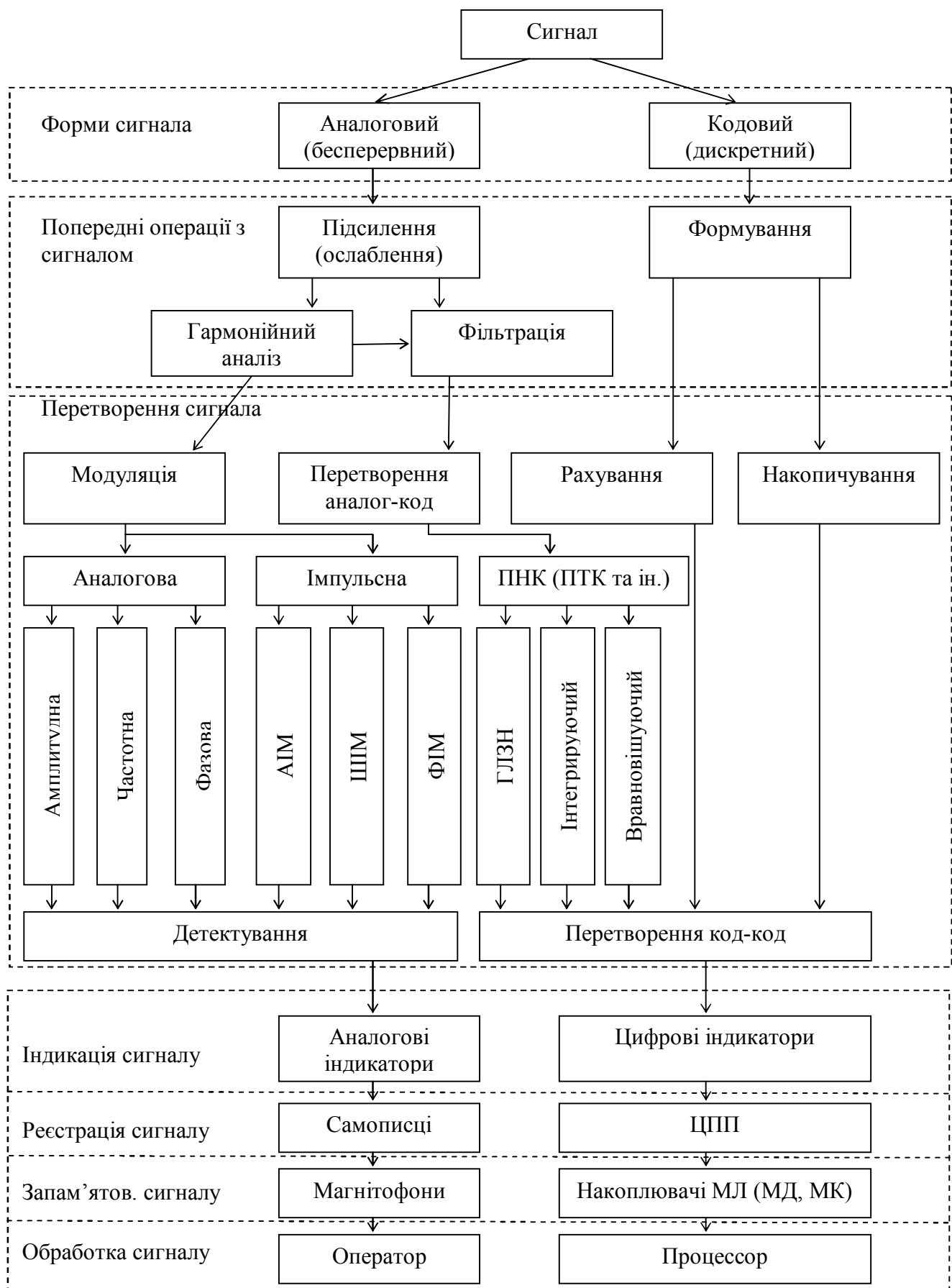


Рисунок 2.1 – Структурна схема послідовності обробки сигналу

При модуляції миттєве значення первинного сигналу або такого, що модулює, керує одним з параметрів допоміжного сигналу, званого несучим. В якості первинного сигналу, що модулює, у вимірювальній техніці використовують аналоговий вимірювальний сигнал.

Як несучий сигнал використовують синусоїдальний сигнал

$$z(t) = \sin \omega_0 t$$

або імпульсний періодичний сигнал

$$z(t) = \sum_{k=1}^{\infty} Z_m f(kT_0 + t) = Z_m \quad \text{при } kT_0 < t < kT_0 + \tau_0;$$

$$z(t) = 0 \quad \text{при } kT_0 + \tau_0 < t < (k+1)T_0,$$

де T_0 – період проходження імпульсів;

$k = 0, 1, 2, 3, \dots$;

τ_0 – ширина або тривалість імпульсу;

Z_m – амплітуда імпульсу.

При синусоїдальному несучому сигналі можливе керування кожним з його трьох параметрів – амплітудою, частотою і фазою, в зв'язку з чим розрізняють модуляції: амплітудну (АМ), частотну (ЧМ) й фазову (ФМ). При імпульсному несучому сигналі можливе керування його амплітудою (АІМ), частотою (ЧІМ), шириною імпульсу (ШІМ) й фазою (ФІМ).

Необхідність в модуляції виникає в тому випадку, якщо первинний сигнал $X(t)$ має такий характер, при якому ускладнені його передача, перетворення або обробка при високих вимогах до точності.

Модуляція реалізується шляхом взаємодії сигналів – первинного сигналу $X(t)$, що містить шукану інформацію, і сигналу $z(t)$, що несе, але не утримує інформації. Він має таку фізичну природу і такий характер зміни в часі, при яких зручна реалізація подальших операцій. В результаті взаємодії $X(t)$ і $z(t)$ утворюється модульований сигнал $y(t)$, що містить вимірювальну інформацію, що цікавить нас, і володіє природою і характером зміни в часі, зручними для подальших перетворень.

Модуляцію імпульсних сигналів особливо АІМ і ШІМ в вимірювальній техніці застосовують більш широко, тому що несучий імпульсний періодичний сигнал можна сформувати з високою точністю і стабільністю як за амплітудою, так і за часовими характеристиками.

Крім цього, сучасні швидкодіючі мікроелектронні ключі, пристрої порівняння, запам'ятовування і лічильники імпульсів дають можливість з високою точністю керувати амплітудою, тривалістю і частотою імпульсів. АІМ і ШІМ, наприклад, широко застосовують при вимірюванні потужності

змінного струму, ШІМ застосовують при перетворенні коду в середнє значення напруги U_{cp} і т. д.

Способи подальшої обробки модульованого сигналу залежать від характеру і повноти інформації, що повинна бути при цьому отримана:

- для одержання найбільш повної інформації про всі параметри первинного сигналу модульований сигнал детектується або демодулюється;
- при необхідності добування з модульованого сигналу інформації тільки про один інформативний параметр первинного сигналу (звичайно, або з модульованого сигналу виділяють одну зі спектральних складових, один з параметрів якої пропорційний шуканому інформативному параметру сигналу $X(t)$, або безпосередньо вимірюють відповідний параметр модульованого сигналу, наприклад, тривалість імпульсу в ШІМ сигналі, частоту в ЧІМ сигналі і т. д.).

Детектуванням або демодуляцією модульованого сигналу називається перетворення його в сигнал, пропорційний первинному сигналу. Завданням детектування є повне відновлення інформації, що міститься в первинному сигналі, про зміну всіх його параметрів. Кожному виду модуляції відповідає певний спосіб детектування.

Вид модуляції і спосіб детектування залежать від вимог до точності передачі інформативного параметра, що визначені. Для обґрунтованого вибору виду модуляційного перетворення, глибини модуляції, а також співвідношення між частотами несучого і сигналу, що модулює, необхідно насамперед розглянути спектри модульованих сигналів. Спектри при різних видах і параметрах модуляції доцільно зіставляти при однаковому первинному сигналі, звичайно гармонійному коливанні низької частоти.

Найбільш просто виконують детектування імпульсних модульованих сигналів, при цьому досить тільки фільтра нижніх частот. Для детектування гармонійних модульованих сигналів необхідні крім фільтра нижніх частот і інші перетворювачі, наприклад множники, частотно залежні ланки.

Перетворення аналогового вимірювального сигналу в код є важливим перетворенням, що лежить в основі алгоритму роботи лічильника електричної енергії. Таке перетворення ще називають аналого-цифровим перетворенням, а відповідний технічний пристрій – аналого-цифровим перетворювачем (АЦП). АЦП здійснює одночасно два вимірювальних перетворення – квантування і дискретизацію аналогового сигналу.

Перетворювачі аналог-код мають різні назви, що відбивають походження аналогового сигналу. Так, наприклад, є перетворювачі напруга-код (ПНК), струм-код (ПСК), кут-код і т. д. Перетворювачі напруга-код залежно від виду перетворення підрозділяють на чотири групи:

- амплитудно-імпульсної модуляції (АІМ);
- час-імпульсної модуляції (ЧІМ);
- частотно-імпульсної модуляції (ЧІМ);
- код-імпульсної модуляції (КІМ).

Перетворення кодового сигналу, що надходить в вигляді послідовності імпульсів, може здійснюватися за допомогою операцій рахунку і нагромадження. в першому випадку здійснюється первинна обробка вимірюваної величини, наприклад з метою її подання за деякий інтервал часу в позиційному коді, а в другому – запам'ятовування в регістрі з наступною обробкою в паралельному коді.

В інформаційно-вимірювальних системах використовують кілька різновидів кодів. Це пов'язано з тим, що ПНК кодує вимірювані величини в одних кодах, виконувати арифметичні дії над числами зручно в інших кодах, високу перешкодозахищеність переданої інформації можна забезпечити в третіх кодах, візуальна індикація вимагає використання інших кодів і т.д. Тому в ІВС широко використовують перетворювачі код-код, що в найпростішому випадку являють собою дешифратор.

Подальші операції з сигналом (індикація, реєстрація і запам'ятовування) для різних форм сигналу відрізняють апаратним виконанням і мають місце в сучасних ІВС. Причому їхнє застосування обумовлене не тільки технічною або економічною доцільністю, але і ергономічними міркуваннями, правилами ведення оперативної документації і аналізу кризових ситуацій.

Обробка сигналу являє собою найбільш складну операцію, оскільки припускає не тільки аналіз результатів виміру, але і прийняття управлінських рішень. Тому в енергетиці всі частіше застосовують експертні системи, що опираються на багатоканальні ІВС і потужні бази даних.

Аналого-цифрові перетворювачі (АЦП) вирішують завдання пошуку однозначної відповідності аналоговому сигналу цифрового коду. На вхід АЦП надходить аналоговий сигнал і після певного кінцевого часу перетворення на його виході з'являється цифровий код.

ЛЕКЦІЯ 3

СІГМА-ДЕЛЬТА АЦП

В даний час розроблено багато різних методів аналого-цифрового перетворення, наприклад, методи послідовного рахунку, порозрядного зрівноваження, подвійного інтегрування; з перетворенням напруги в частоту, паралельного перетворення.

Фірма Analog Devices є світовим лідером в області АЦП і інших мікросхем (ІМС). Серед АЦП, випущених фірмою, – сігма-дельта АЦП, що володіють високою точністю, забезпечуваною високою розрядністю і лінійністю перетворення без застосування багаторівневих граничних пристроїв, а також ефективною фільтрацією перетвореного сигналу.

Сігма-дельта АЦП складаються, в основному, з двох частин – сігма-дельта модулятора й перетворюючого цифрового фільтра. На вході модулятора – перетворений аналоговий сигнал, а на його виході – сигнал, що являють собою послідовність одиничних («1») і нульових («0») посилок, загальна частота проходження яких дорівнює тактовій частоті f_T .

Тривалість кожної послідовності «1» і «0» дорівнює

$$\tau = 1/f_T.$$

Частота проходження послідовностей «1» (в складі зазначеної послідовності) пропорційна вхідному сигналу і дорівнює

$$f_{\text{МОД}} = f_T \cdot n_1 / (n_1 + n_0), \quad (3.1)$$

де n_1 і n_0 – кількість послідовностей «1» і «0» на обраному інтервалі дискретизації.

Сігма-дельта модулятор аналогічний до побудови ЧІМ модулятору і також є частотним, але його вихідна послідовність, завдяки тактовій синхронізації, відрізняється від послідовності імпульсів ЧІМ модулятора. В сигналі ЧІМ модулятора тривалість імпульсів постійна, а частота їхнього проходження може приймати будь-які значення, пропорційні вхідному сигналу – в межах діапазону частот модулятора. В сигналі сігма-дельта модулятора тривалості послідовностей τ постійні. Але, залежно від частоти (1), вони можуть утворювати імпульси і інтервали, тривалість яких кратна τ . В результаті імпульси і інтервали є квантованими, і в складі сигналу сігма-дельта модулятора присутній шум квантування.

Сигнал сігма-дельта модулятора надходить на вхід цифрового фільтра, завдання якого полягає в перетворенні сигналу модулятора в цифровий сигнал АЦП. Звичайно це КІХ фільтр з багаторозрядним виходом, але з однорозрядним (молодшого розряду) входом. Фільтр має властивість підсумовування, як показано на рисунку 3.

На рисунку 3, а зображені тактові імпульси з частотою проходження f_T , а на рисунку 3, б – імпульси дискретизації, частоту проходження яких обирають, виходячи з необхідної розрядності N цифрового сигналу, відповідно до залежності

$$f_D = f_T / 2^N. \quad (2)$$

Частоту f_D , відповідно до (2), одержують шляхом ділення f_T на 2^N . Тактові імпульси дискретизації на рисунку 3 умовно показані короткими. Звичайно це імпульси, що мають скважність рівною двом.

На рисунку 3, в показано послідовність послідовностей сігма-дельта модулятора з $f_{\text{МОД}} = 3 \cdot f_T / 5$, а на рисунку 3, г– з – 5– розрядна послідовність на виході фільтра і, відповідно, АЦП в цілому. Звичайно $N=12, 16, 20$ або 24 , а тут $N=5$ для спрощення рисунка. Цифровий код послідовності на інтервалі вимірювання дорівнює 10011.

На попередньому інтервалі він також дорівнює 10011, а на наступному – 10100. Зміна коду від інтервалу до інтервалу (в молодших розрядах) компенсує похибку, обумовлену квантуванням.

В цьому – ще одна з переваг сігма-дельта АЦП.

Код визначається кількістю посилок «1» на інтервалі дискретизації, рівному, згідно (2),

$$\Delta t = 1/f_D = 2^N / f_T = 2^N \cdot \tau \quad (3.3)$$

і пропорційний середньому значенню перетвореного сигналу на цьому інтервалі. Тому що перетворений сигнал, що виражається зазначеним кодом, визначається середнім значенням вимірюваної величини. Це є причиною його частотної залежності, що виражається функцією

$$\sin(\pi \cdot F / f_D) / (\pi \cdot F / f_D), \quad (3.4)$$

яка визначає АЧХ перетворення. В (4) F – частота перетвореного сигналу. На рисунку 3.1, г–з, для спрощення, послідовності кодових посилок є рівними інтервалу дискретизації і без затримки перетворення.

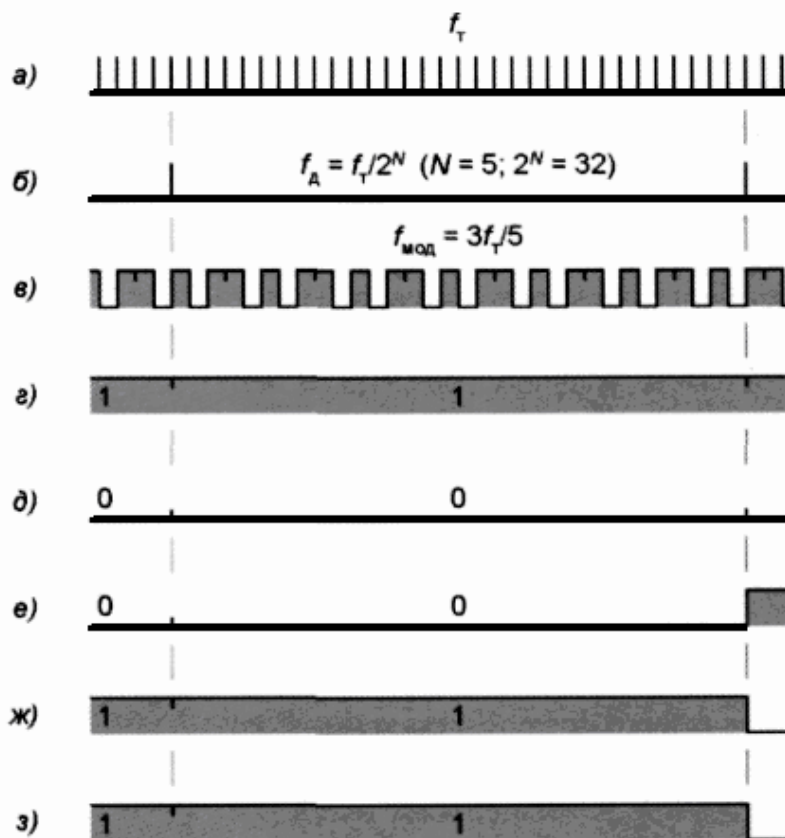


Рисунок 3.1 – Послідовності імпульсів тактової (а) і частоти дискретизації (б), сігма-дельта модулятора (в) і 5 – розрядних даних АЦП (г–з)

Підкреслимо, що функція (4) є функцією перетворення, а не фільтра, який, якщо розглядати його автономно, володіє гребінчастою АЧХ. Функція (4) має плавний спад від максимуму до нуля на частоті $F = f_D$. Потім нульові

значення функції повторюють на частотах $2f_d$, $3f_d$, ..., при загальному спаді максимумів функції з ростом частоти. АЦП можуть мати додаткові фільтри, що впливають на загальну АЧХ АЦП. На рисунку 3.2 показано АЧХ АЦП AD7787/88/89/90/91, на якій в якості функції, що огинає, проглядається функція з першим спадом до нуля на частоті 50 Гц.

Цим забезпечується пригнічення мережного наведення 50 Гц. АЧХ на рисунку 3.2 характерна тим, що в зазначену огинаючу вписано іншу функцію, що додатково забезпечує пригнічення мережного наведення на частоті 60 Гц.

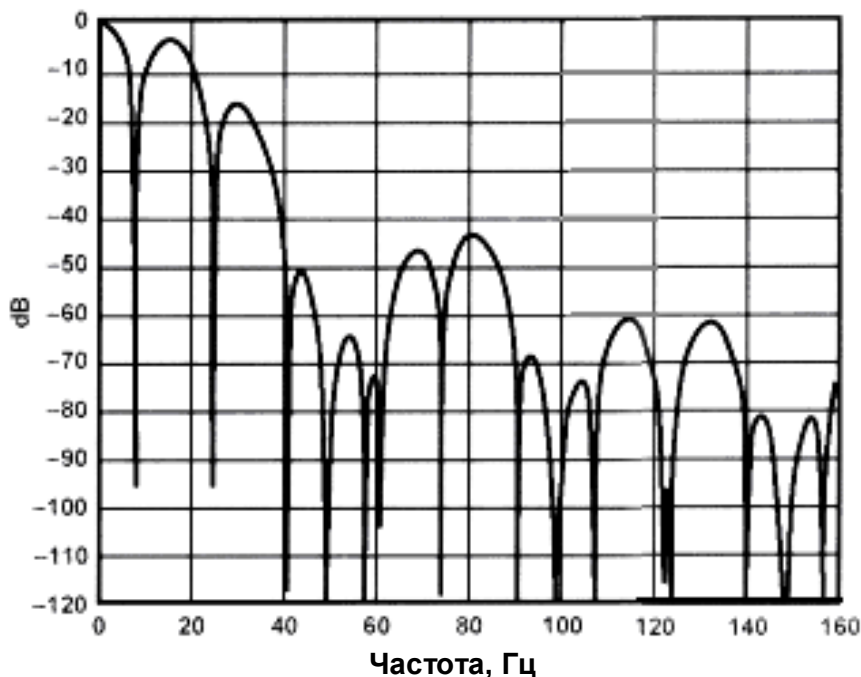


Рисунок 3.2 – Частотна характеристика АЦП AD 7787/88/89/90/91 на частоті відліків 16,6 Гц

На рисунку 3.3 наведено узагальнену структурну схему ІМС AD7787/88/89/ 90/91. ІМС містять АЦП (сігма-дельта АЦП), що може бути 16- або 24-розрядним, послідовний інтерфейс з керуючою логікою і генератор тактових імпульсів (ГТІ).

Зазначені структурні елементи є у всіх АЦП. Крім того, в AD7787/90/91 перед входом АЦП розміщується буферний каскад, що при необхідності може бути відключений. AD7790 після АЦП міститься цифровий підсилювач з програмувальним коефіцієнтом підсилення, а AD7787 – мультиплексор (MUX) на вході ІМС.

Підсилювач в AD7790 являє собою цифровий перемножник, на один з входів якого подається підсилений цифровий сигнал, а на іншій – код постійного рівня, який можна розглядати як множник, що відповідає коефіцієнту підсилення в звичайному аналоговому підсилювачі.

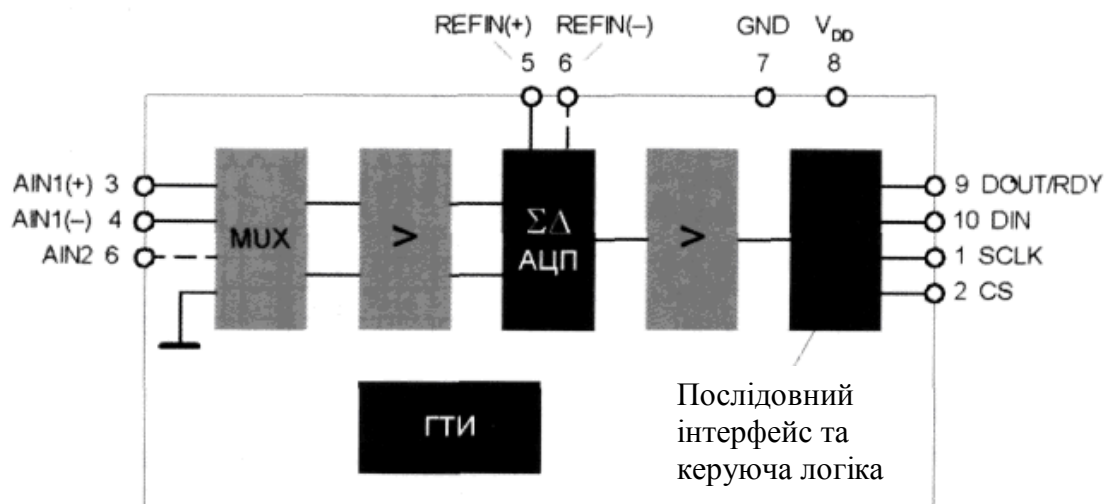


Рисунок 3.3 – Узагальнена структурна схема АЦП AD 7787/88/89/90

Всі ІМС містять диференціальний вхід з виводами AIN1(+) і AIN1(-) в AD7787 або AIN(+) і AIN(-) в AD7788/ 89/90/91, а AD7787, крім того, має синфазний вхід з виводом AIN2. Мультиплексор в AD7787 призначений для комутації диференціального і синфазного входів. Джерело опорної напруги – зовнішній, виводи для його підключення: REFIN(+) і REFIN(-) в AD7788/89/90/91 (диференціальний вхід), REFIN в AD7787 (синфазний вхід). Останнє обумовлено тим, що вивід 6 (рис. 5) використовують в AD7787 для синфазного входу AIN2. Використання буферного каскаду підвищує вхідний опір ІМС (точніше, знижує струм витоку на вході). Буферний каскад може бути відключений, при його відключенні споживання ІМС (колом живлення) зменшується вдвічі.

ІМС мають вбудований генератор імпульсів тактової частоти (ГТІ на рисунку 5). Частота відліків на виході АЦП становить 16,6 Гц для AD7788/89, який відповідає АЧХ на рисунку 3.2. В інших ІМС, AD7787/90/91, частота відліків може бути в межах від 9,5 до 120 Гц (при номінальному значенні 16,6 Гц). Тактова частота в AD7787/90/91 може бути зменшена в 2, 4 або 8 разів, що додатково змінить частоту відліків. Як при зміні частоти відліків (у межах від 9,5 до 120 Гц), так і при розподілі тактової частоти масштаб частоти на рисунку 3.2 відповідно зміниться.

Тип коду на виході АЦП залежить від типу вхідного сигналу ІМС. Для уніполярного сигналу (без зсуву) це звичайний двійковий код, для біполярного (зі зсувом) – зміщений двійковий. В обох випадках це значення коду 000...000 (мінімальне значення), 100...000 (середнє значення й нуль для зазначених двох кодів відповідно), 111...111 (максимальне значення).

ІМС мають керуючу логіку й 3-провідний послідовний інтерфейс, що є сумісним з SPI, QSPI, MICROWIRE й DSP. Зовнішній мікроконтролер, що підключається до виводів SCLK, CS, DOUT/RDY і DIN, разом з інтерфейсом і логікою забезпечує керування ІМС, вибором її конфігурації і режимів роботи, а також забезпечує зчитування цифрових даних, що надходять з виходу АЦП.

ІМС AD7787/88/89/90/91 призначені для перетворення повільних і

низькочастотних сигналів різних датчиків і інших приладів. До синфазного входу може бути додатково підключений датчик температури. Або, наприклад, обидва входи можуть бути використані для перетворення сигналів, що контролюють роботу акумулятора, – струму заряду/розряду (диференціальний вхід) і напруги на акумуляторі (синфазний вхід). При підключенні джерел перетворених сигналів до диференціального входу ІМС варто враховувати також і синфазну напругу на цьому вході.

ІМС AD7787/88/89/90/91 мають підвищений діапазон робочих температур – від $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+105\text{ }^{\circ}\text{C}$ (крім одного з варіантів AD7788). Суфікс в позначенні мікросхем складається з двох частин: «В» або «А», обумовленої діапазоном температур, і «RM», обумовленої типом корпусу (AD7787BRM, AD7788ARM, ...). Корпус MSOP (Mini Small Outline Package) – одного типу для всіх розглянутих ІМС, з якими AD7788/89/90/91 електрично сумісні по виводах, а AD7787 має відмінність по виводу 6.

ЛЕКЦІЯ 4

СИГНАЛЬНІ МІКРОПРОЦЕСОРИ

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

В 1999 році фірма Analog Devices випустила перший мікроконтролер (ADuC812), що сполучає можливості високоточного вводу/виводу, попередньої цифрової обробки даних і організації мереж збору інформації від датчиків. В 2002 році фірма анонсувала п'ять нових мікроконтролерів ADu831 /832/836/841 /842, а в 2003 році ще три – ADu844/845/846.

ADuC812 – інтегральна 12-бітна система збору інформації, що включає в себе прецизійний багатоканальний АЦП з самокалібруванням, два 12-бітних ЦАП і програмувальне 8-бітне мікропроцесорне ядро (сумісне з мікроконтролером 8051) (MCU). MCU підтримує внутрішні 8Кбайт FLASH ЕРПЗП програм, 640 байт ЕРПЗП пам'яті даних і 256 байт статичної пам'яті даних з довільною вибіркою (RAM).

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

Функціональну схему мікроконтролера представлено на рисунку 4.1.

Для гнучкого керування в застосуванні з низьким споживанням в MCU і аналоговій частині передбачено 3 режими роботи: нормальний, холостий і черговий. Система ADuC812 допускає роботу з напругою живлення 3 і 5 В у промисловому діапазоні температур ($-45\text{ }^{\circ}\text{C}$... $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$) і конструктивно виконана в 52-вивідному пластмасовому корпусі (тип PQF).

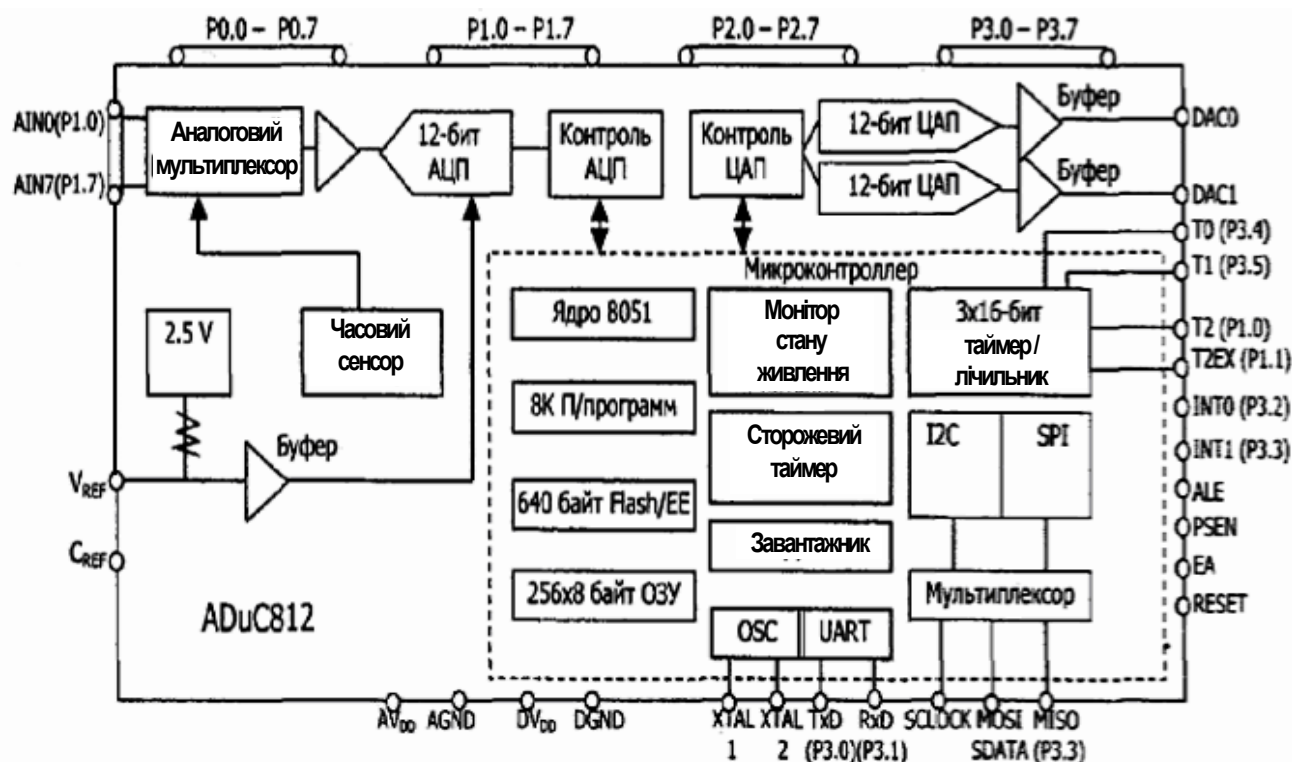


Рисунок 4.1 – Функціональна схема мікроконтролера ADuC812

Частота кварцового резонатора (MCL-CIN) становить 16 МГц. Вихідна напруга V_{out} ПАП (BAC) щодо нульового потенціалу (AGND) живлення аналогової частини знімається при навантаженні $R_l=10$ кОм і $C_1=100$ пФ. Живлення аналогової частини мікроконтролера AV_{dd} становить +3 В або +5 В $\pm 10\%$, величина опорної вбудованої напруги ДОН $V_{ref}=2,5$ В. Скорочення LSB (Least Significant Bit) означає молодший біт.

В листопаді 2003 року фірмою Analog Devices презентовані дві багатофункціональні ІМС з цифровим виходом – ADE7753 і ADE7758, призначені для виміру активної, реактивної і повної потужностей і електроенергії в складі однофазних і трифазних лічильників відповідно, крім того, в ІМС забезпечується вимір середньоквадратичних значень і зчитування форми напруг мережі і струмів навантаження.

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

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

На рисунку 4.2 наведено структурну схему ІМС ADE7753. ІМС має два

диференціальних входи: перший, з виводами V1P і V1N, – для підключення датчика струму; другий, з виводами V2P і V2N, – для підключення датчика напруги. ІМС ADE7753 містить кілька пристроїв (іменованих нижче каналами) для виміру і обчислення даних контрольованого ланцюга навантаження.

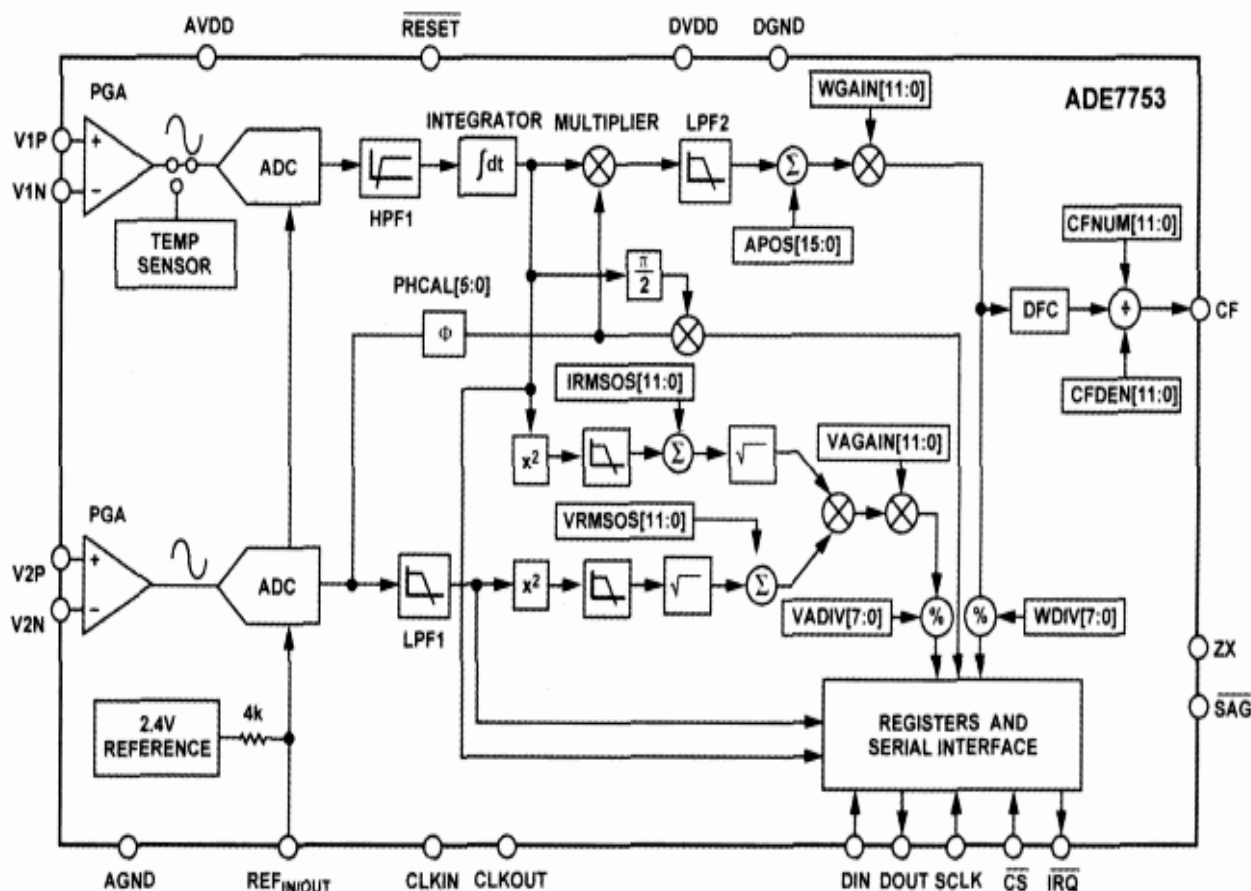


Рисунок 4.2 – Структурна схема ADE7753

Вихідні дані зчитуються через блок регістрів і послідовний SPI інтерфейс (CS, SCLK, DIN, DOUT) – «Registers and Series Interface».

Канал виміру струму (перший канал) містить: вхідний диференціальний підсилювач з програмованим коефіцієнтом підсилення (PGA), підключений до виводів V1P і V1N; сігма-дельта АЦП (ADC); ФВЧ (HPF1); інтегратор ($\int dt$), що забезпечує інтегрування сигналу трансформатора, що диференціює, – датчика струму. Рівень вхідного диференціального сигналу встановлюється до $\pm 0,5$ В. При цьому, залежно від програмувального зсуву на вході АЦП, можливі три діапазони вхідних напруг $\pm 0,125$, $\pm 0,25$ і $\pm 0,5$ В – при програмованих коефіцієнтах підсилення 1, 2, 4, 8 і 16.

Припустима синфазна перешкода приймає значення до $\pm 0,5$ В.

Залежно від типу використовуваного датчика струму, інтегратор може бути включений або виключений. ФВЧ служить для придушення постійної складової (дрейфу нуля та ін.), що надходить з виходу підсилювача, і виключає, тим самим, появу постійної складової в сигналі, за яким обчислюється

потужність.

Сігма-дельта АЦП містить сігма-дельта модулятор 2-го порядку і перетворюючий цифровий фільтр. Модулятор працює з частотою передискретизації $f_{\text{clk}} / 4 = 900$ кГц при $f_{\text{clk}} = 3,58$ МГц (діапазон можливих значень $f_{\text{clk}} = 1 \dots 4$ МГц). Фільтр перетворює однорозрядний сигнал сігма-дельта модулятора в 24-розрядну послідовність цифрових даних в додатковому коді з однієї з чотирьох програмувальних частот зчитування $f_{\text{clk}} / (2^7 \dots 2^{10}) \approx 27,9, 14,7$ або $3,5$ кГц. Діапазон частот перетвореного аналогового сигналу лежить в межах від 40 Гц до 2 кГц. При цьому частота зрізу зовнішнього «антиалайзингового» RC-фільтра 1-го порядку (перед входом ІМС) повинна бути $F_{-3\text{дБ}} \approx 10$ кГц. Зазначений фільтр виключає утворення перешкод комбінаційних частот в смузі частот перетвореного сигналу.

Цифрові дані з виходу каналу виміру струму, після інтегратора, надходять на канали обчислення активної і реактивної потужностей, обчислення середньоквадратичних значень струму й на регістр зчитування його миттєвих значень.

Канал виміру напруги (другий канал) містить: вхідний диференціальний підсилювач, підключена до виводів V2P і V2N; сігма-дельта АЦП; програмувальний пристрій часової затримки (PHCAL [5:0]), призначений для компенсації фазової погрішності між першим і другим каналами, внесеної ФВЧ в першому каналі. Підсилювач має один діапазон вхідних напруг $\pm 0,5$ В, але, як і підсилювач першого каналу, – з програмованими коефіцієнтами підсилення 1, 2,4, 8 і 16. Припустима синфазна перешкода – до $\pm 0,5$ В. АЦП каналу аналогічний розглянутому вище, але відрізняється меншою розрядністю вихідних даних, рівної 16 біт.

Дані з виходу каналу виміри напруги надходять на канали обчислення активної і реактивної потужностей і, через ФНЧ (LPF1) з $F_{-3\text{дБ}} \approx 140$ Гц, – на канал обчислення середньоквадратичних значень і регістр зчитування миттєвих значень вимірюваної напруги.

Канал обчислення активної потужності містить: перемножуючий пристрій, підключений обома входами до виходів каналів виміру струму і напруги; ФНЧ (LPF2) з частотою зрізу $F_{-3\text{дБ}} \approx 8,9$ Гц; ланцюг корекції «нуля» («APOS [15:0]»); ланцюг корекції посилення («WGAIN» [11:0]). В перемножуючому пристрої утвориться сигнал, пропорційний миттєвій активній потужності і утримуючий складові середньої активної (або, просто, активної) потужності й змінної складової подвоєної частоти (в загальному випадку, що становлять комбінаційні частоти, якщо вимірювані струм і напруга містять гармоніки). В ФНЧ змінні складові придушуються, і на його виході – шуканий сигнал активної потужності. Ланцюги корекції забезпечують підстроювання каналу з високою точністю, обумовленою їхньою високою розрізняючою спроможністю – 16 і 12 розрядів відповідно.

Дані з виходу ланцюга корекції «нуля» надходять на регістр активної потужності, а з виходу ланцюга корекції посилення – на накопичувальний

(інтегруючий) регістр активної енергії.

Канал обчислення реактивної потужності містить: фазообертач « $\pi/2$ », підключений до виходу каналу виміру струму і який забезпечує обчислення реактивної потужності; перемножуючий пристрій, на виході якого – дані миттєвої реактивної потужності. ФНЧ і ланцюги корекції «нуля» й посилення в каналі відсутні. З виходу перемножуючого пристрою дані миттєвої реактивної потужності надходять на накопичувальний регістр реактивної енергії.

Розглянемо канали обчислення середньоквадратичних значень струму і напруги. Кожний з двох каналів містить: ланцюг зведення в квадрат (« x^2 » на рисунку 4.2); ФНЧ; ланцюг добування кореня квадратного (« $\sqrt{}$ »); ланцюг корекції «нуля» («IRMSOS [1 1:0]») – в першому каналі, «VRMSOS [11:0]» – в другому каналі). Ланцюг корекції в першому каналі включений після ФНЧ і призначений для компенсації складової, обумовленої шумами каналу виміру струму. Ланцюг корекції в другому каналі включений після ланцюга « $\sqrt{}$ » і призначений для компенсації як складової шумів, так і постійної складової, що може бути в сигналі (ФВЧ у каналі виміру напруги відсутній).

Крім того, дані обох каналів, нарівні з іншими вихідними даними ІМС, надходять також на входи каналу обчислення повної потужності.

Канал обчислення повної потужності, як і канали обчислення активної і реактивної потужностей, містить перемножуючий пристрій двох сигналів – напруги і струму. Але, в цьому випадку, сигнали пропорційні середньоквадратичним значенням напруги і струму і надходять з виходів однойменних каналів обчислення. На виході каналу обчислення повної потужності фільтр не потрібен (фільтри, що придушують змінні складові, перебувають в каналах обчислення середньоквадратичних значень струму і напруги). В каналі, після перемножуючого пристрою, включений ланцюг корекції посилення «VAGAIN [11:0]».

В ІМС ADE7753 є три канали обчислення електроенергії – активної, реактивної і повної. В складі каналу – накопичувальний (інтегруючий) 49-розрядний регістр і програмувальний 8-розрядний подільник вхідних даних. Інтегрування в регістрі носить циклічний характер, подібно до інтегрування в механічних індикаторах лічильників електроенергії з ІМС ADE7751/ 2/5/7 і ADE7760/1. Цикл інтегрування при обчисленні, наприклад, повної енергії становить близько 12,5 хвилин при тактовій частоті $f_{\text{clk}}/4 = 900$ кГц (при $f_{\text{clk}} = 3,58$ МГц). Подільник даних на вході каналу дозволяє в 2^7 разів «загрубити шкалу» і тим самим збільшити тривалість циклу інтегрування. При менших значеннях споживаної електроенергії і менших значеннях тактової частоти (в межах 1...4 МГц) тривалість циклу буде більше. Дані кількості електроенергії, що обчислюються, надходять на відповідні регістри і далі на вихід ІМС. Наступна обробка вихідних даних може бути зроблена в мікроконтролері, що підключений до виходу ІМС.

Миттєві значення струму і напруги надходять з виходів каналів виміру на відповідні регістри в блоці регістрів. Зчитування здійснюється з частотою, що

дорівнює одному з чотирьох програмувальних значень 27,9, 14,7 і 3,5 кГц.

В ІМС, крім виводу цифрових даних, здійснюється перетворення даних активної потужності в частоту проходження ЧМІ імпульсів «CF». Канал містить перетворювач DFC (рис. 4.2) і два ланцюги «CFNUM [11:0]» і «[CFDEN [11:0]]». Максимальне значення частоти $f_{CF} = 23$ кГц. Сигнал CF виведений на вивід «CF» і призначений для калібрування ІМС, але може бути використаний для передачі даних.

В ІМС здійснюється формування сигналів, що попереджають про порушення в контрольованій мережі. Це сигнали: SAG – про зниження напруги мережі нижче певного програмувального значення; PKV і PKI – про перевищення напругою мережі і струмом навантаження також певних програмованих значень. Сигнали мають логічний рівень «0» і заносять в якості «прапора» в регістр стану в блоці регістрів. Крім того, сигнал SAG виведений на однойменний вивід ІМС.

В ІМС формується сигнал ZX, який представляє собою послідовність прямокутних імпульсів (типу «меандр») з логічними рівнями 0 і 1, фронти яких відповідають точкам, в яких сигнал з виходу каналу виміру напруги, з виходу його фільтра LPF1, перетинається з рівнем нуля (Zero-Crossing Detection). Сигнал ZX має тимчасову затримку, внесену LPF1, і використовують для допоміжних цілей (синхронізації та ін.) і надходить також на вивід ZX.

Температурний датчик підключають до входу АЦП першого каналу. Підключення – короткочасне і не впливає на основні виміри. Точність виміру температури ± 3 °C. Дані надходять на регістр виміру температури в блоці регістрів.

ІМС містить власне джерело опорної напруги 2,4 В, але до виводу $REF_{IN/OUT}$ може бути підключене зовнішнє джерело з низьким вихідним опором. При його підключенні внутрішнє джерело блокується завдяки резистору 4 кОм, включеному між його виходом і виводом $REF_{IN/OUT}$. Крім того, з зазначеного виводу можна знімати напругу внутрішнього джерела.

Генератор, призначений для формування тактових імпульсів, перебуває в складі ІМС, але його кварцовий резонатор, наприклад, на частоту 3,58 МГц підключається ззовні. Передбачено підключення зовнішнього генератора (до виводу CLKIN).

Мікросхема ADE7753, як і інші ІМС для лічильників електроенергії, містить ланцюг тригерного типу, що керує живленням ІМС (Power Supply Monitor), не показану на рисунку 18. Вихід ІМС стає неактивним, якщо напруга живлення знижується до 4 В ($\pm 5\%$), а логічний рівень на виводі SAG стає рівним 0. Зазначений ланцюг має властивості гістерезису і фільтрації, в зв'язку з чим живлення є стійким при впливі на нього шумової перешкоди. Ланцюг забезпечує коректний режим ввімкнення/вимикання живлення ІМС.

На рисунку 4.3 наведено структурну схему мікросхеми ADE7758. ІМС ADE7758 є трифазним варіантом ADE7753, що може використовуватися в лічильниках для трьох- і чотирьохпровідних трифазних систем.

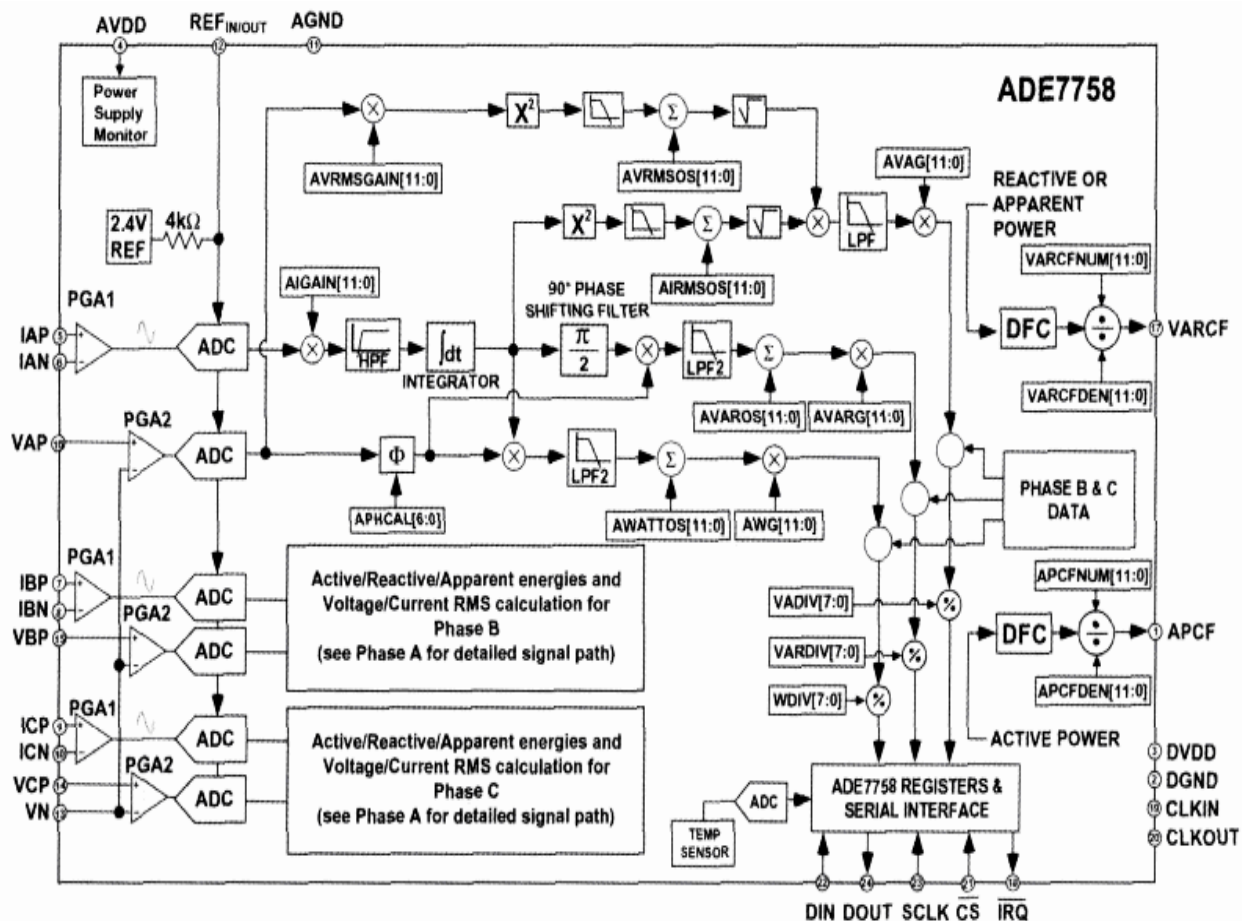


Рисунок 4.3 – Структурна схема ADE7758

З ІМС ADE7758 можна використовувати датчики струму трансформаторного типу (диференціючі трансформатори і трансформатори струму), шунти використовувати не можна. Канали виміру і обчислення ІМС ADE7758, в основному, аналогічні тим, що використовують в ADE7753, але є деякі відмінності, описані нижче.

Програмовані значення коефіцієнтів підсилення входних підсилювачів в каналах виміру струму і напруги дорівнюють 1, 2 і 4 (замість 1, 2, 4, 8 і 16 для ІМС ADE7753). В каналі виміру струму, між АЦП і ФВЧ, і в каналі обчислення середньоквадратичних значень напруги, на його вході, включені програмувальні регулятори посилення AIGAIN [11:0] і AVRMSGAIN [11:0]. В тім же каналі обчислення середньоквадратичних значень напруги коректор нуля AVRMSOS [11:0] включений, як і в каналі обчислення середньоквадратичних значень струму, між ФНЧ і ланцюгом V. В каналі обчислення реактивної потужності після перемножника включені ФНЧ (LPF2) і коректори нуля AVAROS [11:0], посилення AVARG [11:0] (аналогічно LPF2, AWATTOS [11:0] і AWG [11:0] в каналі обчислення активної потужності) і, крім того, VARDIV [7:0] (на вході «ADE7758 Registers & Serial Interface»). Відповідно, на вихід ІМС, на відміну від ADE7753, надходять дані реактивної потужності.

В каналах обчислення активної, реактивної і сповненої енергії

використовують 41-розрядний накопичувальний регістр. Цикл інтегрування – трохи більше 1 с. Уведено другий пристрій з імпульсами CF.

Перший пристрій, з виходом APCF призначений, як і в ADE7753, для формування CF- сигналу активної потужності, а другий, додатковий, з виходом VARCF, – для формування CF-сигналів реактивної/повної потужності. Перед пристроєм з виходом APCF виконується підсумовування сигналів активної потужності трьох фаз, а перед пристроєм з виходом VARCF – сигналів реактивної і повної потужності. Сумарні сигнали (трьох фаз) реактивної і повної потужності комутуються, і через вивід VARCF надходить один з сигналів CF (залежно від вибору).

Слід зазначити, що ІМС відповідають вимогам міжнародних (IEC), міждержавних (ДЕРЖСТАНДАРТ) і національних (ДСТУ) стандартів. Відзначимо відповідність IEC 60687 і ДСТ 30206– 94 – для електронних лічильників активної енергії класів 0,2S і 0,5S, IEC 61036, ДСТ 30207 – 94 і ДСТУ IEC 61036 – 2001 – класів 1,0 і 2,0, IEC 61268, ДСТ 26035 – 83 і ДСТУ IEC 61268 – 2001 – для електронних лічильників реактивної енергії класів 2,0 і 3,0, IEC 60521, ДСТ 6570 – 96 і ДСТУ IEC 60521 – 2001 – для індукційних лічильників активної енергії.

В нових ІМС ADE7760 і ADE7761 призначених для однофазних лічильників електроенергії, в яких, як і в ADE7751, забезпечується захист від порушників, що намагаються «обійти» лічильник. Обидві мікросхеми передбачають вимір струмів в фазному і нейтральному проводах, а в ADE7761, крім того, є нововведення: забезпечується нормальна робота лічильника при порушенні цілісності нейтрального проводу.

ЛЕКЦІЯ 5

ПРИНЦИП РОБОТИ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО ЛІЧИЛЬНИКА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

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

Структурну схему лічильника АЛЬФА подано на рисунку 5.1.

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

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

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

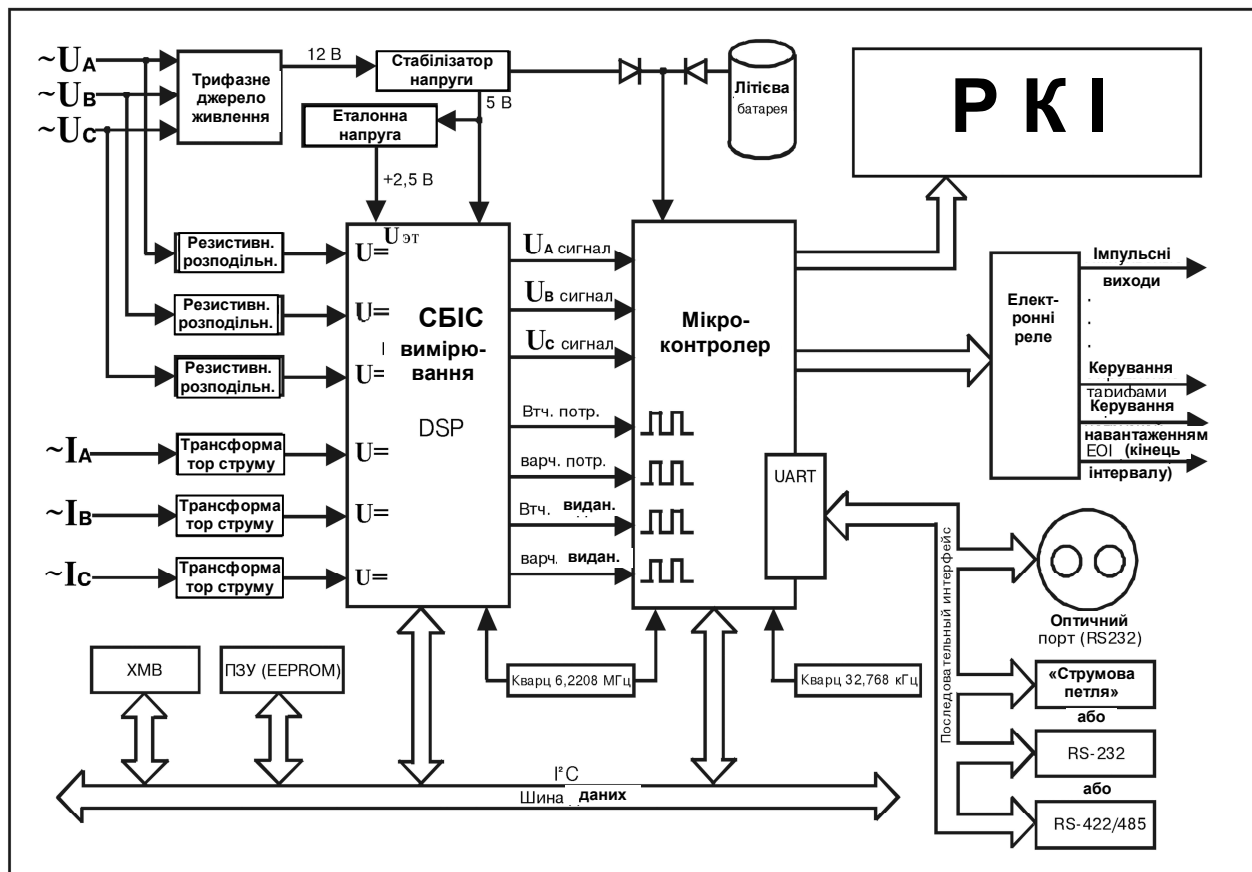


Рисунок 5.1 – Структурна схема лічильника АЛЬФА

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

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

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

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

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

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

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

Лічильник АЛЬФА трансформаторного включення працює в діапазоні струмів:

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

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

Лічильник АЛЬФА прямого включення працює в діапазоні струмів

$I_{\text{НОМ}} = 100 \text{ А}$ від 20 мА до 150 А.

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

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

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

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

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

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

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

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

ЛЕКЦІЯ 6

УСТРІЙ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО ЛІЧИЛЬНИКА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Лічильник АЛЬФА складається з трьох основних блоків: корпусу, електронного модуля і шасі.

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

Прозоре віконце вварене за допомогою ультразвуку в лицьову поверхню кришки. Віконце покрите твердим і стійким до зношування покриттям. Крізь віконце чітко помітні дані вимірів на дисплеї лічильника. Той самий корпус підходить до всіх типів лічильників АЛЬФА, що скорочує кількість комплектуючих деталей, спрощує збирання і наступну експлуатацію лічильників різних типів.

Модуль шасі включає основу, датчики струму, шини струму і напруги, сполучні кабелі ланцюгів струму й напруги з основною електронною платою. Шасі лічильника складається з високоміцної литої підстави, виготовленої з полікарбонатного пластику. До шасі кріпиться клемна колодка для підключення до силових ланцюгів струму і напруги.

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

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

Електронний блок містить:

- основну електронну плату, що здійснює функції виміру і реєстрації;
- дисплей лічильника на рідких кристалах для відображення вимірюваних величин та інших необхідних даних;
- елементи оптичного порту;

- зйомний щиток (шильдик) з позначенням типу лічильника;
- перемикачі режимів роботи дисплея.

В корпус лічильника вбудовують додаткові електронні плати, які значно розширюють функціональні можливості лічильника. Додаткові плати підключають до основної плати лічильника і одна за другою, за допомогою контактних клем.

Для відображення результатів вимірів у лічильнику АЛЬФА використовується рідкокристалічний дисплей (рис. 6.1).

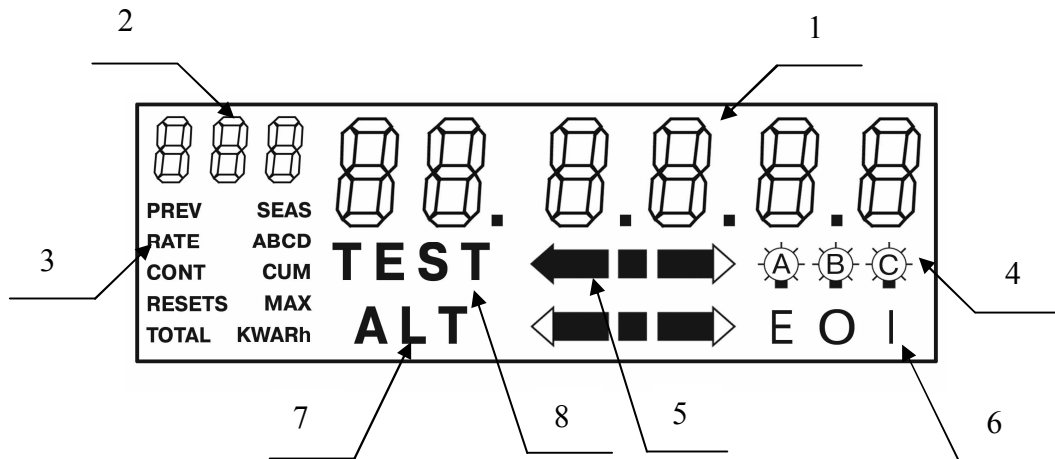


Рисунок 6.1 – Рідкокристалічний індикатор (РКІ) лічильника АЛЬФА

На дисплеї лічильника висотою 25 мм, по черзі з тривалістю від 1 до 15 секунд відображаються вимірювані параметри.

Послідовність і тривалість відображуваних параметрів визначається за допомогою програмного забезпечення. Можна запрограмувати для виводу на дисплей до 64 різних параметрів. РКІ функціонує і дозволяє здійснювати зчитування даних в температурних межах до мінус 40 градусів Цельсія. РКІ може зберігатися без пошкодження при температурах до мінус 55.

На дисплеї лічильника розташовані індикатори, що відображають відповідну інформацію:

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

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

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

Наприклад:

ABCD – букви вказують на тарифні зони;

CUM – сумарне значення максимальної потужності;

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

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

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

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

MAX k – значення максимальної потужності в кіловатах.

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

5. *Індикатори напрямку потоку енергії.* Шість оптичних індикаторів вказують напрямок активної (верхній ряд) і реактивної або повної енергії (нижній ряд), залежно від модифікації лічильника. Права стрілка мигає, коли енергія споживається з мережі. Ліва стрілка мигає, коли енергія видається в мережу (вказуючи зворотний потік енергії). Стрілки індикаторів мигають з частотою, пропорційною прикладеному навантаженню.

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

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

Нормальний режим роботи

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

- сумарне і за тарифними зонами споживання активної (kWh) і реактивної (kVARh) енергії;

- час і дата споживання максимальної потужності (k) за окремими тарифними зонами;

- поточний час, дата і т. д.

Допоміжний режим (ALT)

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

- кількість скидань показань лічильника;

- дата останнього зчитування;

- дата перепрограмування;

- час, дата і кількість перерв в подачі живлення;

- значення енергії і потужності за попередній період обліку та ін.

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

Режим тестування (TEST)

Використовують звичайно для перевірки лічильника.

Режим помилки

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

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

A1D – базовий лічильник АЛЬФА.

Лічильник призначений для виміру активної енергії і максимальної потужності.

A1T – багатотарифний лічильник АЛЬФА.

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

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

Має можливість виміру в двох варіантах:

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

2. Реактивна енергія і максимальна потужність в багатотарифному режимі і сумарній активній енергії без режиму багатотарифності.

Зміну варіанта вимірів виконують за допомогою програмного забезпечення EMFPLUS.

A1K – лічильник повної енергії. Він ідентичний до лічильника АЛЬФА типу *A1R*, за винятком того, що виконує вимір повної енергії і потужності замість реактивної.

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

Лічильник АЛЬФА має наступні додаткові функціональні можливості:

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

Додаткову плату А+ використовують для додання базовим типам лічильників *A1R*, *A1K* функцій виміру енергії і потужності в двох напрямках, а також зберігання даних графіка навантаження (до чотирьох каналів), у тому числі й для *A1T*. Плату А+ випускають в трьох модифікаціях: АТ, ОЛ, АЛ. При використанні плати А+ базові типи лічильників можуть бути модифіковані в наступні типи: *A1T-O*, *A1R-AO*, *A1R-OL*, *A1R-AL*, *A1K-AO*, *A1K-OL*, *A1K-AL* (буква L позначає наявність функції зберігання даних графіка навантаження, а буква А позначає функцію виміру енергії і потужності в двох напрямках).

A1T-L – багатотарифний лічильник активної енергії і максимальної потужності з записом графіка активного навантаження в пам'ять лічильника.

Конструкція лічильника ідентична до конструкції A1T, за винятком того, що дозволяє записувати дані за вимірюваною потужністю для кожного інтервалу усереднення. Ці дані може зчитувати підприємство щомісяця або на вимогу для забезпечення комплексного запису потужності за розрахунковий період відповідно до реального часу і дати.

A1R-L – багатотарифний лічильник активної і реактивної енергії, а також максимальної потужності з записом графіка активного навантаження в пам'ять лічильника.

Конструкція лічильника ідентична конструкції A1R, за винятком того, що дозволяє записувати дані за вимірюваній активній енергії для кожного інтервалу усереднення.

A1R-A – багатотарифний лічильник, що вимірює активну й реактивну енергію, а також максимальну потужність у двох напрямках.

Основні характеристики цього типу лічильника ідентичні до типа A1R, за винятком того, що даний лічильник має додаткову здатність проводити виміри в багатотарифному режимі активної і реактивної енергії в двох напрямках.

Лічильник може бути запрограмований на кожний з наступних наборів показань:

1. Одноквадрантні виміри в багатотарифному режимі активної і реактивної енергії і потужності:

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

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

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

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

- споживана активна енергія;
- видана активна енергія;
- реактивна енергія 1-го квадранту;
- реактивна енергія 2-го квадранту;
- реактивна енергія 3-го квадранту;
- реактивна енергія 4-го квадранту;

- реактивна потужність 1-го квадранту в момент максимального споживання активної потужності;
- реактивна потужність 1-го квадранту в момент максимального виробітку активної потужності;

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

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

В пам'ять можуть бути записані значення таких вимірюваних величин, як активна потужність в двох напрямках і реактивна потужність в двох напрямках.

Інтервали запису потужності можуть бути обрані з ряду 1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 хв. Глибина запису даних у пам'ять залежить від інтервалу часу, обраного для запису, й кількості використовуваних каналів. Наприклад, при 4-канальному записі з інтервалом усереднення 30 хв. дані накопичують протягом 20 днів; з інтервалом в 5 хв. – протягом 53 днів.

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

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

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

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

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

Основні характеристики лічильника ідентичні до типу A1K-A, за винятком того, що запис даних у пам'ять лічильника, зроблена лічильником A1K-A, здійснюється подібно до запису в лічильнику A1R-AL.

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

Лічильник АЛЬФА має наступні інтерфейси:

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

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

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

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

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

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

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

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

3. «Струмова петля».

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

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

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

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

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

4. Послідовний (цифровий) інтерфейс RS-485.

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

5. Оптичний порт зв'язку.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В конструкції лічильника забезпечено подвійне пломбування між кришкою й основою. Кришка лічильника опечатана пломбою заводу-виготовника при проведенні калібрування й тестування лічильника, а також пломбою Держстандарту при проведенні перевірки лічильників держповірителем.

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

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

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

Виявлена несправність викликає появу на дисплеї лічильника повідомлення про помилку.

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

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

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

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

ЛЕКЦІЯ 7

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 7.1. Для приклада взятий лічильник НІК 2303І АРК1Th 1283.



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 – оптипорт; 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

Рисунок 7.1 – Зовнішній вигляд багатотарифного лічильника НІК 2303І АРК1Th 1283

Лічильники виконані в пластмасовому корпусі, що складається із цоколя й прозорого кожуха. У цоколь встановлюється друкована плата, а також затискна плата із затискачами й датчиками струму. Затискна плата лічильників закривається кришкою затискачів. Цоколь і кожух лічильників з'єднуються пломбировочними 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.

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. 7.2).

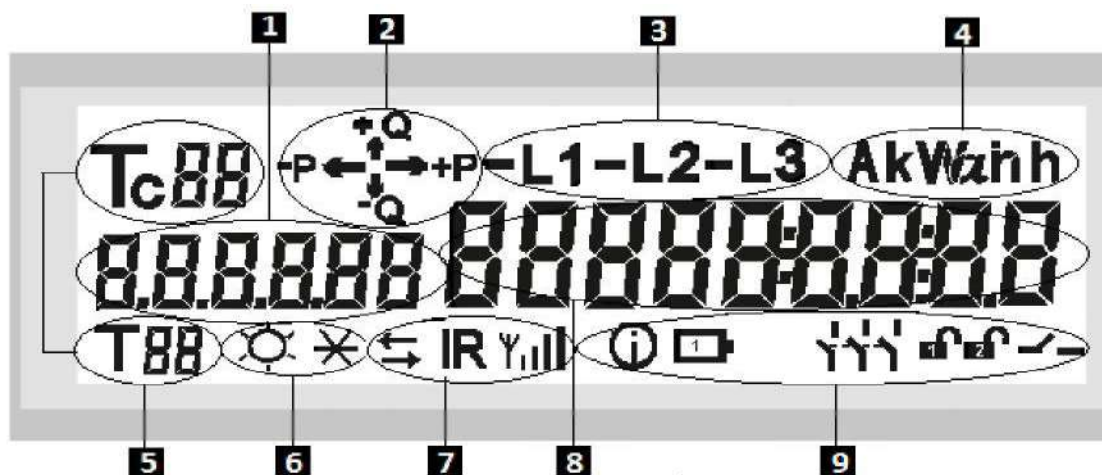


Рисунок 7.2 - Зовнішній вигляд РКІ

На рисунку символи мають таке призначення:

1 – ОБИС код параметра, що індикуюється;

2 – напрямок, вид вимірюваної енергії й квадрант кута:

« $\rightarrow +P$ » позитивна активна енергія (A+);

« $\leftarrow -P$ » негативна активна енергія (A-);

« $\nearrow +Q$ » позитивна індуктивна реактивна енергія (A+R+);

« $\nwarrow +Q$ » позитивна ємнісна реактивна енергія (A-R+);

« $\swarrow -Q$ » негативна індуктивна реактивна енергія (A-R-);

« $\searrow -Q$ » негативна ємнісна реактивна енергія (A+R-);

« $\rightarrow +P$ » сумарна позитивна реактивна енергія (R+);

« $\leftarrow -P$ » сумарна негативна реактивна енергія (R-);

3 – індикація параметрів по першій другій і третій фазі відповідно;

4 – одиниці виміру параметра, що індикуються:

«A» сила струму, A;

«V» напруга, V;

«k» активна потужність, кВт;

«kVar» реактивна потужність, кВар;

«k h» активна енергія в кВт-год; «kVarh» реактивна енергія в кВар-год;

«Z» частота мережі.

5 – індикація діючих в даний момент тарифу:

Tc88 тариф діючий у даний момент;

T88 тариф відповідний ОБИС коду, що висвітлюється на дисплеї.

6 – індикація літнього й зимового часу:

☀ літній час;

❄ зимовий час;

7 – індикація роботи з інтерфейсів:


↔ обмін даними по інтерфейсах;

IR обмін даними по оптопорту;


📶 обмін даними по GSM модему.

8 – відображення значення параметра, що індицирується;

9 – індикація різних станів при роботі лічильника:


 якщо сегмент світиться, у лічильнику відсутня параметризація;

 якщо сегмент світиться, батарейка живлення годин вимагає заміни;

 якщо сегмент світиться, розкритий кожух лічильника;

 якщо сегмент світиться, розкрита кришка затискачів лічильника;

 якщо розімкнуті контакти реле;

 якщо розімкнуті контакти реле відключення навантаження споживача.

На лицьовій панелі лічильників розташовані дві механічні кнопки «Вибір» і «Перегляд» (рис. 7.1), призначені для перемикавання 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:

1) нормально розімкнуті контакти з'єднуються під час активності обраного тарифу;

2) нормально розімкнуті контакти з'єднуються у дванадцятьох програмувальних інтервалах доби;

3) розмикаються на вимогу заданих порогів (по перевищенню напруги, струму, енергії);

4) 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 батарейку живлення 15 на рисунку 7.1. 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 літєвої батареї не використається. В екстремальних умовах, без напруги в мережі, годинники лічильника можуть працювати не менш 24 місяців.

Для живлення лічильників використається імпульсне джерело живлення, що перетворює випрямлену 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 ЕТ 3В 6Д 8 НІМР (рис. 7.3).



Рисунок 7.3 - Лічильник Елвін ЕТ 3В 6Д 8 НІМР

Область застосування 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.

Лічильник Елвін ЕТ 3В 6Д 8 НІМР 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 ET 3B 6D 8 HJMP має такі технічні характеристики:

- ☐ номінальний струм – 10 А;
- ☐ максимальний струм – 60 А;
- ☐ напруга – 380 В;
- ☐ фаза – трифазний;
- ☐ включення – пряме;
- ☐ частота мережі – $50 \pm 2,5$ 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 днів;
- комерційні (місяць) значення – 3 місяці;
- профіль навантаження (30 хв.) – 42 днів.

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 8

МІКРОПРОЦЕСОРНІ ЛІЧИЛЬНИКИ КОНЦЕРНА «ЕНЕРГОМЕРА»

Концерн «Енергомера» пропонує широкий спектр однофазних і трифазних лічильників електричної енергії, що забезпечують точний облік активної й реактивної електроенергії автономно або в складі інформаційно-вимірювальних систем. Лічильники електроенергії виробництва Концерну «Енергомера» забезпечують зберігання інформації про енергоспоживання в точці обліку й здійснюють двонаправлений обмін даними з використанням різних каналів зв'язку: PLC, радіо, GSM й інших. У лічильниках передбачена

наявність різноманітних програмно - апаратних опцій, наприклад, можливість підключення резервного джерела живлення, телеметричний вхід і вихід, реле сигналізації й керування навантаженням.

Лічильник СЕ 304 (рис. 8.1) є трифазним, універсальним приладом трансформаторного або безпосереднього включення (залежно від варіанта виконання) і призначений для виміру активної й реактивної електричної енергії, активної, реактивної й повної потужності, енергії втрат, частоти напруги, кута зсуву фаз, середньоквадратичні значення напруги й сили струму, коефіцієнтів перекручування синусоїдальності кривих напруги, коефіцієнтів n-х гармонійної складової напруги, коефіцієнта несиметрії напруг по зворотній послідовності, коефіцієнта несиметрії напруг по нульовій послідовності по трьох фазах у трифазних чотирьохпроводних ланцюгах змінного струму й організації багатотарифного обліку електроенергії. Вид вимірюваної енергії й потужності визначається конфігурацією лічильника.



Рисунок 8.1 - Зовнішній вигляд лічильника СЕ 304

Лічильник може використатися в автоматизованих інформаційно-вимірювальних системах комерційного обліку електроенергії (AIBC КОЕ) для передачі обмірюваних або обчислених параметрів на диспетчерський пункт по контролі, обліку й розподілу електричної енергії. Для побудови систем AIBC КОЕ можуть використатися інтерфейси (імпульсні виходи, EIA232, EIA485, GSM модем).

Результати вимірів виходять шляхом обробки й обчислення вхідних сигналів струму й напруги мікропроцесорною схемою основної плати лічильника. Установка додаткових плат, залежно від модифікації, дозволяє розширити можливості лічильника. Обмірювані дані й інша інформація відображаються на рідкокристалічному індикаторі.

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

Час зміни показань рахункового механізму відповідає вимогам.

Лічильник забезпечує, при наявності санкціонованого доступу, обнуління всіх енергетичних параметрів.

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

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

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

Лічильник дозволяє вимірювати 12 типів енергій (потужностей) роздільно по кожній фазі:

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

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

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

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

Лічильник виконаний у пластмасовому корпусі. Зовнішній вигляд лічильника представлений на рисунку 8.2.

Корпус лічильника в цілому складається з верхніх і нижньої частин, що сполучають по периметру, прозорого вікна й кришки затискної колодки, що знімається.

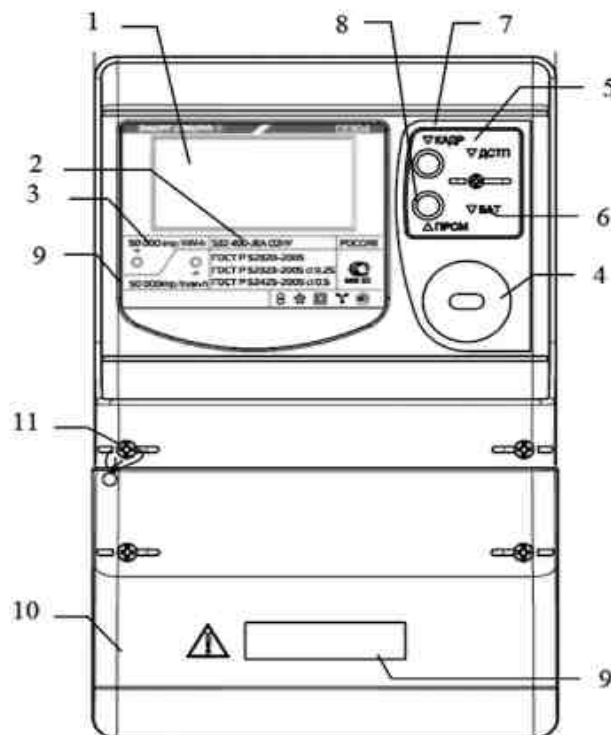
На лицьовій панелі лічильника розташовані:

- рідкокристалічний індикатор;

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

Для того, щоб одержати доступ до кнопки ДСТП (дозвіл програмування), необхідно видалити пломбу енергопостачальної організації, що встановила лічильник, і відкрити додаткову кришку.

Затискачі для приєднання лічильника до мережі, до джерела резервного живлення, до інтерфейсних ліній, до імпульсних входів і виходів, закриваються пластмасовою кришкою.



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

Рисунок 8.2 - Передня панель лічильника PE 304

У корпусі розташовуються:

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

Розглянемо принцип роботи лічильника PE 304.

Принцип роботи лічильника пояснюється структурною схемою, наведеної на рисунку 8.3.

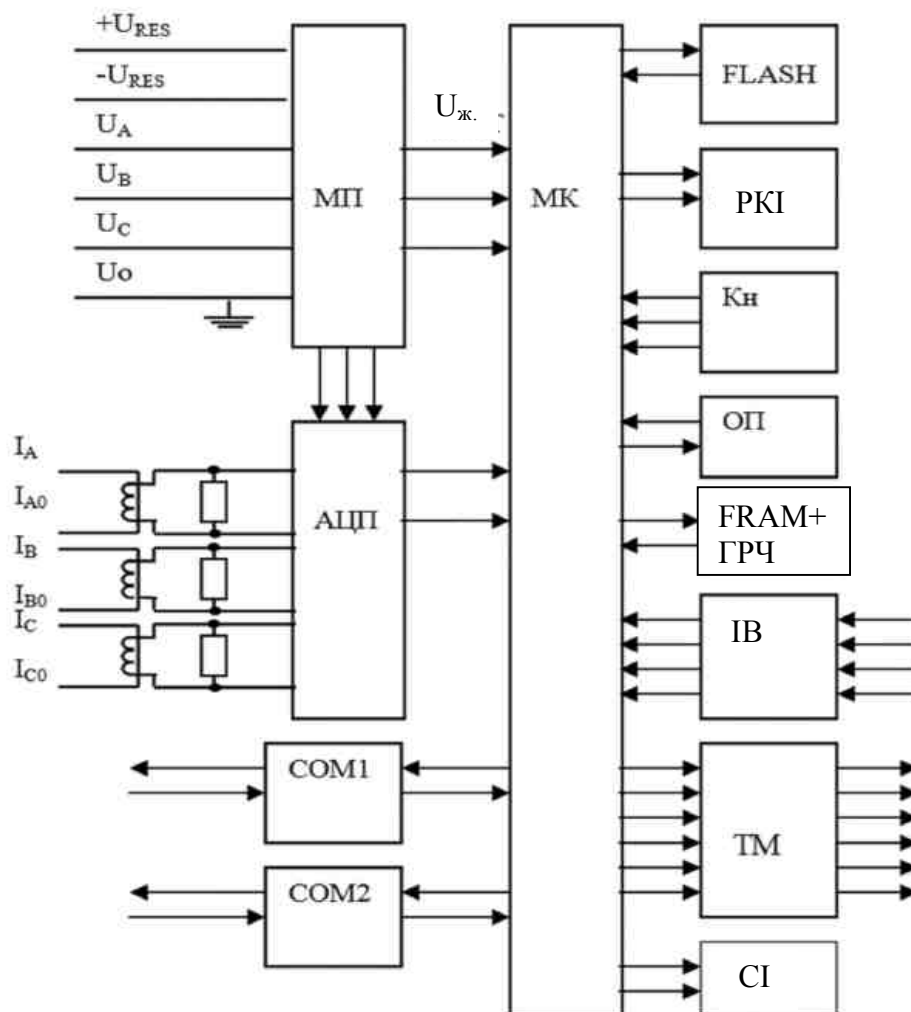


Рисунок 16 - Структурна схема лічильника PE 304

Основна плата лічильника.

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

Основні електронні елементи лічильника розташовані на одній друкованій платі:

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

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

Для узгодження фазних напруг з рівнями вхідних сигналів АЦП використовуються резистивні дільники.

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

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

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

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

Розподіл енергії по квадрантах наведено на рисунку 8.4.

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

- спожитої активної енергії (потужності), A_i , якщо вектор повної потужності фази перебуває в I або IV квадрантах;
- відпущеної активної енергії (потужності), A_e , якщо вектор повної потужності фази перебуває в II або в III квадрантах;
- реактивної енергії (потужності) R_1 (R_2 , R_3 , R_4), якщо вектор повної потужності фази перебуває у квадрантах I (II, III, IV) відповідно;

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

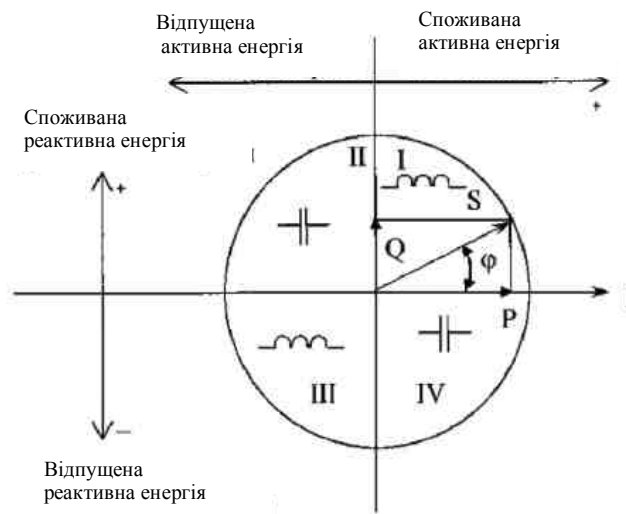


Рисунок 8.4 - Розподіл енергії по квадрантах

На основі обчислених енергій каналів обчислювача МК видає сигнали про енергоспоживання на імпульсні виходи (якщо вони сконфігуровані як виходи телеметрії), які можуть бути підключені до системи АСКОВЕ.

Всі необхідні дані для забезпечення схоронності результатів багатотарифних обчислень утримуються в енергонезалежній пам'яті FRAM, розташованій на основній платі лічильника. Ці дані включають:

- калібровані коефіцієнти;
- параметри конфігурації;
- параметри тарифікації;
- накопичувачі 6 каналів обліку по тарифах і сумарно;
- значення накопичувачів за поточний й 12 попередніх місяців 6 каналів обліку по тарифах і сумарно;
- значення накопичувачів за поточні й 45 попередньої доби 6 каналів обліку по тарифах і сумарно;
- максимальну потужність на заданому часі усереднення за поточний й 12 попередніх місяців 6 каналів обліку по тарифах;
- активні записи поточного часу усереднення профілів навантажень;
- журнали на 40 записів кожний з фіксацією дати й часу події:
 - а) результати самодіагностики;
 - б) програмування змінюваних параметрів;
 - в) виходу за допуск параметрів мережі.
- реєстратори по 3 записи кожний з фіксацією дати, часу й номера події.

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

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

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

Обмін даними одночасно через оптичний порт (або IrDA 1.0) і другий інтерфейс COM 2 (додатковий інтерфейсний модуль) неможливий.

Всі контакти інтерфейсів гальванічно ізольовані від інших ланцюгів на пробивну середньоквадратичну напругу 4 кВ.

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

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

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

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

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

Чотири виходи реалізовані на транзисторах з «відкритим» колектором і призначені для комутації напруги постійного струму. Номінальна напруга живлення (10 ± 2) В, максимально припустиме 24 В. Величина номінального струму, що комутирує, дорівнює (10 ± 1) мА, максимально припустима 30 мА. Всі чотири виходи можуть бути використані в якості основного передавального вихідного пристрою.

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

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

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

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

Всі імпульсні входи гальванічно ізольовані від інших ланцюгів на пробивну середньоквадратичну напругу 4 кВ.

Графічний РКІ з роздільною здатністю 133×64 точки, використовується для відображення обмірюваних і накопичених величин, допоміжних параметрів і повідомлень. Для зручності перегляду вся інформація, що виводиться, розділена на окремі групи. Кожна група може містити різне число параметрів.

Перегляд здійснюється користувачем за допомогою клавіатури (Кн).

Виведена на РКІ інформація наведена на рисунку 8.5.

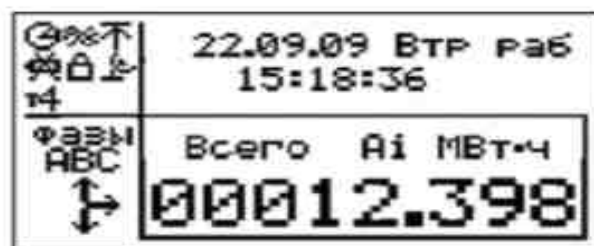


Рисунок 8.5 - Приклад виведеної на РКІ інформації

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

ЛЕКЦІЯ 9

МІКРОПРОЦЕСОРНІ ЛІЧИЛЬНИКИ ФІРМИ «ELSTER METRONICA»

Розглянемо сучасний високоточний лічильник електроенергії Альфа А1800 (рис. 9.1) – досконалий інструмент для комерційного й технічного обліку електроенергії, роботи в системах АІВС КОЕ й телемеханіки.

Багатофункціональний лічильник Альфа А1800 трансформаторного включення призначений для обліку активної й реактивної енергії й потужності в трифазних мережах змінного струму в режимі багатотарифності, зберігання обмірюваних даних у своїй пам'яті, а також передачі їх по цифрових й імпульсних каналах зв'язку на диспетчерський пункт по контролі, обліку й розподілу електроенергії.

Лічильник Альфа А1800 призначений для установки на перетоки, генерацію, високовольтні підстанції, у розподільні мережі й на промислові підприємства. Може використатися як датчик сигналів телевимірювань параметрів мережі.

Лічильник Альфа А1800 складається з вимірювальних датчиків напруги й струму, спеціалізованої ПВІС виміру й швидкодіючого мікроконтролера. Обмірювані величини й інші необхідні дані відображаються на рідкокристалічному індикаторі.



Рисунок 9.1 - Загальний вид лічильника Альфа A1800

Функціональні можливості лічильників Альфа A1800:

- вимір активної й реактивної енергії й потужності із класом точності 0,2S і 0,5S у режимі багатотарифності;
- вимір параметрів електромережі з нормованими похибками;
- фіксація максимальних потужностей навантаження із заданим усередненням;
- фіксація дати й часу максимальних потужностей для кожної тарифної зони;
- запис і зберігання даних графіків навантаження й графіків параметрів мережі в пам'яті лічильника;
- передача результатів вимірів по цифрових й імпульсних каналах зв'язку;
- автоматичний контроль мережі й сигналізація про вихід параметрів мережі за встановлені межі;
- облік втрат у силовому трансформаторі й лінії електропередачі;
- телевимірювання параметрів трифазної мережі з дискретністю 1 секунда.

Джерелом живлення для електронної частини системи є імпульсне джерело живлення, що дозволяє забезпечити широкий діапазон робочої напруги й конструктивно використати лічильник одного типу в ланцюгах різної напруги. У випадку відсутності основного живлення передбачене використання зовнішнього (додаткового) джерела живлення.

Мікропроцесорне виконання лічильника Альфа A1800 робить його програмувальним, що дозволяє використати лічильник із широким набором різноманітних функцій.

У лічильнику закладена можливість модернізації: за допомогою контактних рознімачів до основної материнської плати можуть бути підключені додаткові електронні плати пам'яті, інтерфейсів і керування іншими пристроями. Таким чином, можливо значно розширити функціональні можливості лічильника Альфа A1800.

Технічні характеристики лічильника Альфа A1800 подані в табл. 9.1.

Таблиця 9.1 - Технічні характеристики лічильника Альфа А1800

Технічні характеристики	
Найменування характеристики	Значення
Клас точності	
– по активній енергії	0,1S; 0,2S; 0,5S; 1; 2
– по реактивній енергії	0,2S; 0,5S; 1,0; 2,0
Номинальні напруги, В	3x57/100; 3x220/380; 3x127/220; 3x100; 3x380; 3x220±20%
Номинальні (максимальні) струми, А	1(2), 1 (10), 5 (10), 5(120)
Стартовий струм (чутливість), стосовно номінального	
– клас точності 0,1S; 0,2S й 0,5S	0,001 _{ном}
– клас точності 1	0,002 _{ном}
– клас точності 0,5S (прямого. вкл.)	0,002 _б
– клас точності 1 (прямого. вкл.)	0,004 _б
Номинальна частота мережі, Гц	47,4 – 52,5
Споживана потужність по ланцюгах напруги, Вт (ВА), не більше	2 (3,6)
Кількість тарифів	4 у добі, 4 типи днів тижня, 12 сезонів, літній і зимовий час
Погрішність ходу внутрішніх годин	± 0,5 с/добу
Робочий діапазон температур, °C	від –40 до +65
Відносна вологість (не конденсується), %	0...98...98
Запис графіків навантаження (енергія)	до 8
Запис параметрів мережі	2 набори по 16 величин з інтервалами різної тривалості
Тривалість інтервалів запису графіків навантаження й параметрів мережі, хв	1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60
Кількість збережених у пам'яті наборів попередніх	до 35
Кількість імпульсних каналів	до 4-х
Постійна лічильника по імпульсному виході, імп/кВт·год	від 100 до 40 000 (програмується)
Тривалість вихідних імпульсів, мс	від 10 до 255 (програмується)
Цифрові інтерфейси	RS–232, RS–485, Ethernet
Швидкість обміну інформацією при зв'язку з лічильником по цифрових інтерфейсах, бод	300 — 19 200 (програмується)
Самодіагностика лічильника	є
Ступінь захисту корпусу	IP–54
Захист від несанкціонованого доступу	паролі, апаратне блокування, контроль зняття кришки затискачів і кришки кожуха, журнал зміни програмної конфігурації лічильника
Маса, кг, не більше	2,0
Габарити, мм, не більше	307 x 170 x 89
Середній наробіток до відмови, ч, не менш	120 000
Міжповірочний інтервал, років	12
Термін служби, років, не менш	30

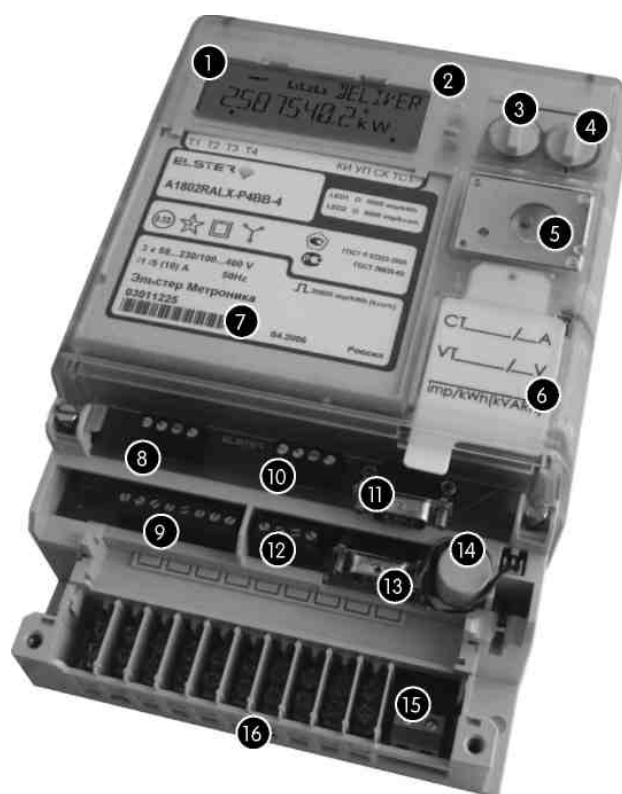
Передня панель лічильника представлена на рисунку 9.2.

Лічильник Альфа А1800 розміщена в міцному корпусі з полікарбонату, що забезпечує його надійний захист від ударів, механічних ушкоджень, а також від впливу зовнішнього середовища (води, пилу, піску) відповідно до вимог стандарту IP-54.

Лічильник складається з наступних основних частин:

- модуль шасі (підстава);
- електронний модуль;
- внутрішня кришка електронного модуля лічильника;
- кришка лічильника;
- кришка затискної плати.

Прозора кришка прикриває дисплей (PKI) і знімний щиток лічильника, кришка затискачів закриває затискну плату й виходи інтерфейсів. Кожна із кришок пломбується окремо.



1 – дисплей лічильника; 2 – світлодіоди; 3 – кнопка Alt (Альтернативний режим); 4 – кнопка Скидання; 5 – оптичний порт; 6 – додатковий знімний щиток; 7 – заводський щиток; 8 – імпульсний вихід; 9 – імпульсний вхід; 10 – додатковий комунікаційний порт Інтерфейс RS-485; 11 – додатковий комунікаційний порт Інтерфейс RS-232; 12 – основний комунікаційний порт Інтерфейс RS-485; 13 – основний комунікаційний порт Інтерфейс RS-232; 14 – літієва батарея; 15 – клеми додаткового живлення; 16 – затискачі вимірювальних ланцюгів.

Рисунок 9.2 – Передня панель лічильника Альфа А1800

Модуль шасі, виготовлений з полікарбонату, містить у собі підставу, у яку встановлені вимірювальні струмові трансформатори, сполучні кабелі струмових ланцюгів і ланцюгів напруги. До шасі кріпиться клемна коробка для

підключення вимірювальних ланцюгів, і є поглиблення для установки літєвої батареї. Також у модулі шасі встановлюються затискачі додаткового живлення.

На лицьовій панелі лічильника також розташовані дві кнопки. Кнопка ALT служить для переключення РКІ лічильника в альтернативний режим роботи, а кнопка СКИДАННЯ для скидання максимальної потужності. Кнопка СКИДАННЯ має отвір для установки пломби, що виключає натискання кнопки. Пломба може бути встановлена при вертикальному положенні ручки кнопки. Щоб натиснути на кнопку, необхідно повернути ручку кнопки в горизонтальне положення.

Перше натискання на кнопку ALT включає підсвітку РКІ. Друге натискання переводить дисплей в альтернативний режим.

Внутрішня кришка електронного модуля виконана з полікарбонату. У кришці закріплений дисплей, знімний щиток лічильника й додатковий знімний щиток споживача.

Кришка лічильника являє собою прозору полікарбонатну конструкцію, що з'єднується з модулем шасі внутрішніми засувками й кришкою, що кріпиться двома гвинтами із заводськими пломбами. У кришку вмонтовані кнопки ALT і СКИДАННЯ й металева пластина для кріплення до оптичного порту за допомогою магніту оптичного перетворювача.

Кришка затискачів кріпиться до модуля шасі двома гвинтами, на які можуть встановлюватися пломби. На внутрішній стороні кришки розміщені схеми підключення лічильника, цифрових інтерфейсів й імпульсних вихідних пристроїв.

У конструкції лічильника передбачені два датчики. Один з них спрацьовує при знятті кришки затискної плати; другий - при знятті кришки лічильника.

При знятті кришки затискної плати на РКІ лічильника з'являється трикутний індикатор над написом ОК, що світиться доти, поки кришка затискачів знята. При цьому в журналі подій фіксуються дата й час зняття кришки затискачів.

У журналі подій також фіксується дата й час зняття кришки лічильника.

Спрацьовування датчиків й, відповідно, запис у журналі подій факту зняття кожної із кришок відбувається й при відключеному живленні.

При знятті кришки затискачів спрацьовує датчик фіксації зняття кришки затискачів, що забезпечує реєстрацію події на індикаторі й у пам'яті лічильника

Оптичний порт, розташований на кришці лічильника, використовується для зв'язку лічильника Альфа А1800 з комп'ютером через оптичний перетворювач і служить для:

- заводського калібрування;
- програмування;
- метрологічної перевірки;
- зчитування даних.

Максимальна швидкість передачі інформації 19200 бод обмежена часом реакції оптичних елементів.

Перетворювач АЕ2 (оптичний кабель) являє собою пристрій зв'язку між оптичним портом лічильника й USB портом комп'ютера.

Довжина кабелю перетворювача становить 1,5 м. Живлення здійснюється безпосередньо від порту комп'ютера.

Лічильники Альфа А1800 мають наступні інтерфейси для обміну інформацією з іншими пристроями.

1. Електронні реле з оптичною розв'язкою.

Лічильники Альфа А1800 можуть мати у своєму составі до чотирьох імпульсних вихідних пристроїв (реле) з максимальною напругою до 230 В й максимальним навантаженням до 100 мА. Реле можуть живитися як від змінного, так і від постійної напруги.

Реле лічильника програмувальні й можуть виконувати наступні функції:

- імпульсного каналу по відповідній енергії (активна, реактивна, спожита й видана);
- реле керування навантаженням;
- реле моніторингу параметрів мережі;
- реле помилок і попереджень;
- реле перемикавання тарифів.

Наявність у лічильнику таких реле дозволяє включати лічильники Альфа А1800 до складу АСКОЕ на базі широко відомих класичних імпульсних систем ПЗПД.

2. Цифрові інтерфейси.

У випадку застосування цифрових інтерфейсів можливо більш повно використати всі функціональні можливості лічильника по одержанню даних про електроенергію й параметри мережі в режимі реального часу, вести контроль навантаження й одержувати сигнали про вихід параметрів мережі за встановлені межі.

Цифрові інтерфейси використовуються у випадках, коли потрібна підвищена вірогідність переданої інформації, оскільки протокол обміну передбачає видачу підтвердження правильності прийнятої або переданої інформації. Ця особливість дозволяє створювати надійні системи АСКОЕ, де лічильник Альфа А1800 є одним з головних елементів.

Використовуючи відкритий ефективний протокол ANSI, можна визначити не тільки дані про обмірювану енергію й потужність, але й різноманітну додаткову інформацію, таку як:

- час і дату початку відключення живлення або фази;
- час і дату закінчення перерви живлення або включення фази;
- наявність тарифних зон й їхній розподіл по добі;
- даних графіків навантаження;
- дані самодіагностики лічильника й т. д.

3. Два цифрових порти

Особливістю лічильника Альфа А1800 є наявність двох цифрових портів, що дає можливість одночасно робити зчитування даних з лічильника різними ПЗПД і використати один лічильник для роботи одночасно на дві системи АІВС (АСКОЕ).

Основний цифровий порт G, що має два інтерфейси RS-485 й RS-232 є присутнім завжди в базовій конфігурації лічильника. При цьому працювати одночасно можна тільки через один інтерфейс.

Для незалежної роботи через другий інтерфейс встановлюється додатковий цифровий порт, що розташовується на окремій платі, на якій можливо встановити або інтерфейс RS-485, або RS-232.

Інтерфейси RS-485 виводяться на клемну колодку, а RS-232 – на роз'єм DB9. У майбутньому передбачена можливість використання інтерфейсу Ethernet.

Інтерфейси RS-232 й RS-485 мають оптичну розв'язку на 4,0 кВ. Максимально допустима відстань від інтерфейсу RS-232 до підключення його до прийомного пристрою – не більше 15 м, для інтерфейсу RS-485 воно становить до 1,2 км.

4. GSM модем

Лічильник може бути укомплектований GSM модемом (рис. 9.3), що встановлюється на внутрішній стороні кришки затискачів.

Модем має інтерфейс RS-485, що дозволяє організувати опитування групи лічильників, використовуючи GSM канал. У комплект модему входить зовнішній адаптер живлення й антена. Модем підтримує функцію перезавантаження по внутрішньому таймері.



Рисунок 9.3 - GSM-модем

Для відображення обмірюваних величин й інших допоміжних даних у лічильнику Альфа А1800 використовується рідкокристалічний індикатор з підсвічуванням.

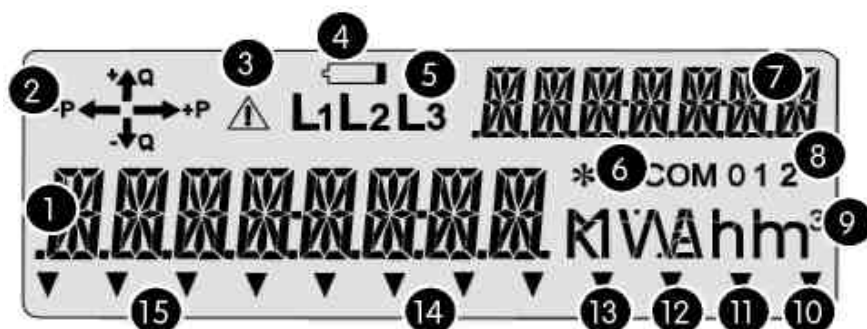
РКІ функціонує й дозволяє здійснювати зчитування в широкому діапазоні температур від -40°C до $+65^{\circ}\text{C}$.

Послідовність і тривалість відображуваних параметрів у всіх режимах здійснюється із заданим інтервалом, тривалістю від 1 до 15 секунд, і визначається за допомогою програмного забезпечення.

РКІ лічильника можна розділити на кілька зон, кожна з яких відображає певну інформацію.

Для відображення величин обмірюваних параметрів на РКІ лічильника використовуються вісім 16-сегментних індикаторів. З їхньою допомогою можна відображати різні символи або знаки, у тому числі й російською мовою.

Приклад відображення на РКІ активної потужності в кіловатах наведений на рисунку 9.4.



1 – основний індикатор; 2 – напрямок потоку енергії; 3 – індикатор попередження; 4 – розряд батареї; 5 – індикатори наявності фаз напруги; 6 – режим роботи дисплея; 7 – ідентифікатор відображуваних параметрів; 8 – індикатор активного порту; 9 – одиниці виміру відображуваних величин; 10 – індикатор режиму ТЕСТ; 11 – індикатор знятої кришки затискачів; 12 – режим компенсації втрат; 13 – закінчення інтервалу усереднення потужності; 14 – резерв; 15 – індикатори тарифів (Т1–Т4).

Рисунок 9.4 – Рідкокристалічний індикатор лічильника Альфа А1800

Для ідентифікації відображуваної величини можна використати як цифри, так і будь-які символи або слова, які задаються програмно (рис. 9.5). Допускається використання кирилиці.

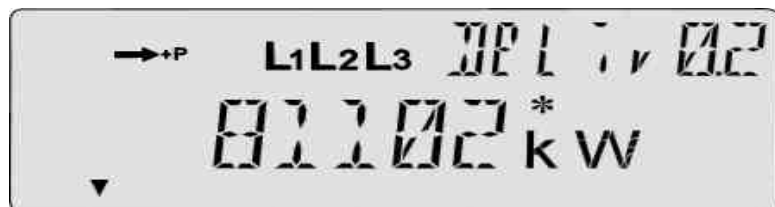


Рисунок 9.5 - Ідентифікатор параметра

С допомогою стрілочних індикаторів відображається потік напрямку енергії, вимірюваної лічильником (рис. 9.6).

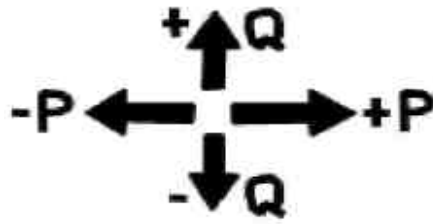


Рисунок 9.6 - Напрямок потоку енергії

Положення стрілок означає:

- + P – споживання активної енергії;
- P – видачу (реверс) активної енергії;
- + Q – споживання реактивної енергії;
- Q – видачу (реверс) реактивної енергії.

У випадку виникнення умов для попередження або виявленні збою на РКІ з'являється символ коду попередження. Одночасно із цим символом відображається код попередження або код збою.

Розряд батареї.

Даний індикатор світиться у випадку зниження рівня напруги літєвої батареї або при її відсутності.

Індикатори наявності фаз напруги.

Індикатори L1, L2, L3 указують на наявність напруги у фазах А, В и С відповідно. При нормальному рівні напруги індикатори світяться. У випадку відсутності напруги відповідний індикатор мигає

Альтернативний режим роботи дисплея

Індикатор * загоряється при натисканні на кнопку ALT і переходу РКІ в альтернативний режим роботи.

Індикатор активного порту

При здійсненні зв'язку з лічильником на РКІ відображається номер порту, по якому здійснюється доступ до лічильника.

0 – оптопорт.

2 – основний цифровий порт.

1 – додатковий цифровий порт.

Одиниці виміру відображуваних величин

Одночасно з відображенням обмірюваних параметрів на основному 8-розрядному індикаторі, у правому нижнім полі РКІ відображаються одиниці виміру цих параметрів.

Режим ТЕСТ

Індикатор мигає під час знаходження лічильника в режимі ТЕСТ.

Індикатор знятої кришки затискачів з'являється й світиться доти поки кришка затискачів знята.

Розглянемо структурну схему лічильника (рис. 9.7).

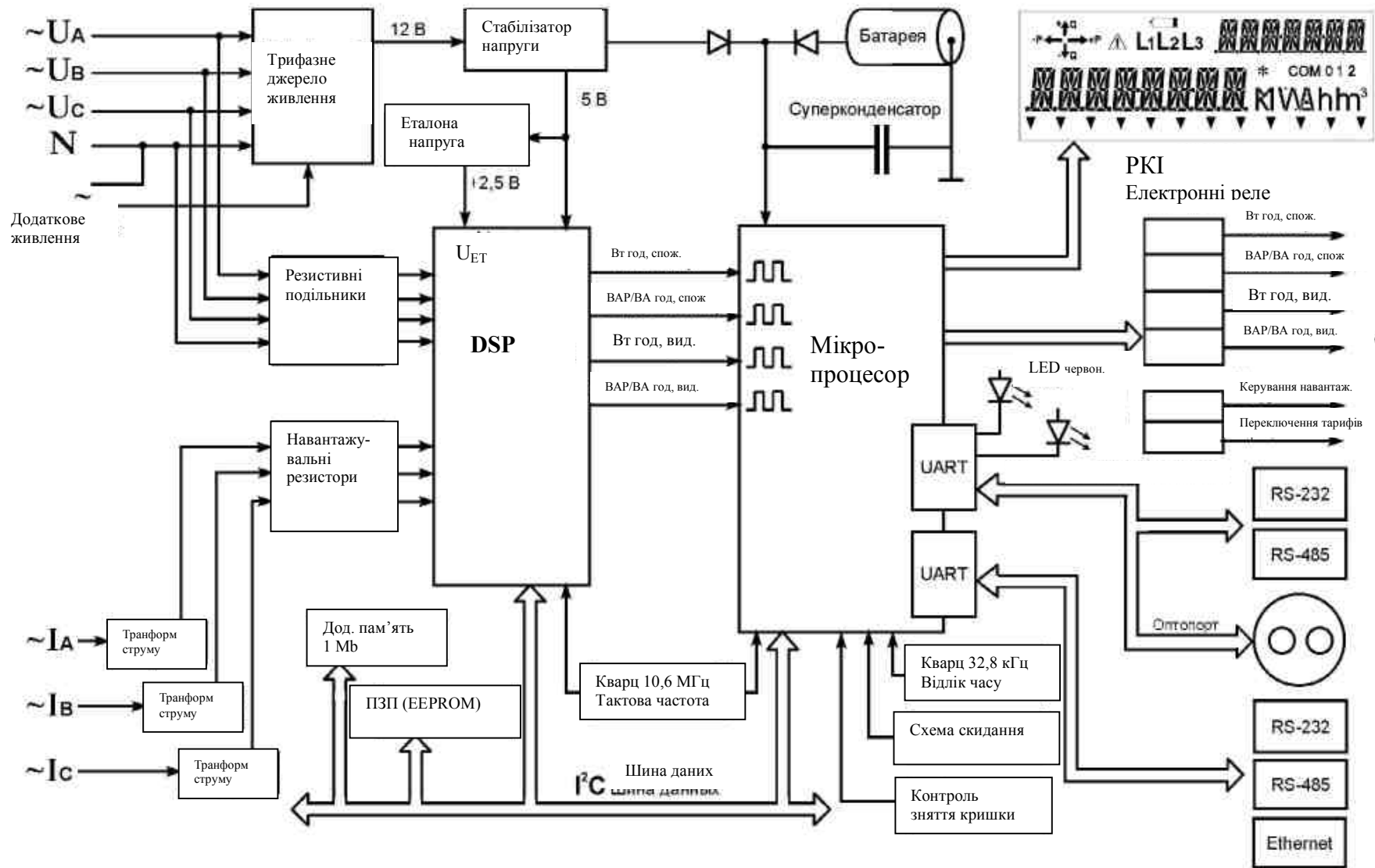


Рисунок 9.7 – Структурна схема лічильника

Електронний модуль складається з електронної плати, до якої підключаються рознімання струмових ланцюгів і ланцюгів напруги й плати додаткових інтерфейсів. Додаткова плата фіксується на електронному модулі спеціальними тримачами.

Основна електронна плата містить:

- джерело живлення;
- резистивні дільники напруги;
- спеціалізовану СБИС;
- мікроконтролер;
- енергонезалежний постійний запам'ятовувальний пристрій;
- кварцовий генератор тактової частоти мікропроцесора;
- кварцовий генератор годин;
- світлодіодні індикатори LED;
- елементи оптичного порту.

Первинний струм у лічильниках вимірюється за допомогою вимірювальних трансформаторів струму, що мають малу лінійну й кутову похибку у широкому діапазоні вимірів.

У ланцюзі трансформаторів токи встановлені шунтувальні резистори, сигнали з яких надходять на вхід вимірювальної мікросхеми DSP (Цифровий сигнальний процесор).

Вимірювана напруга кожної фази через високолінійні резистивні дільники подається безпосередньо на вимірювальну мікросхему.

Вимірювальна мікросхема (DSP) здійснює вибірки вхідних сигналів струмів і напруг по кожній фазі, використовуючи убудовані аналого-цифрові перетворювачі й виконує різні обчислення для одержання всіх необхідних величин. З виходів DSP на мікроконтролер надходять інтегровані за часом сигнали активної й реактивної енергії.

Мікроконтролер здійснює подальшу обробку отриманої від DSP інформації й нагромадження даних в енергонезалежній пам'яті (EEPROM). Також мікроконтролер здійснює керування відображенням інформації на РКІ, виводом даних по енергії на вихідні імпульсні пристрої й обміном по цифрових інтерфейсах.

Напруги подаються безпосередньо на основну плату лічильника через резистивні дільники, використовувані для узгодження рівнів вхідних сигналів з вимірювальної НВІС. Всі резистори - високоточні, металоплівкові з мінімальним температурним коефіцієнтом.

Первинний струм вимірюється за допомогою трансформаторів струму, спеціально розроблених відповідно до вимог до лічильника Альфа. Трансформатори струму мають незначну лінійну погрішність і тверді вимоги до кутової погрішності.

Під час перерв у подачі живлення всі ключові дані лічильника й дані про його конфігурації зберігаються в енергонезалежній пам'яті, що не руйнує, EEPROM обсягом 256 Кб, розташованої на основній платі лічильника.

Ці дані включають:

- конфігурацію лічильника;
- постійні (константи);

- активну енергію по тарифах і сумарно (kWh);
- реактивну енергію по тарифах і сумарно (kvarh);
- попередні дані по тарифах;
- кількість скидань максимальних значень потужності;
- кількість перерв живлення;
- кількість зв'язків з лічильником, що приводили до зміни яких-небудь даних (конфігурації);
- дані графіка навантаження.

Безперервний час календаря

Для рахунку часу календаря використовується кварцовий генератор. Його точність становить $\pm 0,5$ с/добу.

Час у лічильнику може автоматично коректуватися під час зчитування інформації за допомогою комп'ютера.

Для збільшення надійності роботи лічильника, живлення лічильника є чотирьохрівневим.

Перший рівень забезпечує імпульсне джерело живлення, що дає на своєму виході $+12\text{ В} \pm 10\%$ у широкому діапазоні зміни вхідної напруги.

Для забезпечення заданої стабільності $\pm 1\%$, використовується лінійний стабілізатор (другий рівень) з вихідною напругою $+5\text{ В}$, від якого живиться вся електроніка лічильника.

У випадку, якщо зникло основне живлення, для збереження даних в ОЗП й забезпечення ходу годин календаря використовується літієва батарея (третій рівень) з номінальною напругою $+3,6\text{ В}$.

Для того, щоб запобігти розряду літієвої батареї при короткочасних перервах живлення, використовується суперконденсатор (четвертий рівень), що протягом 5...7 годин забезпечує живлення ОЗП й хід годин календаря лічильника.

Після того, як напруга суперконденсатора знизилася до $3,6\text{ МВ}$, у роботу вступає літієва батарея. Літієва батарея в режимі постійного розряду (відсутність основного живлення) забезпечує схоронність накопичених лічильником даних протягом 2...5 років, залежно від температури й вологості навколишнього середовища.

Установка в лічильник плати додаткового живлення дозволяє при відсутності напруги у всіх трьох фазах вимірюваної мережі зчитувати дані з лічильника, підключивши зовнішнє джерело живлення змінний або постійний токи напругою від 57 до 240 МВ.

Лічильник Альфа А1800 може бути запрограмований на вимір енергії й максимальної потужності по вторинній або первинній стороні вимірювальних трансформаторів.

Якщо лічильник здійснює вимір по первинній стороні, то дані по енергії, потужності й параметрам мережі помножаються на коефіцієнти трансформації трансформаторів струму й напруги. Якщо ж лічильник запрограмований на вимір по вторинній стороні, то коефіцієнти трансформації трансформаторів струму й напруги не використовуються.

Лічильник може бути запрограмований на вимір потужності споживання одним з наступних способів.

Максимальна потужність із фіксованим інтервалом часу усереднення.

Фіксований інтервал часу усереднення потужності в лічильниках для комерційного обліку програмується рівним 30 хвилинам.

У випадку застосування лічильника, як елемента технологічного циклу, цей час може бути обрано в діапазоні від 1 до 30 хвилин таким чином, щоб цифра 30 ділилася на обраний інтервал усереднення максимальної потужності (1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 хв.).

Максимальна активна потужність визначається по інтервальним даним потужності з моменту останнього скидання максимальної потужності. Максимальна потужність обчислюється шляхом порівняння значень потужності, обмірюваних на кожному інтервалі часу усереднення, і записаного на згадку лічильника того значення потужності, що є максимальним на сучасний момент часу.

Лічильник Альфа А1800 може враховувати енергію й максимальну потужність як в однотарифному, так й у багатотарифному режимах. Для реалізації багатотарифного режиму можуть бути використані:

- до 4-х тарифних зон у добі;
- до 4-х типів днів;
- до 12-ти сезонів;
- незалежні тарифи для енергії й потужності.

ЛЕКЦІЯ 10

МІКРОПРОЦЕСОРНІ ЛІЧИЛЬНИКИ ФІРМИ «LANDIS & GYR» ТА «ITRON»

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 10.1. На рисунку введені наступні позначення: ВЕ – вимірювальний елемент; Ф – фазоздвигачуючий 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.

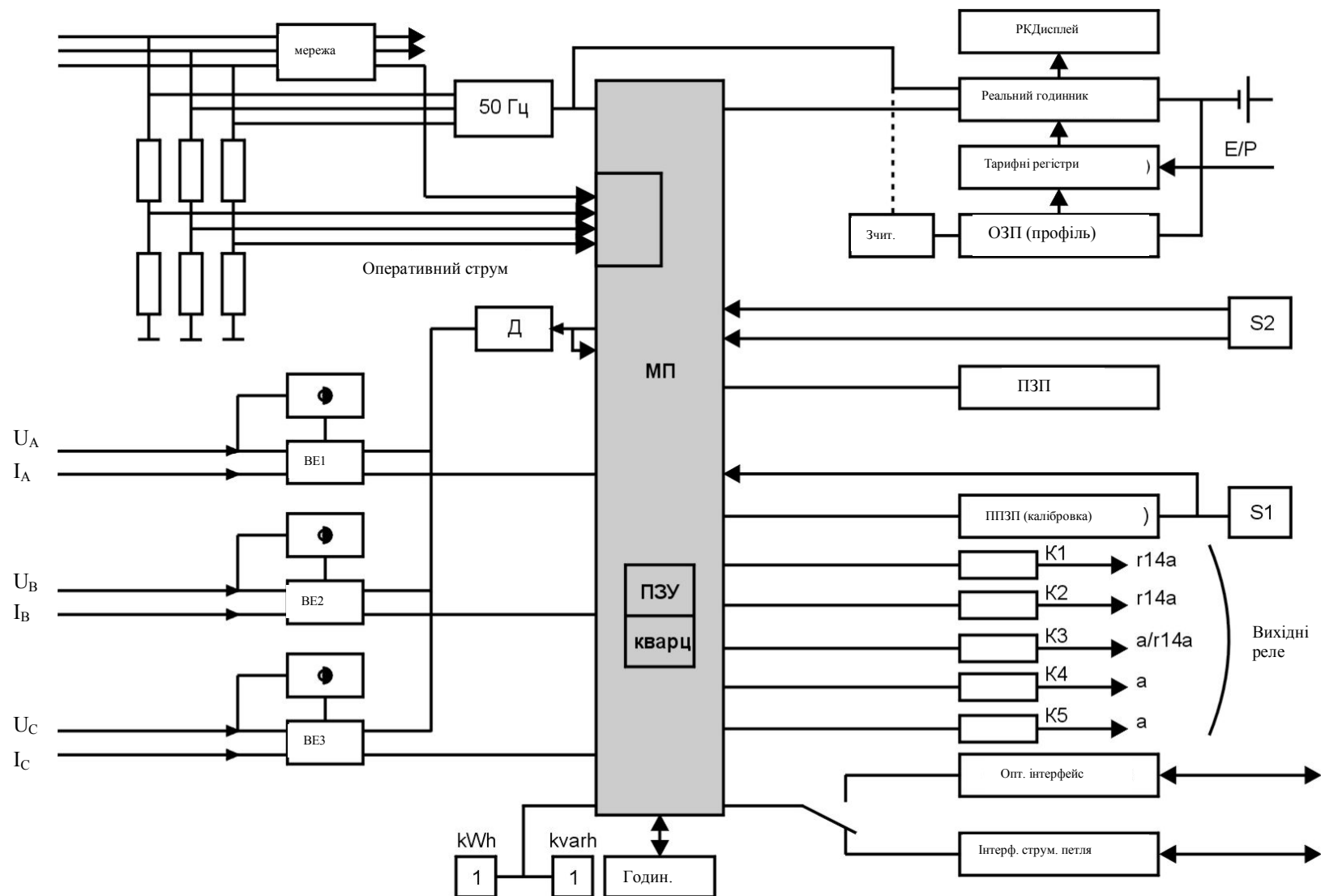


Рисунок 10.1 – Функціональна схема базового електронного лічильника фірми Siemens

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 держпривітеля.

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 настроювання на необхідну робочу напругу в діапазоні номінальних напруг від 3x54 В до 3x240/415 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'ятих 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.

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

ЛЕКЦІЯ 11

АНАЛІЗАТОРИ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Поступовий розвиток середовища перебування людини, насичення його виробничої і побутової сфер приладами й пристроями, що використовують з тією чи іншою метою електричну енергію, висуває до якості електричної енергії особливі вимоги. Усвідомлення цього факту стало причиною виникнення вимог до якості електричної енергії, що були оформлені у вигляді міждержавного стандарту ДСТ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення». Відповідно до цього

документа встановлені два види норм якості електроенергії: нормально припустимі й гранично припустимі.

Показниками якості електроенергії встановлені наступні величини:

1. Відхилення напруги.
2. Коливання напруги, що характеризуються наступними показниками:
 - розмахом зміни напруги;
 - дозою флікера.
3. Несинусоїдальність напруги, що характеризується наступними показниками:
 - коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги;
 - коефіцієнтом n – ої гармонійної складової напруги.
4. Несиметрія напруг, що характеризується наступними показниками:
 - коефіцієнтом несиметрії напруг за зворотною послідовністю;
 - коефіцієнтом несиметрії напруг за нульовою послідовністю.
5. Відхилення частоти, що характеризується показником відхилення частоти.
6. Провал напруги, що характеризується тривалістю провалу.
7. Імпульс напруги, що характеризується показником імпульсної напруги.
8. Тимчасова перенапруга, що характеризується показником коефіцієнта тимчасової перенапруги.

Визначення показників якості електроенергії стає додатковою технічною характеристикою сучасних електронних лічильників електричної енергії. Однак ці функції були додані до їхньої основної функції – обліку. Розглянемо лічильник електроенергії, функціональні можливості якого розширені для забезпечення аудита якості електроенергії.

Лічильник ION 8500 є спільною розробкою концерну АББ і канадської компанії Power Measurement. Цей лічильник має потужну мікропроцесорну систему, збільшену пам'ять до 4 МГб для зберігання до 320 обмірюваних параметрів, два цифрових інтерфейси для одночасного доступу до лічильника з двох різних місць, гнучку тарифну систему і відповідає всім вимогам сучасного ринку електроенергії.

Лічильники ION 8500 мають клас точності 0,2S, вимірюють енергію і потужність в двох напрямках, вимірюють вищі гармоніки до 63 включно, вимірюють струм в нульовому проводі і проводять розрахунки для компенсації втрат в трансформаторі. Вони відповідають вимогам ДСТ 13109-97 і можуть використатися не тільки з метою обліку електроенергії, але й з метою аудита якості електроенергії.

Лічильники цієї серії дозволяють аналізувати всі (крім флікера) параметри якості електроенергії і роботи мережі. Лічильники ION є інтелектуальним приладом нового покоління, які не тільки аналізують параметри електроенергії, але й контролюють їх, а також сигналізують про всі зміни й відхилення параметрів мережі від нормальних.

Лічильники ION 8500 можна використовувати також і як аварійний осцилограф з розв'язною здатністю до 160 мкс для фіксації (запису) параметрів під час аварії. Причому параметр, за яким відбувається запис у пам'ять

аварійних процесів, може вибиратися з 320 параметрів.

ТОВ «ПАРМА» (м. Санкт-Петербург, Росія) розробило реєстратор параметрів електроенергії «ПАРМА РК 3.01».

«ПАРМА РК 3.01» установлюється на межі балансової приналежності енергопостачальної організації і споживача.

Область застосування приладу:

- контроль параметрів електричної енергії на підприємствах промисловості й енергооб'єктах з метою оптимізації режимів і графіків енергоспоживання (енергоаудит);

- обов'язкова сертифікація електроенергії, що генерується, і споживаної громадянами;

- експертизи якості електроенергії, пов'язані з можливими позовами за договорами енергопостачання.

Прилад призначений для автоматизації комерційного і технічного контролю показників якості електричної енергії (ПЯЕ) за ДСТ 13109-97 в однофазній і трифазній електричній мережах, з класами напруг 380 В при безпосередньому вимірі, і від 6 кВ і вище при використанні вторинних вимірювальних трансформаторів напруги.

«ПАРМА РК 3.01» підтримує тривале зберігання обробленої інформації (до 10 років), що дозволяє його застосування на віддалених об'єктах, що не обслуговуються.

Похибка виміру основних параметрів якості електроенергії (абсолютна Δ , відносна δ):

- сталі відхилення напруги $\delta = \pm 0,2 \%$;

- тривалість провалу напруги $\Delta = \pm 0,01$ с;

- коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю $\Delta = \pm 0,3 \%$;

- коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю $\Delta = \pm 0,5 \%$;

- коефіцієнт тимчасової перенапруги до 1,3 $U_{ном}$, $\Delta = \pm 2,2$ В;

- відхилення частоти $\Delta = \pm 0,02$ Гц;

- коефіцієнт n – ой гармонійної складової напруги $\Delta = \pm 0,05 \%$ при $K < 1\%$, $\delta = \pm 5 \%$ при $K > 1 \%$.

Прилад підтримує наступні сервісні функції:

- роздільні ізольовані входи для кожного каналу, що дозволяє реєструвати напругу від різних систем одночасно;

- можливість виміру параметрів напруг в однофазній і трифазній (трьох – і чотирьохпровідних) електричних мережах;

- графічний РКІ 128x64 точки, функціональна клавіатура;

- багатоступінчасте меню, відображення на РКІ вимірюваних і розрахункових величин, що характеризують поточні показники якості електричної енергії;

- можливість підключення принтера для роздрукування протоколу результатів вимірів;

- можливість зв'язку з ПК через паралельний/ послідовний інтерфейс для конфігурування приладу і зчитування накопиченої статистичної інформації, а також вбудовування в системи АСКТП і АСКОЕ;

– завдання користувачем декількох (до чотирьох) часових інтервалів протягом доби й астрономічного часу початку і закінчення кожного тимчасового інтервалу;

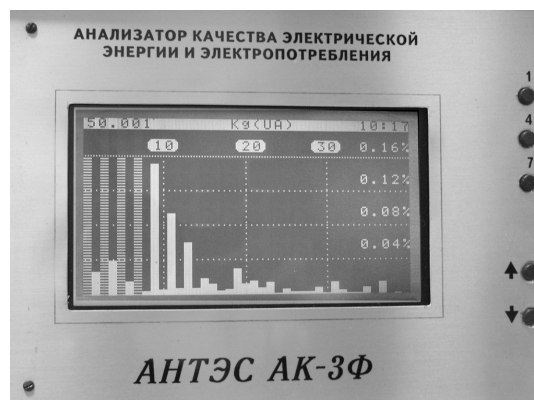
– уведення користувачем декількох (для кожного часового інтервалу) наборів нормально й гранично допустимих відхилень ПЯЕ і номінальних значень вхідних сигналів;

– багаторівневе розмежування прав доступу і конфігурування приладу.

До найбільш перспективних вітчизняних аналізаторів якості електричної енергії належить аналізатор напруг і струмів в електричних мережах «АНТЭС АК– 3Ф» (рис. 11.1).



а



б

Рисунок 11.1 – Аналізатор напруг і струмів в електричних мережах «АНТЭС АК– 3Ф»: а – загальний вигляд; б – дисплей

Аналізатор напруг і струмів в електричних мережах «АНТЭС АК-3Ф» є автоматизованим багатоцільовим приладом. Він призначений:

– для виміру і аналізу електроспоживання;

– для виміру і аналізу показників якості електроенергії (ПЯЕ), встановлених ДСТ 13.109-97;

– для виявлення джерел погіршення ПЯЕ;

– для виконання функцій вольтамперфазометра.

Для електроживлення «АНТЭС АК-3Ф» використовують живильну мережу напругою 220 В і частотою 50 Гц, при цьому максимальна споживана потужність становить близько 7 Вт.

Прилад виконаний в корпусі, на передній панелі якої розташовані дисплей, клавіатура, інтерфейс рознімання USB і тумблер ввімкнення. На задній панелі розташовані клемні колодки для підключення вимірюваних напруг 100/220 В, струмів $I_{\text{ном}} = 5 \text{ В}$, струмовимірювальних клещів

$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$, а також клем заземлення. Аналізатор є переносним приладом і укомплектований сумкою з ременем, призначеною для його перенесення і зберігання аксесуарів.

Приведення діапазону виміру до первинних ланцюгів виробляється шляхом множення діапазону на відповідні коефіцієнти трансформації вимірювальних трансформаторів струму й напруги. При відображенні вимірюваних величин одиниці виміри автоматично настроюються на використовувані вимірювальні трансформатори.

Структурну схему приладу представлено на рисунку 11.2. Прилад складається з входних пристроїв ВП1, ВП2, аналого-цифрових перетворювачів АЦП1, АЦП2, блоку обробки інформації БОІ, засобу відображення ЗВ, інтерфейсу ІС і клавіатури.

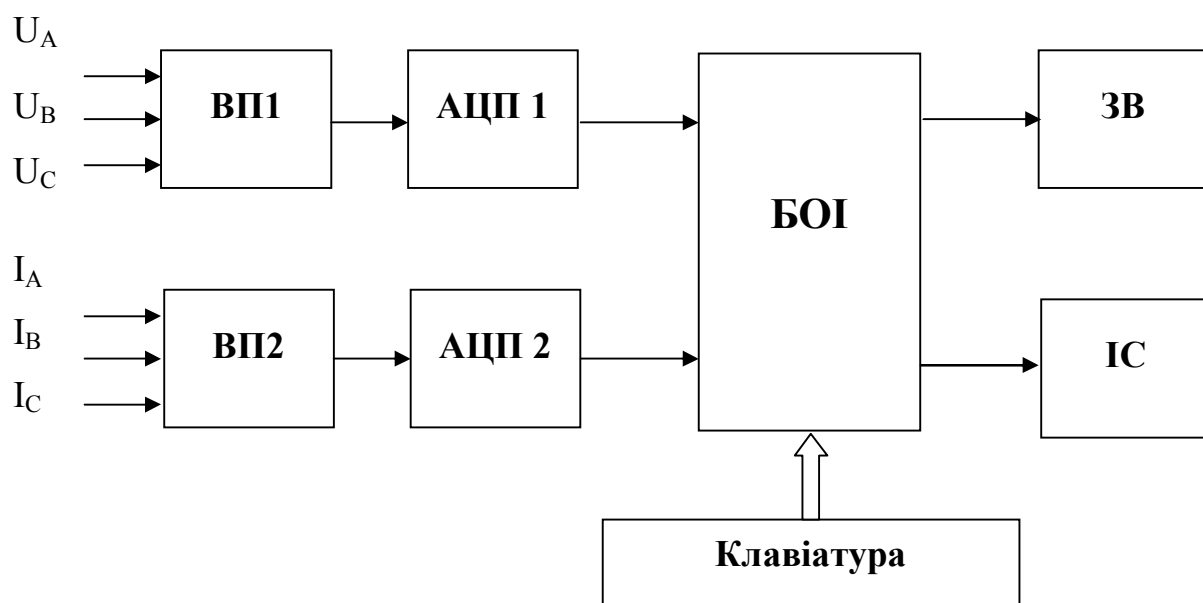


Рисунок 11.2 – Структурна схема приладу «АНТЭС АК-3Ф»

Вимірювані напруги і струми надходять на входні пристрої ВП1 і ВП2 відповідно, що здійснюють гальванічну розв'язку високовольтних і низьковольтних ланцюгів і роблять масштабування вхідного сигналу.

Крім того, на ВП1 і ВП2 встановлений мультиплексор, що по черзі підключає аналогові сигнали, що відповідають напрузі і струму кожної фази до входів аналого-цифрових перетворювачів АЦП1 і АЦП2 відповідно.

Блок обробки інформації здійснює обробку і зберігання отриманої інформації від АЦП1 і АЦП2 відповідно до програм, збережених в його пам'яті. Вимір всіх параметрів здійснюється безупинно протягом усього циклу контролю.

Поточні і кінцеві значення вимірюваних величин виводяться на засоби відображення (ЗВ), за допомогою інтерфейсу (ІС) типу USB здійснюється вивід результатів виміру на зовнішній ПК.

Клавіатуру використовують для керування приладом при настроюванні й перегляді результатів вимірів.

Прилад забезпечує обробку вхідних сигналів (струм, напруга), перетворених в цифровий код, за спеціалізованими програмами розрахунку вимірюваних величин, заснованих на ДПФ.

Алгоритми програм забезпечують розрахунок вимірюваних величин за формулами, установленими ДСТ 13109 – 97. Методи і алгоритми обробки вхідних сигналів відповідають загальноприйнятим або спеціально розробленим з метою виміру ПЯЕ.

Оцінку допустимості обмірюваних ПЯЕ в порівнянні з їхніми нормованими значеннями здійснюють за ДСТ 13109-97, тобто за зіставленню границь 95 – процентної ймовірності обмірюваних значень з нормально допустимими значеннями, а також за відносним часом (T_1 та T_2) перевищення допустимих значень. Нормативні значення ПЯЕ, крім відхилень напруги, вводять в прилад, як його уставки, програмно і зміні в оперативному порядку не підлягають.

ЛЕКЦІЯ 12

КАНАЛИ ПЕРЕДАЧІ ДАНИХ

Визначення терміна «канал передачі даних» сформульований у документі «Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку» [2] у такий спосіб: «Комплекс технічних і програмних засобів, що забезпечують передачу цифрової інформації різними середовищами:

- ☐ оптоволокна;
- ☐ вита пара;
- ☐ телефонна/телеграфна мережа;
- ☐ радіо;
- ☐ розподільчі мережі 0.4...35 кВ.

Умовно вони поділяються на:

- ☐ низькошвидкісні 50...1200 бод;
- ☐ середньошвидкісні 1200...9600 бод;
- ☐ високошвидкісні вище 9600 бод.»

Волоконно - оптичні лінії зв'язку (ВОЛЗ) забезпечують найбільш надійний й якісний зв'язок, однак капітальні витрати на їхнє впровадження дуже великі. Тому поки доцільно їх застосовувати на тих рівнях АСКОЕ, де передаються більші обсяги інформації на маленькі відстані.

Кручена пара й коаксіальний кабель використовуються значно частіше, вартість їхньої прокладки нижче, ніж ВОЛЗ, однак їхнє застосування обмежене територіально. Крім того, вони слабо захищені від несанкціонованого доступу.

Широке впровадження каналів передачі даних на основі кручений пари й коаксіального кабелю викличе необхідність значних експлуатаційних витрат при їхній обмеженій продуктивності.

Телефонна й телеграфна мережі давно використовуються для передачі інформації в АСКОЕ. Якість зв'язку істотно залежить від стану телефонних мереж. Як показує досвід експлуатації систем обліку, що використовують

телефонні мережі загального користування на території України, вірогідність одержуваної інформації не відповідає висунутим вимогам. Крім того, ці мережі не належать електропостачальним організаціям і користування ними приводить до додаткових витрат.

Радіозв'язок й у тому числі стільниковий зв'язок є досить перспективними каналами передачі даних. На їхній основі будуються системи обліку споживання електричної енергії в багатьох країнах Західної Європи. Однак це ефірні канали, отже, можливий несанкціонований доступ до інформації. Смути частот, виділені для цих каналів зв'язку, обмежені, а компанії, що надають послугу по їхній оренді, як правило, не є власністю електропостачальних організацій.

Тому в умовах енергоринку України найбільш перспективною є передача даних по розподільних мережах 0,4...35 кВ. Ці мережі є власністю підприємств енергетики й можуть бути використані для створення каналів передачі даних.

Розглянемо досвід створення й експлуатації таких каналів зв'язку компанією Ельстер Метроника.

Ельстер Метроника пропонує рішення в області організації каналів зв'язку по високовольтних лініях (ПЛ) 110...115 кВ. Устаткування ВЧ зв'язку серії ETL500 є найсучаснішим в усім світі (рис. 12.1).

Високовольтні лінії електропередач (ПЛ) протягом багатьох лет використовуються в енергосистемах для передачі інформації на високих частотах (ВЧ). ВЧ зв'язок залишається одним із самих надійних способів зв'язку, використовуваних для керування об'єктами електроенергетичних систем й устаткуванням релейного захисту (РЗ) і протиаварійної автоматики (ПА). ВЧ зв'язок по ПЛ дотепер залишається самим економічно вигідним видом зв'язку при передачі невеликої кількості даних на більші відстані.

ПЛ належать енергосистемам й являють собою готову інфраструктуру для організації ліній зв'язку. Це відповідає рекомендаціям, зробленим у документі «Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку» [2], де сказано: «Для передачі даних можливе сумісне використання каналів зв'язку автоматизованими системами обліку та іншими системами з метою резервування та зменшення витрат на устаткування».

Існуючі системи ВЧ зв'язку не можуть бути відразу й повністю замінені системами оптичного зв'язку через відносно високу вартість останніх, котра пропорційна відстані між вузлами зв'язку. Навпаки, багато існуючі ВЧ мереж будуть розширюватися. ВЧ зв'язок продовжує відігравати важливу роль у якості основного або резервного середовища для передачі даних АСКОВЕ й команд РЗ і ПА.

На сьогоднішній день на міжнародному ринку ВЧ зв'язку існує три типи встаткування: аналогове, цифро-аналогове й цифрове. На відміну від перших двох типів, цифрове встаткування використовує 100 % цифрову обробку сигналу. Важливим фактором при визначенні стійкості й надійності встаткування ВЧ зв'язку є також кількість використовуваних перетворень сигналу (трактів ПЧ).

ETL500 - це повністю цифрове встаткування, побудоване на сучасній елементній базі з використанням потужних цифрових сигнальних процесорів.

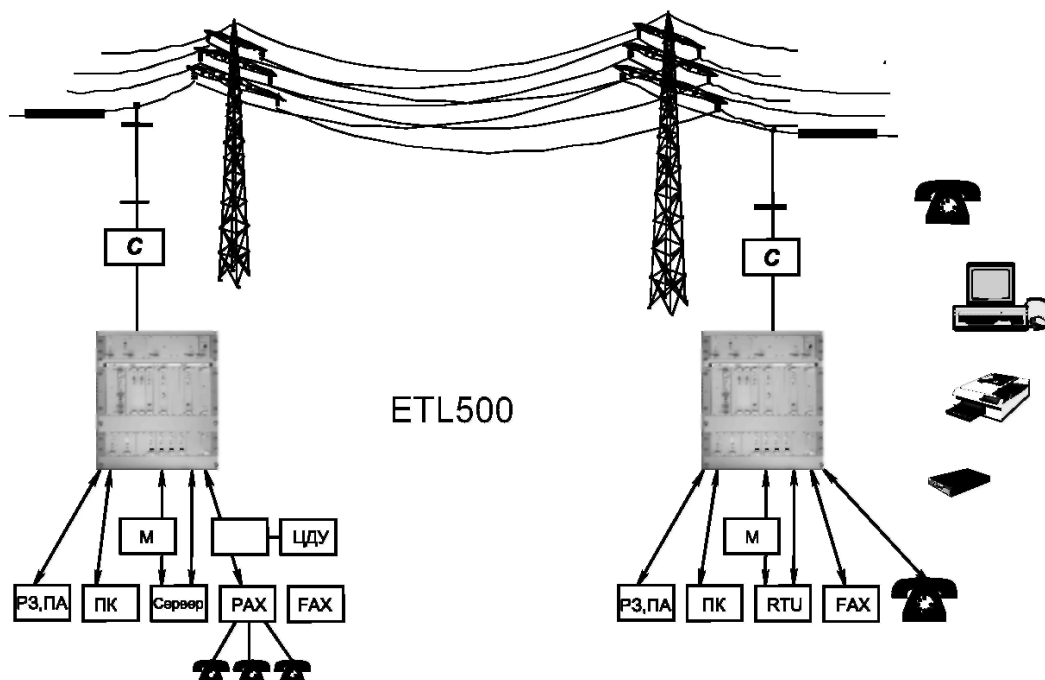


Рисунок 12.1 - Організація каналів зв'язку по високовольтних лініях

Короткі технічні характеристики серії ETL500 наведені в табл. 12.1.

Таблиця 12.1 – Короткі технічні характеристики встаткування ВЧ зв'язку серії ETL500

Тип апаратури	цифрова
Напруга ЛЕП	ПО... 1150 кВ
Робочі частоти	24... 500 кГц
Число каналів	1 або 2
Пікова вихідна потужність	40 або 80 Вт
Чутливість приймача	– 30 дБм
Джерело живлення	48/60/220 VD або 115/230 VAC
Ширина спектра каналу	4 кГц (стандарт), доп. 2, 2.5, 8 кГц
Максимальне загасання в лінії	60 дБ
Швидкість передачі убудованого модему NSK5	50... 2400 Бод
Верхня частота зрізу ТЛФ каналу	1800... 3400 кГц
Кількість переданих команд РЗ і ПА	0...24
Керування за допомогою ПК	Програма MMI з інтерфейсом Windows
Наробіток на відмову	20 років
Діапазон температур	–5... +55 °C
Відносна вологість	< 95 %
Розміри (висота x довжина x глибина)	40x48x35 см

Висока надійність комплектуючих і прийнята в компанії АББ система якості ISO 9001 гарантують високу якість устаткування, що поставляє. Середній наробіток на відмову встаткування становить близько 20 років.

На відміну від аналогічного встаткування інших виробників, ETL500 може використатися в багатоцільовому режимі: передача мови плюс даних АСКОВЕ й телемеханіки плюс передача команд релейного захисту і протиаварійної автоматики. Таким чином, забезпечується економія засобів, тобто немає необхідності здобувати встаткування для передачі мови й даних і додаткове встаткування для передачі команд РЗ і ПА.

Термінали ВЧ зв'язку серії ETL500 призначені для організації ВЧ зв'язку по високовольтних лініях і служать для:

- ☐ передачі мови;
- ☐ передачі команд релейного захисту й протиаварійної автоматики;
- ☐ передачі даних для систем диспетчерського й технологічного керування й АСКОВЕ.

Нове покоління ВЧ терміналів серії ETL500 забезпечує надійну роботу апаратури у широкому діапазоні характеристик ліній і дозволяє вибрати оптимальну, економічно виправдану конфігурацію системи для кожного конкретного додатка й забезпечити:

- ☐ точне визначення параметрів передачі й підтримка FSK модему, телефонного модему й факсу;
- ☐ сумісність із типовими закінченнями зв'язного встаткування енергосистем;
- ☐ мінімізацію часу передачі сигналу, тобто зняття обмежень за критичним часом обслуговування;
- ☐ дружній Windows інтерфейс оператора при конфігуруванні й спостереженні;
- ☐ гнучкість, тобто простоту адаптації встаткування до умов функціонування;
- ☐ високу готовність, повний самоконтроль і функції діагностики лінії з мінімальним апаратним забезпеченням;
- ☐ компактний механічний дизайн;
- ☐ максимальна захищеність від всіх видів електромагнітних перешкод.

Повністю цифровий спосіб перетворення, розроблений для нової серії ETL500, забезпечує максимальну гнучкість, зручність і стійкість функціонування мереж ВЧ зв'язку. Несуча частота в каналі й ширина спектра передачі легко програмується через інтерфейс оператора й можуть бути змінені користувачем на місці якщо буде потреба.

Одноступінчастий спосіб модуляції, уперше використовуваний в устаткуванні цього типу, прямо перетворює тональний спектр частот у ВЧ сигнал без використання проміжних частот. Виключення аналогових фільтрів проміжної частоти підвищило надійність устаткування й поліпшило загальну стійкість каналу, тому що температурний дрейф і фактор старіння зведені до мінімуму.

Зв'язок користувача з устаткуванням (інтерфейс людина - машина MMI) здійснюється за допомогою ПК, що підключає до рознімання на передній панелі встаткування ETL500. Користувальницька програма MMI встановлюється на використовуваному ПК і працює в середовищі MS Windows. Вона дозволяє конфігурувати систему й спостерігати за її функціонуванням й аварійною сигналізацією. Наприклад, може бути змінена частота прийому/передачі, або може бути запущений еквалайзер.

Убудований сервісний канал дозволяє здійснювати вилучене спостереження за станом устаткування. Це дозволяє інтегрувати ETL500 у систему керування мережею. Дані про конфігурацію, аварійну сигналізацію й стан системи можуть бути лічені й змінені, наприклад, за допомогою офісного модему.

Для передачі даних АСКОВЕ й ТМ можливе використання убудованого модему NSK5 або зовнішніх модемів. Модем NSK 5 використовує останні розробки в мікропроцесорній техніці. Модем абсолютно прозорий і незалежний від протоколу зв'язку, що особливо важливо при передачі даних телевізійних.

Швидкість передачі може бути встановлена в діапазоні від 50 до 2400 бод. Залежно від швидкості передачі, дані можуть передаватися або в надтональній частині спектра, або займати всю ширину спектра каналу. Режими роботи модему: зв'язок крапка - крапка або багатоточковий зв'язок.

Рішення проблеми підвищення швидкості передачі даних у доступній для ВЧ зв'язку смузі частот зажадало значних зусиль по розробці нових ефективних методів кодування. Дана концепція реалізована в пристрої АМХ500, що складається з конвертера сигналу, цифрового мультіплексора й додаткових модулів стиску сигналів телефонії й факсу.

ВЧ устаткування сімейства ETL500 з АМХ500 використовує технологію низькошвидкісного кодування мови з часовим мультіплексуванням і цифровою модуляцією сигналу, і дозволяє при гарному стані лінії (і відношенні сигнал/шум більше 28 дБ) забезпечити продуктивність системи в кілька разів більшу в порівнянні із традиційними ВЧ каналами.

Використання модуля АМХ500, що підключає до встаткування ETL500, дозволяє:

- істотно збільшення продуктивності системи за рахунок використання мультіплексора й додаткових модулів для стиску мови (тобто можна одержати до 4 мовних каналів й/або кілька каналів передачі даних, використовуючи смугу в 8 кГц);

- спростити частотний план в енергосистемах за рахунок скорочення числа аналогових каналів і заміни їх ущільненими цифровими каналами;

- організувати підключення систем ВЧ - зв'язку до цифрових РДН мережам зв'язку з можливістю організації керування такою мережею з одного центра.

ЛЕКЦІЯ 13

ІНТЕРФЕЙСИ ТА ПРОТОКОЛИ

Одним із центральних, визначальних для ефективності роботи АСКОЕ є вибір сукупності уніфікованих апаратурних, програмних і конструктивних засобів, необхідних для реалізації алгоритмів взаємодії різних функціональних пристроїв, інакше кажучи, вибір інтерфейсу або в загальному випадку сукупності інтерфейсів для конкретної АСКОЕ. Вони, як правило, будуються з використанням декількох інтерфейсів: інтерфейсу мікропроцесорного пристрою (властиво мікропроцесора, ОЗП, ПЗП, УВВ), інтерфейсу підключення периферійних пристроїв (первинних приладів обліку, об'єктів керування, стандартних периферійних пристроїв, пристроїв реєстрації), інтерфейсу персонального комп'ютера [20].

Стандартизації в інтерфейсі звичайно підлягають: формати переданої інформації; команди й стани; состав і типи ліній зв'язку; алгоритм функціонування; передавальні й прийомні електронні схеми; параметри сигналів і вимоги до них; конструктивні рішення.

Уточнюючи вимоги до інтерфейсу при його виборі, виходять із необхідності забезпечення заданої швидкодії АСКОЕ в цілому; області застосування; необхідності мінімізації вартості; забезпечення простоти схемних і конструктивних рішень; стандартизації процедури обміну інформацією незалежно від швидкості роботи пристроїв; обліку можливості й простоти нарощування системи; вимог діагностики системи й т. д.

До основних характеристик інтерфейсу відносять:

- ☐ функціональне призначення;
- ☐ тип організації зв'язків;
- ☐ принцип обміну інформацією;
- ☐ спосіб обміну;
- ☐ режим обміну;
- ☐ кількість ліній;
- ☐ число ліній для передачі даних;
- ☐ кількість адрес;
- ☐ кількість команд;
- ☐ швидкодія;
- ☐ довжину ліній зв'язку;
- ☐ число пристроїв, що підключаються;
- ☐ тип лінії зв'язку.

По функціональному призначенню інтерфейси можна підрозділити на магістральні (в середині машини), зовнішні інтерфейси периферійних пристроїв, системні (інтерфейси локальних мереж).

По типі організації зв'язків інтерфейси підрозділяють на магістральні, радіальні, деревоподібні, радіально – магістральні.

За принципом обміну інформацією – з паралельною, послідовною й паралельно–послідовною передачею інформації.

По режиму обміну інформацією – із симплексним, напівдуплексним, дуплексним і мультиплексним режимами обміну.

По способу передачі інформації в часі розрізняють інтерфейси із синхронною передачею даних (з постійною часовою прив'язкою в циклі збору інформації) і з асинхронної (без постійної тимчасової прив'язки до певного тимчасового інтервалу циклу збору).

При синхронній передачі даних синхронізуючі сигнали мікропроцесора задають певний часовий інтервал, протягом якого зчитується інформація з одного джерела первинної інформації. Часовий інтервал у цьому випадку визначається найбільшими тимчасовими затримками в системі передачі даних і максимальним часом перетворення обмірюваного сигналу в цифровий сигнал.

Асинхронна передача даних характеризується наявністю керуючих сигналів: ГОТОВНІСТЬ до ОБМІНУ, ПОЧАТОК ОБМІНУ, КІНЕЦЬ ОБМІНУ, КОНТРОЛЬ ОБМІНУ. При такій організації обміну автоматично встановлюється раціональне співвідношення між швидкістю передачі даних і часом затримки сигналу в каналах зв'язку.

Говорячи про зовнішній інтерфейс периферійних пристроїв, зокрема, послідовному інтерфейсі в широкому змісті слова, звичайно під терміном «інтерфейс» розуміють не тільки функціональне призначення лінії зв'язку й електричних параметрів переданих сигналів, але й состав апаратури, необхідної для реалізації зв'язку між рядом периферійних пристроїв за допомогою послідовної лінії зв'язку, принципи організації обміну інформацією, мова обміну інформацією, організацію контролю передачі інформації. При цьому в загальному випадку розрізняють кілька рівнів інтерфейсу, частина яких реалізується апаратно, а частина - програмно.

Обмін інформацією здійснюється в більшості випадків передачею повідомлень, що складаються з командних, інформаційних і відповідних слів. При цьому використовується певна мова передачі цих слів. Типове слово синхронного протоколу з бітовою організацією містить початковий прапор, адресні, керуючі й інформаційні поля, перевірочну послідовність слова й завершальний прапор.

Апаратури для фізичної реалізації зовнішнього послідовного інтерфейсу периферійних пристроїв містить у собі властиво лінію послідовної передачі інформації (одиначний провідник, кручена пари, радіочастотний кабель, волоконо – оптичний кабель) і контролери пристроїв, які призначені для керування обміном інформацією, здійснення сполучення з лінією передачі інформації, здійснення контролю за передачею інформації, станом пристроїв, що беруть участь у зв'язку, самоконтролю.

Для зв'язку приладів первинного обліку (електронні лічильники, датчики електроенергії) виконавчих органів, територіально вилучених від процесора в АСКОЕ, застосовують інтерфейси периферійних пристроїв. У таких інтерфейсах використовуються як паралельний, так і послідовний способи обміну інформацією, причому останній через істотне спрощення власної лінії зв'язку, а отже, і зниження вартості найбільш кращий, якщо при цьому забезпечується необхідна швидкість передачі інформації.

Прикладами найпоширеніших послідовних інтерфейсів периферійних пристроїв можуть служити інтерфейси RS-232-C, RS-423, RS-422, RS-449, RS-530, RS-485 й «струмова петля». Основні технічні характеристики широко застосовуваних послідовних інтерфейсів периферійних пристроїв наведені в таблиці 13.1.

Таблиця 13.1 - Технічні характеристики інтерфейсів

Технічні характеристики	Інтерфейс		
	RS-232-C	RS-423	RS-422
Лінія	Однопровідна, неузгоджена	Однопровідна, неузгоджена	Диференціальна, погоджена
Максимальна довжина лінії, м	15	600	1200
Швидкість передачі інформації, Кбит/с	20	300 (при 12 м)	10000 (при 12 м)
Число ліній інтерфейсу	1	1	2
Спосіб обміну інформацією	послідовний	послідовний	послідовний
Режим обміну	симплексний	симплексний	напівдуплексний симплексний
Число периферійних пристроїв, що підключають	1	1	10
Вихідна напруга передавача при роботі на навантаження, В	від ± 5 до ± 15 при $R_H=3...7...7$ кОм	$\pm 3,6$	2,0
Швидкість наростання сигналу на виході передавача, В/мкс	<30	залежить від довжини кабелю й частоти перемикання	не обмежена
Вхідний опір приймача, кому	3...7	≥ 4	≥ 4
Максимальне значення граничної напруги приймача, В	± 3	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$
Максимально припустима вхідна напруга приймача, В	± 25	± 12	± 12

Споконвічно RS-232-C розроблявся як стандарт на з'єднання терміналів і хост – комп'ютерів через телефонну мережу. Наприкінці 60-х років практично всі підключення до вилученого комп'ютера робилися по телефонним проводам, а доступ до більших мейнфреймам здійснювався тільки через телефонну мережу. Модеми стояли від різних виготовлювачів. І до пристроїв типу U.S. Robotics Sportster X2 Plug - and - Play Fax Modem їм було дуже далеко. Тому узгоджувати вони між собою не хотіли – і рознімання друг до друга не підходять, і амплітуди сигналів відрізняються, та й телефонні проведення теж бували різні, як говорять фахівці, «імпеданс неадекватний».

В 1969 році EIA (Electronic Industry Association – Асоціація промислової електроніки) і Bell Laboratories (лабораторія імені Белла, винахідника телефону) розробили стандарт на з'єднання термінального й комунікаційного

встаткування. Основне завдання цього стандарту – полегшити стикування й взаємодію кінцевих пристроїв, вироблених різними фірмами. У той час асоціація EIA називала всі свої стандарти що рекомендують (recommended standards) і починала їхньої назви скороченням «RS».

У теперішній час, коли інтерфейс RS-232-C з'єднує два пристрої, лінія передачі першого пристрою з'єднується з лінією прийому другого й навпаки (повний дуплекс).

Для керування з'єднаними пристроями використовується програмне підтвердження (введення в потік переданих даних відповідних керуючих символів). Можлива організація апаратного підтвердження шляхом організації додаткових RS-232 ліній для забезпечення функцій визначення статусу й керування.

Інтерфейс RS-232-C призначений для підключення до комп'ютера стандартних зовнішніх пристроїв (принтера, сканера, модему, миші й ін.), а також для зв'язку комп'ютерів між собою.

Дані в RS-232-C передаються в послідовному коді побайтно. Кожен байт обрамляється стартовим і стоповим бітами. Дані можуть передаватися як в одну, так й в іншу сторону (дуплексний режим).

Комп'ютер має 25-контактне (DB25P) або 9-контактне (DB9P) рознімання для підключення RS-232-C. Призначення контактів роз'єму наведено у таблиці 13.2.

Таблиця 13.2 – Призначення контактів роз'єму порту RS-232-C

Контакти		Познач.	Найменування сигналу		Напрямок
4-pin	5-pin		англійське	українське	
				Корпус	
	2	Tx	Transmit Data	Передати дані	Вихід
	3	Rx	Receive Data	Прийняти дані	Вхід
	4	RTS	Request to send	Запит на передачу	Вихід
	5	CTS	Clear to send	Готовність до передачі	Вхід
	6	DSR	Dataset ready	Готовність комп'ютера	Вхід
	7	SG	Signal Ground	Сигнальне заземлення	
	8	DSD	Carrier Detect	Контроль прийому	Вхід
	20	DTR	Data Term Ready	Термінал готовий	Вихід
	22	RI	Ring Indicator	Кільцевий індикатор	Вхід

Призначення сигналів наступне:

- ☐ FG – захисне заземлення (екран);
- ☐ Tx – дані, передані комп'ютером у послідовному коді (логіка негативна);
- ☐ Rx – дані, прийняті комп'ютером у послідовному коді (логіка негативна);
- ☐ RTS – сигнал запиту передачі, активний в усі час передачі;
- ☐ CTS – сигнал скидання (очищення) для передачі, активний в усі час передачі, говорить про готовність приймача;

- DSR – готовність даних, використовується для завдання режиму модему;
- SG – сигнальне заземлення, нульове проведення;
- DCD – виявлення несучої даних (детектирование прийнятого сигналу);
- DTR – готовність вихідних даних;
- RI – індикатор виклику, говорить про прийом модемом сигналу виклику по телефонній мережі.

Для двохспрямованої передачі найбільше часто використовуються трьох - або чотирьохпроводний зв'язок. Схема з'єднання для чотирьохпроводної лінії зв'язку показана на рисунку 13.1. Для двохпроводної лінії зв'язку у випадку тільки передачі з комп'ютера в зовнішній пристрій використовуються сигнали SG й Tx. Всі 10 сигналів інтерфейсу задіюються тільки при з'єднанні комп'ютера з модемом.

Швидкість передачі по RS-232C може вибиратися з ряду: 110, 150, 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 біт/с.

Інтерфейс RS-485 широко використовується в системах обліку споживання електричної енергії. Він є подальшим розвитком RS-232 і на сьогоднішній день RS-485, мабуть, єдиний досить швидкісний, надійний й досить дешевий інтерфейс. Від RS-422 він відрізняється тим, що підтримує багатоточечне підключення - це забезпечується незначною відмінністю схемотехнічних рішень вхідних і вихідних каскадів.

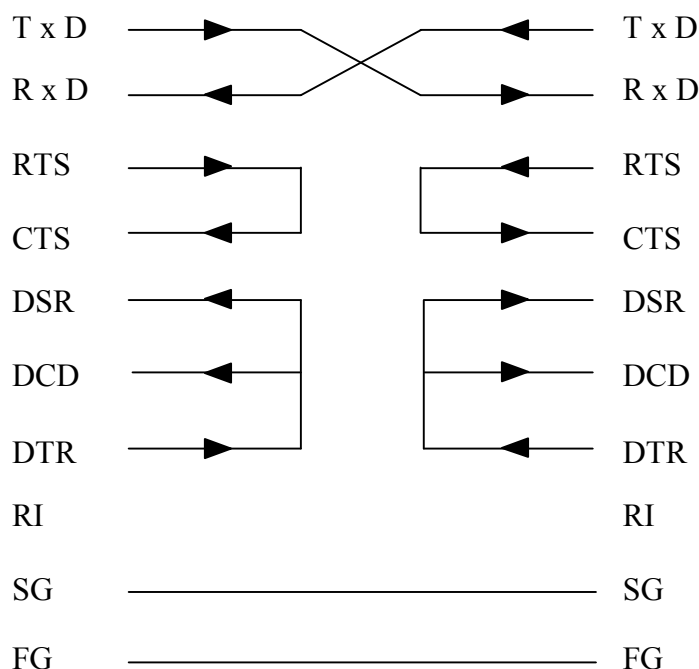


Рисунок 13.1 – Схема 4-проводної лінії зв'язку для RS-232-C

Стандарти RS-485 й RS-422 мають багато загального й тому їх часто плутають. Для порівняння їхні технічні характеристики наведені в таблиці 13.3.

RS-485, що визначає двунаправлену напівдуплексну передачу даних, є єдиним стандартом EIA/TIA, що допускає множинні приймачі й драйвери в шинних конфігураціях.

EIA/TIA-422, з іншого боку, визначає єдиний односпрямований драйвер із множинними приймачами. Елементи RS-485 назад сумісні й взаємозамінні зі своїми двійниками з RS-422, однак драйвери RS-422 не повинні використовуватися в системах на основі RS-485, оскільки вони не можуть відмовитися від керування шиною.

Найпростіша мережа на основі RS-485 складається з одного передавача й одного приймача. Хоча це й корисно в ряді додатку, але RS-485 привносить більшу гнучкість, дозволяючи більше одного приймача й передавача на одній кручений парі. Припустимий максимум залежить від того, наскільки кожне із пристроїв завантажує систему.

В ідеальному випадку всі приймачі й неактивні передавачі будуть мати нескінченний імпеданс і ніколи не будуть навантажувати систему. У реальності, однак, так не буває. Кожен приймач, підключений до мережі й всі неактивні передавачі збільшують навантаження.

Таблиця 5 - Технічні характеристики стандартів RS-485 й 422

	RS-422	RS-485
Режим роботи	Диференціальний	Диференціальний
Припустиме число Tx й Rx	1 Tx, 10 Rx	32 Tx, 32 Rx
Максимальна довжина кабелю	1200 м	1200 м
Максимальна швидкість передачі даних	10 Мбит/с	10 Мбит/с
Мінімальний вихідний діапазон драйвера	± 2 В	$\pm 1,5$ В
Максимальний вихідний діапазон драйвера	± 5 В	± 5 В
Максимальний струм короткого замикання драйвера	150 мА	250 мА
Опір навантаження Tx	100 Ом	54 Ом
Чутливість по входу Rx	± 200 мВ	± 200 мВ
Максимальний вхідний опір Rx	4 кОм	12 кОм
Діапазон напруг вхідного сигналу Rx	± 7 В	від -7 В до $+12$ В
Рівень логічної одиниці Rx	> 200 мВ	> 200 мВ
Рівень логічного нуля Rx	< 200 мВ	< 200 мВ

Щоб допомогти розроблювачеві мережі на основі RS-485 з'ясувати, скільки пристроїв можуть бути додані до мережі, була створена гіпотетична одиниця, називана «одиничне навантаження (unit load)». Всі пристрої, які підключаються до мережі RS-485, повинні характеризуватися відношенням множників або часток одиничного навантаження. Два приклади - MAX3485, що специфікований як 1 одиничне навантаження, і MAX487, що специфікований як 1/4 одиничного навантаження. Максимальне число одиничних навантажень

на кручений парі (приймаючи, що ми маємо справу з належним чином погодженим кабелем) – 32. Для наведених вище прикладів це означає, що в одну мережу може бути включене до 32 пристроїв MAX3485 або до 128 MAX487. Але в число навантажень можуть входити й репитери (магістральні підсилювачі), завдяки яким збільшувати кількість абонентів і довжину кабелю можна практично безмежно. При збільшенні навантаження в мережі варто враховувати втрати потужності.

Специфікація RS-485 рекомендує, але явно не нав'язує, щоб хвильовий опір було дорівнює 120 Ом. Для звичайних кабелів RS-485 (кручена пари проводів 24AWG) це означає розміщення 120-омних резисторів на обох кінцях лінії зв'язку. RS-485 відрізняється не тільки багатоточковим підключенням, але й більш критично ставиться до типу кабелю, що підключає. Стандарт рекомендує застосування екранованої кручений пари й кінцевих термінацій (насправді на проведенні довжиною до двохсот метрів без них можна обійтися, але краще все - таки дотримуватися стандарту).

Стрімкий розвиток інформаційних мереж, інформаційно-вимірювальних систем й автоматизованих систем керування технологічними процесами супроводжується розробкою й впровадженням різними фірмами протоколів обміну інформацією.

Протоколи зв'язку являють собою певний набір правил, процедур і форматів повідомлень, необхідних для організації й забезпечення інформаційних зв'язків між персональними комп'ютерами, периферійними мікропроцесорними пристроями й приладами обліку.

У кожному конкретному випадку виробник вирішує свої завдання, збільшуючи швидкість передачі інформації або підвищуючи її вірогідність, або зменшуючи витрати. Кількість протоколів безупинно росте. Назвемо деякі з них: CAN, ARCnet, IEC 1158-2, Bitbus (IEEE 1118), Modbus, HART, Conitel, DEI, Data Highway, Data Highway Plus, Modbus Plus, Profibus DP, ISP SP-50, FIPIO, Since, Omron Sysmac Bus, DNP, Profibus FMS, CAN Open, P-Net, EIB, Allen-Bradley Remote I/O, DeviceNet, Profibus PA, CAN Kingdom, LonWorks, CEBus, FOUNDATION Fieldbus, WorldFIP, ASI, FIP, IEC 870-5, IEEE-P1451.2, Smart Distributed System, S.D.S., SERCOS, Interbus-S, SCTM.

Досвід розробки й практичного використання протоколів зв'язку в обчислювальній і керуючій мережах, накопичений у різних фірмах, що займаються створенням і впровадженням у промислове виробництво сучасних інформаційних і керуючих систем, показав, що подальший розвиток і широке використання протоколів зв'язку можливо лише при досить твердій уніфікації вимог до них.

Міжнародна організація, що займається розробкою стандартів ISO, розробила й узаконила так званий 7-рівневий протокол ISO для відкритих інформаційних і керуючих систем. У цьому випадку під поняттям «відкрита» розуміється можливість підключення до мережі за допомогою зазначеного протоколу різних інформаційних і керуючих пристроїв [21].

Кожний із семи рівнів протоколу відповідає певній функції:

1-й рівень – фізичний – забезпечення електричних, механічних й інших характеристик підключення до фізичних каналів зв'язку (у тому числі при необхідності – перетворення сигналів);

2-й рівень – каналний (передача даних) – підключення (з'єднання) і відключення (роз'єднання) каналів зв'язку, захист від помилок (перекручувань) при передачі даних;

3-й рівень – мережний вибір, організація й оптимізація маршрутів передачі інформації;

4-й рівень – транспортний – керування передачею (пересиланням) даних (масивів) між об'єктами мережі;

5-й рівень – сеансовий – організація й проведення сеансів зв'язку між прикладними процесами (наприклад, конкретними обчислювальними й керуючими програмами), включаючи рішення завдань по синхронізації й активації окремих об'єктів або фрагментів програм;

6-й рівень – представницький – інтерпретація й перетворення переданих даних до виду, зручному для прикладних процесів;

7-й рівень – прикладний – виконання прикладних програм (адміністративне керування мережею, керування технологічними процесами й транспортними засобами різного призначення).

Перші три рівні забезпечують пересилання (транспортування) даних, а рівні 4 – 7 забезпечують керування першими трьома. Залежно від складності завдання керування й розмірів мережі кількість рівнів може мінятися, тому досить часто в мережах обмежуються використанням найбільш простих рівнів. Розглянемо протоколи, які застосовуються в найбільш відомих системах обліку.

Так, наприклад, у процесі функціонування система DATAGIR C2000 здійснює збір показань лічильників (послідовна передача оригінальних показань лічильників), а також періодичних даних (графіка навантаження) і даних про розрахунки за спожиту електроенергію.

Збір даних може проводитися по таких лініях зв'язку, як телефонна мережа, виділені канали зв'язку, силові лінії електропередачі й локальна мережа з використанням протоколів SCTM й IEC 870-5.

Протокол SCTM використовує рекомендації МЭК 870-5 і розроблений для додатків телеметричного збору вимірювальних даних з метою забезпечення надійного й достовірного обміну даними по лініях зв'язку низької якості (низьке співвідношення сигнал/шум, підвищений рівень шумів й імпульсних перешкод, високі фазові перекручування).

Протокол заснований на загальній трьохрівневій моделі:

1. Фізичний рівень використовує стандарти Міжнародного союзу електрозв'язку, Т - телеметрія, (RS232 / V.24, RS485, V.21; V.22; V.22bis; V.23 й ін.), які забезпечують передачу даних методом поблочного кодування на каналному рівні.

2. Канальний рівень (МЭК 870-5-1: Формат телеграми; МЭК 870-5-2: Процедури передачі каналного рівня) містить процедури передачі, які використовують однозначну інформацію про керування протоколом каналного рівня, за допомогою яких передаються модулі службових даних рівня додатків

(ASDU) у якості службових даних каналного рівня. Канальний рівень використовує формат телеграми FT1.2., що забезпечують необхідну цілісність, високу вірогідність, ефективність і надійність передачі даних.

3. Рівень додатків (МЕК 870-5-3: Загальна структура даних користувача; МЕК 870-5-4: Опис і кодування інформаційних елементів) включає опис передачі модулів службових даних рівня додатків.

ЛЕКЦІЯ 14

ЗАВДАННЯ, СТРУКТУРА І ФУНКЦІЇ СУЧАСНИХ АСКОЕ

Вирішення проблеми оптимізації виробництва, постачання і споживання електричної енергії можливе тільки при вдосконаленні системи обліку.

Метою впровадження автоматизованої системи обліку електроенергії є: перехід до тарифів реального часу; одержання достовірного балансу виробництва розподілу і споживання електричної потужності або енергії; оцінка показників якості електричної енергії.

В програмному документі «Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку» основні завдання, що повинна вирішувати АСКОЕ, сформульовані в такий спосіб [1].

«2. Основні вимоги до АСКОЕ

2.1 АСКОЕ повинна забезпечувати:

- збирання і збереження облікової інформації;
- обмін обліковою інформацією з платіжними системами для забезпечення регулювання споживання електроенергії абонентами.

2.2 АСКОЕ повинна забезпечувати періоди інтегрування вимірюваних величин – 15, 30 і 60 хвилин.

2.3 АСКОЕ повинна забезпечувати багатотарифний облік енергії:

- облік спожитої енергії для кожної тарифної зони зростаючим підсумком за поточні і минулі облікові періоди – добу, місяць;
- визначення максимальної потужності періоду інтегрування для кожної тарифної зони за поточні і минулі облікові періоди – добу, місяць;
- дистанційне програмування тарифних зон і чинних тарифів.

2.4 База даних АСКОЕ повинна містити:

- значення сумарної спожитої енергії;
- значення сумарної спожитої енергії для кожної тарифної зони;
- значення усередненої потужності відповідно до заданого періоду інтегрування;
- значення максимальної потужності періоду інтегрування протягом доби, місяця;
- значення максимальної потужності періоду інтеграції для кожної тарифної зони протягом доби, місяця;
- значення спожитої енергії за поточні і минулі облікові періоди – добу, місяць;

- графік навантаження відповідно до заданого періоду інтеграції;
- значення спожитої енергії у кожній тарифній зоні за поточні і минулі облікові періоди – добу, місяць;
- інформацію про події, пов’язані з позаштатними змінами зовнішнього і внутрішнього середовища (кількість відключень мережі живлення, кількість відключень навантаження внаслідок перевантаження струмом, кількість несанкціонованих спроб доступу);
- дані параметризації (тип приладу, заводський номер, код споживача, кількість змін даних, дата і година останньої зміни параметрів, корекція ходу таймера, інтервал інтегрування, константи).

2.5 АСКОЕ повинна забезпечувати ведення бази даних вимірюваної інформації платежів і споживачів електроенергії.

2.6 Первинні дані АСКОЕ в неопрацьованому вигляді підлягають архівації й збереженню без будь-яких корегувань.

2.7 База даних АСКОЕ повинна формуватися з обов’язковою прив’язкою вимірюваних величин до відповідної мітки години.

2.8 АСКОЕ, побудовані з використанням пристрою з електронними платіжними засобами (ППЗ), повинні складатися з сукупності цифрових вимірювальних каналів обліку (ЦВКО), до складу якої входять лічильник (ЛЧ), ППЗ, канал передачі даних (КПД) і устаткування збору й обробки даних (УЗД).

Примітка – КПД можуть бути реалізовані з застосуванням електронних пластикових карток (ЕК) або інших носіїв даних.

2.9 АСКОЕ повинна забезпечувати збереження даних при відключенні основної мережі живлення протягом не менше 60 діб і автоматичне відновлення працездатності при вмиканні живлення.

2.10 В АСКОЕ в якості ЛЧ, вимірювальних перетворювачів (ВП), перетворювачів імпульсів і приладу обліку (по) допускається використовувати тільки засоби вимірювання, занесені до Державного реєстру України, або такі, що пройшли державну метрологічну атестацію.

2.11 Документи, що описують протоколи інформаційної взаємодії з ЛЧ, ВП, по, локальним устаткуванням збору і обробки даних (ЛУО) і центральним устаткуванням збору і обробки даних (ЦУЗД), повинні знаходитися в розпорядженні організації, відповідальної за технічне забезпечення.»

Відповідно до цих вимог запропоновано структурну схему багаторівневої системи обліку, що представлена на рисунку 14.1.

На нижньому рівні розташовують прилади первинного обліку, до яких відносяться лічильники електричної енергії або датчики електроенергії. В деяких випадках на цьому рівні працюють контролери, що керують навантаженням. На середньому рівні працюють контролери, які здійснюють зв’язок між нижнім і верхнім рівнями системи, а також проводять попередню обробку даних. На верхньому рівні працюють персональні комп’ютери, що за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення реалізують функції нагромадження, обробки, аналізу інформації і формування звітних документів у вигляді, придатному для прийняття керуючих рішень.

Основним напрямком модифікації представленої на рисунку 14.1 структури є перенесення деяких функцій обробки інформації і керування на рівень приладів обліку, що приводить до істотної децентралізації системи обліку.

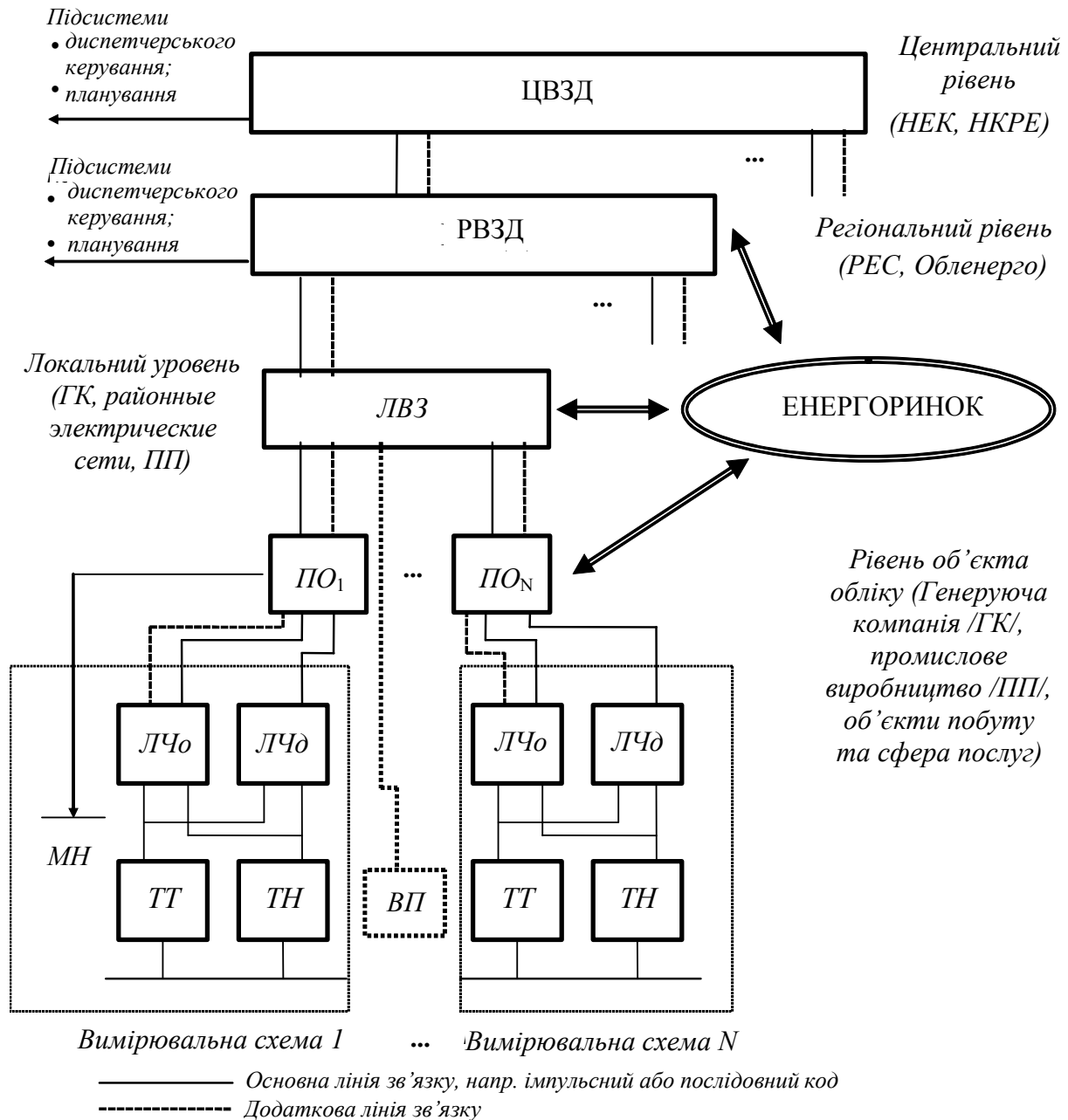


Рисунок 14.1 – Структурна схема багаторівневої системи обліку

На рисунку: ТТ – трансформатори струму; ТН – трансформатори напруги; ВП – вимірник параметрів якості електроенергії; МН – маневрене навантаження; ЛЧ_о – лічильник електроенергії (основний лічильник); ЛЧ_д – лічильник електроенергії (дублюючий лічильник); ПО – прилад обліку – вимірювальний комплект ЛВЗ; ЛВЗ – локальне встаткування збору даних;

РВЗД – регіональне встаткування збору даних; ЦВЗД – центральне встаткування збору даних.

Досвід створення і експлуатації сучасних систем обліку дозволяє розширити перелік вимог до АСКОЕ:

- фіксація відхилень контрольованих величин енергообліку й їхня оцінка в абсолютних і відносних одиницях з метою полегшення аналізу енергоспоживання;

- сигналізація (світлом, звуком, друкуванням) відхилень контрольованих величин понад припустимий діапазон значень з метою прийняття оперативних рішень;

- прогнозування (коротко-, середньо- та довгострокове) значень величин енергообліку з метою планування енергоспоживання;

- автоматичне керування енергоспоживанням на основі заданих критеріїв і пріоритетних схем ввімкнення/вимкнення споживачів-регуляторів з метою економії ручної роботи і забезпечення якості керування;

- забезпечення внутрішнього госпрозрахунку за енергоресурсами між цехами й підрозділами підприємства з метою їхньої економії і раціональних витрат на робочих місцях;

- точний розрахунок з субабонентами за енергоспоживання з метою правильного розподілу енерговитрат.

Для вирішення зазначених завдань і досягнення відповідних цілей енергообліку, програмно – апаратні засоби децентралізованої АСКОЕ повинні забезпечувати виконання ряду функцій, як на середньому, так і на верхньому рівні.

Функції систем середнього рівня, як правило, жорстко запрограмовані в заводських умовах і не підлягають зміні в процесі експлуатації. Ці функції виражаються в переліку штатних параметрів енергообліку, що при всій їхній обумовленості чинними правилами енергообліку є специфічними для системи кожного типу і залежать від досвіду, знань і системних подань розроблювача і виготовлювача систем.

Тому вибір того або іншого типу систем енергообліку для конкретного підприємства необхідно проводити не тільки за структурними, але і за функціональними характеристиками систем.

Усю сукупність функцій систем середнього й верхнього рівня АСКОЕ можна класифікувати за наступними групами функцій:

- формування нормативно-довідкової бази енергообліку підприємства за кожним місцем і структурою обліку, тарифами, зонами, змінами, апаратними і програмними засобами АСКОЕ;

- збір в автоматичному (за заданими періодами часу) і ручному (за запитом оператора) режимах штатних параметрів кожної системи децентралізованої АСКОЕ за кожному місцю і/або структурі обліку;

- нагромадження даних енергообліку в бази даних АСКОЕ в персональному комп'ютері за кожній точці обліку з заданою тимчасовою дискретністю на необхідну ретроспективу;

- обробка накопичених значень енергообліку відповідно до діючих тарифів, схемою енергопостачання і структурою обліку підприємства;
- відображення вимірювальної і розрахункової інформації енергообліку в вигляді комплексу графіків, таблиць і відомостей на моніторі комп'ютера;
- документування вимірювальної і розрахункової інформації енергообліку в вигляді графіків, таблиць і відомостей на принтері;
- сигнали про позаштатні ситуації;
- прогнозування навантаження;
- автодіагностика АСКОЕ з аналізом вхідної інформації від первинних приладів обліку нижнього рівня АСКОЕ, сигналів про перебої і відмови систем і каналів зв'язку.

В якості критерію ефективності АСКОЕ для енергопостачальних підприємств, що генерують електричну енергію, можна прийняти одержання достовірного балансу виробництва, розподілу і споживання електричної потужності.

Робота енергетичної області в умовах функціонування енергоринку висуває підвищені вимоги до системи обліку, а саме, до рівня її автоматизації, точності, надійності і цілісності.

Точність і вірогідність системи обліку, в першу чергу, визначається засобами застосовуваної інформаційно – вимірювальної техніки, а також принципами її використання.

Основними показниками, що характеризують ефективність використання інформаційно – вимірювальної техніки в системі обліку, є:

- точність подання вимірювальної інформації;
- вірогідність подання вимірювальної інформації. На додаток до класичного підходу і стосовно до розглянутого об'єкта процес одержання достовірної інформації повинен бути автоматизований і може варіюватися від реєстрації даних з лічильників електроенергії протягом усього часу обліку до повністю автоматизованого процесу реєстрації цих даних з їхнім повним дублюванням і обов'язковою верифікацією;
- одночасність – подання вимірювальної інформації. Під одночасністю подання вимірювальної інформації мається на увазі синхронність виконання вимірів в точках обліку, порушення якої приводить до виникнення погрішності розсинхронізації, що впливає на результати виміру.

Зазначені показники визначаються в системі обліку принципами організації вимірів, якістю систем обліку й зв'язку.

Система обліку, що задовольняє цим вимогам, дозволяє вирішувати головні завдання:

- забезпечення точною, достовірною і надійною інформацією комерційних розрахунків на ринку електроенергії;
- постійний контроль виконання договірних зобов'язань між суб'єктами ринку електроенергії;
- аналіз і контроль внутрішнього балансу суб'єктів енергоринку.

Слід зазначити, що в теперішній час є велике число АСКОЕ різного масштабу, накопичений значний досвід їхньої експлуатації, тому для виявлення

достойнств і недоліків АСКОЕ, а також тенденцій їхнього розвитку, доцільно розглянути найбільш типові з них.

ЛЕКЦІЯ 15

АСКОЕ ФІРМИ «ELSTER METRONICA «АЛЬФАМЕТ»

Вимірювально – обчислювальні комплекси (ВОК) для обліку електроенергії «Метроніка» підвищеної точності призначені для вимірів і обліку електричної енергії і потужності, а також автоматичного збору, накопичування, зберігання, обробки і відображення отриманої інформації.

Основне призначення комплексів – високоточний комерційний облік витрат електроенергії за фіксовані інтервали часу на енергоспоживаючих і енергозабезпечуючих підприємствах.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) ВОК «Метроніка» поставлялася підприємством АББ ВЕВ Метроніка з 1995 року. В перших поставках система містила в собі лічильники електричної енергії АЛЬФА, комплекс технічних засобів для передачі даних від лічильника на комп'ютери збору даних цифровими і телефонними каналами зв'язку (мультиплексори-розширювачі MSU-12 і адаптери АББ для читання даних з лічильників Альфа, а також модеми).

Програмне забезпечення містило в собі базове програмне забезпечення (програми EMFPLUS і ALPHALITE), розроблене для середовища MS DOS. З його допомогою можна було програмувати і зчитувати інформацію про енергоспоживання і дані графіка навантаження з лічильників АЛЬФА як для підприємств Енергосистем, так і для промислового споживача.

На той період лічильники АЛЬФА і система АСКОЕ ВОК «Метроніка» була значним кроком уперед на шляху впровадження передових технологій комерційного обліку електричної енергії на підприємствах Росії та інших країн СНД.

Однак з часом стало очевидним, що можливості EMFPLUS трохи обмежені. І в 1995 році виникла концепція розробки комплексу технічних і програмних засобів з функціональними можливостями, відсутніми в програмі EMFPLUS.

Нове програмне забезпечення повинне було включити в себе наступні функціональні можливості:

- можливість підсумувати показання електричної енергії декількох лічильників;
- можливість знаходити об'єднаний максимум потужності групи лічильників в встановлені годинники фіксації максимумів потужності;
- можливість організації опитувань лічильників за різними схемами залежно від специфіки підприємств;
- для підприємств з лічильниками, розкиданими на великій території при відсутності гарних каналів зв'язку було потрібно організувати збір даних через оптичний порт;

- для підприємств з лічильниками, компактно розташованими на невеликій території (від декількох десятків метрів до кілометра), – збір даних безпосередньо через мультиплексори MSU – 12 і МПР – 16;

- для підприємств з лічильниками, розташованих на значних відстанях, але з якісними каналами зв'язку здійснюють збір даних телефонними каналами, зв'язком через модеми, а також з використанням радіо- й ВЧ- зв'язку;

- можливість поступового нарощування систем (спочатку купують лічильники АЛЬФА, потім устаткування для зчитування лічильників);

- система АСКОЕ повинна бути простою в установці й експлуатації;

- можливість споживачам систем самостійно (без допомоги розроблювачів системи) установлювати і конфігурувати програмно – технічні засоби АСКОЕ, з подальшим поступовим нарощуванням можливостей системи;

- система АСКОЕ повинна бути недорогою.

Ринкові відносини, що складають в економіці, знайшли відбиття в формулюванні основної мети нової розробки – програмне забезпечення Альфамет, що задовольняє поставленим вимогам, повинне сприяти збільшенню продажів лічильників АЛЬФА. В рамках вирішення цього завдання і був розроблений варіант малої АСКОЕ ВОК «Метроніка» – Альфамет, розроблені нові технічні засоби (мультиплексор МПР-16, інтерфейс RS 422/485 для лічильника АЛЬФА) і програмне забезпечення Альфамет. Перший варіант програми Альфамет 2.01 був поставлений споживачам 11 січня 1996 року.

В АСКОЕ попереднього покоління пристрої збору даних (ПЗД) або пристрої збору й передачі даних (ПЗПД), побудованих на базі імпульсних лічильників, при втраті даних у системі відновити інформацію неможливо. Тому в основу концепції створення АСКОЕ Альфамет було закладено два основних принципи: використання переваг, обумовлених технічними характеристиками лічильників АЛЬФА і можливість повного контролю даних, отриманих з лічильників.

Оскільки АСКОЕ Альфамет будується на базі лічильників АЛЬФА, що не можуть втратити інформацію, то в випадку втрати даних або перекручування інформації в базі даних внаслідок будь-якого збою або спроби несанкціонованого доступу, дані завжди можуть бути відновлені з лічильника повторним зчитуванням. Крім того, завжди існує можливість повного контролю з боку організацій Енергозбуту. Для цього не обов'язково звертатися до бази даних АСКОЕ підприємства: лічильник АЛЬФА в будь-який момент може бути зчитаний на глибину зберігання даних і в будь-який момент часу може бути отримана достовірна інформація.

Альфамет 2.19 забезпечує вимір наступних параметрів в рамках вирішення завдань обліку енергоспоживання на підприємстві:

- споживання активної і реактивної енергії за задані часові інтервали за окремих лічильниках, заданим групам лічильників і підприємству в цілому з обліком багатотарифності;

- середні (півгодинні) значення активної потужності (навантаження) й середній (півгодинний) максимум активної потужності (навантаження) в

години ранкового й вечірнього максимумів навантаження по окремих лічильниках, заданим групам лічильників і підприємству в цілому;

– здійснює функції побудови графіків півгодинних навантажень, необхідних для організації раціонального енергоспоживання підприємства.

Для захисту метрологічних характеристик ІВК Метроника – Альфамет 2.19 від несанкціонованих вимірів (корегувань) передбачений багатоступінчастий доступ до поточних даних і параметрів настроювання системи (механічні пломби, електронні ключі, індивідуальні паролі і програмні засоби для захисту файлів і бази даних).

В системі реалізовані наступні способи організації збору даних з лічильників АЛЬФА: з використанням радіо; ВЧ; телефонного зв'язку; опитування лічильників прямо через мультиплексор і оптичний порт.

Підсистема збору дані програми Альфамет 2.19 будується як дворівнева система, що складається з об'єктів (наприклад, підстанцій) і приписаних до них лічильників. Зібрана з лічильників АЛЬФА інформація передається на комп'ютер збору дані підприємства і зберігається в його базі даних. Ці дані можна переглянути за допомогою вбудованих засобів Альфамет, вивести на друк у вигляді звітів, формованих засобами генерації звітів Альфамет, або передати на файл-сервер, звідки вони можуть бути доступні іншим службам підприємства-замовника (керівництву, відділу головного енергетика, бухгалтерії та ін.).

Інформація, яка зчитується з лічильників, доступна також для організацій типу АТ «Енергозбут», які можуть зчитувати її як прямо з лічильників, так і з комп'ютера збору даних підприємства, використовуючи канали радіозв'язку, ВЧ – зв'язку, телефонного зв'язку або Notebook.

Можливість використання досить простих (не інтелектуальних) мультиплексорів-розширників забезпечується наявністю в лічильників сімейства АЛЬФА протоколу установки зв'язку з зовнішнім пристроєм. Усі лічильники підключаються до загальних шин МПР і прослуховують лінію. На зв'язок виходить тільки той лічильник, що розпізнав свій код запиту. Такий підхід зводить функції мультиплексора до функцій пристрою, що збільшує кількість лічильників, які приєднують до нього, для подальшої передачі інформації через інтерфейс RS232 або RS422/485.

Мікропроцесорні лічильники електроенергії можуть бути пов'язані з мультиплексором за одному з цифрових інтерфейсів – «Струмова петля» або RS422/485. Застосування цифрових інтерфейсів дозволяє найбільше повно реалізувати з робочого місця оператора через існуючі канали зв'язку, функціональні можливості лічильника.

Необхідність розробки систем АСКОЕ, що базують на підході «інтелектуальний лічильник і неінтелектуальний концентратор», була викликана в першу чергу потребою створення недорогих комерційних систем обліку електроенергії, що володіють високою надійністю роботи, розширеними функціональними можливостями і високими споживчими якостями.

16-канальний мультиплексор-розширювач МПР-16-2(М) призначений для створення систем АСКОЕ на базі лічильників електроенергії сімейства АЛЬФА

і перетворення рівнів сигналів різних інтерфейсів і може встановлюватися на комунальних і промислових об'єктах (рис. 15.1).



Рисунок 32 – Загальний вид мультиплексора-розширювача МПР-16-2(М)

Мультиплексор містить:

- перетворювач сигналів інтерфейсу RS232 в сигнали інтерфейсів – «Струмова петля» й RS422/485 і назад з гальванічною розв'язкою;
- перетворювач сигналів інтерфейсу RS422/485 в сигнали інтерфейсів – «Струмова петля» і RS422/485 і назад з гальванічною розв'язкою.

Кожен МПР дозволяє підключати на загальні шини «запис/читання» до 16 лічильників сімейства АЛЬФА через інтерфейс «Струмова петля», і поєднувати до 16 мультиплексорів через інтерфейс RS 422/485.

Передачу інформації від лічильників на персональний комп'ютер можна здійснювати по інтерфейсу RS232 від МПР-16-2 (М) через нуль – модемний кабель, на відстань до 15 м., або по інтерфейсу RS422/485 на відстань не більше 1,2 км.

Передачу інформації від лічильників на відстані понад 1,2 км виконують через телефонний модем, що підключається до контактів інтерфейсу RS232 МПР– 16– 2(М), причому використовують тільки один модем на всю об'єднану групу мультиплексорів.

Одночасна присутність ліній зв'язку всіх лічильників на загальних шинах збільшує ефект впливу перешкод на якість прийому або передачі інформації лічильник – мультиплексор, що в ряді випадків робить практично неможливим обмін інформацією між цими пристроями. Для зменшення впливу різних перешкод на канали зв'язку в МПР-16-2(М) введена функція поканальної комутації, що забезпечує підключення в цей момент часу до загальних шин мультиплексора тільки одного опитуваного лічильника зі своїми лініями зв'язку.

Конструктивна відмінність МПР-16-2(М) від попередніх модифікацій МПР-16 полягає в наявності додаткової плати з мікроконтролером (РК), що і забезпечує комутацію каналів мультиплексора.

ЛЕКЦІЯ 16

АСКОЕ ФІРМИ «ELSTER METRONICA «АЛЬФА СМАРТ»

Незважаючи на безліч переваг, система обліку електроенергії Альфамет страждає локальністю, оскільки орієнтована тільки на підприємства з невеликою кількістю об'єктів і каналів.

Наступною системою обліку компанії Ельстер Метроніка стала цифрова АСКОВ з розподіленою обробкою Альфа СМАРТ (рис. 16.1).

АСКОВ Альфа СМАРТ призначена для оперативного контролю споживання електроенергії і потужності безпосередньо на об'єкті і облік споживання електроенергії і потужності в розподіленій енергосистемі.

Системне вирішення АСКОВ Альфа СМАРТ у вигляді ієрархічної системи з розподіленою обробкою дозволяє:

- збільшити надійність системи;
- збільшити продуктивність системи;
- знизити вимоги до пропускної здатності каналів зв'язку;
- зменшити вартість системи в порівнянні з іншими системними рішеннями.

Основними елементами системи АСКОВ Альфа СМАРТ є:

- мікропроцесорні лічильники електроенергії серії АЛЬФА, Євро– Альфа та ін.;
- спеціалізовані ПЗПД серії RTU-300, розроблені на основі мережних промислових контролерів SMART, IUC і контролерів стандарту VME;
- канали збору даних з лічильників, модеми, мультиплексори та ін.;
- програмне забезпечення верхнього рівня під Windows 95, NT.

Пристрої збору, обробки і передачі даних (ПЗПД) серії RTU-300 призначені для збору, обробки, зберігання даних, зібраних з лічильників електроенергії і передачі їх на верхній рівень. Вони призначені для роботи в ієрархічних системах комерційного і технічного обліку енергії і потужності (АСКОВ) з розподіленою обробкою. На базі ПЗПД будують локальні (об'єктові) системи, які є одним з основних компонентів систем АСКОВ.

У сімейство ПЗПД входять три серії пристроїв RTU-300, RTU-310, RTU-320.

Усі модифікації RTU можуть поставлятися для роботи як в звичайному температурному діапазоні (0 ... +75 °C), так і для роботи при температурі від мінус 40 до плюс 75°C .

Загальними компонентами для всіх типів ПЗПД є:

- система корпусів із захистом IP65 (або варіант шафової конструкції);
- плата керування з рідкокристалічним дисплеєм, клавіатурою і оптопортом;
- крос-блок для введення кабелів;
- джерело живлення для імпульсних прийомо-передавачів лічильників електроенергії;
- модем (для шафової конструкції).

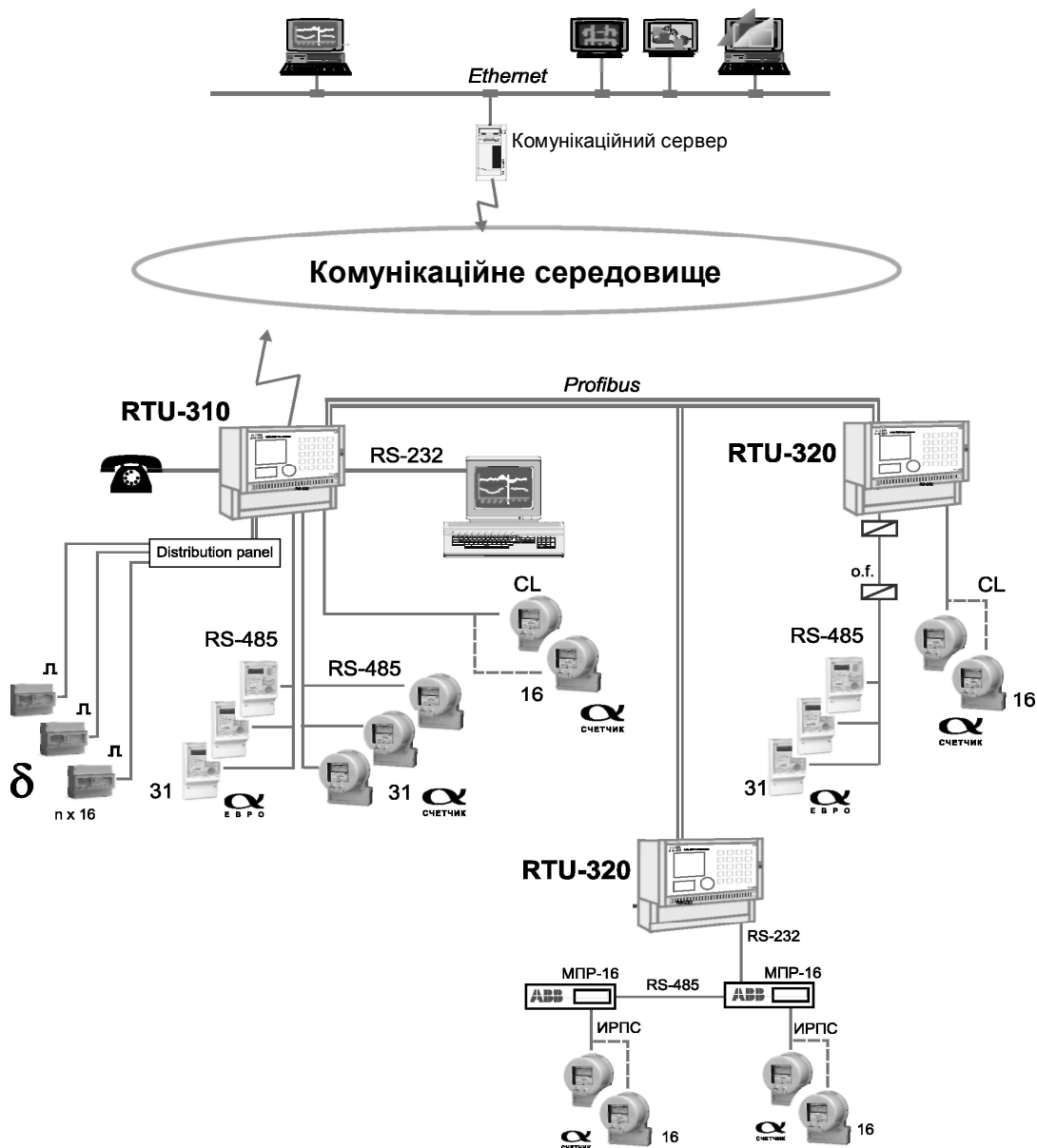


Рисунок 16.1 – Структурна схема системи АСКОЕ Альфа СМАРТ

ПЗПД відрізняють типом контролерів і можуть нарощуватися, як за рахунок переходу від однієї серії ПЗПД до іншої, так і шляхом ввімкнення додаткових модулів в контролери.

Всі контролери працюють під операційною системою реального часу OS-9 і мають єдине прикладне програмне забезпечення. Збір даних здійснюється цифровими каналами з лічильників типу АЛЬФА і ЄвроАльфа («струмова петля», RS-232 і RS-422/485) і імпульсним каналам з лічильників, що задовольняють типовим технічним вимогам до засобів автоматизації і обліку електроенергії і потужності для АСКОЕ енергосистем.

Зовнішній вигляд ПЗПД RTU-320 представлено на рисунку 16.2.



Рисунок 16.2 – Пристрій збору і передачі даних RTU-320

Основні функції ПЗПД RTU-320:

1. Збір з лічильників і датчиків первинних вимірів.
2. Обробка первинних вимірів.
3. Ведення архівів.
4. Контроль працездатності локальної системи.
5. Комунікації з вищестоящим і локальним рівнями.
6. Захист від несанкціонованого доступу.
7. Налаштування (конфігурування) під конкретний об'єкт.
8. Транспортний режим роботи.

Основні завдання, розв'язувані ПЗПД RTU-320:

- збір вимірів і сервісних даних з лічильників Альфа і ЄвроАЛЬФА;
- виявлення й підрахунок імпульсів з лічильників електроенергії з метою розрахунку середніх потужностей і енергій;
- розрахунок іменованих фізичних величин по окремих і групових каналах виміру;
- ведення архівів вимірюваних величин відповідно до типових вимог щодо систем АСКОЕ;
- розрахунок двох графіків навантажень з двома різними інтервалами усереднення (наприклад: 1 хв. і 30 хв.), що використовують з метою комерційного обліку і технічного обліку в сполученні з комерційним керуванням;
- пошук максимальних потужностей (включаючи групові максимуми) на заданих тимчасових інтервалах;
- багатотарифний облік енергії і потужності (до 48 тарифів, 48 тарифних зон);
- ведення календаря з чотирма сезонами й чотирма типами днів тижня;
- підтримка єдиного системного часу з заданою точністю;

- порівняння вимірюваних величин з заданими допусками і формування відповідних повідомлень на верхній рівень, а при необхідності видача керуючих впливів;
- розрахунок «балансу» об'єкта;
- підтримка локальної мережі (Ethernet);
- передача даних за виділеним і комутованим лініям зв'язку (включаючи вузькосмугові канали телемеханіки 50...100 Бод);
- перевірка працездатності лічильників, що виконують самотестування, або не роблять цього;
- вбудований контроль працездатності;
- ведення журналу подій;
- захист від несанкціонованого доступу на рівні програмного забезпечення і конструкції;
- режим настроювання (конфігурування) ПЗПД на об'єкт.

ЛЕКЦІЯ 17

АСКОЕ ФІРМИ «ELSTER METRONICA» АЛЬФА ЦЕНТР

У 2000 році компанія АББ ВЕВ Метроніка випустила на ринок нову систему обліку електроенергії Альфа ЦЕНТР. Нова АСКОВЕ заснована на системах ВОК Метроніка (Альфамет) і Альфа СМАРТ.

Програмний комплекс Альфа ЦЕНТР базується на принципах клієнт-серверної архітектури і працює в операційних системах Windows NT/2000, UNIX; використовує базу даних СУБД ORACLE.

Альфа ЦЕНТР призначені для виміру і обліку електричної енергії і потужності, а також автоматичного збору, обробки та зберігання даних з лічильників електроенергії і відображення отриманої інформації в зручному для аналізу вигляді.

Програмні пакети серії Альфа ЦЕНТР (АЦ) дозволяють задовольнити потреби в автоматизації комерційного і технічного обліку електроенергії як споживачів з декількома лічильниками, так і розподілених підприємств з більшою кількістю об'єктів і користувачів. Усі варіанти програмного забезпечення повністю сумісні на рівні довідників і даних.

Альфа ЦЕНТР використовують для комерційного і технічного обліку електроенергії на електростанціях, підстанціях, промислових підприємствах і організаціях, що поставляють і споживають електричну енергію.

Альфа ЦЕНТР служить для створення систем АСКОВЕ:

- в енергосистемах (на електростанціях, підстанціях, у розподільних мережах);
- на промислових підприємствах;
- на залізницях (на тягових підстанціях, вокзалах, у депо);
- в житлово-комунальному господарстві;

– в довільних організаційних структурах енергопостачальників і енергоспоживачів.

Система в паралельному режимі (одночасно) робить повністю автоматичні:

- збір даних з лічильників і контролерів через виділені і комутовані канали зв'язку;
- самодіагностику і діагностику компонентів нижнього рівня;
- проведення розрахунків;
- аналіз повноти даних і проведення дорозрахунків і дозбору відсутніх даних.

Альфа ЦЕНТР будують на базі центрів збору й обробки даних. Центри збору й обробки даних можуть поєднуватися в ієрархічні багаторівневі комплекси.

Центри збору й обробки даних поєднують технічні і програмні засоби, що дозволяють збирати необхідні дані комерційного обліку з:

- лічильників електроенергії серії АЛЬФА (АЛЬФА Плюс, Євроальфа, АЛЬФА А1000), об'єднаних або через мультиплексори-розширники МПР-16 (необов'язковий елемент) або через інтерфейси в різних комбінаціях з набору: RS-232, RS-485, RS-422, «струмова петля» (ІРПС);
- пристроїв збору й передачі даних (ПЗПД) (необов'язковий елемент) серії RTU-300, ПЗПД можуть бути зв'язані в мережу на основі інтерфейсу RS-485 (Ethernet) і забезпечують збір даних з лічильників з цифровим або імпульсним (телеметричним) виходом;
- інших комплексів апаратно-програмних засобів для обліку електроенергії.

Передача даних може бути здійснена як безпосередньо з ПЗПД або лічильників, так і іншими способами (наприклад, за лініях зв'язку з використанням модемів, радіомодемів, по обчислювальних мережах).

На кожному з центрів збору й обробки можуть бути сформовані розрахункові групи лічильників. Групи мають період дії і складаються з попередженням (заздалегідь).

Програмне забезпечення дозволяє формувати розрахункові групи з лічильників, установлених на різних об'єктах. Програмне забезпечення розрахункового сервера робить автоматичні розрахунки по групах лічильників з урахуванням повноти даних, що прийшли, і автоматичні дорозрахунки.

Для безпосереднього опитування окремих ПЗПД, або опитування лічильників, що підключені до одного мультиплексору (наприклад, в випадку ушкодження лінії зв'язку), передбачається використання переносного портативного комп'ютера типу Notebook з наступним завантаженням даних у центр збору і обробки даних.

ІВК «Альфа ЦЕНТР» вирішує наступні завдання:

- вимір параметрів, зазначених в таблиці 17.1;
- автоматичні розрахунки відповідно до описів розрахункових груп і відповідних їм описам тимчасових зон;
- ведення архівів за результатами розрахунків;

- діагностика повноти даних;
- підтримка єдиного системного часу з метою забезпечення синхронних вимірів;
- відстеження перевищення потужності заданих лімітів.

Таблиця 17.1 – Параметри, вимірювані ІВК «Альфа ЦЕНТР»

Найменування параметра	Примітка
Показання лічильників	Розрахунок здійснюють по активній і реактивній енергії в двох напрямках
Середні потужності на інтервалі усереднення 1/3/5/10/15/30 хв.	Розрахунок здійснюють по активній і реактивній енергії в двох напрямках. При цьому з різних точок обліку можуть зніматися профілі з різним інтервалом усереднення, але комерційний інтервал устанавлюється єдиний на всю систему
Максимальна середня потужність на комерційному інтервалі з урахуванням тимчасових зон	Розрахунок здійснюють по розрахункових групах з розкладкою по часових зонах. Часові зони можуть призначатися з дискретністю до 1 хвилини. Варіантів розбивки доби на часові зони може бути не обмежена кількість (варіанти часових зон). Прив'язка варіантів часових зон здійснюється до розрахункових груп
Споживання активної і реактивної енергії за добу, місяць, рік	Розрахунок здійснюють по групах в цілому і з розкладкою по часових зонах
Індикація ряду параметрів якості електричної енергії	Для безпосереднього опитування лічильників АЛЬФА і Євроальфа (минаючи ПЗПД), без нормування точності: частота, фазні струми і напруги, фазні кути зсуву між струмами і напругою, фазна потужність

Для забезпечення високого ступеня працездатності комплекс здійснює вбудований контроль працездатності і фіксує всі випадки несправності у власному журналі подій.

Для захисту вимірювальних даних і параметрів комплексу від несанкціонованих змін передбачена багаторівнева система захисту.

Усі кабелі, що приходять на лічильник від вимірювальних трансформаторів і сигнальні кабелі від лічильника, кросуються в відсіку лічильника, що пломбується.

Усі види прикладного ПЗ передбачають автоматичний рестарт після провалля – поновлення живлення.

В рамках системи виділяють 4 варіанти автоматизації об'єктів. Розглянемо два з них.

1. Об'єкт з лічильниками, об'єднаними по інтерфейсу RS-485 (рис. 17.1). Лічильники об'єднані за інтерфейсу «струмова петля» на мультиплексор (типу МПР-16) або на загальну шину за RS-485. Між лічильниками і центром збору немає зв'язку.

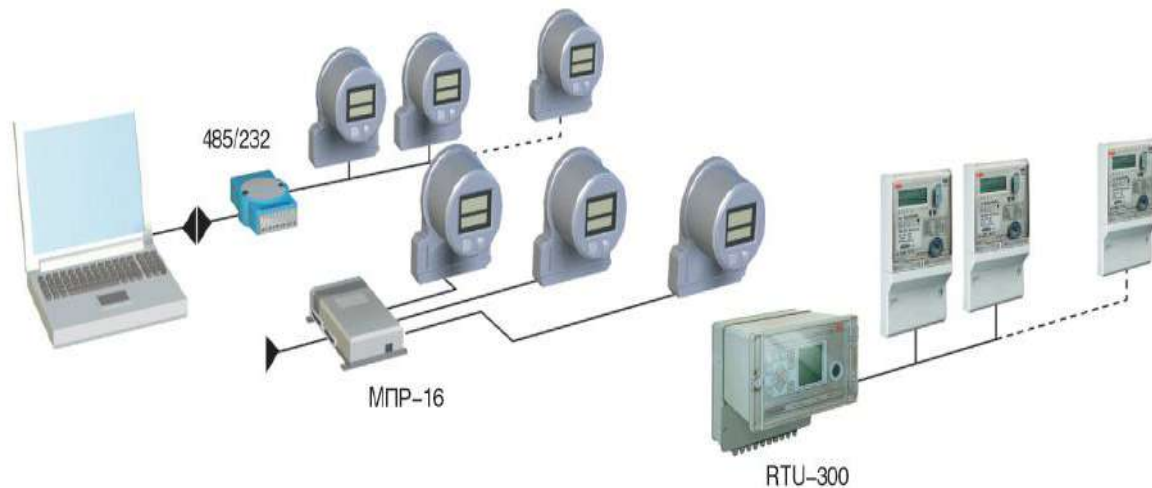


Рисунок 17.1 – Перший варіант схеми автоматичного обліку

Опитування виконують за допомогою програми, розміщеної у переносному комп'ютері, що формує файл результатів опитування. На сервері збору даних програмні модулі, що формують файл-завдання на опитування, завантажують інформацію в основну БД.

Синхронізація часу лічильників відбувається в процесі опитування переносного комп'ютера. Синхронізація часу комп'ютера виконується сервером БД у момент прийому файлів завдань на опитування лічильників.

2. Вузол збору і обробки даних з лічильників за прямих лініях на базі комп'ютера (рис. 17.2).

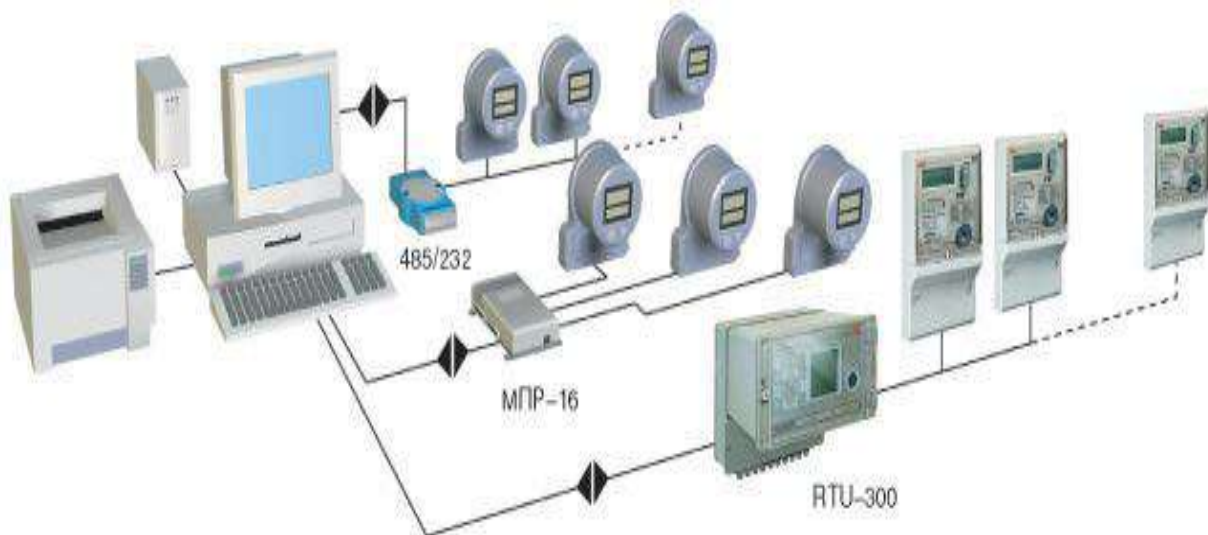


Рисунок 17.2 – Другий варіант схеми автоматичного обліку

На локальному комп'ютері відбувається збір даних з заданим періодом. На ньому ж відбувається їхня обробка. Залежно від кількості користувачів, кількості лічильників і інтервалів їхнього профілю, кваліфікації користувачів,

складності математичної обробки та ін. Локальна БД може функціонувати або під MS Access, або під СУБД ORACLE8.X.

Збір даних в центральну БД відбувається періодично. Первинна інформація для центральної БД зчитується прямо з лічильників. Синхронізація часу на лічильниках здійснюється по годиннику або переносного, або локального комп'ютера.

ЛЕКЦІЯ 18

СИСТЕМА ДИСТАНЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ DATAGYR C2000

Розглянемо досвід фірми Landis & Gyr (Швейцарія), яка давно і з успіхом використовує комплексний системний підхід до розробки і впровадження систем АСКОЕ. Пропоновані фірмою технічні рішення дозволяють побудувати систему АСКОЕ будь-якого рівня, починаючи від обліку міжсистемних перетоків на ПЛ надвисокої напруги і закінчуючи побутовими споживачами. Класична розробка компанії Landis & Gyr – система дистанційного обліку енергоресурсів DATAGYR C2000.

Система являє собою програмно-технічний комплекс засобів для дистанційного енергообліку, керування навантаженням і тарифами. Простота використання досягається за допомогою дружнього графічного інтерфейсу користувача. Модульна побудова програмного забезпечення і потужна апаратна платформа становлять базу цієї перспективної системи. Система DATAGYR C2000 збирає дані з приладів обліку, передає їх каналами зв'язку в центральну станцію (ЦС) і зберігає в реляційній базі даних, а також обробляє дані і видає результат. В складних ієрархічних системах з багаторівневим обліком використовують кілька комп'ютерів, один з яких обирається головним – центральним сервером системи. Дані на об'єктах збираються за допомогою віддалених терміналів системи – транскoderів, що здійснюють також первинну обробку інформації і передачу її каналами зв'язку в ЦС, де виконуються:

- перевірка технічного стану лічильників, транскoderів, мережі передачі даних з видачею сигналів тривоги в випадку виникнення збоїв;
- математичні обчислення і статистичний аналіз, що дозволяють на основі показань лічильників вести розрахунки за перетікання енергії з іншими енергетичними комплексами, визначати усереднену потужність і споживання електроенергії, вести аналіз зібраних моделей, статистики споживання і прогнозів навантаження;
- вибір тієї або іншої тарифної програми.

Результати обробки інформації видають в табличній і графічній формах. Є гнучкі засоби формування звітів по групах споживачів і по системі в цілому для звітних інтервалів часу і різних інтеграційних періодів. Система видає також користувачеві інформацію про свій стан і команди на віддалені термінали. Це реалізується шляхом використання мови структурованих запитів

до бази даних SQL. В якості ЦС використовують альфа-станцію виробництва фірми DEC, що працює під керуванням 64-розрядної операційної системи Digital UNIX. Для запису і зберігання даних використовують реляційну базу даних ORACLE. Комплекс програмних засобів системи DATAGYR C2000 містить наступні основні блоки:

- блок конфігурування системи, що визначає користувачів системи і їхні паролі (передбачений різний рівень доступу до системи для різних типів користувачів), склад віддалених терміналів системи і їхніх параметрів, списки даних, лінії зв'язку з віддаленими терміналами (задаються тип і параметри), системні пристрої, яким будуть видаватися повідомлення, описуються інші елементи системи (приймач сигналів точного часу);

- блок контролю технічного стану системи і обробки сигналів тривоги з лічильників і транскoderів;

- планувальник, що визначає порядок виконуваних системою автоматичних дій, в тому числі збір даних, запис у базу даних, обробку, експорт і імпорт даних і складання звітів;

- блок формування тарифів;

- блок формування звітів і графіків;

- блок ведення журналу системних повідомлень;

- блок комунікацій за протоколом SCTM.

Система являє собою складний комплекс різних пристроїв, синхронно взаємодіючих один з одним під керуванням центрального сервера:

- центральні і регіональні станції;

- транскodери – віддалені термінали, зв'язані через канали зв'язку з ЦС;

- лічильники, що передають інформацію в транскoder.

Регіональні і центральні станції (альфа-станції фірми DEC з потужним продуктивним 64-розрядним процесором і 64-розрядною операційною системою Digital UNIX) забезпечує істотне підвищення швидкості обробки графічної інформації й роботи з базою даних. Станції оснащують розширювачем портів з інтерфейсом SCSI, що дозволяє підключати до нього різноманітне периферійне устаткування (модеми для виділених ліній зв'язку, що комутуються, частотно-модульований канал, принтери, приймач сигналів точного часу).

Транскodери FAG і FBC – універсальні прилади, що служать для збору, обробки, зберігання і передачі даних з первинних приладів обліку – лічильників. Транскodери дозволяють мати від 16 до 144 каналів обліку залежно від набору вхідних модулів. Транскoder FAG зібраний на одному шасі і складається з різних зйомних модулів, з'єднаних між собою шиною даних. Набір використовуваних модулів визначається конкретними умовами застосування системи.

Пристрій може мати наступні модулі: до чотирьох вхідних (імпульсних або послідовних), частотно-модульованого каналу для передачі даних за виділених лініях у вузькій смузі частот, радіогодинника для одержання сигналів точного часу і синхронізації, запису даних про електроспоживання на чип-карту ємністю 4 Мб (строк зберігання до 999 днів). Збір даних з лічильників

здійснюється як через імпульсні виходи, так і через послідовний інтерфейс RS-485, що забезпечує щохвилинне опитування оригінальних показань регістрів лічильників за протоколом STOM (Serial Transmission Original Metering).

Імпульсний вхідний модуль дозволяє обробляти до 20 імпульсних каналів обліку. Імпульси після вхідного контролю підсумуються, визначаються хвилинні значення електроенергії, при необхідності здійснюється підсумовування даних по окремих приладах обліку або інших обчислень, потім визначаються середні значення за інтеграційний період і дані записуються в циклічний буфер пам'яті.

Модуль послідовних входів має біля шести ліній, до кожної з яких можна підключити порядку восьми лічильників, обладнаних інтерфейсом RS-485, що передають оригінальні показання рахункових механізмів по протоколу STOM. Один послідовний модуль здатний обробляти до 36 регістрів лічильників.

Транскодер FAG посилає щохвилини команду на підключені лічильники, по якій показання «заморожуються» (фіксуються) і пересилаються у відповідні регістри лічильника. Потім ці регістри послідовно один за одним опитуються і показання передаються для подальшої обробки.

Цей принцип має переваги: при виникненні збоїв у лінії зв'язку з лічильників не потрібно корегувати показання транскодера (як це було б у випадку імпульсної передачі), оскільки після відновлення порушеного зв'язку транскодер продовжує працювати з оригінальними поточними показаннями лічильника. Крім того, істотно заощаджуються витрати праці на прокладання кабелів: для передачі даних 36 регістрів потрібно всього один кабель (дві кручені пари).

Синхронізація може здійснюватися трьома способами:

- від радіогодинника, що приймає сигнали точного часу;
- від внутрішніх годинників приладу, які можна установлювати вручну або від радіогодинника;
- за командою з ЦС.

Прилад дозволяє одночасно працювати з даними по трьох інтеграційних межах.

Пристрій може мати до чотирьох комунікаційних портів RS-232 для передачі даних в ЦС частотно-модульованим каналом або через модеми виділеними лініям зв'язку або тими, що комутуються. Для параметрування транскодера використовують сервісну програму, що функціонує на звичайному портативному комп'ютері, який підключають до транскодеру через інтерфейс RS-232.

У системі DATAGYR C2000 використовують комбіновані електронні лічильники Z.B і Z.V/Z.V.

Лічильники Z.B обладнані імпульсним виходом і виходом типу «струмова петля» (стандарт МЭК1107), вимірюють активну й реактивну енергію в двох напрямках з розбивкою по чотирьох квадрантах і усередненій максимальній потужності. Клас точності 0.5, 1.0, 2.0.

Вимірювальний елемент являє собою датчик Холу (використовується метод прямого виміру електромагнітного поля й потужності). Передбачено зберігання профілів навантаження в пам'яті лічильника протягом 200 днів (15-ти хвилинні значення) і робота з декількома тарифами. Лічильники підключають до імпульсного входу транскодера.

Лічильники Z.V/Z.V призначені для виміру більших значень електроенергії, мають клас точності 0,2s і 0,5s. Активну й реактивну енергії вимірюють у двох напрямках з розбивкою по чотирьох квадрантах. В лічильник Z.V додатково вимірює втрати активної і реактивної енергії, що дозволяє більш точно вести облік електроенергії.

В вимірювальних елементах реалізовано принцип широтно-частотної модуляції. Коректна робота лічильника забезпечується при наявності напруги хоча б на одній фазі. Основне живлення здійснюється безпосередньо від вторинної обмотки вимірювального трансформатора. Разом з тим передбачене резервне живлення, що дає можливість зберігати інформаційний зв'язок з лічильником навіть в випадку повного обриву в ланцюгах вимірювальних трансформаторів.

Основна відмінність лічильників Z.B від Z.V/Z.V полягає в наявності послідовного інтерфейсу RS-485, за яким здійснюється двосторонній обмін даними і командами між лічильником і транскодером відповідно до протоколу STOM. Наявність протоколу обміну на порядок підвищує надійність і точність передачі даних у порівнянні з традиційним імпульсним способом.

Загальним для всіх лічильників фірми Landis & Gyr є наявність оптичного порту, через який за допомогою оптичної головки і персонального комп'ютера можна зчитувати дані і параметрувати прилад за допомогою сервісної програми.

В системі DATAGYR C2000 існують три шляхи обміну даними.

Лічильник – транскодер. Дані передаються, як правило, по території підстанцій або електростанцій при наявності електромагнітних полів, що створюють сильні перешкоди для проходження сигналу. В цих умовах імпульсна передача (особливо якщо відстань між лічильником і транскодером велика) не завжди забезпечує необхідну надійність. При будь-якому збої в передачі імпульсів потрібне ручне узгодження даних лічильника і транскодера, тому потрібен постійний контроль з боку персоналу і періодичне звіряння показань лічильників і транскодерів.

Транскодер – комп'ютер. Обмін даними між транскодером і комп'ютером здійснюється за кожним з двох можливих протоколів:

- SCTM (Serial Coded Tele Metering);
- IEC 870-5-102.

Дані від віддалених терміналів в ЦС передаються як за виділеними, так і комутуємими каналами зв'язку. Лінії зв'язку можуть бути будь-якої природи: оптоволокну, ВЧ-зв'язок за ЛЕП, радіозв'язок, телефонна мережа загального користування та ін.

Комп'ютер – комп'ютер. В системі, що складається з декількох комп'ютерів, обмін даними організується засобами системи UNIX і програмного забезпечення DATAGYR C2000. Міжмашинний обмін інформацією каналами зв'язку здійснюється за протоколом SLIP (Serial Line Internet Protokol).

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Об утверждении Концепции построения автоматизированных систем учета электроэнергии в условиях энергорынка [Электронный ресурс]: Приказ Министерства топлива и энергетики Украины от 17.04.2000 № 32/28/276/75/54. – Электронные текстовые данные. – Режим доступа: www.konus.biz/doc/ascuecon.doc, свободный. – Дата обращения 10.02.2018.
2. Орнатский П. П. Теоретические основы информационно – измерительной техники / П. П. Орнатский. – Київ : Вища школа, 1983. – 455 с.
3. Электрические измерения / под ред. Е. Г. Шрамкова. – М. : Высшая школа, 1972. – 519 с.
4. Правила улаштування електроустановок – Видання офіційне. – Міненерговугілля України. – Харків : Форт, 2017. – 760 с.
5. Голуб В. Сверхэкономичные сигма-дельта АЦП фирмы Analog Devices / В. Голуб // CHIP NEWS Украина. – 2004. – № 1. – С. 42–46.
6. Загарий И. Г. Програмируемые контроллеры для систем управления / И. Г. Загарий, Н. О. Ковзель. – Харьков: Регион-информ, 2001. – 315 с.
7. Алексеев О. П. Мікроконтролери для транспорту та промислових застосувань: архітектура і програмування : навч. посібник / О. П. Алексеев, В. П. Волков, О. Б. Богаєвський. – Харків : ХНАДУ, 2004. – 156 с.
8. Корнеев В. В. Современные микропроцессоры / В. В. Корнеев, А. В. Киселев. – М. : Нолидж, 1998. – 236 с.
9. Мартынов А. Микроконтроллер Texas Instruments MSP430F149IPM / А. Мартынов, Н. Носач // CHIP NEWS Украина. – 2004. – № 2. – С. 8–10.
10. Кузнецов А. Восьмибитные микроконтроллеры фирмы Microchip Technology Inc / А. Кузнецов // CHIP NEWS Украина. – 2004. – № 1. – С. 22–26.
11. Кузнецов А. dsPIC30F 16-битные цифровые сигнальные контроллеры фирмы Microchip Technology Inc. / А. Кузнецов // CHIP NEWS Украина. – 2004. – № 2. – С. 4–6.
12. Охрименко В. Микроконверторы фирмы Analog Devices / В. Охрименко, В. Романов // CHIP NEWS Украина. – 2004. – № 1. – С. 3–6.
13. Голуб В. Многофункциональные цифровые ИМС для одно- и трехфазных счетчиков электроэнергии / В. Голуб // CHIP NEWS Украина. – 2004. – № 1. – С. 42–46.
14. Жежеленко И. В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях / И. В. Жежеленко – М. : Энергоатомиздат. 1986. – 168 с.
15. Глушков В. М. Введение в АСУ / В. М. Глушков. – Київ : Техніка, 1974. – 319 с.
16. Орнатский П. П. Автоматические измерения и приборы (Аналоговые и цифровые) / П. П. Орнатский. – Київ : Вища школа, 1986. – 504 с.
17. Дубинский Д. Elster Metering. Учет энергоресурсов во всем мире Д. Дубинский / Измерение.RU. – 2002. – № 6. – С. 34.

18. Эксплуатационная документация многофункционального счетчика электрической энергии типа АЛЬФА. АББ ВЭИ «Метроника». – М. : Метроника, 1995. – 32 с.
19. ЕвроАЛЬФА (Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии). Руководство по эксплуатации. Вер. 0.96. АББ ВЭИ «Метроника». – М. : Метроника, 1997. – 42 с.
20. Дельта – новый микропроцессорный счетчик для бытового потребителя. Новые решения в учете электроэнергии. АББ ВЭИ «Метроника». – М. : Метроника, 1999. – № 2. – С. 6–9.
21. Альфа А1000 – счетчик нового тысячелетия. Новые решения в учете электроэнергии. – М.: Метроника, 2000. – № 7. – С. 20.
22. АЛЬФА А1200 Новый микропроцессорный счетчик электроэнергии Эльстер Метроника // Измерение.RU, 2002. – № 6. – С. 18–20
23. Счетчик АЛЬФАПлюс – коммерческий учет и контроль ПКЭ. Новые решения в учете электроэнергии // АББ ВЭИ «Метроника», М. : Метроника, 1999. – № 4. – С. 12–14.
24. Специальное предложение. Счетчик АЛЬФАПлюс А2R-0L-C8-T-635. Новые решения в учете электроэнергии // АББ ВЭИ «Метроника». – М. : Метроника, 2000. – № 1. – С. 20.
25. Голуб В. Электронные счетчики электроэнергии и измерительные трансформаторы тока / В. Голуб // CHIP NEWS Украина, 2004. – № 7. – С. 10–17.
26. Поверочное оборудование WECO 1300. Новые решения в учете электроэнергии. – М. : Метроника, 2000.– № 1 – С. 19.
27. ГОСТ 13109–97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Київ : Дежстандарт України, 1999. – С. 30.
28. ION 8500 // Измерение.RU, 2001. – № 6. – С. 13–14.
29. Анализатор напряжений и токов в электрических сетях АНТЭС АК–3Ф. Паспорт и руководство по эксплуатации 411187.001 РЭ. Ред. 3 // ООО «АНТЭС АК», 2004. – 23 с.
30. Оборудование серии ETL-500. Цифровые системы связи по ВЛ. Новые решения в учете электроэнергии // АББ ВЭИ «Метроника». – М. : Метроника, 1999. – № 4. – С. 22–23.
31. Микропроцессоры. Средства сопряжения. Контролирующие и информационно–управляющие системы / под ред. Л. Н. Преснухина. – Минск : Высшая школа, 1987. – 303 с.
32. Рахно Е. CAN продукция фирмы Microchip Technology Inc. / Е. Рахно // CHIP NEWS Украина, 2004. – № 10. – С. 39–41.

Навчальне видання

РОЖКОВ Петро Павлович,
РОЖКОВА Світлана Едуардівна

КОНТРОЛЬ ТА ОБЛІК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

(для студентів денної та заочної форм навчання освітнього рівня «магістр» за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітні програми «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Електротехнічні системи електроспоживання (освітньо-наукова)»)

Відповідальний за випуск П. П. Рожков

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання І. В. Волосожарова

План 2017, поз. 150Л

Підп. до друку 02.03.2018. Формат 60 × 84/16.

Друк на ризографі. Ум. друк. арк. 5,4.

Тираж 50 пр. Зам. № .

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002.

Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 5328 від 11.04 2017.