



**Міністерство освіти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ**

**Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій**

**Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту**

О. А. Савченко

АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТА КЕРУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ

Конспект лекцій

**для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
денної та заочної форми навчання
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**Харків
2024**

Міністерство освіти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та енергетичного менеджменту

О. А. Савченко

АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТА КЕРУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ

Конспект лекцій

**для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
денної та заочної форми навчання
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

Затверджено рішенням
науково-методичної ради
факультету енергетики,
робототехніки та комп'ютерних
технологій
Протокол № 3
від 26 грудня 2024 року

Харків

2024

УДК 621.31

С 31

Схвалено на засіданні кафедри
електропостачання та енергетичного менеджменту

Протокол №4 від 11.12.2024 р.

Рецензенти:

Н. Г. Косуліна, д-р техн. наук, проф., проф. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ;

Ю. М. Хандола, канд. техн. наук, зав. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ.

С 31 Автоматизовані системи контролю та керування енергоспоживанням: конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форми навч. зі спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Держ. біотехнол. ун-т; авт.-уклад.: О. А. Савченко – Харків: [б. в.], 2024. – 88 с.

Конспект лекцій розроблено відповідно до програми навчальної дисципліни. Видання включає перелік тем та питань для вивчення, контрольні запитання та перелік рекомендованої літератури.

Видання призначена для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форми навчання зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

УДК 621.31

Відповідальний за випуск: О. О. Мірошник, д-р техн. наук

© Савченко О. А., 2024.

© ДБТУ, 2024

ЗМІСТ

Вступ	4
Мета та завдання вивчення дисципліни	7
Тема 1. Основні поняття та визначення. Нормативно-правове регулювання у сфері енергоспоживання	9
Тема 2. Графіки навантаження. Поняття максимуму	15
Тема 3. Теоретичні основи оцінки витрат і споживання електричної енергії	20
Тема 4. Керування електроспоживанням на підприємствах	29
Тема 5. Лічильники - датчики в системах автоматизованого контролю й керування електроспоживанням	35
Тема 6. Комбіновані інтелектуальні лічильники-датчики	47
Тема 7. Архітектура й програмно - апаратні засоби сучасних автоматизованих систем контролю й обліку енергоресурсів	62
Тема 8. Автоматизовані системи розрахунку зі споживачами (білінгові системи). Автоматизація контролю відключень електроенергії	74
Перелік літератури	87

ВСТУП

У середині 20-го сторіччя прогрес науки і техніки привів до початку масового впровадження в найрозвиненіших країнах практично в усі галузі економіки інформаційні технології. Розвиток самої економіки, конкурентність її галузей почала визначатися повсюдним упровадженням в технологічні процеси обчислювальної і мікропроцесорної техніки, використанням досягнень мікроелектроніки, техніки зв'язку, техніки програмування і т.д.

Основний чинник, що знижує економічність систем електропостачання, - це стан схем обліку електроенергії і рівень їх експлуатації. В даний час схема обліку складається з трансформаторів напруги, трансформаторів струму і індукційних лічильників. Паспортний клас точності такої схеми забезпечується, якщо навантаження струмових ланцюгів коливається від 50 до 120% від номінального первинного струму трансформатора струму, а лічильники піддаються перевірці на точність не рідше 1 разу в 8 років.

Із-за зниження електроспоживання відбувається зниження завантаження вимірювальних приладів. При зниженні навантаження до 10% і нижче від номінального, клас точності трансформаторів струму загрубляється від 0,5 до 1,0 і вище, а при зниженні до 5% - погіршується зупинка індукційних лічильників.

Для зменшення втрат і, отже, поліпшення економічності електропередачі необхідно відстежувати завантаження вимірювальних схем і при необхідності міняти трансформатори струму. Індукційні лічильники – перевіряти на точність не рідше 1 разу в 8 років, оскільки в них у міру вироблення ресурсу сповільнюється обертання диска і знижується точність обліку енергії.

В міру можливості індукційні лічильники повинні замінюватись на електронні. Останні мають перед індукційними такі переваги: низький поріг чутливості, мале власне споживання, відсутність зворотного ходу і вузлів тертя, як правило, вищий клас точності. У плані захисту від несанкціонованого відбору електроенергії – вони не мають рухомих частин, доступних для гальмування, їх неможливо зупинити, змінюючи їх положення в просторі.

Окрім приведення схем електропостачання і обліку електричної енергії в належний стан, передова практика, як вітчизняна, так і зарубіжна, свідчить, що економічні характеристики можливо поліпшити, впроваджуючи передові інформаційні технології і автоматизацію управління. Наприклад, введення в експлуатацію системи автоматизованого розрахунку із споживачами електроенергії на базі розподіленої мережі дозволить істотно поліпшити положення справ з виконавською дисципліною, дасть повнішу картину керівництву підприємства для ухвалення відповідних управлінських рішень і організаційних заходів, направлених на поліпшення збору грошових коштів і зміцнення фінансової стабільності підприємства.

Автоматизована система дозволить забезпечити централізований оперативний контроль у реальному часі по наступних напрямках:

- контроль збору грошових коштів;
- контроль споживання електроенергії і виписки рахунків споживачам;

- контроль дебіторської і кредиторської заборгованості як по підприємству в цілому, так і на рівні доступу до даних про споживання і оплату по кожному конкретному споживачу в довільний період часу;
- контроль виконавської дисципліни на місцях;
- формування оперативної щоденної звітності.

Централізація управління і впровадження нових технологій підвищує економічність від 7 до 11%.

Сьогодні ефективне управління електричними мережами можливе тільки на базі розподілених ієрархічних систем управління. Стратегічною основою побудови таких систем є «Концепція побудови та реконструкції АСУ електричних мереж в умовах переходу України до ринкових відносин», затверджена Міненерго України 29 серпня 1996 року.

Автоматизована система контролю та управління електроспоживанням (АСКУЕ) в умовах переходу до енергоринку висувається в АСУ на перший план і є системою контролю і управління покупкою, розподілом і реалізацією електроенергії, а також дозволяє мати інформаційну базу для планування і управління споживанням електричної енергії і потужності.

АСКУЕ проектується з урахуванням вимог "Концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку", вирішує задачі збуту електроенергії, розрахунку оплати споживачем за використану електроенергію, оплати постачальнику за покупну електроенергію і управління граничним електроспоживанням.

МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ВИВЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ

Мета вивчення дисципліни: формування базових знань по використанню сучасної вимірювальної техніки по обліку електричної енергії та її регулювань згідно законодавства України та нормативних актів.

Завдання – вивчення сучасних засобів обліку та якості електричної енергії; засобів регулювання добового графіку електроспоживання; порядку видачі технічних умов на приєднання до електромереж електропостачальної організації; порядку заключення договору про постачання електричної енергії та юридичного оформлення інших документів, регулюючих взаємовідносини між постачальником та споживачем електричної енергії; навчити студентів використовувати правові знання згідно законодавства України по користуванні електричною енергією, користуватись сучасними засобами обліку та приладами вимірювання якості електричної енергії, оформляти договори та акти щодо правових взаємовідносин між постачальником та споживачем.

ТЕМА 1. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ. НОРМАТИВНО-ПРАВОВЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРІ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ

Питання:

1. Мета і завдання вивчення дисципліни
2. Основні поняття та визначення.
3. Нормативно-правове регулювання у сфері енергоспоживання

1. Мета і завдання вивчення дисципліни

Метою вивчення дисципліни «Автоматизовані системи контролю та керування енергоспоживанням» є формування базових знань з використання автоматизованих засобів з контролю та управління енергоспоживанням згідно законодавства України та нормативних актів.

Завдання дисципліни – вивчення сучасних засобів обліку обсягу та якості електричної енергії та інших видів енергоресурсів, засобів регулювання добового графіка енергоспоживання.

В результаті вивчення дисципліни «Автоматизовані системи контролю та керування енергоспоживанням» студенти:

повинні знати вимоги нормативних документів щодо обліку енергоресурсів та управління енергоспоживанням; методи керування процесом енергоспоживання; архітектуру та принципи функціонування систем обліку і керування енергоспоживанням.

повинні уміти проводити необхідні розрахунки для вибору первинних інформаційних перетворювачів систем обліку і керування енергоспоживанням; здійснювати вибір обладнання систем обліку і керування енергоспоживанням.

2. Основні поняття та визначення.

Електроспоживанням у загальному випадку будемо називати процес споживання електричної енергії електроприймачами будь-якого підприємства. Так як безліч приймачів включається й відключається в різний час доби залежно від технологічного процесу на кожному конкретному виробництві, то для енергосистеми формується нерівномірний графік навантаження, показаний на рис. 1.

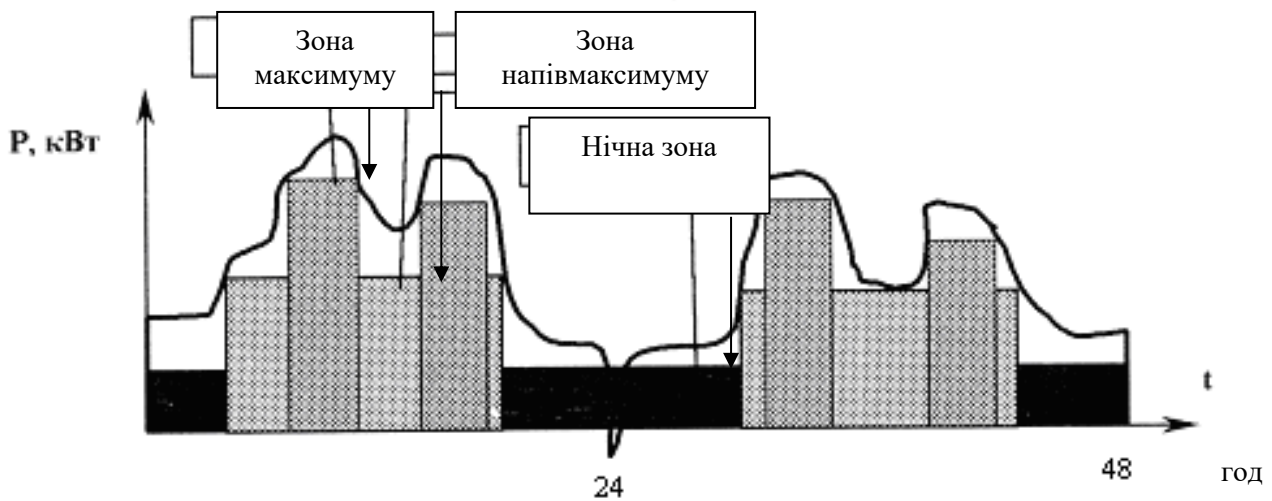


Рис. 1. Добовий графік навантаження.

Лімітом електричної потужності називають граничне допустиме (дозволене енергосистемою) значення півгодинної активної потужності підприємства в години максимальних навантажень енергосистеми.

Лімітом електроенергії називають гранично допустиму (дозволену енергосистемою) кількість активної електроенергії, яка буде спожита за розрахунковий період.

Організацією електроспоживання називають комплекс заходів, спрямованих на раціональне живлення технологічного процесу підприємства разом з процесом регулювання споживання електроенергії.

Плануванням електроспоживання називають визначення показників на основі оптимальної (по сукупності цих показників) організації режимів роботи електроприймачів технологічних процесів підприємства з дотриманням умов, що забезпечують випуск продукції заданої кількості і якості.

Регулюванням **електроспоживання** називають здійснення організаційно-технічних заходів, які забезпечують регламентовані енергопостачальною організацією показники **електроспоживання** з мінімальним впливом на випуск підприємством продукції заданої кількості та якості.

3. Нормативно-правове регулювання у сфері енергоспоживання

Відносини між енергосистемою та споживачем електричної енергії визначаються договором, що укладається між ними. При цьому все регламентується „Правилами роздрібного ринку електричної енергії”. Вони є і юридичним документом для узгодження всіх спірних питань.

Згідно Правил взаємовідносини підприємства з енергопостачальною організацією (енергосистемою) по електроспоживанню визначаються наступними показниками:

- а) кількістю електроенергії, спожитої за розрахунковий період;

б) максимальним значенням середньої активної потужності підприємства за півгодинний інтервал часу, який фіксується в години максимального навантаження енергосистеми (півгодинний максимум активної потужності);

в) максимумом значень середньої реактивної потужності підприємства за півгодинний інтервал часу, який фіксується в години максимального навантаження енергосистеми (півгодинний максимум реактивної потужності);

г) середнім значенням реактивної потужності підприємства за час мінімального навантаження енергосистеми;

д) показниками якості електроенергії на межі розмежування і балансової належності електричних мереж відповідно до ДЕРЖСТАНДАРТУ.

Правила визначають взаємовідносини споживачів електричної енергії, постачальників електричної енергії та електропередавальних організацій.

Правила є обов'язковими для споживачів, замовників, а також підприємств, установ і організацій незалежно від форм власності, які здійснюють виробництво, передачу, та постачання електричної енергії.

Постачання електричної енергії здійснюється на підставі договору про постачання електричної енергії, що укладається між споживачем та постачальником електричної енергії за регульованим тарифом або договору про купівлю-продаж електричної енергії, що укладається між споживачем та постачальником електричної енергії за нерегульованим тарифом.

Технічні умови приєднання нових електроустановок, збільшення електричної потужності або зміни вимог споживачів до надійності електропостачання видаються електропередавальною організацією (основним споживачем), до мереж якої приєднуються нові чи додаткові потужності.

Межа експлуатаційної відповідальності між споживачами і електропередавальною організацією (основним споживачем) за стан і обслуговування суміжних електроустановок фіксується в акті розмежування балансової належності електроустановок і експлуатаційної відповідальності сторін.

Межа експлуатаційної відповідальності між споживачем і електропередавальною організацією за стан і обслуговування електроустановок напругою до 1000 В встановлюється:

1) у разі повітряного відгалуження – на ізоляторах трубостояка, встановленого на будівлі, або на ввідних клеммах першого комутаційного апарата, встановленого на будівлі;

2) у разі кабельного вводу - на наконечниках кабелю живлення на вводі в будівлю.

Може бути встановлена інша обґрунтована межа експлуатаційної відповідальності, яка обумовлена особливостями експлуатації електроустановок або пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) і зв'язку.

Відповідальність за стан контактних з'єднань на межі балансової належності електромережі в будинках, що належать житловим організаціям, установам та іншим невиробничим споживачам, несе електропередавальна організація.

Межа експлуатаційної відповідальності за стан і обслуговування

електроустановок напругою 1000 В і вище встановлюється:

1) на з'єднувачі прохідного ізолятора повітряної лінії із зовнішньої сторони закритих розподільних пристроїв або на виході проводу з натяжного затискача порталльної відтяжної гірлянди ізоляторів відкритих розподільних пристроїв;

2) на наконечниках кабельних або повітряних вводів живильних чи розподільних ліній.

Відповідальність за технічний стан зазначених у підпунктах 1 і 2 з'єднань несе організація, яка експлуатує підстанції (розподільні пристрої).

Межа відповідальності за стан і обслуговування ліній електропередачі напругою 1000 в і вище, що мають відгалуження (глухі або через роз'єднувачі), які належать різним організаціям, установлюється на опорі основної лінії, де здійснена відпайка.

Відповідальність за стан затискачів, що приєднують відпайку, несе організація, яка є власником основної лінії.

Може бути встановлена інша обґрунтована межа експлуатаційної відповідальності, яка обумовлена особливостями експлуатації електроустановок або пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) і зв'язку.

Межа експлуатаційної відповідальності між споживачем – фізичною особою, об'єднанням співвласників (власником) багатоквартирних будинків та/або власником електричних мереж установлюється:

1) для квартир багатопверхових будинків на відхідних клемах розрахункових засобів обліку поверхових або квартирних електрощитків або ввідних клемах комутаційних апаратів;

2) для індивідуальних будинків – у точці кріплення проводів лінії електропередачі до перших ізоляторів на будівлі або на трубостояку (при повітряному вводі);

3) у разі кабельного вводу – в точці вводу в зовнішню стіну будівлі, якщо ввідно-розподільний пристрій розташований усередині будівлі, або на вихідних клемах розрахункового засобу обліку, якщо ввідно-розподільний пристрій розміщений ззовні будівлі.

Може бути встановлена інша обґрунтована межа експлуатаційної відповідальності, яка обумовлена особливостями експлуатації електроустановок або пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) і зв'язку.

Відповідальність за стан контактних з'єднань на межі експлуатаційної відповідальності несе електропередавальна організація.

Електроустановки споживачів мають бути забезпечені необхідними розрахунковими засобами обліку електричної енергії для розрахунків за спожиту електричну енергію, технічними засобами контролю і управління споживанням електричної енергії та потужності, що встановлюються відповідно до вимог ПУЕ та проектних рішень, а також за бажанням споживача засобами виміральної техніки для контролю якості електричної енергії.

Електропередавальна організація відповідно до вибраного споживачем виду тарифу та вимог нормативних документів має запропонувати споживачу перелік розрахункових засобів обліку електричної енергії та рівня споживаної

електричної потужності, а також каналів зв'язку, якими має забезпечуватися передача інформації щодо обліку. Встановлення розрахункових засобів обліку електричної енергії виконується за рахунок споживача електропередавальною організацією або іншою спеціалізованою організацією.

Споживачі, які бажають здійснювати розрахунок за спожиту електричну енергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, мають забезпечити облік електричної енергії для власного споживання багатотарифними засобами обліку.

У разі наявності двох чи більше точок розрахункового обліку на одній території у споживача, дозволена потужність якого становить 750 кВт і більше, споживач зобов'язаний організувати облік споживання електричної енергії на основі автоматизованої системи обліку.

Постачання електричної енергії всім споживачам здійснюється постачальником електричної енергії відповідно до режимів, передбачених договорами.

Постачальник електричної енергії доводить споживачам граничні величини споживання електричної потужності в години максимуму навантаження відповідно до законодавства України. Ці величини встановлюються для споживачів з дозволеною потужністю 150 кВА (кВт) та більше, виходячи з режиму роботи енергосистеми України, і доводяться до відома споживачів окремими письмовими повідомленнями не пізніше ніж за 10 днів до початку наступного розрахункового періоду. Це письмове повідомлення є невід'ємною частиною договору.

Контроль за фактичним навантаженням електроустановок споживачів, яким установлені граничні величини рівня потужності, має здійснюватися засобами вимірювальної техніки, що фіксують 30-хвилинну максимальну потужність у години максимального навантаження енергосистеми.

У разі наявності двох та більше точок розрахункового обліку контроль здійснюється за допомогою автоматизованої системи обліку електричної енергії за умови наявності останньої. Умови контролю мають бути визначені в договорі.

Договір про постачання електричної енергії є основним документом, який регламентує відносини між постачальником електричної енергії за регульованим тарифом, що здійснює свою діяльність на закріпленій території, і споживачем, та визначає зміст правових відносин, прав та обов'язків.

Окрім цього існує КОДЕКС комерційного обліку електричної енергії. Кодекс визначає основні положення щодо організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, права та обов'язки учасників ринку, постачальників послуг комерційного обліку та адміністратора комерційного обліку щодо забезпечення комерційного обліку електричної енергії, отримання точних і достовірних даних комерційного обліку та їх агрегації (об'єднання), порядок проведення реєстрації постачальників послуг комерційного обліку, точок комерційного обліку та реєстрації автоматизованих систем, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії.

Питання для самоперевірки

1. Вимоги нормативних документів щодо обліку електричної енергії.
2. Обов'язки споживача електричної енергії.
3. Відповідальність постачальника електричної енергії.
4. Відповідальність споживача електричної енергії.
5. Основні вимоги Правил користування електричною енергією.

ТЕМА 2. ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕННЯ. ПОНЯТТЯ МАКСИМУМУ

Питання:

1. Графіки навантаження енергосистем
2. Максимум навантаження енергосистеми

1. Графіки навантаження енергосистем

Так як основною характеристикою процесу споживання електроенергії $W(t)$ є його швидкість $\frac{dW(t)}{dt}$, то основою аналізу режимів енергосистем і процесу електроспоживання споживачів є графіки активної

$$P(t) = \frac{dW_a(t)}{dt} \quad (1)$$

і реактивної

$$Q(t) = \frac{dW_p(t)}{dt} \quad (2)$$

Потужності в функції часу. Графіки зміни потужності споживачів з урахуванням зміни втрат потужності $\Delta P(t)$, $\Delta Q(t)$ при її передачі є графіками навантаження електричних мереж і генераторів енергосистеми.

Відповідно до цього варто розрізняти графіки навантаження по активній і реактивній потужності й по струму, які будемо позначати відповідно

$$P(t) = \sum p_k(t)$$

$$Q(t) = \sum q_k(t) \quad (3)$$

$$I(t) = \sum i_k(t)$$

У цих формулах великими літерами позначені групові графіки, а малими - індивідуальні.

Графіки зміни миттєвих значень потужності типу

$$P(t) = P_{M1} \sin \omega t + P_{M2} \sin 2\omega t + \dots, 0 \leq t \leq T, \quad (4)$$

тобто осцилограми, застосовують у край рідко, в основному в дослідницьких роботах, при цьому тривалість інтервалу реалізації T - графіка звичайно вимірюється секундами.

Безперервні графіки (регістрограми) застосовують для контрольних, або перевірочних досліджень на інтервалах тривалістю не більше доби.

В інженерних розрахунках і, головне, при регулюванні електроспоживання використовують, як правило, графіки дискретних середніх значень, отриманих від безперервного графіка $P(t)$ на послідовних інтервалах часу $\Delta t = \frac{T}{M}$, тобто ступінчаті функції виду

$$P_{\Delta t}(t_k) = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_k}^{t_k + \Delta t} P(t) dt; (k-1)\Delta t \leq t_k \leq k\Delta t, k = 1, 2, \dots, M, \quad (5)$$

де M - число інтервалів.

Найбільш часто при побудові й обробці графіків навантаження зустрічаються величини T і Δt , приведені в табл. 1.

Очевидно, що зі збільшенням T інформативність графіка збільшується, а зі збільшенням Δt точність деяких одержуваних на його основі характеристик графіка знижується.

На рис. 2 показані приклади графіків $P(t)$ і $P_{\Delta t}(t_k)$ - фактичний і дискретний, при різних ступенях часу, тобто залежно від інтервалу Δt .

Як уже відзначено вище, безперервні графіки $P(t)$ можуть бути отримані за допомогою осцилографів або реєстраційних (самописних) приладів.

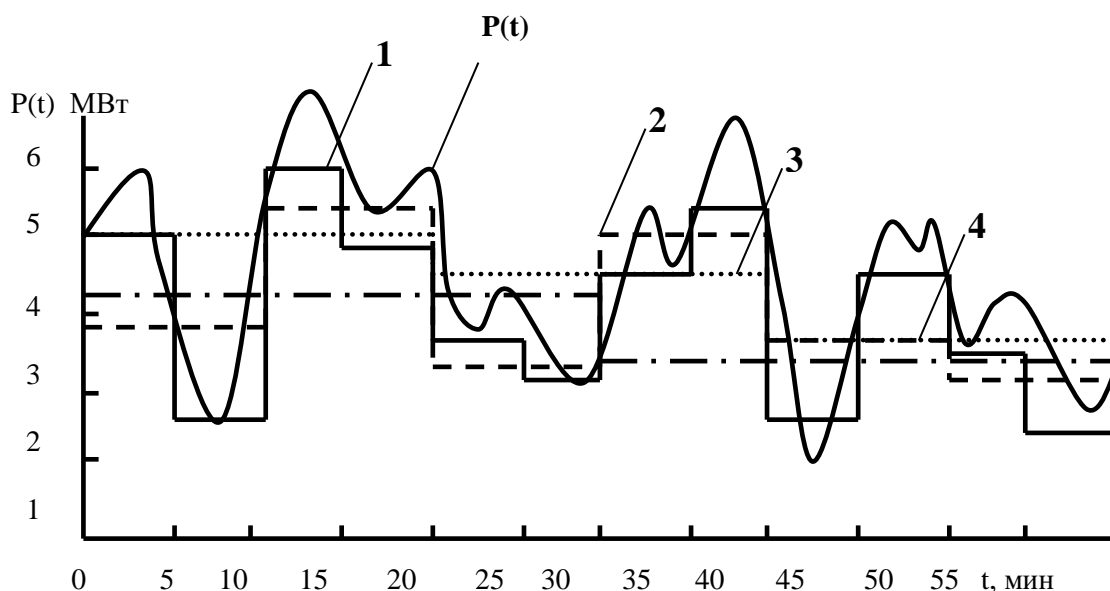


Рис. 2. Приклад вихідного графіка $P(t)$ й ступінчатих, отриманих шляхом дискретизації на інтервалах Δt різної тривалості: 1 – $\Delta t = 5$ хв., 2 – $\Delta t = 10$ хв., 3 – $\Delta t = 20$ хв., 4 – $\Delta t = 30$ хв..

Таблиця 1

Найменування графіка	Тривалість	
	реалізації T	інтервалу дискретності Δt
Півгодинний	30 хв	1 - 5 хв
Годинний	60 хв	5 - 10 хв
Змінний	6 - 8 год.	10 - 30 хв
Добовий	24 год.	30 - 60 хв
Місячний	30 діб	24 год.
Річний	365 діб	1 міс.

Ступінчасті графіки $P_{\Delta t}(t_k)$ можуть бути отримані за допомогою приладів з інтегруючою ланкою, використовуваних, наприклад, у системі ИИСЭ-1-48, або шляхом зняття показань стрілочних приладів через проміжки часу Δt (відразу відзначимо, що другий спосіб при великій нерівномірності графіка може привести до істотної похибки наступних розрахунків). При відсутності зазначених приладів ці графіки будуються з використанням показань лічильників електроенергії на основі розрахунків по формулі

$$P_{\Delta t} = \frac{W_{a\Delta t}}{\Delta t}, \quad (6)$$

де $W_{a\Delta t}$ - кількість електроенергії, спожитої за час Δt .

2. Максимум навантаження енергосистеми

Відповідно до особливостей виробництва й споживання електроенергії їх постійного коливання в часі, характеристики цього процесу повинні давати можливість аналізу й оцінки використання встановлених потужностей генераторів і електроприймачів. Розглянемо одну з них – знаходження максимуму навантаження. Як правило, під максимумом $P_{\theta M}$ розуміють найбільше серед інших значення навантаження на інтервалі деякої тривалості θ . Залежно від умов розв'язуваної задачі, вибирають тривалість інтервалу θ , порядок знаходження середнього значення на інтервалі та спосіб знаходження $P_{\theta M}$. Тут мається на увазі, що, наприклад, для знаходження розрахункової по нагріванню потужності, яка передається по елементу електричних мереж, інтервал вибирають рівним, як правило, $\theta = 3T_0$, де T_0 - постійна часу нагрівання даного елемента.

Приймаючи до уваги уніфікацію розрахунків, а також те, що для провідників малих і середніх перетинів $T_0 = 10$ хв, за розрахункове навантаження приймають максимум півгодинного середнього навантаження (що приблизно дорівнює максимуму півгодинного середньоквадратичного навантаження по струму). Традиційно (хоча й не зовсім правильно) це навантаження називають півгодинним максимумом.

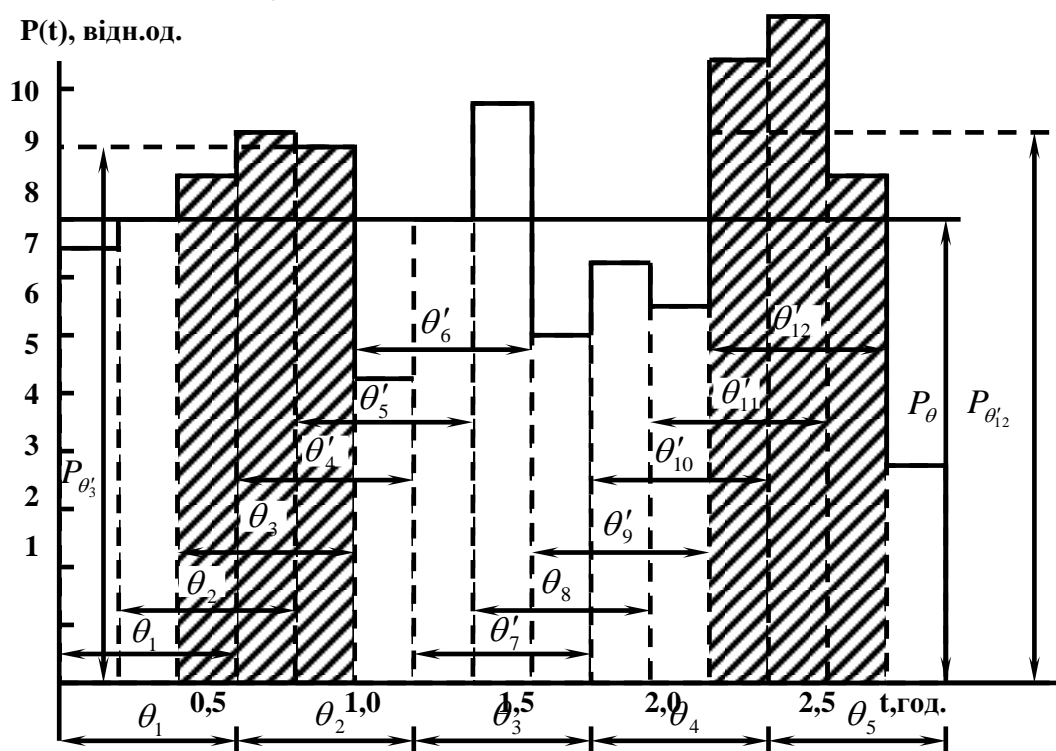
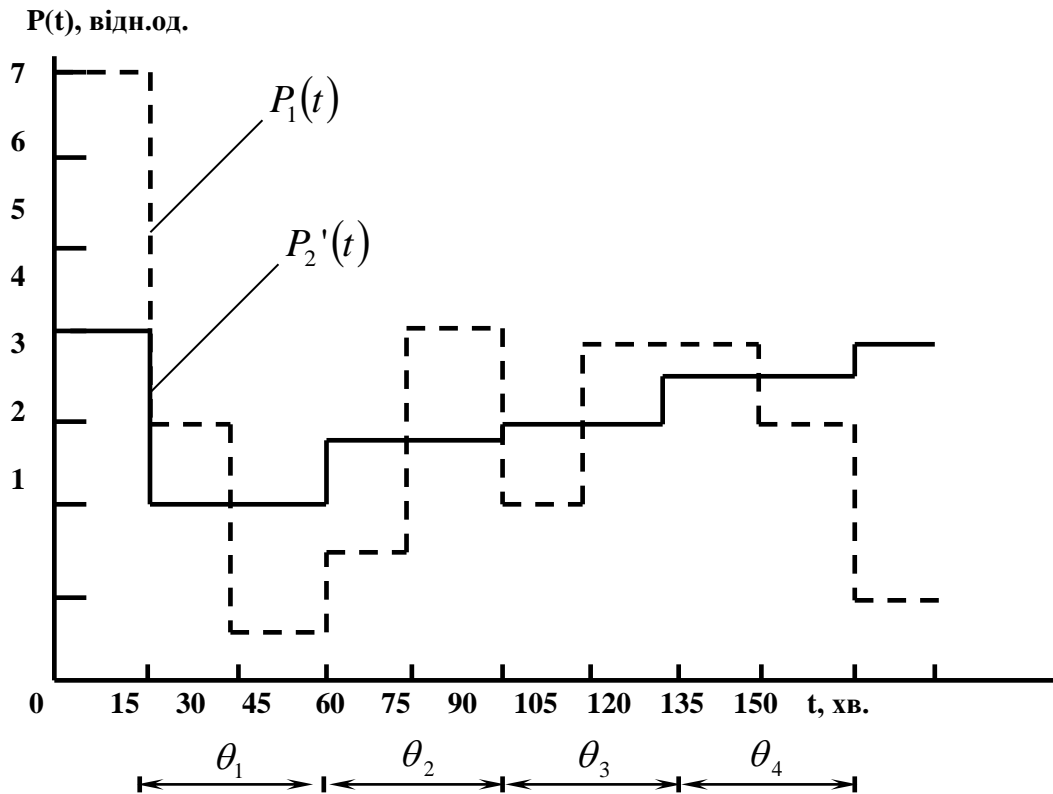


Рис. 3. Подання графіка $P(t)$: дискретне на інтервалах θ і послідовне на інтервалах $\theta' = \theta$; $P_{\theta_1} = P_{\theta_2} = \dots = P_{\theta}$ середні значення на інтервалах θ ; ділянки

графіка, на яких $P_{\theta_1} > P_{\theta}$ заштриховані.



б)

Рис. 4. Приклад вихідного графіка $P_1(t)$ та ступінчатих $P_2(t)$ и $P_2'(t)$, одержаних знаходженням середнього значення $P_1(t)$ на інтервалах θ при різному положенні першого із інтервалів.

При постановці й вирішенні задач керування навантаженнями енергосистем і регулювання електроспоживання підприємств необхідно мати показники «реакції» енергосистеми на навантаження різного значення й тривалості. При цьому необхідно враховувати типи, потужність і маневреність енергоблоків, їхню перевантажувальну здатність і т.д. Не виключено, що в цьому випадку могли б мати місце різні вимоги до регулювання графіків навантаження різних енергосистем і в різний час доби. У цей час в основу побудови взаємин всіх енергосистем і споживачів покладені півгодинні максимуми потужності підприємств.

Існують два способи відшукування $P_{\theta M}$. Перший, точний - відшукування максимуму безперервної функції

$$P_{\theta}(t) = \frac{1}{\theta} \int_t^{t+\theta} P(t) dt; 0 \leq t \leq T - \theta \quad (7)$$

тобто функції, отриманої безперервним послідовним знаходженням середнього значення графіка $P(t)$ на пересічних інтервалах θ .

При послідовному використанні середнього значення з вихідним інтервалом

$\Delta t = \frac{T}{M}$ на інтервалі $\theta = k\Delta t$ ступінчастих графіків будемо також мати ступінчасту функцію $P_{\Delta}(t_k)$, число N ступенів дискретних значень цієї функції, як неважко показати, буде дорівнювати $N = M - k$.

Якщо прийняти $\Delta t = \theta$, то одержимо другий спосіб, який застосовується в основному в практиці регулювання електроспоживання, - дискретне середнє графіка навантаження на непересічних інтервалах θ .

Якщо відомо максимальне значення спожитої за час θ електроенергії $W_{a\theta M}$, то $P_{\theta M}$ знаходиться за формулою:

$$P_{\theta M} = \frac{W_{a\theta M}}{\theta} \quad (8)$$

Можна показати, що при $T \rightarrow \infty$ максимумами, знайдені обома способами, співпадають, однак у практичних розрахунках, коли T и M мають кінцеві значення, зазначені способи дадуть різні результати (рис. 1.3). Більше того, дискретне середнє конкретної реалізації графіка має різні значення $P_{\theta M}$ при виборі на осі різного початку відліку часу першого з інтервалів θ (рис. 4), тому що при деякому зсуві розміщення першого інтервалу здійснюється одна з реалізацій операції послідовного знаходження середнього значення. Тут варто помітити, що при визначенні значення $P_{\theta M}$ за значеннями $W_{a\theta}$ показань лічильників, другий спосіб набагато практичніший першого, тому що значно менш трудомісткий.

Питання для самоперевірки

1. Безперервні та ступінчасті графіки навантаження.
2. Поняття максимумів електричного навантаження.
3. Прилади для знімання графіків навантаження.

ТЕМА 3. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ОЦІНКИ ВИТРАТ І СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Питання:

1. Розрахунковий аналіз графіків навантаження електричних мереж
2. Показники й характеристики індивідуальних графіків навантаження
3. Показники й характеристики групових графіків навантаження

1. Розрахунковий аналіз графіків навантаження електричних мереж

При експлуатації електроустаткування споживання електроенергії і її втрати в системі електропостачання визначаються по лічильниках і розрахунковим шляхом. Нижче викладаються основи цих розрахунків і способи подання інформації про споживання електроенергії з погляду регулювання максимуму потужності.

Кількість спожитої електроенергії W_a за час t при відомому графіку $P(t)$ електроприймача визначають по загальновідомій формулі

$$W_a(t) = \int_0^t P(t)dt . \quad (1)$$

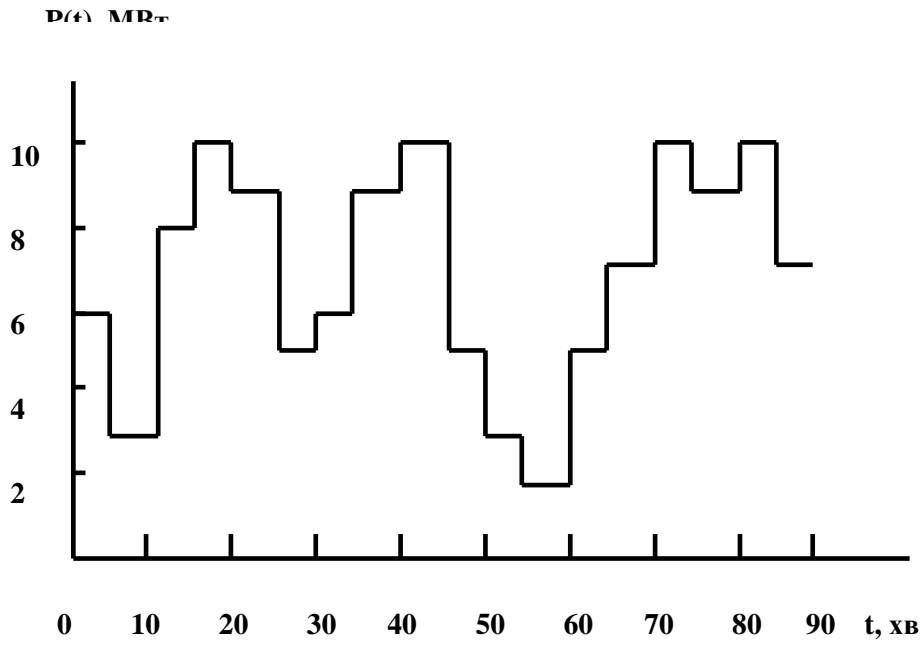
Таким чином, процес споживання електроенергії описується функцією часу (1). Однак на практиці часто застосовують інший спосіб подання інформації про процес зростання $W_a(t)$, а саме характеризують його на інтервалах θ шляхом послідовного інтегрування графіка $P(t)$, в результаті чого одержують послідовність

$$W_{a\theta}(t_k) = P_k(t)\theta; (k-1)\theta \leq k\theta, k = 1, 2, \dots, M, \quad (2)$$

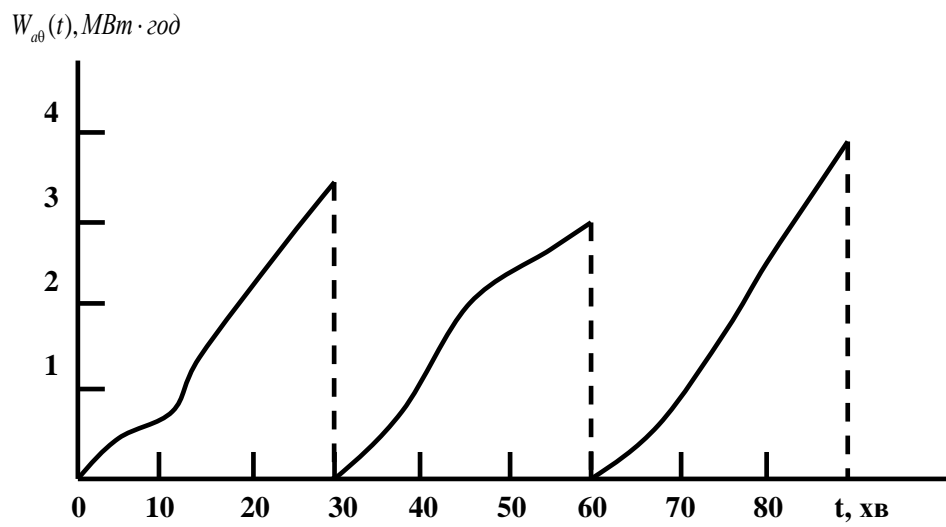
графік якої збігається із графіком $P_k(t)$ (з урахуванням зміни масштабу по осі ординат). Графіки такого типу дають можливість оцінювати нерівномірність процесу споживання електроенергії.

В практиці регулювання передачі енергії знаходить застосування третій спосіб графічного аналізу процесу споживання $W(t)$ - графік півгодинного споживання, який знаходять із графіка $P(t)$ послідовним інтегруванням його по формулі (2.1) у межах від 0 до θ ; графіки такого типу наведені на рис. 1.

При експлуатації й проектуванні електричних мереж і режимів їх роботи аналізуються й використовують графіки навантаження по активній потужності $P(t)$, струму $I(t)$ й реактивній потужності $Q(t)$. Для вибору елементів мереж по нагріванню основне значення мають графіки $I(t)$, а для аналізу й регулювання електроспоживання - $P(t)$; їм у цій роботі приділяється основна увага.



a)



б)

Рис. 1. Графік $P(t)$ (а) і відповідний йому графік $W_{\text{ср}}(t)$ (б) півгодинного споживання електроенергії

Графіки навантаження мереж, що живлять окремі електроприймачі, будемо називати індивідуальними й позначати $p(t)$, а графіки навантаження групи електроприймачів, - груповими й позначати їх $P(t)$, при цьому

$$P(t) = \sum_{r=1}^n p_r(t), \quad (3)$$

де n - число електроприймачів.

При аналізі режимів електроспоживання підприємств розглядають, як правило, групові графіки. Однак аналіз цих графіків неможливий без з'ясування й обліку умов їхнього формування, тобто процесу підсумовування (накладення) індивідуальних графіків.

Для більшості електроприймачів характерна циклічність їхньої роботи, обумовлена повторенням операцій технологічних процесів, які обслуговуються цими електроприймачами. Тому пропонується наступна класифікація режимів роботи електроприймачів і відповідних графіків навантаження електричних мереж: 1) періодичні (рис. 2, а) з періодом t_u ; 2) циклічні (рис. 2,б), що відрізняються від періодичних мінливістю тривалості пауз t_0 ;

3) нециклічні (рис. 2, в), характерні стабільністю величини споживання електроенергії за час T_u групою агрегатів, до одного із яких належить даний електроприймач; 4) нерегулярні (рис. 2, г), що відповідають нестационарному технологічному процесу й режиму електроспоживання.

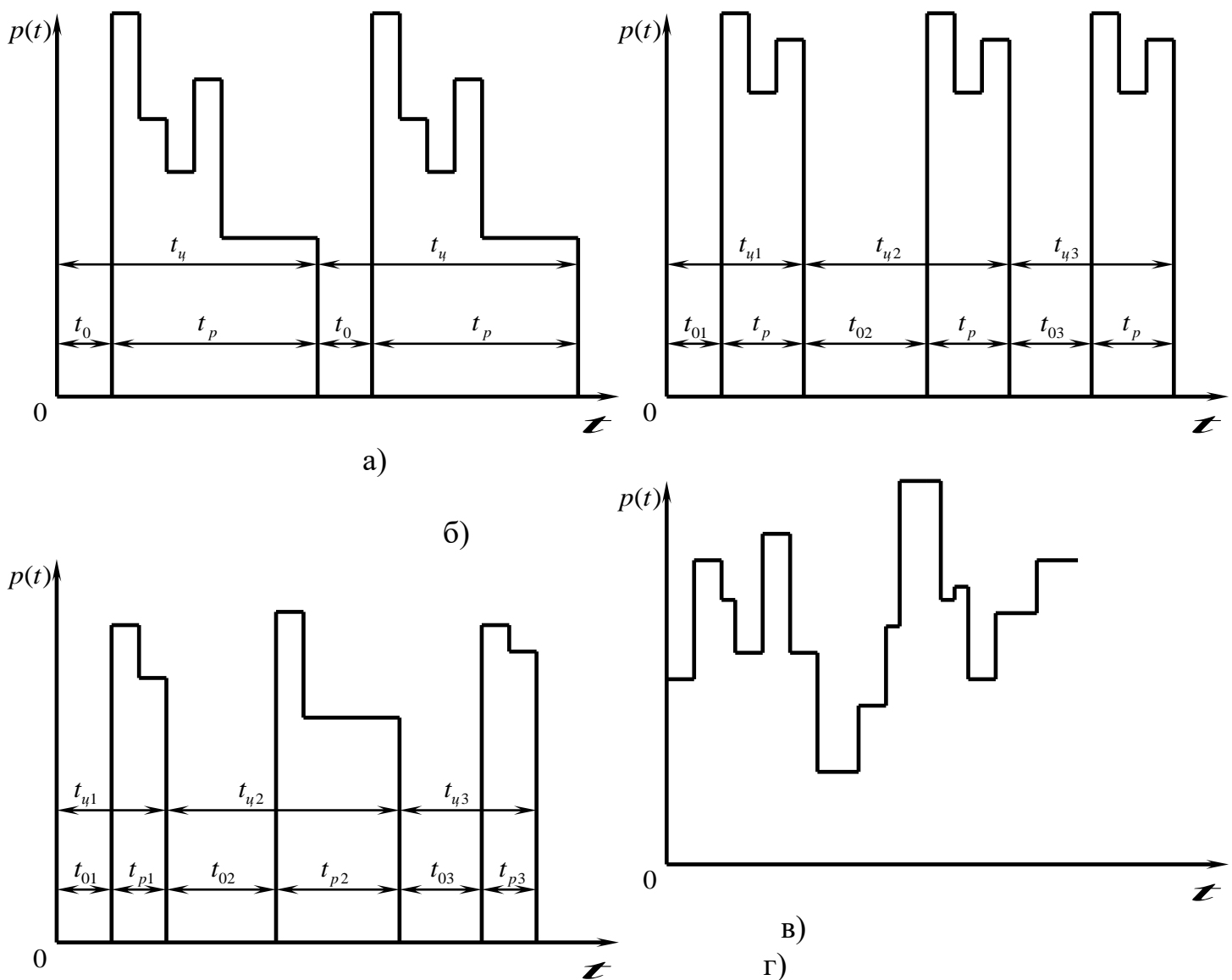


Рис. 2. Типові графіки навантаження

В цій роботі розглядаються в основному періодичні графіки. Циклічний графік замінюється еквівалентним йому періодичним із тривалістю періоду, який дорівнює середній тривалості $t_{u,c}$ циклу вихідного графіка; для нециклічного графіка $t_{u,c}$ визначається як $t_u = \frac{T_u}{N}$, де N - кількість аналогічних технологічних операцій за час T_u .

Груповий графік $P(t)$ буде періодичним лише при формуванні з рівноперіодичних $p(t)$ індивідуальних графіків, при цьому, природно, період групового графіка також буде дорівнювати t_u .

У загальному випадку при формуванні графіка $P(t)$ з будь-яких (крім нерегулярних) графіків $p(t)$ він (груповий графік) не періодичний, але при сталому режимі роботи виробництва задовольняє умові узагальненої періодичності, що означає стабільність споживання електроенергії за час

узагальненого циклу T_y . Такі графіки запропоновано називати майже періодичними.

І нарешті, графік $P(t)$ буде нерегулярним, якщо він сформований з нерегулярних графіків $p(t)$.

2. Показники й характеристики індивідуальних графіків навантаження

При розрахунковому аналізі графіків навантаження, що може виконуватися з різною метою, використовують наступні показники.

Середнє значення навантаження (середня потужність). Як правило, для індивідуальних графіків середнє значення визначають за час циклу $t_y (t_{y,c})$ по формулі

$$p_c = \frac{1}{t_y} \int_0^{t_y} p(t) dt, \quad (4)$$

яка для ступінчастих графіків перетворюється в наступну:

$$p_c = \frac{\sum_{k=1}^M p_k \Delta t_k}{t_y}, \quad (5)$$

де p_k - значення k -го навантаження тривалістю Δt_k ;

M - число циклів у графіку; очевидно, повинна виконуватись умова

$$\sum_{k=1}^M \Delta t_k = t_y. \quad (6)$$

Як правило, знаходять застосування ступінчасті графіки з однаковою тривалістю циклів $\Delta t_k = \Delta t = \frac{t_y}{M}$; у цьому випадку формула (5) перетворюється в наступну:

$$p_c = \frac{\sum_{k=1}^M p_k}{M}. \quad (7)$$

Якщо відомо споживання електроенергії ω_a електроприймачем за цикл, то середнє значення p_c визначають як

$$p_c = \frac{\omega_a}{t_y}. \quad (8)$$

Середньоквадратичне навантаження. Як відомо, втрати активної електроенергії в мережі пропорційні квадрату її навантаження, тому аналізу підлягають також квадратичні графіки навантаження $p^2(t)$. Одним з показників таких графіків є їхнє середньоквадратичне значення за деякий проміжок часу, наприклад за цикл t_y . Його визначають по формулі

$$p_{ck} = \sqrt{\frac{1}{t_y} \int_0^{t_y} p^2(t) dt}, \quad (9)$$

а для ступінчастих графіків - по формулі

$$P_{cK} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^M P_k^2 \Delta t_k}{t_y}}. \quad (10)$$

У випадку $\Delta t_k = 1$ формула (10) перетворюється в більш просту:

$$P_{cK} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^M P_k^2}{M}}. \quad (11)$$

Дисперсія й середньоквадратичне відхилення (стандарт) графіка навантаження. Одним з показників нерівномірності графіка навантаження є його дисперсія, що обчислюється по формулі:

$$Dp = p_{cK}^2 - p_c^2, \text{ Вт}^2 \quad (12)$$

Очевидно, що $Dp \geq 0$ [$Dp = 0$ якщо $p(t) = p = const$, тобто при незмінному навантаженні або «рівному» графіку] .

Середньоквадратичне відхилення, називають також стандартом, визначається як

$$\sigma p = \sqrt{Dp}, \text{ Вт} \quad (13)$$

Коефіцієнт форми графіка навантаження. Крім дисперсії й стандарту, що мають розмірність, нерівномірність графіка навантаження оцінюється за значенням коефіцієнта форми

$$k_\phi = \frac{P_{cK}}{P_c}. \quad (14)$$

Очевидно, що $k_\phi \geq 1$, і своє мінімальне значення він приймає при $p_{cK} = P_c$, тобто при $p(t) = p = const$.

Подставив в (12) вираз для $p_{cK} = k_\phi P_c$ з (14), одержимо наступну формулу:

$$Dp = p_c^2 (k_\phi^2 - 1). \quad (15)$$

Автокореляційна функція графіка навантаження. Загальною формулою автокореляційної функції (АКФ) $kp(\tau)$ графіка навантаження, розглянутого як стаціонарний випадковий процес, є наступна:

$$kp(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T [p(t) - P_c][p(t + \tau) - P_c] dt. \quad (16)$$

Для періодичних графіків АКФ розраховується в такий спосіб:

$$kp(\tau) = \left[\frac{1}{t_y} \left(\int_0^{t_y - \tau} p(t) p(t + \tau) dt + \int_{t_y - \tau}^{t_y} p(t) p(t - t_y + \tau) dt \right) \right] - p_c^2. \quad (17)$$

Для ступінчастих графіків з однаковою тривалістю циклів формула для розрахунку $kp(\tau)$ приймає вид

$$kp(\tau) = kp(m\Delta t) = \frac{\sum_{k=1}^{M-m} P_k P_{k+m} + \sum_{k=m}^M P_k P_{k-m}}{M} - p_c^2. \quad (18)$$

Як неважко бачити, при $\tau = 0$ $kp(0) = Dp$.

Взаємно кореляційна функція графіків навантаження.

При аналізі умов формування групових графіків навантаження й розрахунку їхніх показників необхідно крім АКФ знання взаємно кореляційних функцій (ВКФ) всіх пар індивідуальних графіків. Цю функцію для двох графіків $p_r(t)$ і $p_s(t)$ позначену $kp_{rs}(\tau)$ розраховують по формулі, аналогічній (17) і (18):

$$kp_{rs}(\tau) = \left[\frac{1}{t_u} \left(\int_0^{t_u-\tau} p_r(t)p_s(t+\tau)dt + \int_{t_u-\tau}^{t_u} p_r(t)p_s(t-t_u+\tau)dt \right) \right] - p_{rc}p_{sc}. \quad (19)$$

Для різноперіодичних графіків $t_{ur} \neq t_{us}$ і розрахунок ВКФ необхідно виконувати для $0 \leq \tau < T$, де T - найменше кратне t_{ur} й t_{us} .

Значення ВКФ, що відповідає деякому фіксованому значенню $\tau = t_{rs}$, що будемо називати зсувом між графіками $p_r(t)$ й $p_s(t+t_{rs})$, є взаємно кореляційний момент (ВКМ) цих графіків.

3. Показники й характеристики групових графіків навантаження

Середнє значення групового графіка. Значення P_c , тобто середня потужність групи електроприймачів, визначається по формулах (4) — (7) підстановкою в них відповідних значень із графіка $P(t)$ або підсумовуванням середніх значень індивідуальних графіків, тобто

$$P_c = \sum_{r=1}^n p_{rc}. \quad (20)$$

Очевидно, що умовою застосування останньої формули є однакове значення верхньої межі інтеграла у формулі (4) при обчисленні по ній значень p_{rc} . Інакше кажучи, середнє значення підсумованих індивідуальних графіків повинне бути визначене за той же час, для якого шукається середнє значення групового графіка.

Середнє навантаження (потужність) за ряд послідовних інтервалів тривалістю θ . Позначивши середнє навантаження для групового графіка за час θ через P_θ , одержимо наведену вище формулу (7) для її визначення

$$P_\theta(t) = \frac{1}{\theta} \int_t^{t+\theta} P(t)dt. \quad (21)$$

На відміну від середньої потужності за цикл середнє навантаження за час θ , менший тривалості циклу, є функцією, тобто залежить від положення початку відліку часу t інтервалу θ на відрізку $0-T_u$.

Для однієї реалізації ступінчастого графіка з однаковою тривалістю циклів при числі їх, рівному M , і при співвідношенні $\frac{\theta}{\Delta t} = k$ число значень P_θ буде, як указувалося раніше, рівне $M-k$. Так, наприклад, із графіка навантаження за зміну ($T_u = 8$ ч) з $M = 48$ десятихвилинних ($\Delta t = 10$ хв) циклів можна одержати 45 значень півгодинних ($\theta = 30$ хв) середніх навантажень. Якщо графік періодичний, то, мабуть, число значень P_θ також буде дорівнювати M .

При дискретному, тобто послідовному із кроком θ , знаходженню графіка будемо мати всього $\frac{T_y}{\theta}$ цих значень, тобто при $T_y = 8$ год одержимо 16 значень P_θ . Найбільше значення P_θ , тобто максимум середнього навантаження (потужності) за інтервал часу θ , коротко називають θ -максимумом. При $\theta = 30$ хв. цей максимум називають півгодинним.

Середньоквадратичне значення. Так само як і у випадку з розрахунком P_c , для визначення P_{cK} можна використати формули (8) — (10). Знаходити P_{cK}^2 як суму квадратів середньоквадратичних значень індивідуальних графіків у загальному випадку не можна, тому що

$$P_{cK}^2 = \frac{1}{t_y} \int_0^{t_y} \left(\sum_{r=1}^n p_r(t) \right)^2 dt = \frac{1}{t_y} \int_0^{t_y} \sum_{r=1}^n p_r^2(t) dt + \frac{2}{t_y} \int_0^{t_y} \sum_{r<s} p_r(t) p_s(t) dt = \sum_{r=1}^n p_{rcK}^2 + 2 \sum_{r<s} R p_{rs}. \quad (22)$$

З (22) видно, що P_{cK}^2 відрізняється від суми p_{cK}^2 на величину $2R p_{rs}$.

Як слідує з (19)

$$R p_{rs} = k p_{rs} + p_{rc} p_{sc}. \quad (23)$$

Дисперсія групового графіка навантаження. Значення DP можна обчислити по формулах (12) і (13), підставивши в них замість $p(t)$, p_c^2 і p_{cK}^2 відповідно $P(t)$, P_c^2 і P_{cK}^2 . Як і у випадку з P_{cK}^2 , підсумовування дисперсій індивідуальних графіків для визначення дисперсії групового графіка може привести до помилки. Дійсно, відповідно до (20), (21), (22) будемо мати

$$DP = P_{cK}^2 - P_c^2 = \sum_{r=1}^n p_{rcK}^2 + 2 \sum_{r<s} R p_{rs} - \left(\sum_r p_{rc}^2 + 2 \sum_{r<s} p_{rs} p_{sc} \right) = \sum_{r=1}^n (p_{rcK}^2 - p_{rc}^2) + 2 \sum_{r<s} (R p_{rs} - p_r p_s)$$

тобто

$$DP = \sum_{r=1}^n D p_r + 2 \sum_{r<s} k p_{rs}. \quad (24)$$

Ця формула є однією з основних, використовуваних при викладі методів вирівнювання групових графіків навантаження.

Коефіцієнт форми. Очевидно, як і для індивідуальних графіків, K_ϕ групового графіка доцільно знаходити відношенням його середньоквадратичного значення P_{cK} до середнього P_c . Формули для розрахунку K_ϕ через k_ϕ індивідуальних графіків є не придатними в практиці розрахунків і в дійсній роботі не приводяться.

Коефіцієнт максимуму. Для розрахунку максимуму навантаження в теорії електричних навантажень електричних мереж використовують поняття коефіцієнта максимуму, рівного відношенню півгодинного максимуму навантаження до середнього значення графіка, тобто

$$K_M = \frac{P_M}{P_c}. \quad (25)$$

Очевидно, за винятком випадку $P(t) = const$, $K_M > 1$.

Коефіцієнт заповнення графіка навантаження. У розрахунках режимів

електроспоживання та графіків навантаження електричних мереж енергосистем застосовується коефіцієнт заповнення графіка навантаження, який дорівнює відношенню його середнього значення до максимального:

$$K_3 = \frac{P_c}{P_M}, \quad (26)$$

тобто коефіцієнт заповнення є величина, зворотна коефіцієнту максимуму.

Стосовно до рішення задач вирівнювання графіків навантаження використання K_M представляється більше доцільним, тому що зменшення K_M призводить до зменшення нерівномірності графіка.

Коефіцієнт нерівномірності дорівнює відношенню мінімального значення навантаження до максимального:

$$K_H = \frac{P_{\min}}{P_M} \quad (27)$$

У загальному випадку $K_H \geq 0$.

Порівнюючи наведені вище показники нерівномірності графіка навантаження, слід зазначити, що перші чотири з них, тобто DP , K_ϕ , K_M і K_3 так чи інакше зв'язують нерівномірність графіка $P(t)$ на інтервалі T зі споживанням електроенергії за цей час, тому що $W_a = P_c T$. Тому маючи на увазі, що однією з умов забезпечення нормального ходу технологічного процесу підприємства є забезпечення споживання їм необхідної кількості електроенергії, зниження K_M або підвищення K_3 при $P_c = const$ приведе до зниження значення P_M .

Питання для самоперевірки

1. Види графіків електричного навантаження.
2. Показники індивідуальних графіків навантаження.
3. Показники групових графіків навантаження.

ТЕМА 4. КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ НА ПІДПРИЄМСТВАХ

Питання:

1. Класифікація заходів щодо організації електроспоживання
2. Організація споживання й відключення електричної енергії
3. Виявлення споживачів – регуляторів

1. Класифікація заходів щодо організації електроспоживання

Основними завданнями, розв'язуваними в процесі організації електроспоживання, є, як указувалося, зниження максимуму й вирівнювання добового графіка потужності підприємства.

Всі розроблювальні підприємствами заходи щодо організації електроспоживання повинні бути розподілені по групах.

Група 1. Заходи, що не вимагають додаткових капіталовкладень. Для розробки й виконання цієї групи необхідно провести організаційно-технічну підготовку, зв'язану, наприклад, зі зміною графіка роботи тих електроприймачів, які без шкоди можна перевести на роботу переважно поза годинами максимуму енергосистеми.

Ці заходи також повинні передбачати зміну режиму електроспоживання заздалегідь виявлених споживачів - регуляторів, які без істотного збитку можуть допустити довільно задані по числу й тривалості перерви в роботі, або систематичні, щодобові перерви на кілька годин, або значні й тривалі зміни інтенсивності своєї роботи. До даної групи заходів ставляться наступні способи організації електроспоживання.

1) Збільшення продуктивності агрегатів і заділів виробництва. Із цією метою необхідно вивчити режим роботи агрегатів і цехів підприємства, виявити обсяги складів і наявність експлуатаційних заділів виробництва на різних ділянках; знайти критичну ділянку, що визначає гранично допустимий обсяг випускаємої продукції, досягнутої в умовах експлуатації. Стосовно добового графіку електричного навантаження енергосистеми при наявності агрегатів з більшою продуктивністю задається переривчастий режим роботи частини агрегатів, які дозволяють утворити заділи виробництва.

2) Відключення допоміжного устаткування й проведення профілактики технічного устаткування в максимум навантаження.

До даних заходів відносять перенесення часу зарядки акумуляторних батарей, які використовуються для живлення електровозів і електрокарів, та відключення транспортних механізмів у максимум навантаження енергосистеми. На промислових підприємствах у більшості випадків ремонтний персонал, що обслуговує цехове устаткування, працює в першу й другу зміни. Щоденна профілактика цього устаткування повинна виконуватися переважно в години максимуму енергосистеми. Необхідно обладнати електрокотли, електронагрівачі, електрокалорифери елементарною автоматикою, що відключає це устаткування в години максимуму й включає його після його

проходження.

3) Зміна режиму роботи енергоємних агрегатів протягом доби. Зміна режиму роботи агрегатів з урахуванням регулювання електроспоживання дозволяє перерозподілити потужність споживачів між змінами так, щоб зменшити потужність у вечірній зміні.

Такі агрегати, що як перекачуючі насоси, насоси по відкачці води, очисні насоси, компресорні установки й інші, мають переривчатий режим роботи, обумовлений технологією виробництва або санітарними умовами. Для забезпечення надійності роботи або наявності резерву на підприємствах кількість цих агрегатів, як правило, більше, ніж необхідно за технологією виробництва.

Використання резерву продуктивності даних агрегатів поза годинами максимуму навантаження енергосистеми дозволяє знизити потужність підприємства в ці години.

4) Почергове навантаження й зупинка однотипних агрегатів у режимі максимуму навантаження.

З метою зниження максимуму навантаження енергосистеми необхідно організувати й підтримувати такий спільний режим роботи енергоємних агрегатів, таких, як дугові печі, при якому періоди розплаву в печах не збігаються в часі, що дозволить знизити потужності підприємств і вирівнювати графіки навантаження його мереж.

5). Виконання капітальних і середніх ремонтів основного устаткування в зимовий період.

Група 2. Заходи, здійснення яких вимагають додаткових капіталовкладень. До цієї групи відносяться:

- 1) установка устаткування з більш інтенсивним режимом роботи;
- 2) спорудження додаткових складів, площ для зберігання запасів сировини й заділів проміжного продукту;
- 3) установка додаткових потужностей;
- 4) установка більш маневреного устаткування з поліпшеними енергетичними характеристиками.

Ці заходи, розроблювальні, насамперед, технологічними службами, мають на меті (як і заходи щодо п. 1 групи 1) створення заділів виробництва, що дають можливість роботи підприємства в години максимуму енергосистеми з меншим електроспоживанням.

Всі заплановані заходи групи 1 по зниженню електроспоживання повинні розроблятися разом з технологічними службами підприємств із метою оцінки їхнього впливу на виробничий процес.

Перелік зазначених заходів щодо організації електроспоживання, які називаються регулювальними, повинен бути представлений по кожному підприємству за єдиною формою з виділенням:

- а) постійно діючих протягом усього року, спрямованих на оптимізацію режимів електроспоживання;
- б) заходів, що діють в осінньо-зимовий період і забезпечують зниження

максимуму навантаження енергосистеми в цей час;

в) перспективних заходів.

2. Організація споживання й відключення електричної енергії

Організацію, планування й регулювання електроспоживання здійснюють, насамперед з метою зниження максимумів активної й реактивної потужності підприємств і вирівнювання графіка навантаження енергосистеми, а також витримування заданих енергопостачальною організацією лімітів потужності й електроенергії.

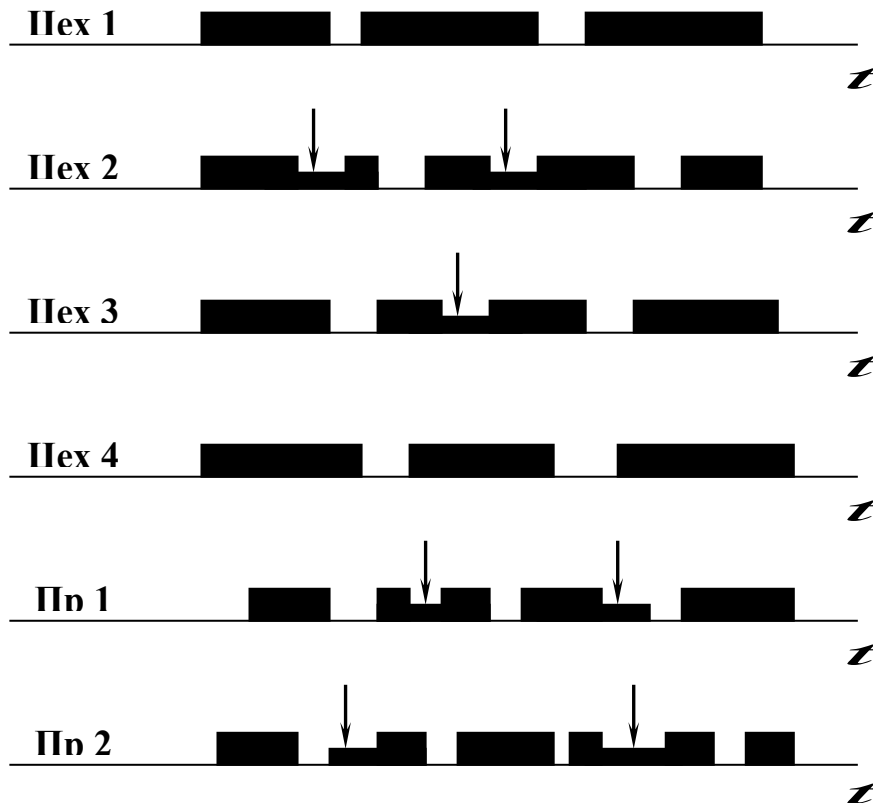


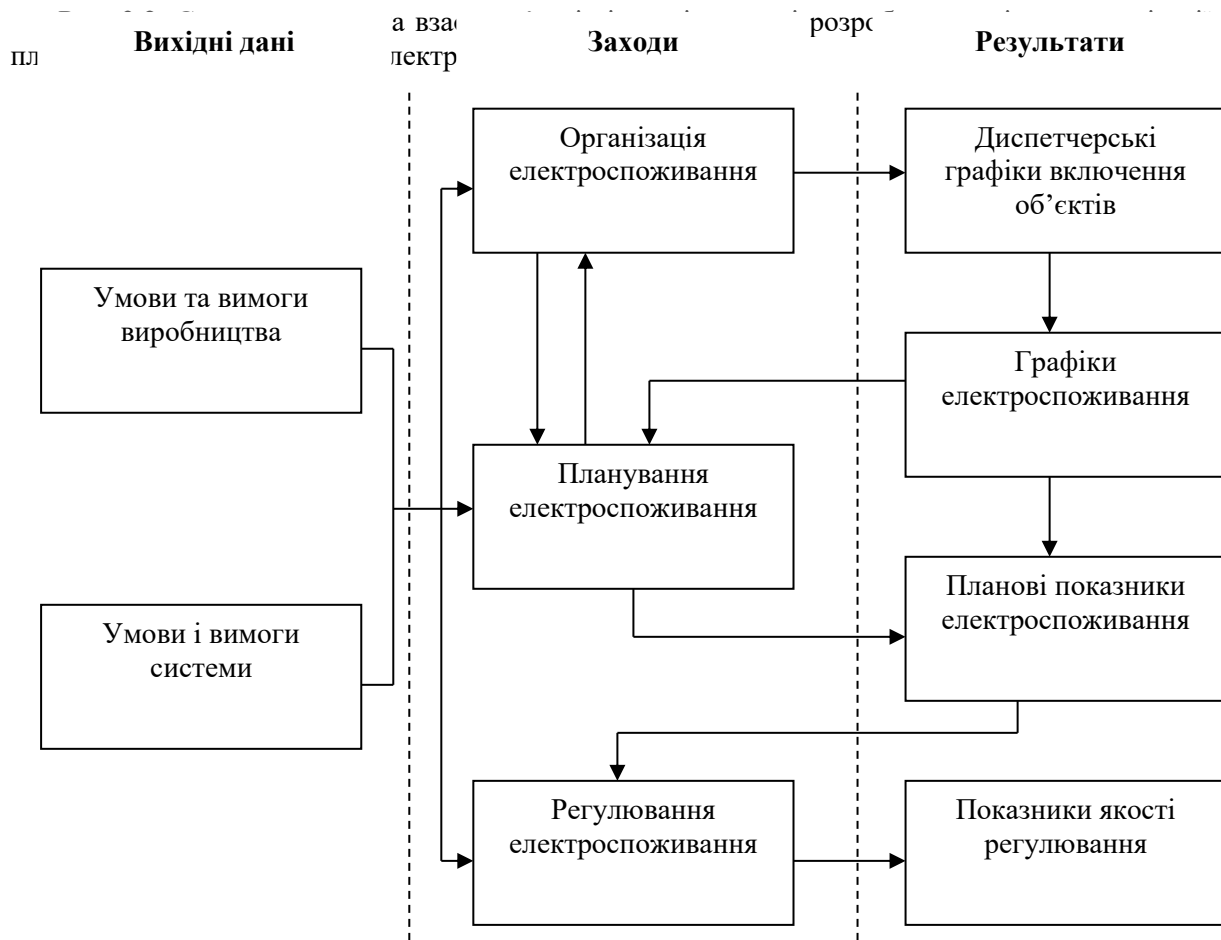
Рис. 3.1. Приклад диспетчерських графіків включення та відключення об'єктів виробництва (стрілкою показані періоди з пониженим електропостачанням)

Виконання зазначених заходів повинне сприяти підвищенню стійкості роботи енергосистеми, надійності і якості електропостачання підприємств і одержанню на цій основі сукупного позитивного економічного ефекту.

Заходи щодо організації електроспоживання розробляються службою головного енергетика підприємств разом з технологічними службами й затверджуються головним інженером. Результати розробки заходів щодо організації електроспоживання доцільно оформляти у вигляді диспетчерських графіків (рис. 3.1) включення й відключення об'єктів підприємства (ділянок, цехів, споживачів - регуляторів). Затверджені головним інженером диспетчерські графіки є основою для планування електроспоживання.

Результати розрахунків по плануванню електроспоживання оформляють у вигляді графіків та й показників, необхідних для оформлення договору з енергопостачальною організацією. Диспетчерські графіки й планові показники електроспоживання є основою ведення поточних режимів. Планові показники й заходи щодо організації електроспоживання коректують із урахуванням умов і вимог енергопостачальної організації (рис. 3.2).

Розробка заходів здійснюється з урахуванням виконання підприємствами виробничої програми. Знижене навантаження для споживачів є лімітом потужності, за неї стягується основна плата за весь час лімітування.



Очевидно, що заздалегідь розроблені й враховані у виробничому процесі заходи щодо відключення частини електроприймачів приводять до меншого збитку для виробництва, чим раптові обмеження й відключення.

3. Виявлення споживачів - регуляторів

Заходи щодо організації режимів електроспоживання різних груп електроприймачів підприємства, спрямовані на вирівнювання графіків навантаження й зниження максимуму потужності, можуть дати розрахований ефект, якщо збігаються реальні технологічні процеси із запланованими.

При неминучих відхиленнях ходу технологічного процесу від запланованого, збоїв у роботі основного й допоміжного устаткування виникають режими, що приводять до зростання нерівномірності навантаження й

збільшенню ймовірності перевищення ліміту півгодинної потужності. У таких випадках з'являється необхідність регулювання електроспоживання в години максимуму навантажень енергосистеми шляхом зміни режиму роботи (відключення або зниження потужності) споживачів - регуляторів з метою зниження максимуму півгодинної потужності підприємства. При цьому необхідно, по можливості, використати регулювальні заходи для відновлення запланованого режиму спільної роботи електроприймачів.

Для виявлення споживачів - регуляторів на кожному підприємстві необхідно проводити контрольне обстеження всіх найбільш енергоємних установок основних технологічних процесів. Контрольне обстеження проводиться підготовленою комісією досвідчених фахівців із числа посадових осіб, відповідальних за експлуатацію технологічного й енергетичного устаткування (відділ головного енергетика, відділ головного технолога, керівники цехів і ділянок) із залученням (за узгодженням) інспектора Енергонагляду.

У ході обстеження вивчаються окремі виробничі процеси, режими роботи підприємства, окремих установок, ділянок і цехів, склад електроприймачів як по підприємству в цілому, так і по кожній підстанції. Збираються й аналізуються дані про потужність і споживання електроенергії в години максимуму й мінімуму енергосистеми. Вивчаються характеристики основних технологічних об'єктів підприємства й окремих, найбільш енергоємних електроприймачів.

Інформація про електроспоживання, яка необхідна для регулювальних заходів і виявлення споживачів-регуляторів, повинна містити наступні дані:

- режим роботи підприємства;
- існуючу систему обліку й контролю електроспоживання;
- заявлені й фактичні значення півгодинних максимальних потужностей у години максимуму навантаження енергосистеми;
- характерні добові графіки електричних навантажень за осіннє - зимовий і весняне - літній періоди;
- графіки активного навантаження, зняті в години максимуму навантаження енергосистеми в режимні дні через 10 хв.

У ході обстеження виявляють електроприймачики, що формують максимуми в графіку зміни потужності підприємства, і вивчають можливість організації режиму їхньої спільної роботи, що виключає збіг у часі максимумів електроспоживання декількох електроприймачів у години максимуму навантажень енергосистеми.

На основі проведеного обстеження остаточно визначають електроприймачики й технологічні процеси, що допускають перерви в роботі в години максимуму навантажень енергосистеми можуть бути використані без шкоди або з мінімумом збитку для виробництва, а також з урахуванням вимог ПТБ і ПТЕ, як споживачів - регуляторів.

Питання для самоперевірки

1. Мета та завдання керування енергоспоживанням на підприємствах.
2. Види організаційних заходів щодо керування енергоспоживанням.
3. Види технічних заходів щодо керування енергоспоживанням.

4. Методологія розроблення заходів щодо керування енергоспоживанням.
5. Правова основа продажу та споживання електроенергії.
6. Класифікація систем керування енергоспоживанням.
7. Комплекси технічних засобів з керування енергоспоживанням на підприємствах.
8. Виявлення споживачів-регуляторів на підприємствах.

ТЕМА 5. ЛІЧИЛЬНИКИ - ДАТЧИКИ В СИСТЕМАХ АВТОМАТИЗОВАНОГО КОНТРОЛЮ Й КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ

Питання:

1. Цифрові лічильники обліку електроенергії
2. Аналіз технічних засобів обліку в Україні
3. Багатофункціональні мікропроцесорні лічильники типу ЄВРОАЛЬФА
4. Багатотарифні трифазні електронні лічильники електроенергії „АЛЬФА”
5. Електронні однофазні лічильники електроенергії
6. Мікропроцесорний однофазно/трифазний лічильник електроенергії „Дельта”

1 Цифрові лічильники обліку електроенергії

У наш час при стрімкому розвитку мікроелектроніки й зниженні цін на електронні компоненти цифрові системи керування поступово витісняють своїх аналогових конкурентів. Це, в першу чергу, обумовлено більшою розмаїтістю мікроконтролерів і різким зниженням їхньої вартості.

Одне з головних переваг цифрових систем керування на базі мікроконтролерів - це гнучкість і багатофункціональність, що досягається не апаратно, а програмно, не вимагаючи додаткових матеріальних витрат. Перехід на мікроконтролерне керування лічильників електричної енергії має ряд переваг, у першу чергу, за рахунок підвищення точності й надійності, а також багатофункціональності, що досягається за рахунок малих апаратних витрат.

Виконаний на найпростішому мікроконтролері цифровий лічильник електроенергії має очевидні переваги: надійність за рахунок повної відсутності рухомих елементів, компактність, можливість виготовлення корпусу з урахуванням інтер'єра сучасних житлових будинків; збільшення періодичності перевірок у кілька разів; ремонтпридатність і простота в обслуговуванні й експлуатації. При невеликих додаткових апаратних і програмних витратах навіть найпростіший цифровий лічильник може володіти рядом сервісних функцій, відсутніх у всіх механічних. Наприклад, реалізація багатотарифної оплати за спожиту енергію, можливість автоматизованого обліку й контролю споживаної електроенергії.

Залежно від вимог сучасні цифрові лічильники повинні в будь-який момент часу оперативно передавати необхідні дані по різних каналах зв'язку на диспетчерські пункти енергопостачальних підприємств для оперативного контролю і економічних розрахунків за спожиту електроенергію.

Реалізація цифрового лічильника електричної енергії (рис. 1) вимагає спеціалізованих ІС, здатних робити перемножування інтегралів і представляти отриману величину в зручній для мікроконтролера формі. Наприклад, перетворити активну потужність - у частоту проходження імпульсів на відрізок часу. Загальна кількість імпульсів, що прийшли, зафіксована мікроконтролером

у цьому випадку буде прямо пропорційна спожитій електроенергії.

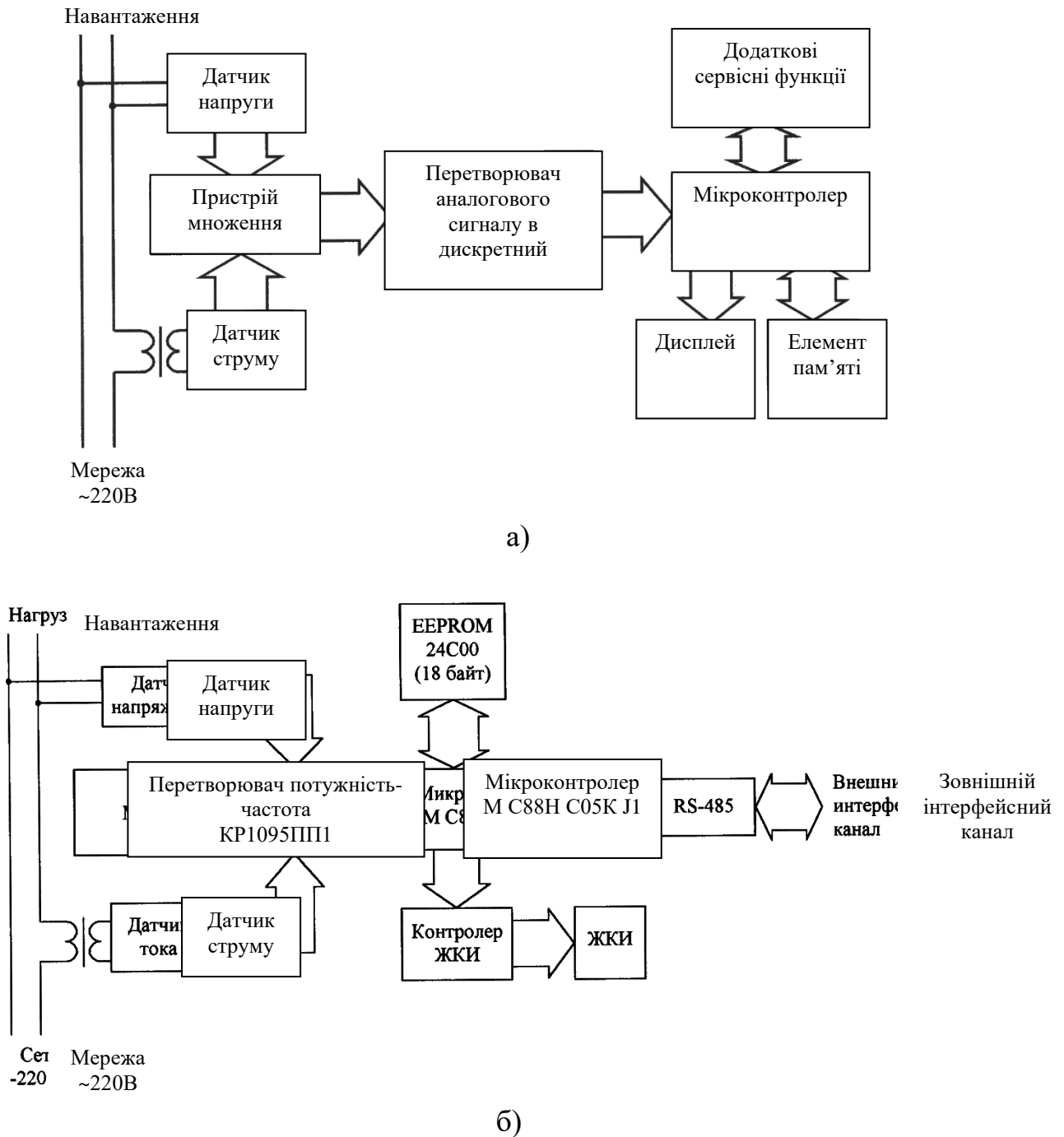


Рис. 1. Цифровий лічильник а) і на 8-розрядному мікроконтролері Motorola б).

Не менш важливу роль грають усілякі сервісні функції, такі як дистанційний доступ до лічильника, до інформації про спожиту енергію та інші. Наявність цифрового дисплея, керованого від мікроконтролера, дозволяє програмно встановлювати різні режими виводу інформації, наприклад, виводити на дисплей інформацію про спожиту енергію за кожний місяць, по різних тарифах і так далі.

Для виконання деяких нестандартних функцій, наприклад, контролю рівнів споживання, використовуються додаткові ІС. Зараз почали випускати

спеціалізовані ІС - перетворювачі потужності в частоту, і спеціалізовані мікроконтролери, що містять подібні перетворювачі на кристалі.

Сигнали, пропорційні напрузі й струму в мережі, знімаються з датчиків і надходять на вхід перетворювача ІС, що перемножує вхідні сигнали, фіксуючи миттєву спожиту потужність. Цей сигнал надходить на вхід мікроконтролера, що перетворить його у Вт·год і, у міру нагромадження сигналів, на кінцеві показання лічильника. Часті збої напруги живлення приводять до необхідності використання EEPROM для збереження показань лічильника. Оскільки збої по живленню є найбільш характерною аварійною ситуацією, такий захист необхідний у будь-якому цифровому лічильнику.

Алгоритм роботи програми (рис. 2) для найпростішого варіанта такого лічильника досить простий. При включенні живлення мікроконтролер конфігурується відповідно до програми, зчитує з EEPROM останнє збережене значення й виводить його на дисплей. Потім контролер переходить у режим підрахунку імпульсів, що надходять від ІС перетворювача, і, у міру нагромадження кожної Вт·год, збільшує показання лічильника.

При записі в EEPROM значення спожитої енергії може бути загублене в момент відключення напруги. Із цих причин значення зафіксованої енергії записується в EEPROM циклічно один за одним через певне число змін показань лічильника, задане програмно, залежно від необхідної точності. Це дозволяє уникнути втрати даних про спожиту енергію. З появою напруги мікроконтролер аналізує всі значення в EEPROM і вибирає останнє. Для досягнення мінімальної точності досить записувати значення із кроком 100 Вт·год. Цю величину можна міняти в програмі. Схеми включення лічильників показані на рис. 3.

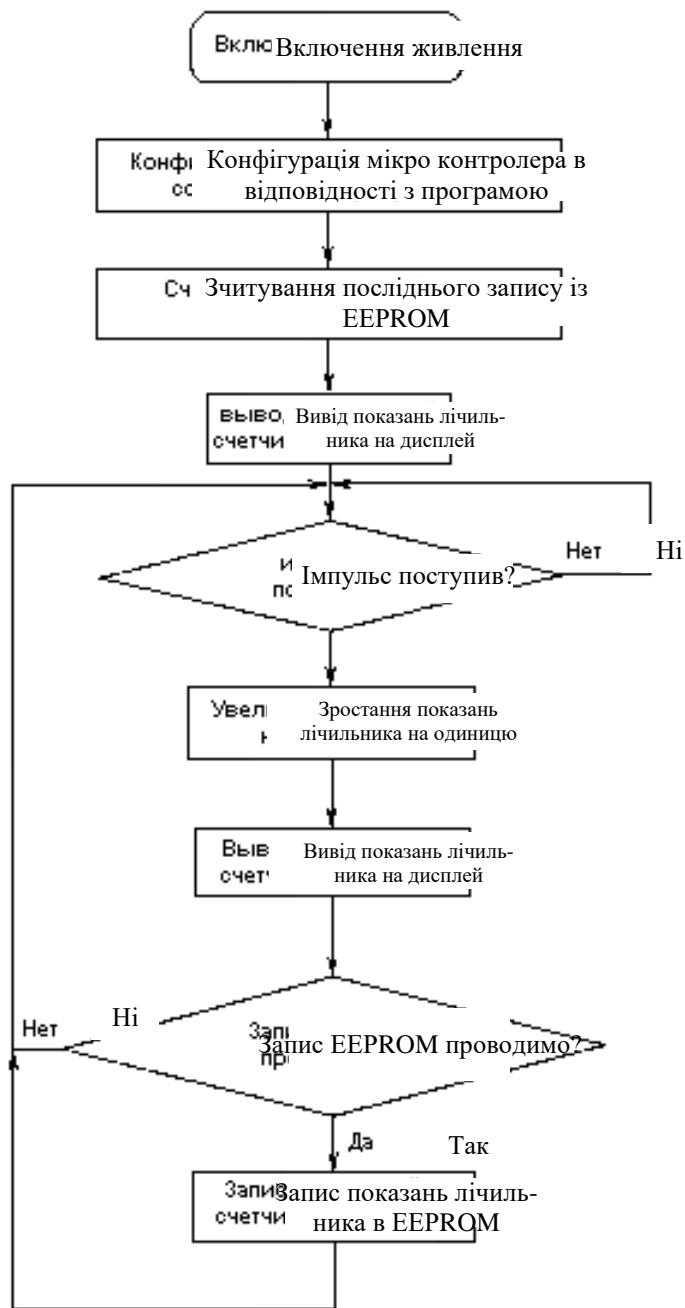
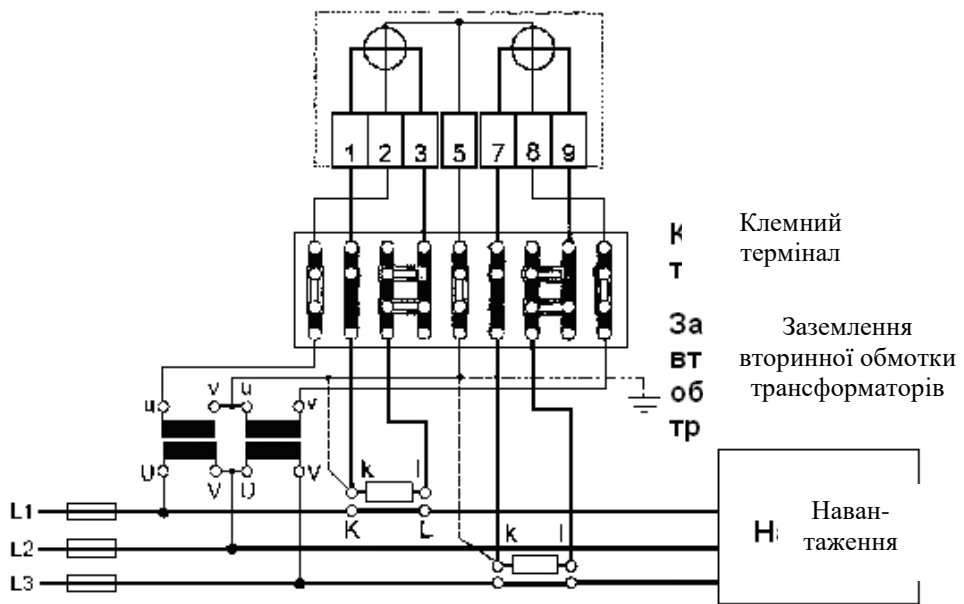
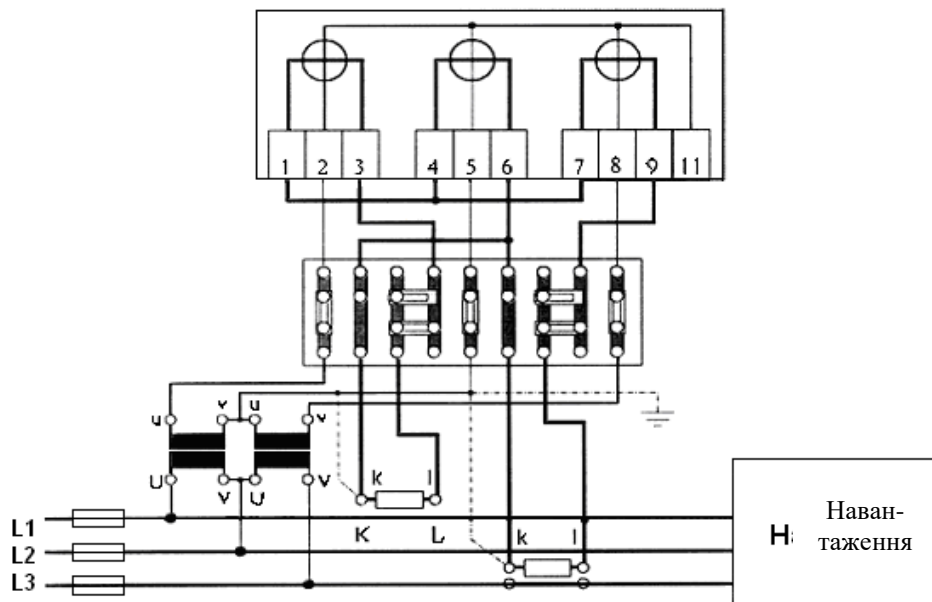


Рис. 2. Алгоритм програми лічильника



а)



б)

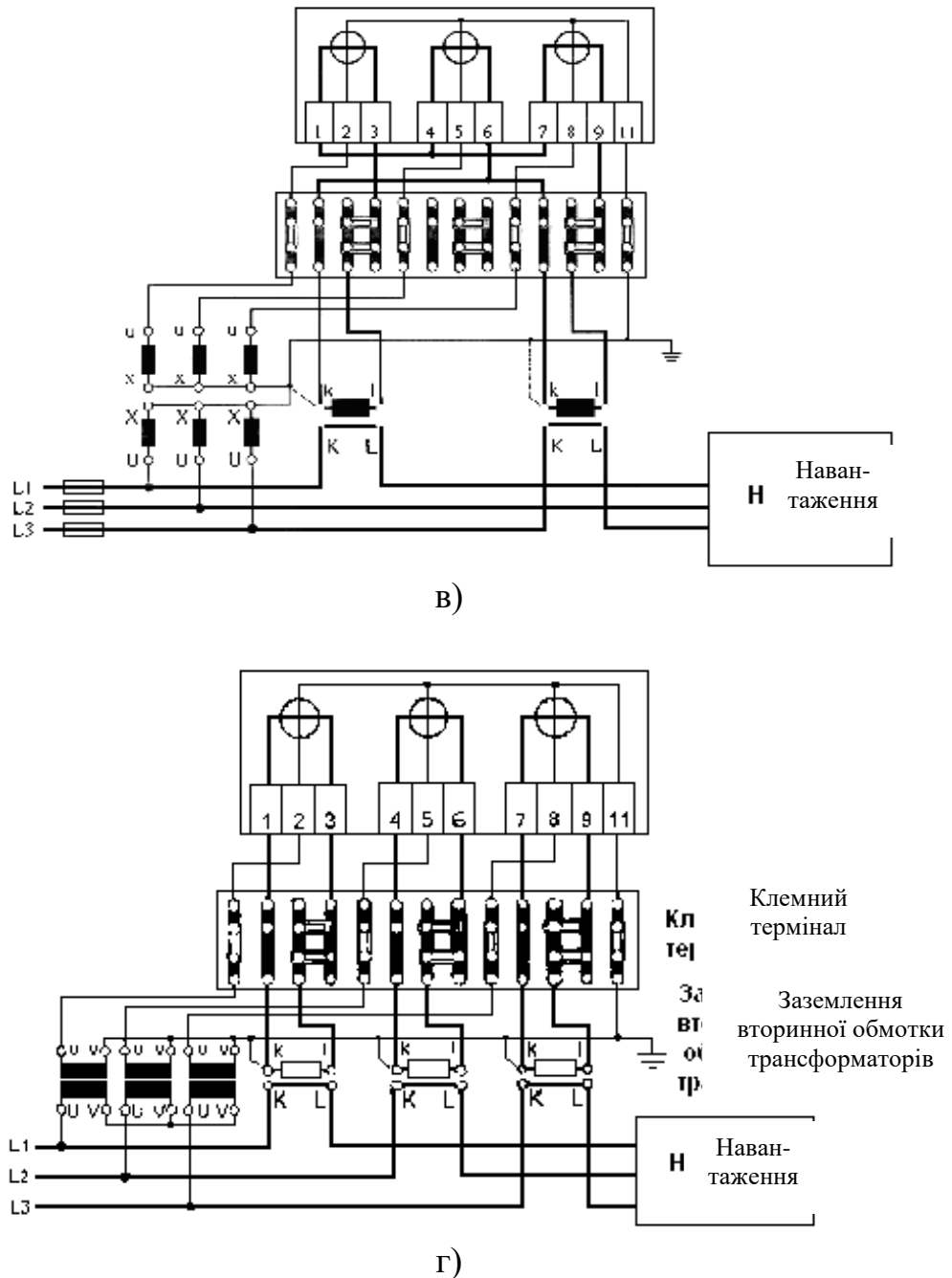


Рис. 3. Схеми включення лічильників

2. Аналіз технічних засобів обліку в Україні

На технічному ринку обліку найбільш кращими є лічильники "Landis & Gyr". Апаратні й програмні засоби цієї марки створюються фірмою "Siemens Metering Ltd" (Швейцарія) концерну "Siemens". Вони сертифіковані в BSP відповідно до вимог міжнародно-визнаних стандартів ISO 9001/9002 (EN29001, EN9002). Всі елементи систем обліку "Landis & Gyr" (лічильники, концентратори й ін.) сертифіковані для застосування в електромережах України.

Одне з переваг лічильників, що представляють - висока точність виміру. Існуючі ж індукційні лічильники дають занижені показники споживання. На малих навантаженнях (при малому споживанні) індукційні лічильники

працюють у зоні високої негативної погрішності.

Лічильники, про які йде мова, можуть вести погодинний зонний облік споживання електроенергії. Це дозволяє планувати енергоспоживання з мінімальною оплатою при незмінному навантаженні. При певних режимах споживання електроенергії це може дати відчутну вигоду.

Зупинимося більш докладно на самих лічильниках. Їхнє виробництво ґрунтується на сучасній технології DPS (Direct Field Sensor), що представляє широкі можливості для проведення точних вимірів у багатотарифному режимі. Вимірювальні елементи - датчики Холла (DFS -датчик, що працює на принципі прямого виміру електромагнітного поля) - виконують прямий вимір активної й реактивної потужності окремих фаз. Датчики формують імпульси, пропорційні потужності, які підсумуються для всіх фаз і обробляються відповідно до вимог тарифів.

Основні особливості лічильників:

- комбінований вимір активної й реактивної енергій, а також розрахунок повної енергії;
- відмінні вимірювальні характеристики, у тому числі пряма навантажувальна крива, широкий динамічний діапазон і низький пусковий струм;
- 8 загальних регістрів для обліку імпорту - експорту енергії, вимір реактивної енергії в 4-х квадрантах;
- до 8 регістрів для обліку енергії й максимальної потужності по тарифних зонах;
- параметрування відповідно до вимог споживачів;
- можливість швидкої зміни тарифу, одиниць вимірів (кВт·год, кВАр·год, кВА·год);
- автоматичне зчитування й комунікаційні можливості;
- компактний модульний дизайн і проста установка;
- змінна батарея.
- опції;
- реле часу й календар;
- інформація про дату і час для значень максимальної й сумарної потужності;
- однофазне додаткове живлення;
- зберігання графіків навантаження (максимум 8 графіків);
- модифікації лічильників з 3 або 6 парами передавальних контактів;
- лічильники прямого включення;
- однофазний вимір імпорту потужності.

Комбіновані лічильники, що підключаються через трансформатори струму й напруги, дозволяють вимірювати активну й реактивну енергію, а також максимальну потужність як у трьохпровідних, так і в чотирьохпровідних схемах. Таким чином, комплект індукційних вимірювальних приладів, що складається з одного лічильника споживання активної енергії й одного або двох лічильників споживання реактивної енергії, може бути замінений тільки одним комбінованим лічильником. Варіант виконання з календарем і реле дозволяє

реалізувати комплексний тарифний режим по добових програмах.

Показання лічильників зчитуються із семизначного дисплея на рідких кристалах. Дані відображаються з відповідними одиницями виміру. Наявність фазних напруг (L1, L2, L3) сигналізується постійно. Всі зафіксовані дані можуть автоматично зчитуватися за допомогою ручного термінала або персонального комп'ютера через оптичний інтерфейс.

Для живлення лічильника досить наявності напруги хоча б одній з фаз. При зникненні всіх фазних напруг дані зберігаються в енергонезалежному постійному пристрої пам'яті (EEPROM) Лічильник розрахований на високий ступінь захисту від ушкоджень у мережі, від перенапруг і перехідних процесів, а також від впливу зовнішніх електромагнітних полів.

Інтервал між перевірками лічильників в Україні становить 6 років.

Останнім часом лічильники "Landis & Gyr" знаходять все більше застосування в Україні. З 1994 року ними оснащений Національний диспетчерський центр (НДЦ) України. Вони встановлені на ряді підприємств Київської, Івано-Франківської, Дніпропетровської, Харківської й іншої областей.

Лічильники разом з іншими апаратними й програмними засобами можуть поєднуватися в автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Ця система може вести облік споживання будь-яких інших видів енергії а також рідин і газів (дивися порівняльні характеристики лічильників електроенергії, додаток 2).

3. Багатофункціональні мікропроцесорні лічильники типу Євроальфа

Лічильник Євроальфа - це статистичний трифазний лічильник електричної енергії, що збирає, обробляє й зберігає дані про спожиту електричну енергію й спожиту потужність на однотарифній і багатотарифній основі. Лічильник задовольняє вимогам стандартів ДЕРЖСТАНДАРТ 30206-94 (МЭК 678-92), ДЕРЖСТАНДАРТ 30207-94 (МЭК 1036-92) по обліку електричної енергії й призначений для використання в енергосистемах, а також у промислових і малопотужних споживачів. По способі захисту людини від поразки електричним струмом вони відповідають класу II за ДСТ 8865-93. По безпеці експлуатації лічильники задовольняють вимогам безпеки за ДСТ 22261-94, ДЕРЖСТАНДАРТУ 26104-89.

Лічильник Євроальфа розміщений у звичайному прямокутному корпусі, що відповідає ДЕРЖСТАНДАРТУ 30206-94 (МЭК 687), ДЕРЖСТАНДАРТУ 30207 (МЭК 1036). Виготовляють чотири основних типи лічильників Євроальфа, різних за класом точності й співвідношенням максимального струму до номінального. Крім того тип лічильника визначається можливістю роботи в багатотарифному режимі, при вимірі додаткових величин і функціональністю. Основні модифікації лічильників:

- Еахх - вимір активної потужності (кВт) і активної енергії (кВт·год).
- ЕАхх - можливість виміру як активної (кВт·год) так і реактивної енергії (кВАр·год) і потужності.

- Еаххк - можливість виміру як активної (кВт·год) так і повної енергії (кВАр·год) і потужності.
- Еаххт - вимір активної потужності (кВт) і активної енергії (кВт·год) у багатотарифному режимі.
- ЕАххRT - можливість виміру як активної (кВт·год) так і реактивної енергії (кВАр·год) і потужності в багатотарифному режимі.
- Еаххкт - можливість виміру як активної (кВт·год) так і повної енергії (кВА·год) і потужності в багатотарифному режимі. хх - позначає клас точності (0,2; 0,5; 1,0 або 2,0).

Лічильники типів Еахх, ЕАхх, ЕАхх працюють тільки в однотарифному режимі, вимірюючи енергію й потужність протягом запрограмованого інтервалу часу. Кожний з лічильників типів Еаххт, ЕАххRT і Еаххкт може бути використаний як в однотарифному, так і в багатотарифному режимі. У багатотарифному режимі розраховується енергія й потужність і ці дані запам'ятовуються по чотирьох різних тарифах. Тарифи програмуються за часом доби, дням тижня й пори року.

Лічильник Євроальфа є повністю електронним. На відміну від електромеханічних лічильників він не має частин, що рухаються, що підвищує експлуатаційну надійність приладу й забезпечує його багаторічну безвідмовну роботу. У схемі лічильника використовуються EEPROM і ОЗУ, підтримувані супер - конденсатором і літєвою батареєю, що запобігає можливості втрати комерційних даних і програми при відключенні напруги в мережі. Конструктивне виконання схем і батареї лічильника було обрано так, щоб забезпечити тривалий термін служби батареї. Завдяки малому підзарядному струму, який споживається від схеми лічильника, термін служби літєвої батареї не менший, ніж термін служби лічильника.

Лічильник Євроальфа простий в обслуговуванні. Всі функції лічильника повністю інтегровані на одній друкованій платі з поверхневим монтажем. Це в комбінації з модульною конструкцією й обмеженим числом модулів дозволяє легко й швидко замінити елементи.

Лічильник Євроальфа гнучкий в експлуатації. Він забезпечує широкий діапазон многотарифних функцій, що дозволяє вводити необхідні структури тарифів. Легко здійснюється розширення функцій, і лічильник забезпечує виконання фактично всіх звичайних послуг і монтажних конфігурацій. Широкий діапазон робочих напруг дозволяє встановлювати його в будь-яку мережу, де встановлюються лічильники.

Точність лічильника задовольняє вимоги, які є в стандартах ДЕРЖСТАНДАРТ 30206-94 (МЭК 687) для класів 0,2; 0,5 і ДЕРЖСТАНДАРТ 30207 (МЭК 1036) для класів 1,0; 2,0 по відношенню до лічильників, що працюють із вимірювальними трансформаторами, й лічильників прямого включення. Електронні пристрої лічильника вимірюють і фіксують спожиту енергію й спожиту потужність із необхідною точністю в широкому діапазоні зміни струмів, напруг, температур і коефіцієнтів потужності. Мале споживання датчика струму навіть підвищує точність зовнішніх трансформаторів струму при

вимірі малих навантажень.

Лічильник фактично недоступний для стороннього втручання. Можна встановити пароль, що запобігає несанкціонованому доступу через оптичний порт. Крім того, оскільки в лічильнику немає частин, що рухаються, лічильник несприйнятливий до спроб стороннього впливу, які можуть мати місце з електромеханічними лічильниками. Їхня аудиторська здатність забезпечує запис числа й часу змін програми, числа відключень напруги мережі, числа скидань показань і інших даних, характерних для багатотарифних лічильників.

4. Багатотарифні трифазні електронні лічильники електроенергії „АЛЬФА”

Багатотарифні багатофункціональні електронні лічильники АЛЬФА виробляються на підприємстві "АББ ВЭИ Метроника" у Москві по ліцензії з комплектуючих фірми АВВ Power T&D, США.

Лічильники АЛЬФА московського заводу "АББ ВЭИ Метроника" пройшли всі метрологічні випробування й внесені до Державного реєстру засобів вимірів Росії під номером 14555-95.

Лічильники АЛЬФА мають сертифікат відповідності вимогам Безпеки й ЕМС ДЕРЖСТАНДАРТУ PRU.МОО 1.1.2.2900 і нормативних документів ДЕРЖСТАНДАРТУ 26035-83, ДЕРЖСТАНДАРТУ 22261-82, ДЕРЖСТАНДАРТУ 26104-89, ДЕРЖСТАНДАРТУ 29216-91.

Технічні умови на лічильники АЛЬФА погоджені із «Главгосэнергонадзором, госрегистрация № 200/008656» і рекомендовані до застосування як прилади комерційного обліку (Лист № 42-б/Зб-Р від 06.12.94).

Технологія виробництва лічильників АЛЬФА одержала міжнародний сертифікат якості ISO 9002:1994, а підприємство "АББ ВЭИ Метроника" внесено до реєстру світових постачальників продукції.

Лічильники АЛЬФА внесені в Державні реєстри країн СНД: України, Білорусії, Казахстану, Узбекистану.

Функціональні можливості лічильників серії АЛЬФА:

- вимір активної й реактивної електроенергії із класом точності - 0,2 і 0,5,
- облік спожитої й виданої енергії в режимі багатотарифності по чотирьох тарифних зонах,
 - вимір одним лічильником активної енергії, активної й реактивної енергії, активної й реактивної енергії у двох напрямках,
 - вимір максимальної потужності навантаження на розрахунковому інтервалі часу, фіксація дати й часу максимальної активної й реактивної потужності для кожної тарифної зони,
 - запис і зберігання в пам'яті лічильника даних графіка навантаження по активній і реактивній потужності або енергії,
 - керування навантаженням споживача з можливістю її відключення або сигналізації,
 - передача результатів вимірів на диспетчерський пункт по результатам контролю й обліку електроенергії по телеметричним або іншим каналам зв'язку.

5. Електронні однофазні лічильники електроенергії

Вони призначені для обліку енергії в однофазних двохпровідних лініях. Найбільше поширення одержав лічильник ЦЭ680 7Б-2.

Технічні параметри:

однц- і двухтарифний на номінальну напругу 220 В; максимальний струм 50 А; діапазон навантажень, що охоплює, від 0, 05 до 50 А; клас точності 2,0; діапазон робочих температур від -45 до +60 С?.

Лічильник виробляється у двох модифікаціях - в одно- і двухтарифному виконанні. Обидві мають телеметричний імпульсний вихід.

За допомогою ЦЭ6807Б-2 і перемикачів тарифів можливо організувати диференційований облік енергії. У цій модифікації є два рахункових механізми, і для перемикачів з одного на іншій необхідний лише зовнішній імпульс. Тарифікатор УПТ12-100, що представляє собою годинний механізм, у заданий час подає на лічильник керуючий сигнал напругою 12 В і в такий спосіб перемикає його. Тарифікатор здатний перемикачів з одного тарифу на інший одночасно до 100 лічильників, і якщо сусідам удасться домовитися, то обійдеться він у мізерно малу суму, а вигода буде досить відчутною.

Конструкторами передбачена світлодіодна індикація робочого стану (вона є в обох модифікаціях), а також індикація перемикачів на тариф 2 (ЦЭ6807Б-2).

Термін служби лічильника за даними виробника становить 30 років, між перевірою інтервал - 12 років. Надійність і безвідмовна робота забезпечуються найсучаснішою елементною базою.

ЦЭ6807Б розраховані на роботу з енергоємними споживачами - фермерськими господарствами, малими підприємствами. Їх можна також рекомендувати дачникам і власникам заміських будинків., оскільки їх можна встановлювати в неопалюваних приміщеннях, вони успішно функціонують при коливаннях сіткової напруги від 150 до 270 В. Нарешті нахил корпусу лічильника не вносить додаткової погрішності в показаннях.

6. Мікропроцесорний однофазний/трифазний лічильник електроенергії „Дельта”

Мікропроцесорний однофазний/трифазний лічильник електроенергії (АББ ВЭИ Метроника) призначений для обліку електроенергії в однофазних або трифазних мережах житлових будинків і виробничих приміщень.

ТЕХНІЧНІ ПАРАМЕТРИ Й ФУНКЦІОНАЛЬНІ МОЖЛИВОСТІ:

при зовнішньому керуванні - багатотарифний (до чотирьох тарифів), номінальна напруга 3x230/400 В, 3x57/100В, 230 В; максимальний струм 65 А; клас точності 1,0 і 2,0; діапазон робочих температур від -40 до +50 градусів Цельсія; пряме й трансформаторне включення.

Це самий маленький і, мабуть, самий витончений лічильник електроенергії. Всі показання виводяться на рідиннокристалічний дисплей, а перемикачів режимів дисплея здійснюється за допомогою кнопки або „світлом”,

перемикаючи режими роботи дисплея за допомогою освітлення простим ліхтариком світлочутливого елемента.

Зрозуміло, такий зроблений електронний прилад добре вписується в АСКОВЕ, що забезпечує постійний контроль за показаннями, перемикає тарифи й виписує рахунки. До речі, одержати вигоду від наявності пільгових тарифів можливо й без автоматизованої системи, якщо підключити до лічильника тарифікатор (цифрове електронне реле часу). Один тарифікатор здатний одночасно обслуговувати до 100 лічильників "Дельта".

Виробником гарантуються термін служби - не менш 30 років, міжперевірочний інтервал - 8 років. У лічильника відсутні механічні частини, що підвищує його надійність.

Максимальна для "Дельта" величина струму - 65 А. Це означає, що при трифазному включенні лічильник витримує навантаження до 45 кВт (цілком достатньо не тільки для будинку, добре оснащеного сучасною технікою, але й для невеликого заводу). Лічильники "Дельта" трансформаторного включення допускають більш високе навантаження, причому вони програмуються для вимірів з урахуванням коефіцієнтів трансформації.

Питання для самоперевірки

1. Основні функціональні можливості мікропроцесорних лічильників електричної енергії.
2. Умови вибору вимірювальних трансформаторів в схемах обліку електричної енергії.
3. Принцип дії мікропроцесорного лічильника електричної енергії.

ТЕМА 6. КОМБІНОВАНІ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ ЛІЧИЛЬНИКИ-ДАТЧИКИ

Питання:

1. Область застосування, технічні характеристики
2. Основні функції (на прикладі лічильників ZMD/ZFD)

1. Область застосування, технічні характеристики

В якості характерних розглянемо лічильники типів Z.U100/200 і Z.V200 ("Landis & Gyr").

Завдяки застосуванню передових мікрокомп'ютерних технологій вищезазначені високоточні електронні лічильники призначені для проведення вимірів у широкому діапазоні при одночасному виконанні ряду тарифних функцій.

Будучи комбінованими токами, що включаються через трансформатори струму, і напруги, лічильники реєструють активну й реактивну енергію в обох напрямках із класом точності 0.2 і 0.5 - при вимірі активної енергії й 1.0 - реактивної енергії. За допомогою сервісної програми, установленної на ПК, всі робочі параметри встановлюються індивідуально.

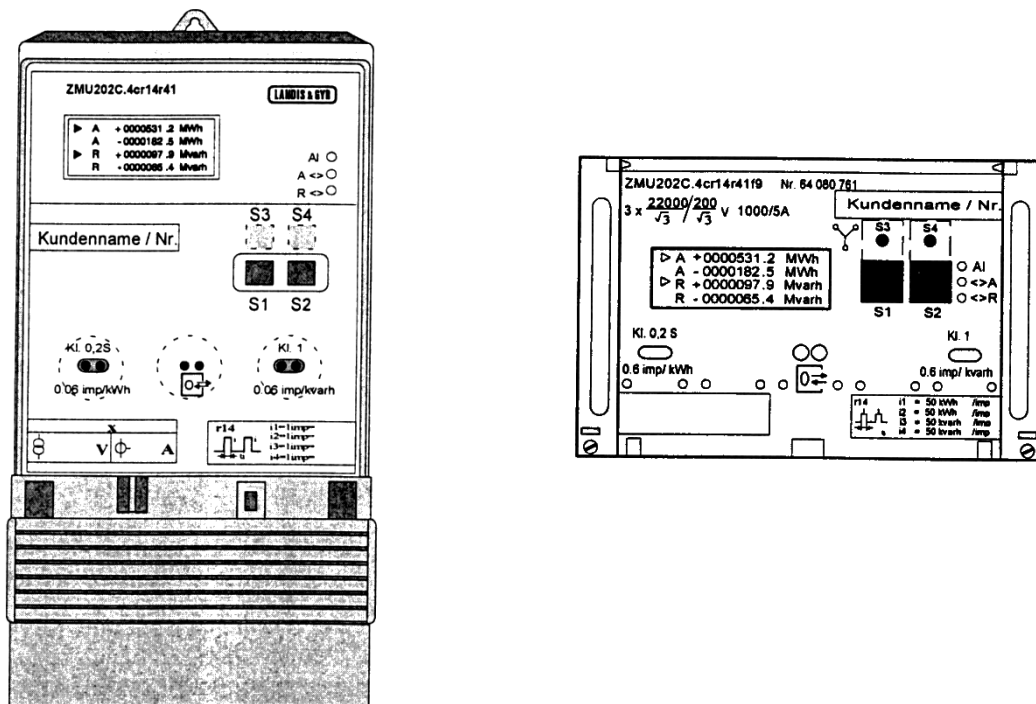


Рис. 1

Лічильники знаходять застосування в мережах електропостачання високої й середньої напруги, на станціях міжсіткових і міжсистемних зв'язків з підключенням до трансформаторів струму й напруги, а також для виміру електричної енергії на електростанціях і підстанціях промислових споживачів з фіксацією прийому і віддачі активної й реактивної енергії (рис. 1).

Електронні високоточні комбіновані лічильники відображають поточні

показання на РК - дисплеї, що складається з 4 рядків по 20 знаків кожний. Показання відображаються в одному рядку й включають 8 десяткових знаків, обрану десяткову кому, одиницю виміру й знак напрямку перетоку енергії. Показання лічильника по активній і реактивній енергії в обох напрямках відображаються одночасно на чотирьохстрочному дисплеї. У випадку, якщо реєструється більше чотирьох вимірюваних змінних (наприклад, вимір у чотирьох квадрантах або вимір втрат), для відображення наступних значень лічильника застосовується кнопка S1. При повторному натисканні кнопки S1 після показання лічильника в строгому порядку викликаються сигнали тривоги, інформація про стан і параметри.

Активна й реактивна енергія відображаються з діючими в цей момент тарифами. Кнопки S2 і S1 забезпечують перегляд різних значень показань лічильника для інших тарифів. Діючі в цей момент тарифи позначаються знаком ">".

Якщо лічильник підключений до кодуючого пристрою через послідовний інтерфейс, він кожену хвилину одержує команду на збереження показань лічильника.

Останні збережені і передані в кодуючий пристрій дані лічильника можуть бути викликані за допомогою кнопки S2 (і передані в кодуючий пристрій). Збережені дані лічильника позначаються зірочкою "*".

При одночасному натисненні на кнопки S1 і S2 ініціюється система самотестування. Робота системи самотестування на поточні вимірювання не впливає.

Користувач має доступ до кнопок S3 і S4 тільки після того, як зняті пломби і відкрита кришка.

За допомогою кнопки S3 можлива розблокування оптичного інтерфейсу для параметрування даних лічильника або зняття можливого сигналу тривоги (рис. 2).

Кнопка S4 забезпечує "холодний старт". При цьому всі дані статистики зв'язку обнуляються, значення лічильника "холодних стартів" збільшується на 1. Комбіновані лічильники Z.U100/200 і Z.V200 параметруються за допомогою оптичного інтерфейсу.

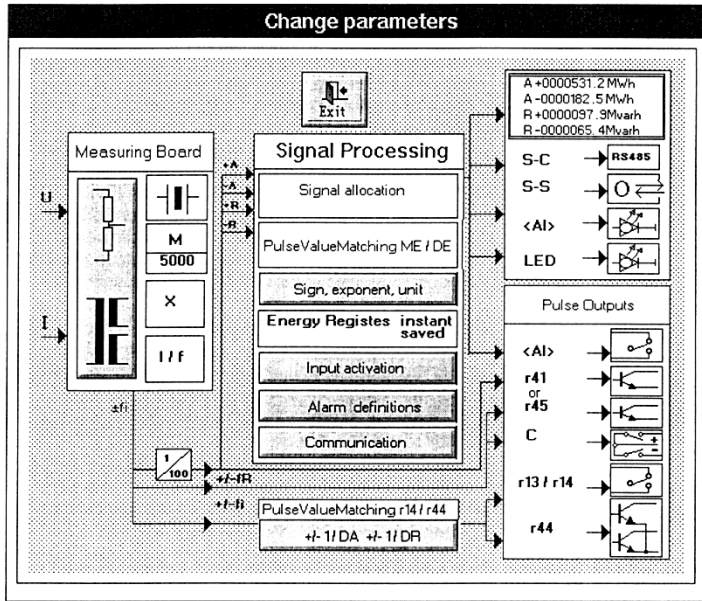


Рис. 2

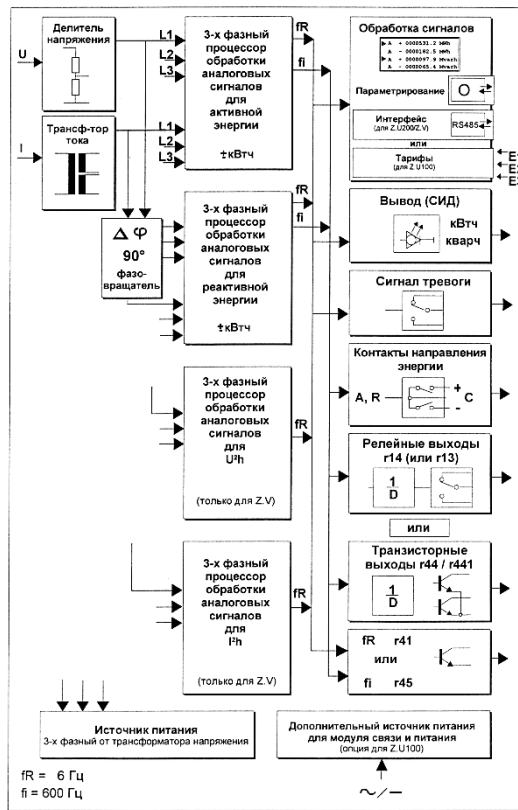


Рис. 3

Можна зробити запит або зробити скидання показань лічильника й параметрів, а також зробити зчитування, підтвердження й видалення сигналів тривоги.

Для цього необхідно мати ПК, сервісну програму Z.U/Z.V 1 1783 1314 і конвертор інтерфейсу FDC1.3.

Сервісна програма Z.U/Z.V працює під Windows на IBM-сумісних комп'ютерах. Необхідні дані лічильника вводяться в інтерфейс Windows і сервісна програма автоматично розраховує всі необхідні параметри. Кожний створений таким шляхом у базі даних набір параметрів зберігається під ім'ям лічильника (номер приладу). Створити набір параметрів можна без підключення лічильника. Згодом сервісну програму можна використати для передачі параметрів із ПК на лічильник. Також є режим передачі параметрів з лічильника на ПК, якщо набір уже створений під відповідним ім'ям.

Графічне меню дає узагальнені дані по параметруємих функціональних блоках. Активізуючи різні вікна, можна задіяти відповідні меню.

Параметрування здійснюється винятково за допомогою оптичного сервісного інтерфейсу. Перш ніж виконати функцію запису, необхідно розблокувати порт інтерфейсу. Відповідно до закону про калібрування, дистанційне параметрування забороняється.

Лічильники з послідовним інтерфейсом RS485 можуть підключатися до пристрою, що кодує (FAG, FBC) за допомогою спеціального кабелю. Лічильники щохвилини одержують команду на збереження своїх показань. Потім ці показання послідовно знімаються пристроєм, що кодує (Концепція STOM). Збережені показання лічильника можна викликати на дисплей лічильника.

На додаток до показань, лічильник також передає на пристрій, що кодує, параметри дисплея й сигнали тривоги, що мають місце.

Керування показаннями самого лічильника, у тому числі присвоєння дати й часу, здійснюється пристроєм, що кодує, телеметричної системи.

Передача показань лічильника (STOM) замість передачі імпульсів має велику перевагу, оскільки всі показання лічильника завжди узгоджуються з телеметричною системою. Там, де відбувається переривання зв'язку між лічильником і пристроєм, що кодує, на короткий час, текст показання лічильника відновлюється з відновленням зв'язку.

Лічильник має три тарифних входи з вибором керуючої напруги. Вибір активного тарифу для відповідної комбінації вхідних сигналів здійснюється з параметруємої таблиці за допомогою сервісної програми. Для активної енергії є максимально три тарифи, для реактивної енергії - максимально два.

Правильний режим роботи лічильників, зміст пристрою пам'яті й всі дії по керуванню приладом постійно контролюються.

У випадку несправності на дисплеї відображається аварійний сигнал у вигляді текстового повідомлення. Залежно від параметрування червоний індикаторний світлодіод починає мигати й контакти аварійної сигналізації замикаються короткочасно або постійно.

Одержання аварійного сигналу підтверджується. Після підтвердження всіх

сигналів тривоги світлодіод горить постійно.

Підтвержені сигнали тривоги можуть бути вилучені. Після видалення сигналів тривоги світлодіод індикації аварійного сигналу гасне.

Трифазне основне живлення лічильника здійснюється від напруги вимірювального трансформатора. Лічильник готовий до застосування, якщо є не менш однієї фази напруги або зовнішня напруга.

Імпульсне джерело живлення працює за принципом трансформатора, що блокує. Вхідна напруга може змінюватися в широких межах: (діапазони напруги: 50 ... 120 В змінного струму або 127... 240 В змінного струму.)

Захист вводу

Стумовий ввід й ввід напруги лічильника захищені від перенапруги.

Фільтруючий контур захищає мережу електроживлення від перешкод і в той же час захищає сам лічильник від імпульсних перешкод. ЕМС - оптимізована схема монтажної плати також гарантує високий рівень захисту від зовнішніх перешкод.

Дільники вимірюваної напруги знижують вимірювані напруги 60, 120, 240 або 480 В до одного рівня, рівного $1 V_{rms}$. Товстопльоночна технологія дільників вимірюваної напруги гарантує точне співвідношення, і довгострокову стабільність роботи.

Фазообертач на 90° необхідний для виміру реактивної енергії.

Фільтр верхніх частот у ланцюзі напруги обертає фазу на $+45^\circ$, у той час як фільтр нижніх частот у струмовому ланцюзі обертає фазу на -45° .

Фільтр верхніх частот регулюється на заводі.

Всі частоти, застосовані у вимірювальній платі й платі генерування імпульсів, генеруються кварцевим генератором на 4.19 МГц. Відносна частота двох вимірювальних мікросхем SMU регулюється під час заводського настрою, при настроюванні клієнтом і зміною константи лічильника (M).

Регулювання базової точності лічильника здійснюється на заводі за допомогою спеціального пристрою, що має три перемикачі VCD, і призначений тільки для використання на заводі.

У апаратів класу точності 0.2 замовник може зробити регулювання з точністю $\pm 0.1\%$.

Коефіцієнт M постійної лічильника встановлюється за допомогою схеми з фазовою синхронізацією. Даний коефіцієнт розраховується сервісною програмою на основі введених даних лічильника.

На лічильнику Z.U100 коефіцієнт M устанавлюється за допомогою 4 перемикачів, що кодують, VCD. НА Z.U200 і Z.V200 він устанавлюється сервісною програмою з використанням сервісного інтерфейсу.

Аналоговий процесор SMU для обробки сигналів

Для виміру енергії у високоточних лічильниках класу точності 0.2S, 0.5S і 1 для трифазного струму застосовується вимірювальна мікросхема аналогового процесора SMU.

Струми й напруги окремих фаз перемножуються й подаються безпосередньо у вимірювальну мікросхему, де складаються для того, щоб вихідні імпульси

представляли сумарне значення трьох фаз.

Крім виміру потужності в трьох фазах, аналоговий процесор SMU визначає рівень напруги й струму й виводить цю інформацію на дисплей.

Логічний вихід стандартного діапазону вимірів управляє двома зеленими світлодіодами $\langle A \rangle$ і $\langle R \rangle$. Ці світлодіоди загоряються, коли лічильник працює в стандартному діапазоні вимірів. Вони гаснуть при запуску або при перевантаженні лічильника.

Режим виміру аналогового значення SMU може регулюватися відповідно до вимог замовника за допомогою цифрових керуючих входів або може бути спрощений для тестування.

Принцип виміру за допомогою аналогового процесора SMU заснований на інтеграторі технології конденсаторів, що перемикають, (технологія SC). Технологія конденсаторів, що перемикають, передбачає використання конденсаторів, які заряджаються періодично або розряджаються опорним імпульсом f_{ref} . Якщо розглядати цей процес тривалий час, це буде означати, що

такий же самий струм буде текти й при використанні резистора на $\frac{1}{f_{ref} C}$.

Використання технології конденсаторів, що перемикають, дозволяє визначати середнє значення між співвідношенням опорів з високою точністю, температурною довгостроковою стабільністю.

Струм і напруга на вимірювальних входах представляються як напруга з номінальним значенням $1 V_{rms}$. Ці напруги зчитуються із частотою $1/4 f_{ref}$ і їхні значення зберігаються на вхідному конденсаторі.

Струм і напруга перемножуються широтно-імпульсним методом (методом "марко - спейс"), що вже застосовується в інших лічильниках, що випускаються компанією „Landis & Gyr”. Модулятор тривалості імпульсів управляється пропорційно напрузі. Вхідна напруга при співвідношенні 1:1 до тривалості імпульсів рівно 0 В. Чим вище напруга (позитивна або негативна), тим більше змінюється коефіцієнт заповнення.

Амплітудний модулятор управляється співвідношенням шпаруватості імпульсів.

Амплітуда токово - безтокового сигналу підсилюється в амплітудному модуляторі на значення, пропорційне вимірюваному току.

У суматорі (інтегруючий конденсатор) під час паузи імпульсного сигналу струм додається, під час імпульсу - віднімається. Різниця між сумою й різницею, що зберігається на ємнісному накопичувачі як заряд, відповідає добутку струму й напруги.

Якщо цей добуток постійно приймає позитивні значення, це приводить до видачі вихідного імпульсу й з інтегруючого конденсатора віднімається певний опорний заряд (квантування обмірюваної енергії).

Таким чином, один вихідний імпульс відповідає опорному заряду й відображає обмірювану енергію.

Імпульсні виходи

Аналоговий процесор SMU видає на чотирьох виходах для подальшої

обробки імпульси, пропорційні енергії. Два вихідних сигнали f_1 ($f_n = 600$ Гц) управляють контактами г45, у той час як два інших вихідних сигнали f ($f_n = 6$ Гц) управляють контактами г41 (рис 7.3).

Максимальна частота вихідного сигналу f дорівнює 14.8 Гц, що означає, що вихідні сигнали f завжди можуть бути проаналізовані. На додатковий вихід також подається сигнал напрямку енергії.

Аналоговий процесор сигналу SMU, якщо він працює нижче граничного значення пускового навантаження або в умовах перевантаження, затримує вихідні імпульси. Зелені світлодіоди $\langle A$ і $\langle R$ гаснуть.

Модуль трансформатора струму

Трансформатори струму формують ідентичне зображення вимірюваного струму й забезпечують подачу сигналів на вимірювальну плату у вигляді напруги з номінальним значенням 1 Вэф.

Модуль трансформатора струму для лічильників класу точності 0.2 має трансформатори струму, які компенсуються електронним шляхом.

Висока температурна й довгострокова стабільність досягаються шляхом застосування високоякісних компонентів.

Модуль трансформатора струму являє собою автономну схему із дуже малими похибками, що дозволяє заміну модуля не роблячи нового регулювання. Подібним чином можуть бути зроблені зміни номінального вторинного струму 1, 2, 5 або 10 А шляхом заміни модуля.

Додаткове джерело живлення

Додаткове джерело живлення забезпечує подачу напруги на лічильник при відсутності вимірюваної напруги. Це гарантує, що на дисплеї буде завжди відображатися інформація й через послідовний інтерфейс завжди буде функціонувати зв'язок.

Крім цього, додаткове джерело живлення постачає електроенергію цифровій секції плати генерування імпульсів, щоб виключити втрату імпульсів на дільниках для передавальних контактів і забезпечити синхронізацію з інтерфейсом зв'язку.

Додаткове джерело живлення завжди встановлюється на лічильниках Z.U200 і Z.V200 і як опція - на лічильнику Z.U100. Він підключається до вимірювальної плати як модуль.

За бажанням може бути замовлене додаткове живлення потужністю 0,1 ВА. Якщо ця опція додатково встановлена в лічильнику, вимірювана напруга буде ще навантажена по 0,1 ВА на фазу.

Плата обробки сигналів

Обробка цифрових даних у лічильнику здійснюється платою обробки сигналів. Мікрокомп'ютер 68HC11 виконує наступні операції:

Обробляє імпульси, що надходять із аналогового процесора SMU на вимірювальну плату, і відображає значення потужності на дисплеї у вигляді показань лічильника.

Обслуговує оптичний сервісний інтерфейс, що забезпечує параметрування лічильника за допомогою ПЕВМ або портативного комп'ютера й оптичної

голівки, що зчитує.

Управляє комутаційним інтерфейсом і забезпечує захист переданих даних. Під час передачі здійснюється передача показань лічильника й інформації про стан (Z.U200, Z.V200).

Аналізує тарифи (Z. U100).

Приймає інформацію про стан з аналогового процесора SMU і відправляє її по виклику на дисплей у текстовій формі.

При включенні лічильників він параметрує постійну лічильника (M) на вимірювальній платі й здійснює узгодження значень імпульсу (D) на платі генерування імпульсів (Z.U200, Z.V200).

Зберігає показання лічильника на випадок виходу з ладу системи електроживлення.

2 Основні функції (на прикладі лічильників ZMD/ZFD)

ЧотириквADRантні лічильники Landis & Gyr Dialog ZMD/ZFD...CT є найсучаснішим поколінням повністю електронних приладів фірми Siemens Metering. Лічильник ZMD/ZFD...CT застосовується в мережах високої, середньої або низької напруги з підключенням через вимірювальні трансформатори струму й/або напруги. Для більш коректного виміру в умовах несиметричного навантаження переважно використовується трьохелементний лічильник ZMD. Цифровий вимірювальний механізм реєструє активну й реактивну енергію в обох напрямках у всіх чотирьох квадрантах із класами точності 1, 0.5S і 0.2S згідно МЭК 61036 і, відповідно, МЭК 60687.

Вхідні сигнали лічильника - це аналогові величини струму I_1, I_2 і I_3 і аналогові величини напруги U_1, U_2 і U_3 (мал. 4).



Рис. 4

Вимірювальна система лічильника перетворює аналогові вхідні сигнали у відкалібровані миттєві цифрові значення напруги й струму по кожній фазі.

Сигнальний процесор лічильника, ґрунтуючись на миттєвих значеннях струму й напруги по кожній фазі, обчислює наступні вимірювані змінні (середнє значення за секунду):

- Активні потужності P_1, P_2 і P_3 (із вказівкою напрямку потоку).
- Реактивні потужності Q_1, Q_2 і Q_3 (із вказівкою напрямку потоку).
- Фазні напруги U_1, U_2, U_3 .
- Фазні струми I_1, I_2, I_3 , струм у нейтралі I_0 .

- Час між моментом проходження нульового значення U_1 і U_2 , а також U_1 і U_3 .
- Час між моментом проходження нульового значення U_1 і струмами I_1 , I_2 і I_3 .
- Час між двома моментами проходження нульового значення U_1 .

Мікропроцесор, ґрутуючись на середніх обмірюваних значеннях, обчислює наступні величини:

Вимірювані величини		ZMD400CT	ZFD400CT
Активна потужність	+A	Сума / Пофазно	Сума
Активна потужність	-A	Сума / Пофазно	Сума
Реактивна потужність +	+R	Сума / Пофазно	Сума
Реактивна потужність -	-R	Сума / Пофазно	Сума
Реактивна потужність 1	+R _i	Сума / Пофазно	Сума
Реактивна потужність 2	+R _c	Сума / Пофазно	Сума
Реактивна потужність 3	-R _i	Сума / Пофазно	Сума
Реактивна потужність 4	-R _e	Сума / Пофазно	Сума
Повна потужність імпорт	+VA	Сума / Пофазно	Сума
Повна потужність експорт	-VA	Сума / Пофазно	Сума
Коефіцієнт потужності	COS φ	Пофазно / середнє	середнє
Фазні напруги		$U_1 - U_2 - U_3$	$U_{12} - U_{32}$
Фазні струми		$I_1 - I_2 - I_3$	$I_1 - I_3$
Струм у нейтралі		I_0	-
Частота мережі	fn	так	так
Фазний кут по напрузі	ср	$U_1 - U_2 / U_1 - U_3$	-

Вим. величини		ZMD400CT	ZFD400CT
Фазний кут напруга-струм	<p1M	так	-
Напрямок обертання поля		так	так

Внаслідок різного типу виміру, при вимірі за схемою Арона дані пофазно для лічильника FD400CT не представляються. Представлені нижче діаграми відображають розходження між ZMD400CT і ZFD400CT (рис. 5).

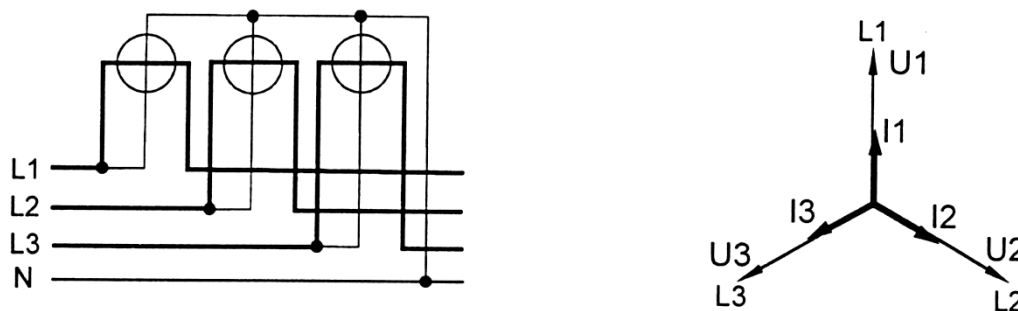
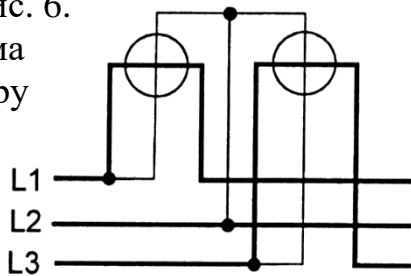


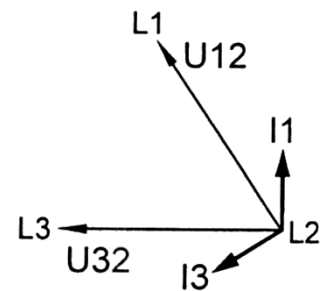
Рис. 5. Схема виміру лічильником ZMD400CT

Тому що ZMD400CT має по вимірювальному елементі на кожен фазу, і вимірює по кожній фазі окремо, він може реєструвати сумарні значення по трьох фазах, пофазно, фазний кут між напругою й струмом, а також фазний кут між напругами $U1 - U2$ і $U1 - U3$.

Рис. 6.
Схема виміру



$$\cos \varphi = 1$$



лічильником

ZFD400CT

ZFD400CT зі схемою Арона має два вимірювальних елементи. Він реєструє фазні струми $I1$ або $I3$ і, що відповідають схемі виміру, напруги $U12$ або $U32$, тому він не формує пофазних значень. Фазні кути зрушення між напругою й струмом завжди містять додатковий кут 30° і, таким чином, не відображають реальної картини (рис. 6).

Формування обмірюваних значень

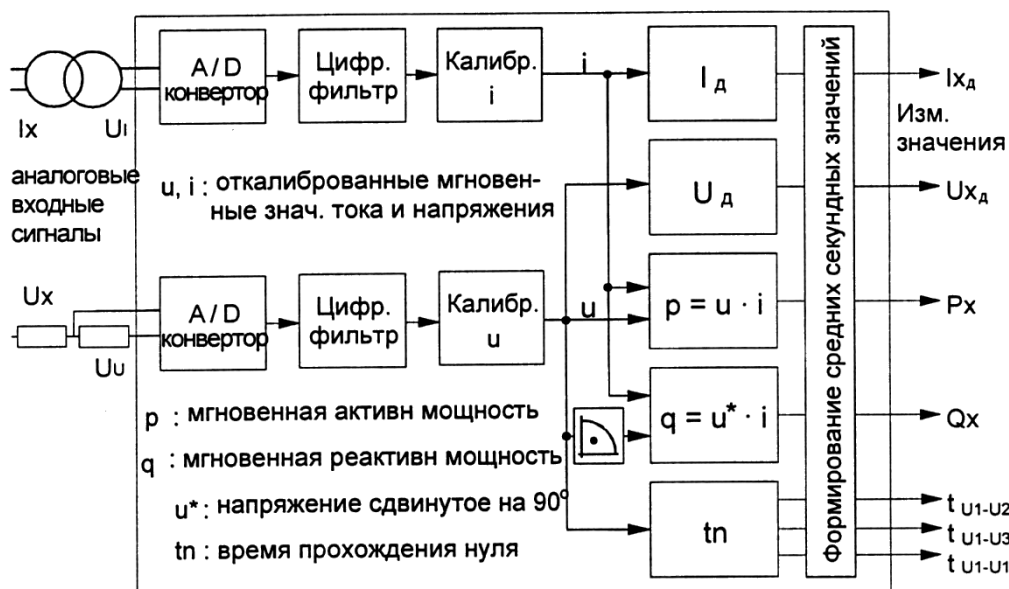


Рис. 7. Принцип формування вимірюваних значень

Вхідні ланцюги

Дільники високого опору зменшують сіткову напругу U_1 , U_2 і U_3 (від 58 до 240 В) до пропорційних величин у мВ (U_u).

Вмонтовані перетворювачі струму також зменшують вхідні струми лічильника I_1 , I_2 і I_3 (від 0 до 1.2 А або від 0 до 6 А). Вторинні струми перетворювачів формують напруги порядку декількох мВ (U_I), пропорційні вхідним струмам резисторів (рис. 7).

Перетворення у цифрове значення

Аналогові сигнали U_u і U_I перетворюються в цифрові сигнали за допомогою АЦП, після чого вони фільтруються. Наступний етап калібрування компенсує похибки дільників напруги й перетворювачів струму. Таким чином, при подальшій обробці, немає необхідності в наступному настроюванні.

Відкалібровані цифрові миттєві значення напруги (i) і струму (i) по трьох фазах використовуються в якості проміжних при подальшому формуванні необхідних обмірюваних величин у сигнальному процесорі.

Розрахунок потужності

Миттєва активна потужність p розраховується перемноженням миттєвого значення напруги й струму (активна складова - це добуток напруги й складової струму, паралельної вектору напруги).

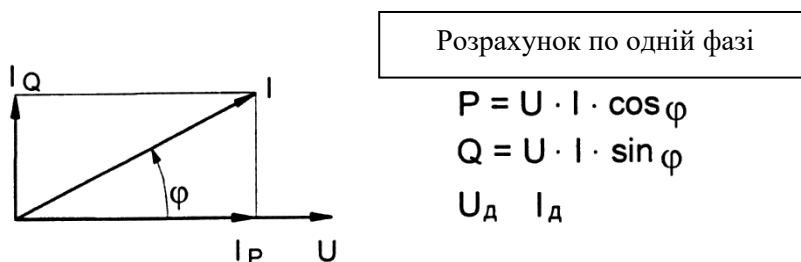


Рис. 8. Розрахунок потужності

Для визначення миттєвого значення реактивної потужності Q , вектор напруги повинен бути повернутий на 90° перед перемноженням (рис. 8), (реактивна складова - це добуток напруги й складової струму, перпендикулярної вектору напруги).

Квадрати напруги й струму отримані перемноженням миттєвих значень напруги й струму на самих себе. На їхній основі сигнальний процесор формує відповідні діючі значення U_d і I_d .

Формування обмірюваних величин

Кванти енергії (Вт або ВАр) визначаються за допомогою обробки секундних значень активної потужності P и реактивної потужності Q з фіксованою тимчасовою послідовністю (щосекунди) і змінною кількістю енергії або потужності. Кванти енергії обробляються мікропроцесором, відповідно до постійного лічильника, і надходять, як обмірювані значення, у реєстри фіксації

енергії й максимальної потужності.

Активна потужність

Значення активної потужності окремо по кожній фазі $\pm A1$, $\pm A2$ і $\pm A3$ визначаються на основі обмірюваних величин $P1$, $P2$ і $P3$.

Розрахунок повної імпортованої $+A$ або експортованої $-A$ активних потужностей виробляється підсумовуванням обмірюваних величин $P1$, $P2$ і $P3$ (мал.9).

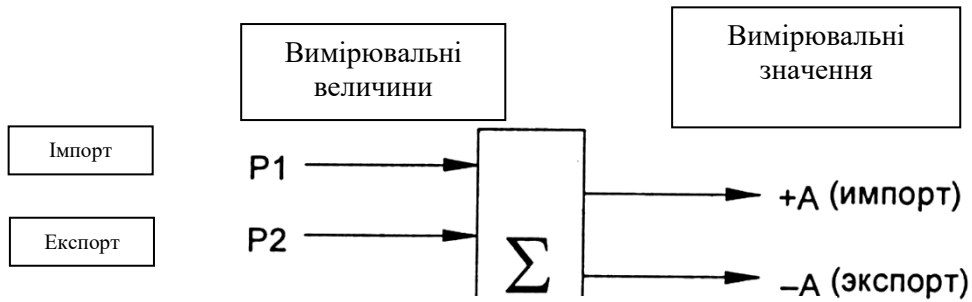


Рис. 9. Повна активна потужність

Реактивна потужність

Значення реактивної потужності окремо по кожній фазі $\pm R1$, $\pm R2$ і $\pm R3$ визначаються на основі обмірюваних величин $Q1$, $Q2$ і $Q3$.

Розрахунок повної позитивної $+R$ або негативної $-R$ реактивних потужностей виробляється підсумовуванням обмірюваних величин $Q1$, $Q2$ і $Q3$ (рис. 10).

Мікропроцесор може розподіляти реактивну потужність по 4 квадрантам:

- Реактивна потужність в 1м квадранті: $+R_i$
- Реактивна потужність в 2м квадранті: $+R_c$
- Реактивна потужність у 3м квадранті: $-R_i$
- Реактивна потужність в 4м квадранті: $-R_e$

Також він може розподіляти реактивну потужність по кожній фазі по 4 квадрантам (рис. 10).

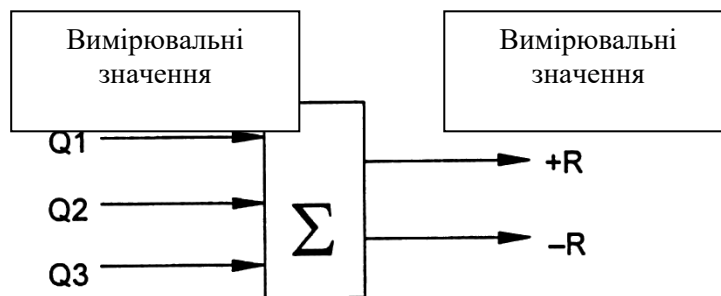


Рис. 10. Повна реактивна потужність

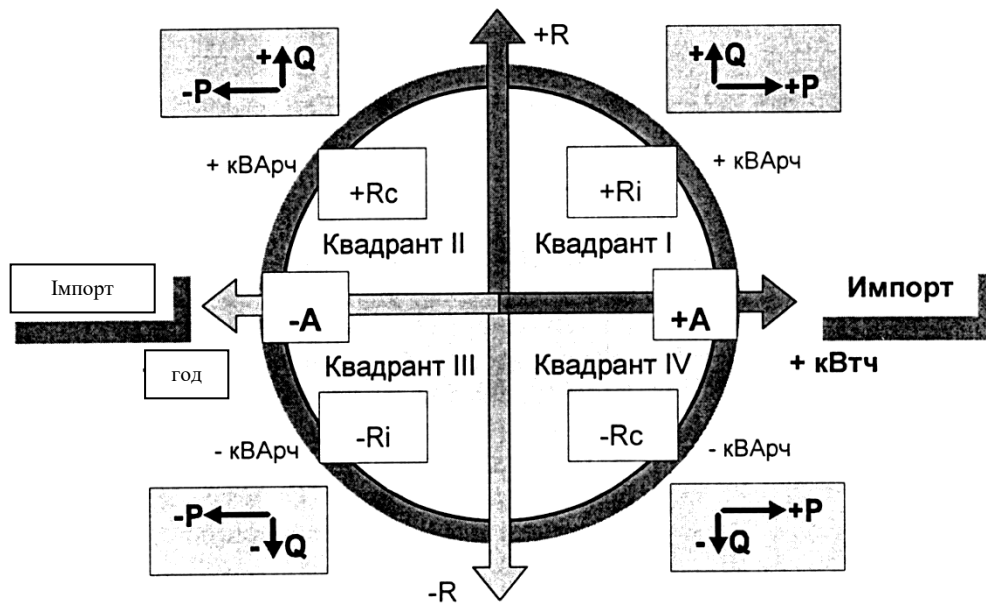


Рис. 11. 4х – квадратне вимірювання

Нумерація квадрантів починається зверху праворуч із першого квадранта (+A/+R) і здійснюється проти годинникової стрілки до четвертого квадранта праворуч унизу (+A/-R).

Повна потужність

Повна потужність розраховується двома способами:

- геометричним додаванням активної й реактивної потужності окремих фаз;
- перемножуванням діючих значень напруги й струму окремих фаз.

Енергопостачальна компанія може сама вибрати метод розрахунку.

Метод розрахунку 1.

Використовуючи обмірювані величини P_1, P_2 і P_3 і Q_1, Q_2 і Q_3 , по теоремі Піфагора, знаходиться розрахунок значень повної потужності як по кожній фазі окремо $\pm VA_1, \pm VA_2$ і $\pm VA_3$, так і сумарної $\pm VA$ (мал. 12).

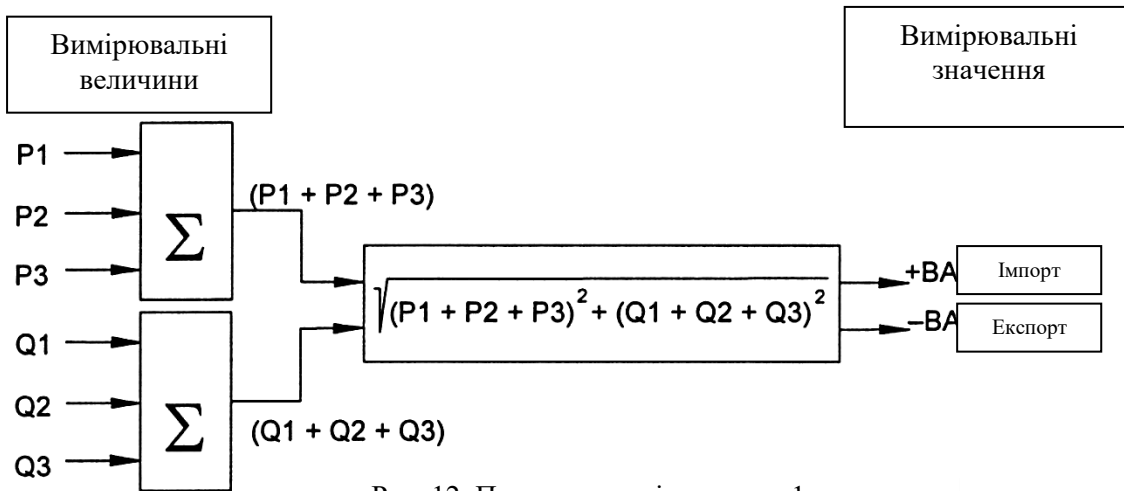


Рис. 12. Повна потужність метод 1

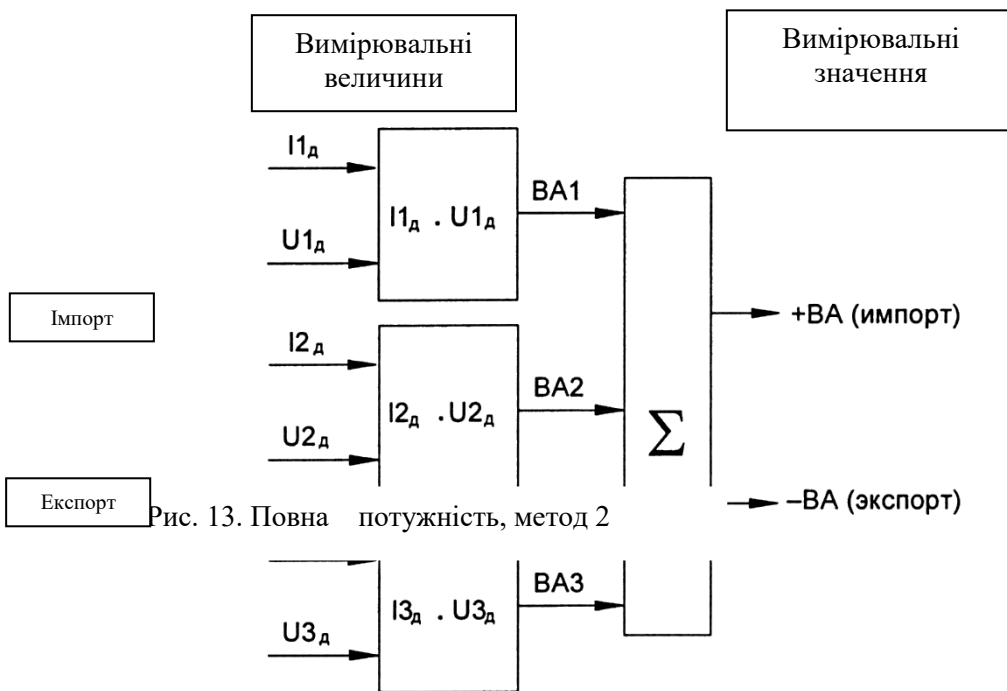


Рис. 13. Повна потужність, метод 2

Метод розрахунку 2

Використовуючи обмірювані величини $U_{1д}$, $U_{2д}$, $U_{3д}$, $I_{1д}$, $I_{2д}$, $I_{3д}$ знаходиться розрахунок значення повної потужності $\pm VA$ методом перемножування значень повної потужності по кожній фазі $\pm VA_1$, $\pm VA_2$ і $\pm VA_3$ і їхньому наступному підсумовуванні (рис. 13).

Коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ розраховується по формулі:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}$$

Лічильником використовується метод розрахунку, застосований для

визначення повної потужності.

Фазні напруги U_1 , U_2 і U_3 визначаються на основі обмірюваних величин $U_{1д}$, $U_{2д}$, $U_{3д}$.

Фазні струми I_1 , I_2 і I_3 визначаються на основі обмірюваних величин $I_{1д}$, $I_{2д}$, $I_{3д}$.

Мікропроцесор розраховує миттєве значення струму в нейтралі I_0^* , виконуючи додавання миттєвих значень фазних струмів I_1^* , I_2^* і I_3^* (рис. 14).

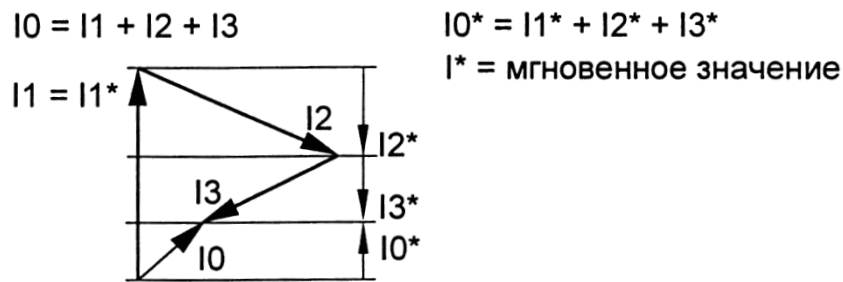


Рис. 14. Струм в нейтралі I_0

Мікропроцесор розраховує частоту мережі f_n на основі часу t_1-U_1 між двома моментами проходження нульового значення напруги U_1 .

Мікропроцесор розраховує фазний кут між напругами U_1-U_2 і U_1-U_3 на основі часу t_1-U_1 , t_1-U_2 і t_1-U_3 між моментами проходження нульового значення відповідних напруг. Час t_{ui-ii} використовується в якості базового, відповідного 360° .

Мікропроцесор розраховує фазний кут між напругою U_1 і фазними струмами на основі часу t_1-I_1 , t_1-I_2 і t_1-I_3 між моментами проходження нульового значення кривої напруги U_1 і кривих фазних струмів. Якщо обмірювана величина t_1-U_2 (час між моментами проходження нульового значення напруг U_1 і U_2), менше, ніж обмірювана величина t_1-U_3 (час між моментами проходження нульового значення напруг U_1 і U_3), напрямок обертання поля позитивний, у протилежному випадку він негативний.

Питання для самоперевірки

1. Основні функціональні можливості комбінованих інтелектуальних лічильників-датчиків.
2. Технічні характеристики комбінованих інтелектуальних лічильників-датчиків.
3. Принцип дії комбінованих інтелектуальних лічильників-датчиків.

ТЕМА 7. АРХІТЕКТУРА Й ПРОГРАМНО - АПАРАТНІ ЗАСОБИ СУЧАСНИХ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ КОНТРОЛЮ Й ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ

Питання:

1. Основні завдання й функції АСКОЕ в умовах енергоринку
2. Інтерфейси вимірювальних каналів АСКОЕ
3. Інтерфейси каналів зв'язку АСКОЕ
4. Комерційні, технічні, централізовані й децентралізовані АСКОЕ

1. Основні завдання й функції АСКОЕ в умовах енергоринку

Сучасні АСКОЕ доцільно проектувати й впроваджувати як інтегровані системи обліку енергоресурсів (включаючи газ, тепло й т.д.).

Структури АСКОЕ призначені для вирішення наступних завдань:

- комплексний автоматизований комерційний і технічний облік електроенергії й енергоносіїв по підприємству, його інфра- і інтра- структурам по діючих тарифних системах по всіх параметрах енергообліку (для електроенергії – по споживанню енергії та потужності) з метою забезпечення зовнішніх і внутрішніх розрахунків по енергоресурсах і забезпечення їх раціональних витрат;

- контроль енергоспоживання по всіх енергоносіях, місцям і структурам обліку в заданих часових інтервалах (3, 30 хвилин, зони, зміни, доба, декади, місяці, квартали й роки) щодо заданих лімітів, режимних і технологічних обмежень потужності, витрат, тиску й температури з метою економії енергоресурсів і забезпечення безпеки енергопостачання;

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

- сигналізація (кольорами, звуком, друком) відхилень контрольованих величин понад допустимий діапазон значень з метою прийняття оперативних рішень;

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

- автоматичне керування енергоспоживанням на основі заданих критеріїв і пріоритетних схем включення/відключення споживачів-регуляторів з метою економії ручної праці й забезпечення якості керування;

- забезпечення внутрішнього госпрозрахунку по енергоресурсах між цехами й підрозділами заводу з метою їх економії та раціональних витрат на робочих місцях;

- точний розрахунок із субабонентами підприємства по енергоспоживанню з метою справедливого розподілу енерговитрат.

Приведений перелік завдань АСКОЕ має перспективний характер, тому що більшість діючих АСКОЕ підприємств у силу своїх структурних і функціональних обмежень вирішують тільки частину розглянутих завдань (як

правило, перші три). Ефективне вирішення всього комплексу завдань і, зокрема, завдань керування й внутрішнього госпрозрахунку, можливо тільки в рамках децентралізованих АСКОЕ (більшість же діючих АСКОЕ побудована за централізованою схемою). Тому надалі розглядаються тільки децентралізовані АСКОЕ.

Для вирішення зазначених завдань і досягнення відповідних цілей енергообліку програмно-апаратні засоби децентралізованої АСКОЕ повинні забезпечувати виконання ряду функцій як на середньому рівні (рівні систем), так і на верхньому рівні (рівні ПК). 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, які при всій їхній зумовленості чинними правилами енергообліку все-таки специфічні для системи кожного типу й залежать від досвіду, знань і системних подань розроблювача й виготовлювача систем. Тому вибір того або іншого типу систем енергообліку для конкретного підприємства необхідно проводити не тільки по структурним але й по функціональних характеристиках систем.

Всю сукупність функцій систем середнього рівня й ПК верхнього рівня АСКОЕ можна класифікувати по наступних групах функцій:

- формування нормативно-довідкової бази енергообліку підприємства по кожному місці й структурі обліку, тарифам, зонам, змінам, апаратним і програмним засобам АСКОЕ;
- збір в автоматичному (по заданим періодам часу) і ручному (по запиті оператора) режимах конкретних штатних параметрів кожної системи децентралізованої АСКОЕ по кожному місці й/або структурі обліку;
- нагромадження даних енергообліку в базі даних АСКОЕ на ПК по кожній крапці обліку із заданою тимчасовою дискретністю на необхідну ретроспективу;
- обробка накопичених значень енергообліку відповідно до діючих тарифів, схеми енергопостачання й структури обліку підприємства;
- відображення вимірювальної й розрахункової інформації енергообліку у вигляді комплексу графіків, таблиць і відомостей на моніторі ПК.
- документування вимірювальної й розрахункової інформації енергообліку у вигляді графіків, таблиць і відомостей на принтері ПК;
- сигналізація про позаштатні ситуації;
- прогнозування навантаження;
- автодіагностика АСКОЕ з аналізом надходження інформації від первинних перетворювачів нижнього рівня АСКОЕ, збоїв і відмов систем і каналів зв'язку.

Системи контролю й обліку енергоресурсів (АСКОЕ) в загальному випадку містять три рівні (рис. 1):

а) нижній рівень - первинні вимірювальні перетворювачі (ПВП) з телеметричними виходами, що здійснюють безупинно або з мінімальним інтервалом усереднення вимір параметрів енергообліку споживачів (витрати, потужність, тиск, температуру, кількість енергоносіїв, кількість теплоти з енергоносієм) по місцям обліку (фідер, труба),

б) середній рівень - контролери (спеціалізовані вимірювальні системи або багатофункціональні програмовані перетворювачі) з програмним забезпеченням по енергообліку, що здійснюють у заданому циклі інтервалу усереднення цілодобовий збір вимірювальних даних з територіально розподілених ПВП, нагромадження, обробку й передачу цих даних на верхній рівень;

в) верхній рівень - персональний комп'ютер (ПК) зі спеціалізованим програмним забезпеченням, що здійснює збір інформації з контролера (або групи контролерів) середнього рівня, підсумкову обробку цієї інформації як по місцям обліку, так і по їхніх групах - по підрозділам і об'єктам підприємства, відображення й документування даних обліку у вигляді, зручному для аналізу й прийняття рішень (керування) оперативним персоналом служби головного енергетика й керівництвом підприємства.

Нижній рівень АСКОЕ зв'язаний із середнім рівнем вимірювальними каналами, в які, загалом кажучи, входять всі вимірювальні засоби й лінії зв'язку від місця обліку до контролера, включаючи його вхідні ланцюги (іноді спрощено під вимірювальними каналами мають на увазі їхню частину - ланцюги передачі даних від ПВП до контролера). Так, наприклад, для енергообліку під вимірювальним каналом мається на увазі зв'язок від живильного фідера, який проходить через вимірювальні трансформатори струму й напруги, електролічильник з телеметричним виходом і двухпровідна лінія зв'язку до контролера.

Середній рівень АСКОЕ пов'язаний з верхнім рівнем каналом зв'язку, в якості якого можуть використовуватися фізичні провідні лінії зв'язку, виділені або телефонні канали, що комутуються, радіоканали (в зміст поняття каналу зв'язку входять не тільки лінії зв'язку, але й устаткування зв'язку, що обслуговує ці лінії, іноді сукупність каналів зв'язку називають середовищем зв'язку). Передача даних по цих каналах здійснюється, як правило, по стандартних інтерфейсах (інтерфейси типу RS-232, RS-485, ІРПС і т.п.) і відповідно стандартним (наприклад М-bus) або оригінальним (протоколи систем ІИСЭ4, СЭМ-1 і т.п.) протоколам обміну.

Поняття АСКОЕ є динамічним поняттям, що міняє свій зміст залежно від економічного й технічного прогресу. З появою на ринку на початку 90-х років надійних і порівняно дешевих закордонних ПК стала можливим значну частину функцій АСКОЕ зняти з контролерів і передати програмному забезпеченню ПК, що привело до народження розглянутої трьохрівневої структури АСКОЕ. Така структура дозволяє вирішувати якісно нові завдання енергообліку, а рішення колишніх завдань ставить на незрівнянно більш високий рівень, що забезпечується як колосальною пам'яттю й обчислювальними можливостями ПК, так і їхніми засобами відображення й документування (кольоровий монітор, графічна печатка, звукові ефекти).

Подальший прогрес в області інтегральної технології дозволив функції контролерів по обліку енергоресурсів вбудовувати безпосередньо в первинні перетворювачі, одержуючи в такий спосіб «інтелектуальні ПВП». Для цих перетворювачів трьохрівнева схема АСКОЕ може бути трансформована у

дворівневу структуру «ПВП-ПК» (рис. 1) у якій збір даних із місць обліку ведеться через певне середовище зв'язку безпосередньо на ПК (наприклад, всі «інтелектуальні» електролічильники підключаються до комп'ютера через телефонне середовище, що комутується). Зазначений принцип побудови АСКОЕ пов'язаний з більшими фінансовими витратами на досить дорогі «інтелектуальні» ПВП і вимагає крім того наявності великої кількості каналів зв'язку (на кожний ПВП по каналі), що в ряді випадків нездійсненно.

Інший крайній випадок виродження трьохрівневої структури АСКОЕ у дворівневу зі звичайними «неінтелектуальними» ПВП пов'язаний з перенесенням контролерних функцій збору даних у ПК (рис. 1).

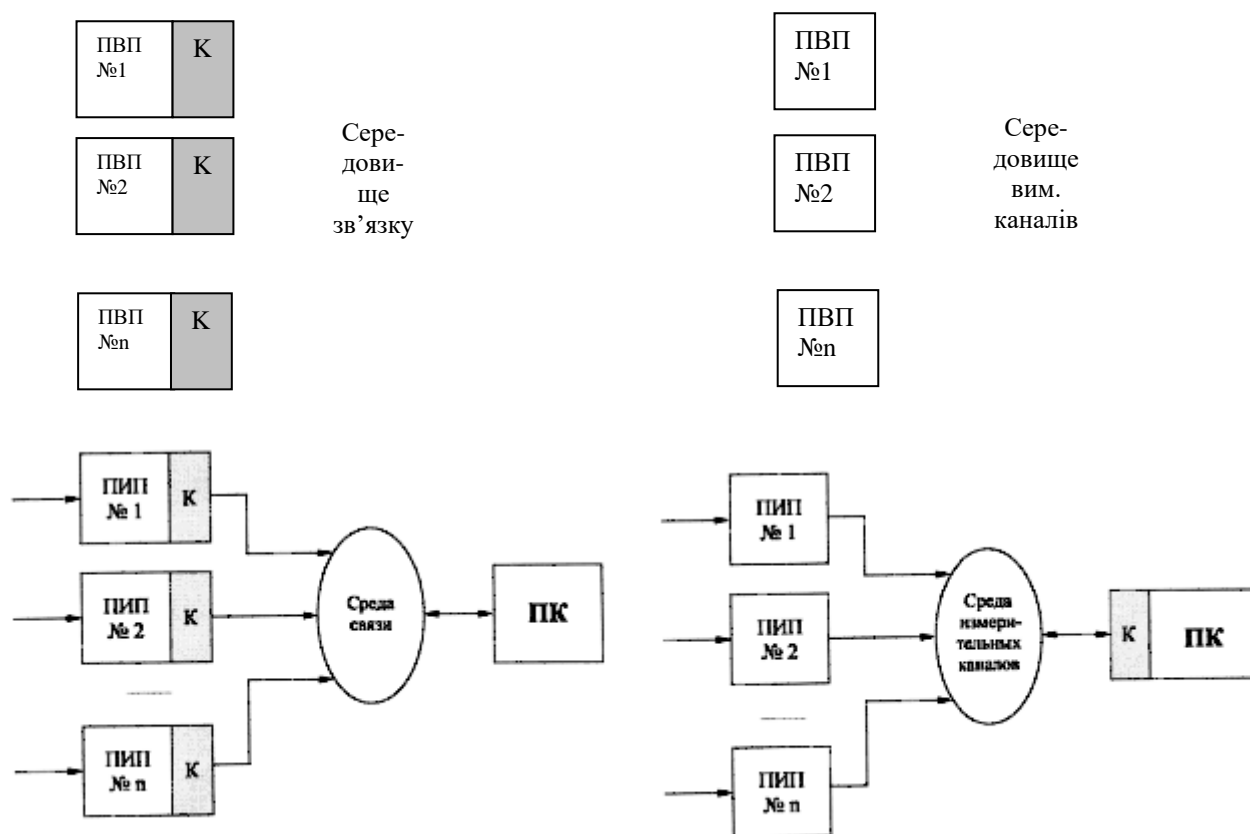


Рис. 1.

У цьому випадку комп'ютер доукомплектується спеціальними модулями збору даних і в цілодобовому режимі аналогічно контролеру реалізує всі функції АСКОЕ (прикладом такої системи є КТС «ЕНЕРГІЯ»). Недоліком такого підходу є, по-перше, з монопольному використанні комп'ютера тільки для завдань енергообліку (хоч його можливості значно ширші), по-друге, в зниженні надійності й живучості АСКОЕ в цілому (відмова комп'ютера веде до руйнування всієї системи збору й втрати всіх поточних вимірювальних даних), по-третє, і в цій структурі треба вирішувати проблему реалізації великої кількості вимірювальних каналів. Тому в ряді систем використовуються спрощені контролери - концентратори, або пристрої збору даних (ПЗД), які

дозволяють мультиплексувати вимірювальні канали, тобто одночасно збирати дані із групи ПВП і передавати їх на наступний рівень по одній двухпровідній лінії, але з почасовим поділом каналів.

2. Інтерфейси вимірювальних каналів АСКОЕ

У типовій трьохрівневій структурі АСКОЕ промпідприємства нижній рівень (рівень первинних вимірювальних перетворювачів ПВП) зв'язаний із середнім рівнем (рівнем контролерів, або рівнем вторинних вимірювальних перетворювачів ВВП) вимірювальними каналами. До цих каналів ставляться первинні перетворювачі й лінії зв'язку, підключені з однієї сторони до виходів ПВП, а з іншого боку - до входніх ланцюгів вторинних перетворювачів. Більшість існуючих ПВП вимірів різних видів енергоносіїв і їхніх параметрів має струмові аналогові й/або струмові дискретні виходи (наприклад, термопари, термоопору). Типові схеми інтерфейсів вимірювальних каналів представлені на рис. 2.

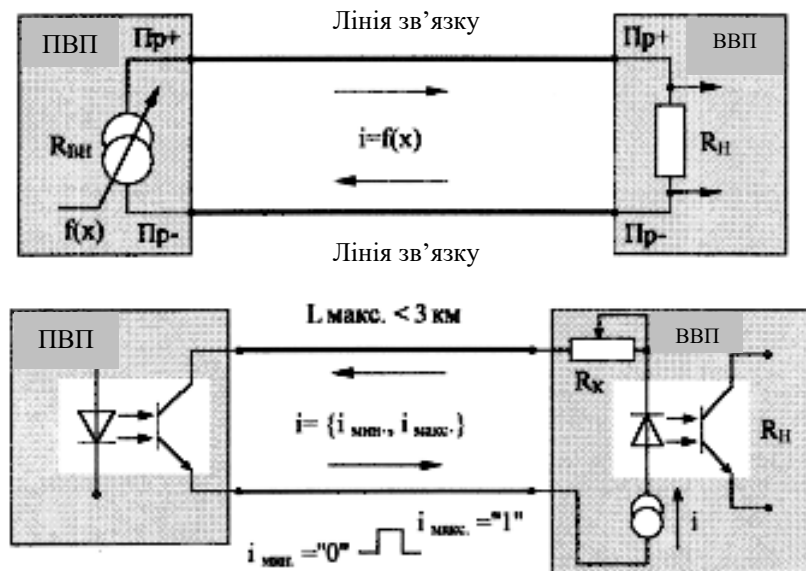


Рис. 2.

ПВП зі струмовим аналоговим виходом має своє джерело струму — генератор струму з деяким внутрішнім опором $R_{вн}$, що управляється функцією $f(x)$ виміру параметра x енергоносія (рис. 2.). Струм $i = f(x)$ надходить у лінію зв'язку й на входньому навантажувальному резисторі $R_{н}$ вторинного перетворювача створює відповідне спад напруги, яка далі перетвориться в цифрове значення вимірюваного параметра x .

ПВП даного виду мають, як правило, уніфіковані вихідні сигнали постійного струму в діапазонах $\{0 — 5\}$, $\{0 — 20\}$ або $\{4 — 20\}$ мА (струму $i = 0$ або $i = 4$ мА відповідає деяке мінімальне значення вимірюваного параметра x , а струму $i = i_{м-ікс}$ з $\{5 — 20\}$ мА — максимальне значення цього параметра). Максимально допустима довжина лінії зв'язку між ПВП і ВВП залежить від величини внутрішнього опору $R_{вн}$ ПВП, активного опору $R_{л}$ лінії зв'язку, входнього опору

R_H ВВП, очікуваного рівня перешкод і звичайно не перевищує кілька десятків метрів.

ПВП з дискретним вихідним сигналом мають, як правило, гальванічно розв'язаний вихід з відкритим колектором транзистора або релейним «сухим» контактом, для живлення якого використовується джерело струму ВВП (рис. 2). При цьому величина струму в лінії зв'язку має значення i_{\min} або i_{\max} , залежно від того закритий або відкритий вихід ПВП, що визначається дискретним характером процесу виміру перетворювачем параметра x енергоносія. Послідовність «замикань - розмикань» вихідного ланцюга ПВП породжує на вході ВВП послідовність струмових двійкових імпульсів («0», «1») певної частоти й тривалості, що використовується для цифрового подання вимірюваного параметра x . Як правило, струм у лінії зв'язку не перевищує 10-20 ма. Максимально допустима довжина лінії зв'язку залежить від величини струму ВВП, активного опору лінії й може доходити до 3 км.

Із розглянутого слідує, що вибір типів вторинних перетворювачів (контролерів, систем) в АСКОЕ, а також територіально-розподілена структура АСКОЕ (далекість місць обліку першого рівня від другого рівня АСКОЕ) багато в чому залежать від вихідних інтерфейсів використовуваних первинних перетворювачів. Цей фактор є системним, і його необхідно враховувати як при розробці АСКОЕ, так і при закупівлі конкретного устаткування для розвитку існуючої АСКОЕ підприємства.

3. Інтерфейси каналів зв'язку АСКОЕ

Канали зв'язку в трьохрівневої структурі АСКОЕ промпідприємства зв'язують середній рівень АСКОЕ (рівень вторинних вимірювальних перетворювачів ВВП, або контролерів, систем) з верхнім — рівнем.

Більшість перетворювачів і ПК мають типові інтерфейси, розглянуті далі.

Інтерфейс зі струмовою петлею (CL) відноситься до класу універсальних двухточечних радіальних інтерфейсів вилученого послідовного доступу до систем (рис. 3).

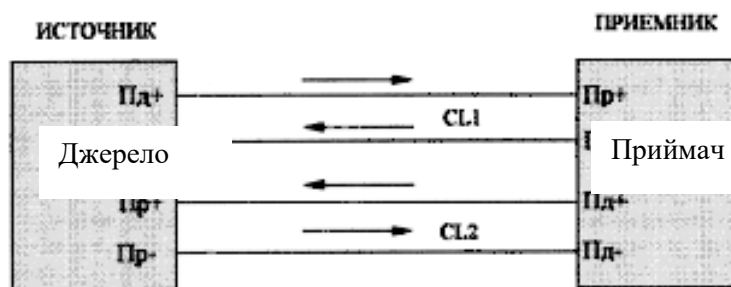


Рис. 3.

Цей інтерфейс широко застосовується в промисловому устаткуванні, тому що дозволяє здійснити зв'язок по фізичних лініях на далекій відстані (до 3 км) без використання апаратури передачі даних (модемів).

Інтерфейс CL являє собою двухпровідну лінію, що утворює струмову петлю із джерелом струму, що перемикає дискретно, і приймачем (рис. 3). Дані від джерела до приймача передаються послідовно побітно й побайтно асинхронним способом сигналами постійного струму $i = 20$ мА (іноді використовуються сигнали 10, 40 або 80 мА). Струм, що перевищує 17 мА, представляє логічну «1» (маркер), а струм, менший 2 мА, - логічний «0».

Один із взаємодіючих пристроїв повинен бути активним і служити джерелом струму, а інші - пасивним (приймачем). Інтерфейс CL має, як правило, довгу лінію передачі, що зазнає впливу зовнішніх перешкод і перенапруг. Тому схеми передавача й приймача лінії можуть бути гальванічно розв'язані за рахунок використання оптронів і ізольованих джерел живлення (аналогічне рішення приведене на рис. 2). Максимальна швидкість передачі сигналів по струмовій петлі - 9600 біт/із при довжині лінії зв'язку до 300 м. Знижуючи швидкість передачі, можна майже пропорційно збільшувати довжину лінії, на швидкості 1200 біт/з довжина лінії збільшується до 2000 м. Струмова петля використовується звичайно для з'єднання одного передавача й одного приймача, але, в принципі, вона може охоплювати і ряд послідовно з'єднаних пасивних приймачів.

Струмова петля дозволяє передавати дані по двухпровідній лінії в одному напрямку (симплексний зв'язок) від передавача до приймача. Для дуплексного зв'язку (одночасної передачі у двох протилежних напрямках) використовується чотирьохпровідна лінія (рис 3). Такий принцип використовується в інтерфейсі ИРПС. Інтерфейс містить ланцюг 1 «Передані дані» (Пд+/Пд-) і ланцюг 2 «Прийняті дані» (Пр+/Пр-). Цей інтерфейс гарантує передачу сигналів зі швидкістю 9600 біт/з на відстань до 500 м (на більших відстанях пропорційно знижується швидкість), але не регламентує типи застосовуваних кабелів і кінцевих контактів.

Інший тип масового інтерфейсу, який знайшов широке використання - інтерфейс стандарту Асоціації електронної промисловості США (EIA) RS-232C (європейський аналог - Стандарт ССІТТ V.24). Цей тип інтерфейсу застосовується для синхронного й асинхронного зв'язку між пристроями в симплексному, напівдуплексному й дуплексному режимах. Стандарт регламентує состав, призначення і склад ліній (ланцюгів) інтерфейсу, їхню нумерацію, електричні характеристики, позначення й рівні сигналів інтерфейсу, швидкості передачі даних і тип використовуваних кінцевих контактів.

Залежно від умов конкретного застосування використовується різне число ліній інтерфейсу. Так, для асинхронного обміну через модем потрібні 8 ланцюгів, а для аналогічного зв'язку по фізичних лініях - тільки три ланцюги, дані передавача TD, дані приймача TD і сигнальна земля GND - рис. 4. З'єднання по інтерфейсі RS-232C реалізуються через стандартні 9- або 25-контактні розйоми типу DB9 або DB25.

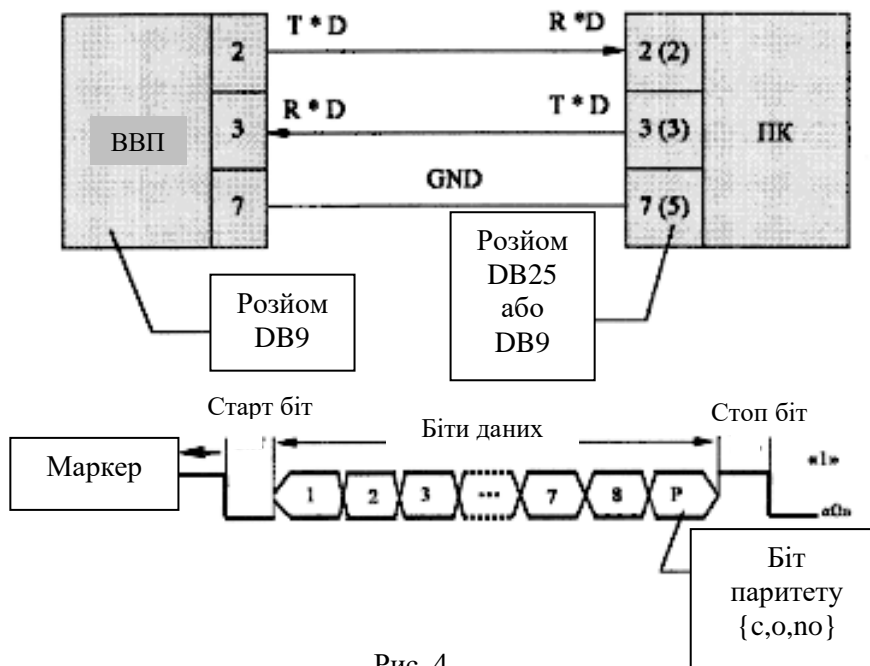


Рис. 4.

Швидкість передачі даних по інтерфейсі RS-232C становить від 50 до 19200 біт/с, а максимальна довжина ліній зв'язку при максимальній швидкості не перевищує 16 м. На практиці ця відстань може бути істотно збільшенf при зниженні швидкості передачі й використанні екранованого кабелю з малою власною ємністю (при швидкості 1200 біт/с максимальна довжина неекранованого кабелю досягає 900 м). Типовий формат асинхронної передачі даних по інтерфейсі представлений на рис. 4 (аналогічний формат використовується й для інтерфейсу ІРПС). Переданий байт даних оформляється стартовим бітом, бітом паритету й стоповим бітом. Будь-яке повідомлення, передане по інтерфейсі асинхронним способом, представляє сукупність байтів даних, оформлених зазначеним шляхом.

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

Розглянуті інтерфейси каналів зв'язку дають можливість будувати територіально-розподілені і децентралізовані АСКОЕ промпідприємств (рис. 5).

Трьохпровідний інтерфейс RS-232C дозволяє найпростішим способом підключати до порту ПК автономну (до 900м) систему обліку. При необхідності підключити до комп'ютера кілька систем у ПК вмонтовується стандартний мультиплексор RS-232C на необхідну кількість каналів (4,8 або 16). Необхідно зауважити, що для захисту устаткування від перенапруг особливо при грозових розрядах у лініях зв'язку треба застосовувати мережні фільтри передачі даних СФПД.

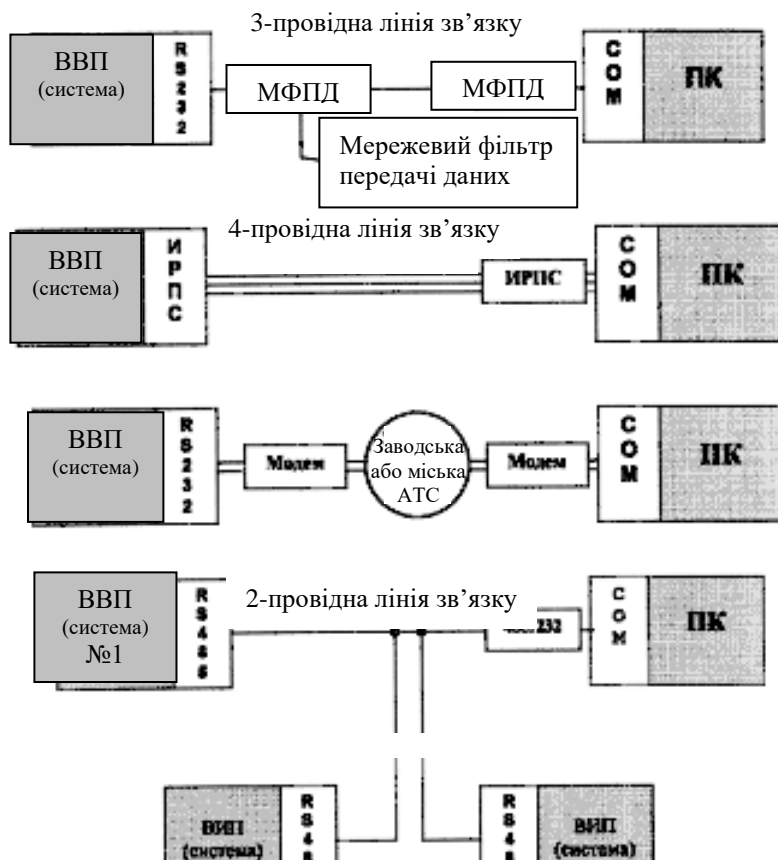


Рис. 5.

Структури АСКОЕ, що використовують внутрішньозаводські або міські телефонні лінії, також працюють із інтерфейсом RS-232C, до якого в цьому випадку підключаються модеми, як з боку систем, так і з боку ПК (рис. 5). До такої мережі можна приєднувати необмежену кількість систем за умови, що час збору даних не лімітується.

Інший тип мережі з автономним (до 3 км) підключенням системи до комп'ютера використовує чотирьохпровідний інтерфейс IRPC (рис. 5). Для підключення до ПК декількох систем по такому інтерфейсі використовується відповідний мультиплексор IRPC, що вмонтований в комп'ютер. Сучасний інтерфейс RS-485 дозволяє будувати розгалужені децентралізовані АСКОЕ по схемі з контролем багатьох місць (з видаленням систем до 1200 м від ПК) з мінімальними витратами кабелю (використовуються двохпровідні лінії зв'язку - рис. 5).

4 Комерційні, технічні, централізовані й децентралізовані АСКОЕ.

По призначенню АСКОЕ підрозділяють на системи комерційного й технічного обліку. Комерційним, або розрахунковим обліком називають облік виробленої й відпущеної споживачеві (підприємству) енергії для грошового розрахунку за неї (відповідно прилади для комерційного обліку називають комерційними, або розрахунковими). Технічним, або контрольним обліком, називають облік для контролю процесу енергоспоживання в самому підприємстві по його підрозділах і об'єктах (відповідно використовуються прилади технічного обліку). З розвитком ринкових відносин, реструктуризацією підприємств, господарським відокремленням окремих підрозділів підприємств і появою комерційно самостійних, але зв'язаних загальною схемою енергопостачання виробництв - субабонентів технічний облік, крім чисто контрольної функції, здобуває риси й розрахункового обліку.

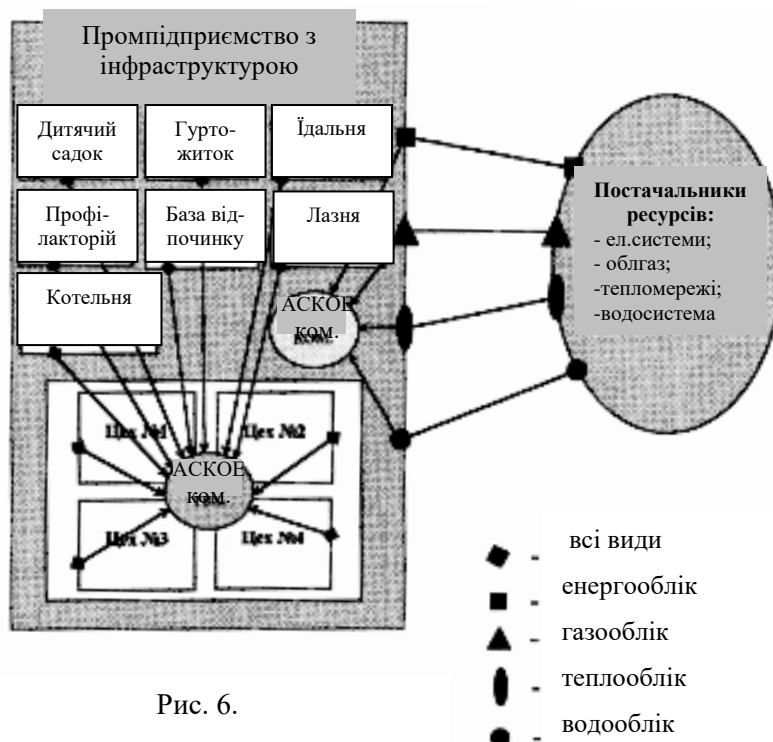


Рис. 6.

Системи АСКОЕ комерційного й технічного обліку можуть бути реалізовані як роздільні системи (рис. 5) або як єдина (змішана) система. Донедавна в реалізації систем АСКОЕ на підприємствах переважав другий підхід, але поява нової техніки зробилася кращим створення роздільних систем (роздільних, принаймні, на середньому рівні АСКОЕ). Цьому сприяла й сама специфіка цих двох видів обліку. Комерційний облік консервативний, має устояну схему енергопостачання, для нього характерне наявність невеликої кількості місць обліку, в яких потрібна установка приладів підвищеної точності, а самі засоби обліку нижнього й середнього рівня АСКОЕ повинні вибиратися з державного реєстру вимірювальних засобів. Крім того, системи комерційного обліку в

обов'язковому порядку пломбуються, що обмежує можливості внесення в них яких-небудь оперативних змін з боку персоналу підприємства.

Технічний облік, навпаки, динамічний і постійно розвивається, відбиваючи мінливі вимоги виробництва; для нього характерно велика кількість місць обліку по різних видах енергоресурсів, по яких можна встановлювати з метою економії засобів прилади зниженої точності, причому вибір цих приладів не обов'язково повинен робитися з госреєстра. Відсутність пломбування приладів енергозбутовою організацією дозволяє службі головного енергетика підприємства оперативно вносити зміни у вихідні дані встановлених приладів відповідно до поточних змін у схемі енергопостачання підприємства.

За принципом реалізації й доступу до інформації АСКОЕ як комерційного, так і технічного обліку можна підрозділити на централізовані й децентралізовані.

Структура централізованої системи збігається в цілому з трьохрівневою схемою АСКОЕ (рис. 6). У такій системі збір даних з ПВП, територіально розподілених по підрозділах і об'єктам підприємства, здійснюється безпосередньо або через УСД на багатоканальний контролер, а з нього далі на ПК. Така структура АСКОЕ гарантує одержання в реальному масштабі часу повної й точної інформації з енергоспоживання всіх підрозділів і об'єктів підприємства для рівня головного енергетика й керівництва підприємства, але обмежує оперативний доступ до цієї інформації з боку енергетиків і керівників підрозділів, окремих самостійних господарських об'єктів підприємства і його субабонентів, що знижує ефективність АСКОЕ в плані економії енергоресурсів.

Для централізованої системи організація оперативного зворотного зв'язку з різними об'єктами по енергообліку вимагає побудови або розвиненої глобальної комп'ютерної мережі інфраструктури підприємства, або використання мережі дистанційно керованих табло, підключених до ПК головного енергетика. Обоє ці шляхи на сьогоднішній день для більшості підприємств малоімовірні в силу їхньої дорожнечі.

Альтернативою централізованій системі є децентралізована АСКОЕ (рис. 7). Така система будується на базі недорогих малоканалних контролерів обліку з убудованим табло й клавіатурою, які встановлюються безпосередньо на контрольованих об'єктах і через середовище зв'язку підключаються до ПК головного енергетика підприємства. Така АСКОЕ забезпечує в реальному масштабі часу доступ до інформації енергообліку всім зацікавленим особам. Децентралізовані АСКОЕ дозволяють наблизити машинний інтелект до місця споживання енергоресурсів і завдяки цьому оперативно й ефективно вирішувати на місцях завдання їхнього обліку, контролю й економії. Децентралізована структура АСКОЕ дозволяє красиво, без протиріч об'єднати в рамках єдиної АСКОЕ функції комерційного й технічного обліку: одна або декілька малоканалних систем виділяються для вирішення завдань комерційного обліку (і відповідно пломбуються енергоконтролюючими організаціями), а інші системи вирішують завдання технічного обліку (аналогічне об'єднання функцій у рамках єдиної централізованої системи не вирішує багато проблем). Нарешті, децентралізована АСКОЕ, що використовує системи обліку з додатковими

функціями керування, дозволяє реалізувати автоматичне керування навантаженням (споживачами-регуляторами) безпосередньо на місцях установки систем (для виробництв із високою технологічною дисципліною).

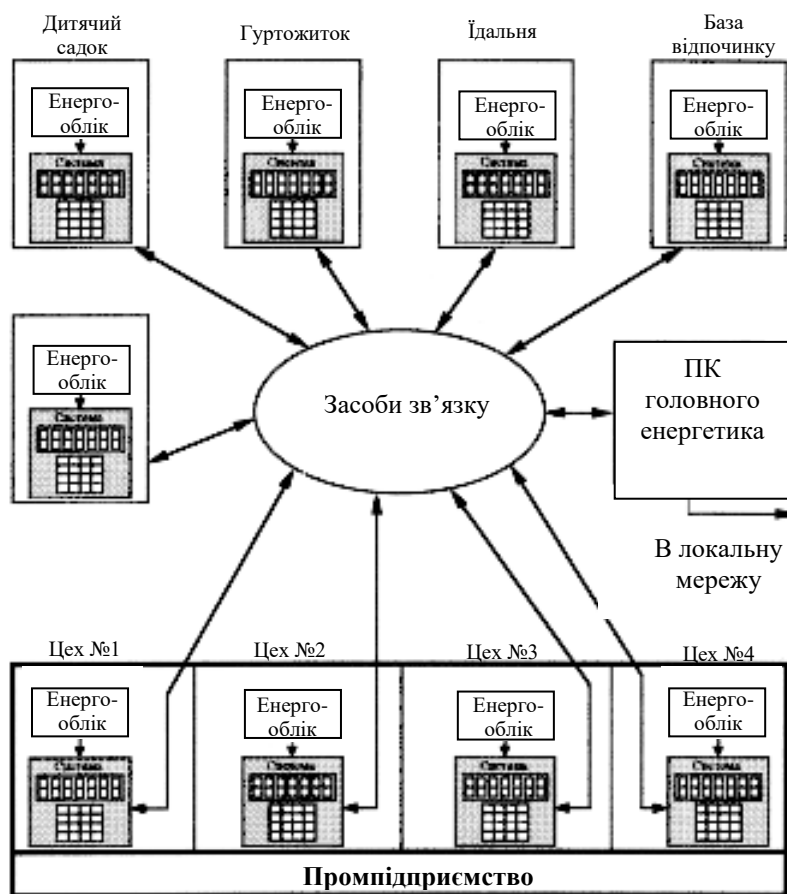


Рис. 7.

Питання для самоперевірки

1. Основні завдання та функції АСКОЕ об'єктів електричних мереж в умовах енергоринку.
2. Вимоги нормативних документів щодо впровадження АСКОЕ.
3. Вимірвальні канали АСКОЕ.
4. Види та інтерфейси каналів зв'язку АСКОЕ.
5. Основні завдання та функції АСКОЕ підприємств в умовах енергоринку.
6. Структурні схеми АСКОЕ.
7. Основні можливості програмних засобів АСКОЕ.
8. Технічні засоби каналів зв'язку АСКОЕ.

ТЕМА 8. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ РОЗРАХУНКУ ЗІ СПОЖИВАЧАМИ (БІЛІНГОВІ СИСТЕМИ). АВТОМАТИЗАЦІЯ КОНТРОЛЮ ВІДКЛЮЧЕНЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Питання:

1. Автоматизована система розрахунку із промисловими споживачами АСРП(п)
2. Автоматизована система розрахунку зі споживачами побутового сектора АСРП(б)
3. Нові ефективні системи розрахунків зі споживачами електроенергії
4. Система обліку й відпустки електроенергії з передоплатою для однофазної мережі СП – 1Ф
5. Автоматизація контролю відключень електроенергії

1. Автоматизована система розрахунку із промисловими споживачами - АСРП(п)

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

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

Централізована обробка й зберігання, розподілене використання інформації.

Централізована обробка й зберігання й розподілене використання даних - один з основних принципів побудови системи. Кожний користувач системи, чи перебуває він в обласному керуванні або в районній філії за сотні кілометрів від обласного центра, мають рівні можливості у використанні всіх функцій системи, а єдина інформаційна база забезпечує надійне зберігання, повноту й вірогідність інформації.

Надійність зберігання інформації

Оскільки АСРП(п) є системою для проведення комерційних розрахунків, особлива увага в ній приділяється надійності зберігання й захисту інформації. Вся інформація системи зберігається в єдиній базі даних, що працює під керуванням СУБД Oracle, і розташованої на центральному сервері даних. Відновлення даних користувачів здійснюється тільки через процедури, що зберігаються на сервері бази даних, що виключає несанкціонований доступ до інформації навіть кваліфікованого фахівця. Система паролів, розмежування повноважень і реєстрації доступу користувачів до бази даних гарантують конфіденційність інформації.

Для забезпечення схоронності інформації при відмовах або збоях апаратури

або програмних засобів використовується щоденне резервне копіювання інформації на резервний диск і періодичне архівування інформації на змінних носіях (наприклад, на магнітооптичних дисках).

Адаптованість

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

Масштабованість

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

Технічна реалізація

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

Сервер бази даних	
процесор	2 Pentium Pro 200 МГц
оперативна пам'ять	не менш 128 МБ
кеш-пам'ять	512 КБ
шина	PCI або більше продуктивна
дискова підсистема	SCSI
пристрій архівування	
пристрій безперебійного живлення	
операційна система	Windows NT або Unix
Робоча станція	
процесор	класу 486DX/2 66 МГц
оперативна пам'ять	16 МБ
кеш-пам'ять	256 КБ
відеопідсистема	PCI, VESA, 1 МБ VRAM
жорсткий диск	не менш 340 МБ
пристрій безперебійного живлення	
операційна система	Windows 95 / NT

Призначення

АСРП(п) призначена для автоматизації діяльності персоналу підрозділів енергозбутових підприємств і забезпечує рішення завдань проведення

розрахунків із промисловими й привієняними до них споживачами електроенергії.

Функції

- Ведення договорів з абонентами.
- Ведення довідників.
- Автоматичне введення показань по пунктах обліку з бази даних АСКОЕ й ручне введення по звітах абонентів і інспекторів.
- Проведення розрахунків з урахуванням зонних тарифів на підставі інформації АСКОЕ, розрахунок нарахувань, пені, КРЕ, штрафів. Розрахунок корисної спожитої електроенергії.
- Автоматичне введення банківських електронних реєстрів платежів і ручне введення платежів.
- Рознесення платежів по видам нарахувань (рахункам).
- Ведення особових рахунків.
- Облік адресних поставок.
- Формування звітних документів;
- Формування заявок на обсяги споживання електроенергії області;
- Формування обсягів споживання електроенергії адміністративними районами області;
- Формування договірних величин споживання електричної енергії й потужності споживачами;
- Контроль споживання електроенергії по області;
- Контроль за дотриманням граничних величин споживання електроенергії по адміністративних районах;
- Контроль за дотриманням договірних величин споживання електричної енергії й потужності споживачами;
- Керування режимами споживання електроенергії.

Користувачі системи

- Відділ розрахунку із промисловими споживачами.
- Служба державної інспекції енергонагляду.
- Відділ розподілу й контролю.
- Керівництво.

Ведення договорів з абонентами

АСРП(п) містить всю необхідну інформацію про абонентів і платників: банківські реквізити й фізичні адреси, належність до галузей, міністерства, адміністративних районів, агентств і груп споживачів, по пунктах обліку й приладам обліку абонента, його субабоненти, схеми розрахунку й параметри споживання.

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

Ведення довідників

Система електронних довідників допоможе швидко знайти необхідну інформацію. АСРП(п) містить довідники по наступних категоріях:

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

Введення показань

АСРП(п) забезпечує автоматичне завантаження даних по енергоспоживанню з бази даних АСКОЕ й ручне введення показань по звітах абонентів або інспекторів енергонагляду. З огляду на великий обсяг обробки інформації екранні форми оптимізовані для ручного введення. При відсутності фактичних даних по споживанню електроенергії передбачені системи нарахування витрати «по встановленій потужності» або «по середньому споживанню».

Проведення розрахунків

АСРП(п) здійснює автоматичний розрахунок по видам нарахувань. Під час розрахунків автоматично враховуються всі особливості тарифікації конкретного абонента (узгоджені договором), при необхідності нараховуються штрафи і пеня.

При виконанні розрахунку враховуються: тарифні зони; споживання й генерація реактивної енергії; категорія споживача за рівнем напруги й потужності; належність до промислового або непромислового сектору; лімітні обмеження, пільги, джерела фінансування споживача.

Ведення платежів

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

- Розрахунок дебіторської й кредиторської заборгованості.
- Перетарифікацію витрат та облік змін на особових рахунках.
- Зняття пені, КЕР, штрафів.
- Аналіз стану рахунків і ухвалення рішення про застосування санкцій.
- Формування інформації про боржників.
- Підготовка довідок про стан рахунків по вимогах абонентів.
- Формування й печатка платіжних вимог - доручень.

Статистика й звітність

АСРП(п) містить потужну систему аналізу параметрів споживання й стану рахунків абонентів для підготовки статистичних і звітних матеріалів. Система містить більше сорока форм і шаблонів звітних документів, за допомогою яких за лічені хвилини може бути підготовлений будь-який звіт або відомість для подання в облдержадміністрацію, енергонагляд, регіональний або національний

диспетчерські центри, дирекції, бухгалтерії або абонентам. Наявний список може бути розширений або змінений як самим замовником, так і розроблювачем за завданням замовника.

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

2. Автоматизована система розрахунку зі споживачами побутового сектора АСРП(б)

Призначення

АСРП(б) призначена для автоматизації діяльності персоналу підрозділів енергозбутових підприємств і забезпечує вирішення завдань по проведенню розрахунків зі споживачами електроенергії побутового сектора. З огляду на великий обсяг ручних операцій при роботі з абонентами й по контролю платежів, форми введення АСРП(б) спеціально адаптовані для ручного вводу інформації.

Функції

- Ведення довідників і картотек.
- Ведення особових рахунків абонентів.
- Контроль платежів.
- Розрахунок платежів.
- Робота із квитанціями.
- Ведення приладів обліку.
- Формування звітних документів.

Користувачі системи

- Відділ розрахунку з побутовими споживачами.
- Служба держінспекції енергонагляду.
- Керівники ГАЕК.

Ведення довідників і картотек

В АСРП(б) організоване централізоване ведення електронних довідників і картотек, які використовуються операторами при вирішенні функціональних завдань системи. Система довідників і картотек включає ведення лінійних або ієрархічних довідників і класифікаторів: банків; адміністративно - територіальних одиниць з адресом.

Ведення особових рахунків абонентів

При роботі з особовими рахунками АСРП(б) забезпечує виконання наступних функцій:

- Відкриття особових рахунків.
- Переоформлення або закриття особових рахунків.
- Визначення й коректування пільгових знижок.
- Реєстрацію договорів по погашенню заборгованості.
- Перегляд особових рахунків.

Контроль платежів

Контроль платежів в АСРП(б) проводиться вручну по квитанціях або в напівавтоматичному режимі при завантаженні електронних реєстрів платежів, які надходять із розрахункових центрів, або електронних реєстрів субсидій, що

надходять із районних відділів субсидій. Форми введення оптимізовані для ручного вводу інформації.

Розрахунок платежів

АСРП(б) робить автоматичний розрахунок платежів з урахуванням тарифів, пільг, категорій споживачів, пені й виду оплати, дозволяє редагувати оплачені показання, робити розрахунок і нарахування по непрацюючих приладах обліку.

Робота із квитанціями

Частина квитанцій, що надходять у розрахунковий відділ, може містити помилки, неточності або пробіли в заповненні, що не дозволяє однозначно ідентифікувати квитанцію. З такими квитанціями в АСРП(б) передбачений особливий режим роботи, що дозволяє однозначно визначити власника квитанції.

Прилади обліку

АСРП(б) дозволяє здійснювати повний контроль за парком і рухом приладів обліку. База даних приладів обліку і їхніх власників, контроль заходів щодо установки, заміни, ремонту й перевірки лічильників з реєстрацією відповідальних осіб, дозволяє перешкоджати крадіжкам і несанкціонованому втручанням в роботу приладів обліку.

Статистика й звітність

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

3. Нові ефективні системи розрахунків зі споживачами електроенергії

Фахівцями підприємств НПП "ОКТАВА ЛТД" і "СИГМА-ПРОФИ" розроблений дослідний варіант системи продажу електроенергії на основі інтелектуальних лічильників з реєстрацією оплати (відомих як лічильники "Кешпауер", або "лічильники з передоплатою"). Системи такого типу успішно експлуатуються в ПАР, Великобританії, інших країнах і забезпечують високу ефективність розрахунків у відносинах між "постачальником - споживачем електроенергії". Електролічильники типу "Кешпауер"- відносяться до нового покоління засобів обліку, більш ефективним, чим лічильники з електронною картою.

Система платежів, складовою частиною якої є лічильник, побудована на основі криптографічного методу захисту інформації й забезпечує необхідну зручність для постачальника електроенергії й простоту використання для споживача. Розрахунки зі споживачами електроенергії можуть здійснюватися по

двох схемах: у кредит і по передоплаті. Передбачено можливість розширення функцій системи і її інтеграція з якою-небудь, існуючою системою платежів верхнього рівня.

Функціонування системи:

Абонент у пункті розрахунку вносить, передоплату (або одержує кредит) за якийсь (середньомісячний) обсяг кіловат - годин і одержує квитанцію з 15-розрядним кодом, що містить індивідуальну шифровану інформацію про величину внесеного платежу. Набравши код за допомогою кнопок на лицьовій панелі лічильника, абонент уводить у лічильник інформацію про оплату. Лічильник автоматично розшифровує повідомлення й додає суму платежу до величини залишку, збереженого в пам'яті лічильника. Коли оплачений ліміт вичерпано, лічильник протягом контрольного строку видає попереджувачий сигнал (блимаючий індикатор, звуковий сигнал). Після закінчення контрольного строку (ліміту кіловат-годин) настає автоматичне відключення електроенергії. Подача електроенергії відновлюється після оплати й введення кодової інформації в лічильник.

Основні технічні характеристики:

Перші дослідні моделі електrolічильників з реєстрацією оплати в Україні були виготовлені на базі індукційного лічильника 3-5000 виробництва АК "ПАРОСТОК" м. Київ шляхом компонування в корпусі лічильника додаткової електроніки. В наш час розроблена модель електронного лічильника з економічним світлодіодним індикатором, а також пророблені варіанти лічильників з реєстрацією оплати на базі недорогих серійних моделей електронних лічильників із РК-індикатором.

1. Конструктивне виконання й метрологічні характеристики лічильників з реєстрацією оплати відповідають характеристикам базових моделей електронних лічильників: клас точності 1...2, міжперевірочний інтервал-8...10 років, і т.д.

2. Введення кодової інформації в лічильник виконується за допомогою кнопочного пульта на лицьовій панелі лічильника або через оптопорт за допомогою мініатюрного пульта з випромінюючим Ік-діодом у форматі брелока або стандартної електронної картки. При цьому лічильник може мати звичайне конструктивне виконання (без кнопочного пульта) і програмуватися дистанційно через оглядове вікно при відкритому електрощитку.

3. Мікропроцесор виконує процедуру дешифрації прийнятого індивідуального коду, а також управляє індикатором і силовим реле (100А) для включення/відключення навантаження. По завершенні оплаченого ліміту включається звукова й світлова сигналізація, що попереджає абонента про необхідність оплати. У випадку відключення мережі показання лічильника зберігаються в енергонезалежній пам'яті.

4. Вмонтовані в лічильник електронні годинники дозволяють здійснити облік електроенергії по багатотарифній схемі будь-якої складності. Похибка кварцових електронних годинників звичайно становить ± 5 е/добу, або ± 30 хв/м. Необхідна корекція ходу електронних годин, а також корекція тарифів при їхній

зміні здійснюються автоматично при введенні абонентом даних за допомогою запрограмованого брелока - пульта, що включає електронні годинники. Корекція ходу годин у брелоку відбувається автоматично, щораз при програмуванні його в розрахунковому вузлі.

4. Система обліку й відпуску електроенергії з передплатою для однофазної мережі СП-1Ф

Склад системи

Лічильник електроенергії однофазний з передплатою (СЭП-1Ф). Картка електронна (індивідуальна) - носій інформації. Устаткування для запису й обліку електричної енергії в складі:

- Пристрій запису (ВЗ-1Ф);
- ПЕВМ із ОС Windows 95 і вище;
- пакет програм.

Система забезпечує:

- контроль за використанням електричної енергії;
- відпуск електричної енергії відповідно до передоплати;
- гнучку оплату (відповідно до можливостей споживача й організації, що продає);
- можливість обліку проданої електричної енергії в кіловат-годинах і у вартісному вираженні;
- концентрацію інформації про споживачів, спожитої електричної енергії, заміні лічильників у базі даних ПЕВМ і можливість створення алфавітних каталогів споживачів: по прізвищам, по особових рахунках (для відновлення даних при втраті електронної картки).

Лічильник електроенергії з передплатою (СЭП-1Ф) забезпечує:

- облік витрат споживачем електричної енергії відповідно до передоплати;
- зчитування інформації про оплату й запис оплаченої електричної енергії при кожній установці електронної картки в лічильник;
- відображення на цифровому індикаторі значення залишку оплаченої електричної енергії;
- формування попереджувальних світлового й звукового сигналів при залишку оплаченої електричної енергії, рівному 11 квт.год або менше;
- відключення споживача від мережі (після попереджувального звукового сигналу) при повнім використанні оплаченої електричної енергії;
- схоронність інформації при відключенні напруги мережі протягом терміну служби лічильника.

Технічні характеристики СЭП-1Ф

- напруга змінна однофазна від 187 до 242;
- максимальна сила струму 50 А;
- чутливість по мінімальному струмі, не перевищує 4 ВА;
- частота (50±2,5) Гц;
- клас точності 1,0.

Картка електронна

Для обміну інформацією з ЕОМ використовується картка електронна (індивідуальна) багаторазового застосування, що поставляється в комплекті з лічильником, що забезпечує передачу інформації від пункту запису й обліку електричної енергії до лічильника й назад.

Пристрій запису

Разом з ЕОМ і пакетом програм забезпечує запис/читання інформації карток електронних і контроль записаної інформації.

ПЕОМ

Забезпечує збір і зберігання інформації про власників лічильників, спожитої електричної енергії, запис і читання карток електронних, перерахунок вартості спожитої енергії.

Пакет програм

Забезпечує роботу устаткування запису й обліку електричної енергії й лічильника СЭП-1Ф у всіх експлуатаційних режимах.

Переваги системи СП-1Ф:

- відсутність договору за електричну енергію.
- постійний контроль за витратою електричної енергії.
- програмування ліміту споживання електричної енергії.

5. Автоматизація контролю відключень електроенергії

Програмний комплекс (ПК) призначений для збору, обробки і видачі інформації про споживачів - боржників, і про роботу (відключенні ЕМ і обмеженні ЕЕ) з ними агентствами і промінспекцією енергозбутових підприємств (ЕС).

ПК складається із трьох програм, що мають різне функціональне призначення, але інформаційно зв'язаних.

Програма "Сервер", призначена для завантаження даних з розрахункових завдань, відправленню їх в агентства, обробки інформації і видачі звітів, що характеризують роботу агентств із абонентами.

Поштова утиліта "Mail" призначена для автоматичного завантаження інформації в БД, що прийшла по електронній пошті з агентств.

Програма "Клієнт", що функціонує в агентствах, призначена для прийому даних з ЕС, введення інформації про застосовані санкції, причини невиконання санкцій, зроблених включеннях і відправленні уведеної інформації за допомогою електронної пошти в ЕС.

Найважливішою частиною ПК АСКООЕ є функція передачі даних з ЕС в агентства і назад. Здійснення цієї функції можливо лише при наявності інтра-або інтернет, оскільки передача і прийом інформації здійснюється за допомогою електронної пошти, хоча передбачено передачу даних і за допомогою експорту/імпорту на диск.

Забезпечення роботи програмного комплексу можна розділити на: програмне, технічне, інформаційне і організаційне.

Робота зі споживачами в програмі АСКОЕЕ здійснюється відповідно до Закону України "про електроенергетику", Постановою Кабінету Міністрів України від 17.01.2000 №59 (Постанови КМУ зі змінами від 05.05.2000 №754) і іншими директивними документами.

В агентствах енергозбуту введення інформації здійснюється оператором ПЕОМ. Інформацію для введення в завдання йому надає особа, відповідальна за вірогідність і передачу даних в ОСК і УЕ (начальник агентства, зам. нач. агентства, ст. інспектор).

Регламент передачі даних: щодня до 12-00, крім суботи і неділі. Відправивши інформацію в ОСК і УЕ, оператор зобов'язаний через 1 годину перевірити підтвердження на одержання даних.

Контроль за роботою програми АСКОЕЕ в агентствах здійснює начальник агентства.

У центральних службах енергозбуту введення і передача інформації здійснюється в такий спосіб:

- завантаження переліку абонентів і сальдо на початок місяця - персоналом служби інформаційних технологій (СИТ);
- щоденне відвантаження оплат - персоналом ОСК і УЕ;
- щоденна передача інформації в агентства - персоналом ОСК і УЕ.

Контроль за роботою із програмним комплексом АСКОЕЕ в цілому здійснює начальник обласної служби контролю і обліку електроенергії.

Програмне забезпечення складається із загальносистемного, інструментального і прикладного.

В якості прикладного програмного забезпечення виступають програми комплексу АСКОЕЕ.

В якості загальносистемного програмного забезпечення виступають операційні системи, програми здійснююче функціонування електронної пошти і т.п.

В якості інструментального програмного забезпечення можуть бути використані системи керування базами даних (СУБД). Для здійснення введення, обробки і зберігання інформації, наприклад, можна використати СУБД Oracle 7.3, який забезпечує доступ до даних багатьом користувачам і який володіє високою надійністю і продуктивністю.

Сервер бази даних може працювати під керуванням операційної системи Windows NT Server 4.0.

Комп'ютери клієнтів, які функціонують на базі прикладного ПО, можуть працювати під керуванням операційних систем Windows NT Workstation 4.0. і Windows 95/98.

Для функціонування системи потрібна наявність:

- для сервера БД, як мінімум ПЕОМ Pentium III, RAM 128 Мб, HDD - 10Gb;
- для задачі "Сервер", як мінімум ПЕОМ Pentium II, RAM 32 (для Windows 95) 64 Мб (для Windows NT, 98);

- для задачі "Клієнт", як мінімум ПЕОМ Pentium II, RAM 32.

Для функціонування електронної пошти необхідна наявність модемів в ЕС і агентствах.

Інформаційним забезпеченням виступає БД, яка знаходиться на сервері БД в ЕС і локальних БД, розташованих в ПЕОМ агентствах. Зв'язок між базами даних здійснюється, як відзначалося раніше, за допомогою електронної пошти.

У загальному випадку методику роботи ПК АСКООЕ можна представити у вигляді схеми, наведеної на рисунку 1.

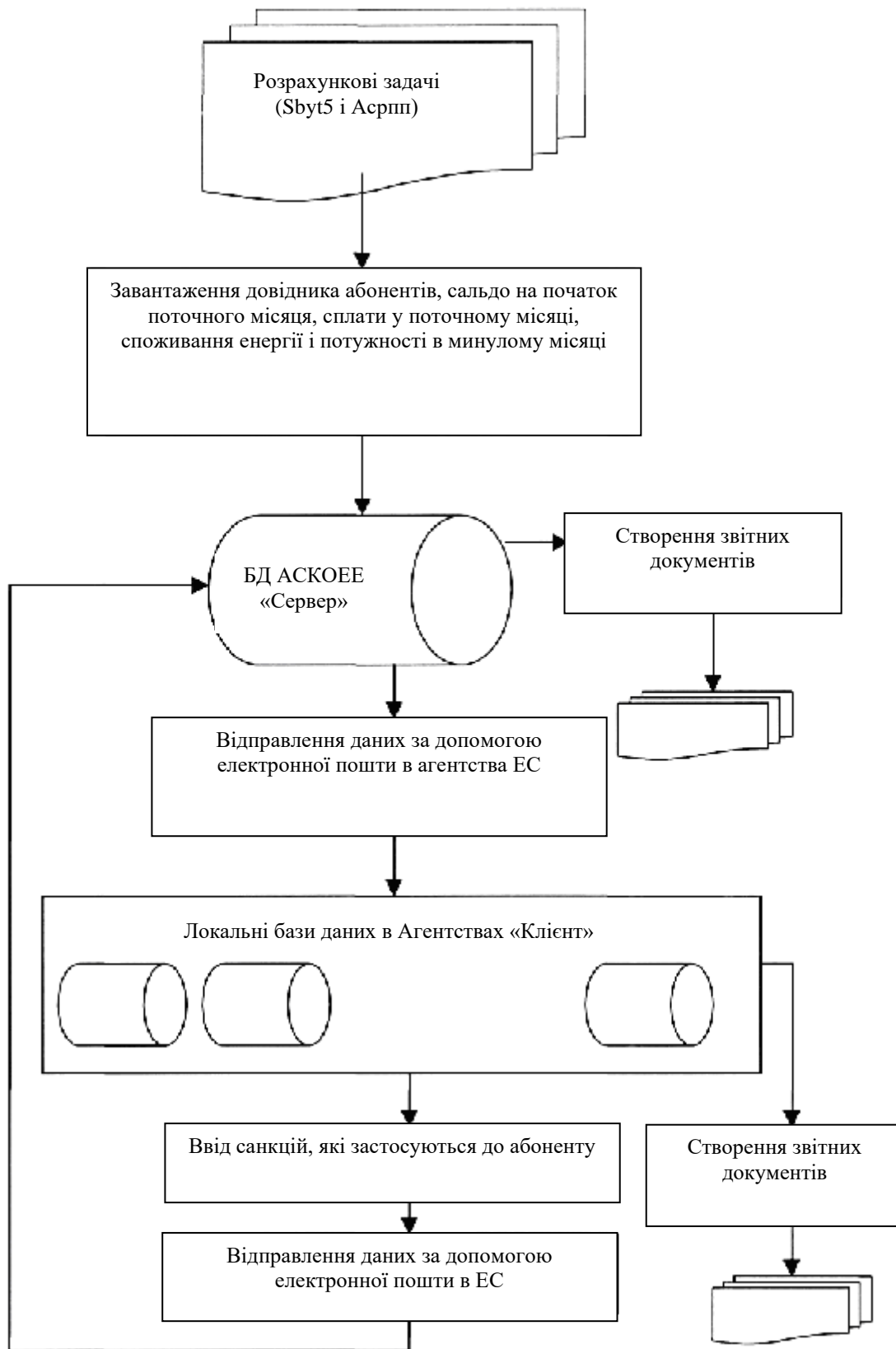


Рис. 1

Питання для самоперевірки

1. Основні функції автоматизованих систем розрахунку із споживачами.
2. Основні функції автоматизованих систем відключень споживачів.
3. Технічні засоби для розрахунків за електричну енергію за передплатою.
4. Захист інформації в автоматизованих системах розрахунку із споживачами.

ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРИ

1. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням [електронне видання] / О. В. Коцар // Навч. посібн. – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, — Дніпро: Середняк Т. К., 2017, — 44 с.
2. Черемісін М.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: Посібник для вищих навчальних закладів. / М.М. Черемісін, В.М. Зубко – Х.: Факт, 2005. – 192 с.
3. Правила улаштування електроустановок. 5-те вид., перероб. і доп. – Х.: Вид-во «Форт», 2015. – 736 с.
4. Про затвердження Концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку : наказ М-ва палива та енергетики України; Нац. Комісія регул. електроенергетики України; Держ. комітет України з енергозбереження; Держ. комітет стандартизації, метрології та сертифікації України; Держ. комітет будівництва, архітектури та житлової політики України; Держ. комітет промислової політики України від 17.04.2000 р. № 32/28/28/276/75/54. <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0032558-00>

Навчальне видання

**АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ
ТА КЕРУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ**

Конспект лекцій

САВЧЕНКО Олександр Анатолійович

Формат 60×84/16. Гарнітура Times New Roman
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.
Ум. друк. арк. 0,6. Наклад 100 пр.
Державний біотехнологічний університет
61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44