



**МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ РЕГУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ КОМІТЕТ УКРАЇНИ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ
ДЕРЖАВНИЙ КОМІТЕТ СТАНДАРТИЗАЦІЇ, МЕТРОЛОГІЇ ТА СЕРТИФІКАЦІЇ
УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ КОМІТЕТ БУДІВНИЦТВА, АРХІТЕКТУРИ ТА ЖИТЛОВОЇ
ПОЛІТИКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ КОМІТЕТ ПРОМИСЛОВОЇ ПОЛІТИКИ УКРАЇНИ**

НАКАЗ

від 17 квітня 2000 року N 32/28/28/276/75/54

**Про затвердження Концепції побудови автоматизованих систем
обліку електроенергії в умовах енергоринку**

З метою підвищення точності та прозорості обліку електричної енергії, створення умов для отримання достовірного балансу електричної енергії і поступового переходу до автоматизованих розрахунків між виробниками, транспортувальниками, продавцями та покупцями електричної енергії **наказуємо**:

1. Затвердити Концепцію побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку, що додається.
2. Заступнику Міністра палива та енергетики Кривицькому В. В. в десятиденний термін забезпечити доведення до відома міністерств, інших центральних органів виконавчої влади, Ради міністрів Автономної Республіки Крим, обласних, Київської та Севастопольської міських державних адміністрацій про введення в дію Концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку.
3. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступників міністрів та голів комітетів за напрямками діяльності.

Міністр палива та енергетики

С. Б. Тулуб

Голова НКРЕ

О. І. Гридасов

**Голова
Держкоменергозбереження**

В. Т. Меркушов

Голова Держстандарту

П. С. Кабан

Голова Держбуду

В. М. Гусаков

Голова Держпромполітики

В. С. Новицький

ЗАТВЕРДЖЕНО

наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоенергозбереження,
Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики
від 17 квітня 2000 р. N 32/28/28/276/75/54

СХВАЛЕНО

Державною міжвідомчою комісією з виробництва і
впровадження приладів обліку споживання паливно-
енергетичних ресурсів
11 квітня 2000 р.

КОНЦЕПЦІЯ побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку

Частина 1 Концептуальні положення побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку

ПЕРЕДМОВА

У зв'язку з переходом економіки країни на ринкові умови роботи важливого значення набувають питання достовірного обліку електроенергії на всіх ділянках і рівнях її виробництва, передачі та споживання.

До останнього часу в Україні були відсутні підприємства з виробництва необхідного спектра вимірювальної техніки, засобів збору, передачі та обробки інформації. Відсутня також нормативна база і концепція створення зазначених пристроїв. У цей час багато підприємств країни та зарубіжних фірм пропонують прилади різних типів та рівнів та інформаційно-вимірювальні системи. Тому було прийнято рішення про розробку галузевої програми і концепції розвитку автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку.

Цей документ є підсумковим у роботі "Концепція використання інформаційно-вимірювальної техніки для обліку електричної енергії в умовах функціонування ринку в Україні". При проведенні досліджень використовувались документи [1 - 16], а результати досліджень наведені у звітах про зазначену роботу [17, 18].

У розділі 1 приведена оцінка існуючої системи обліку відповідно до критеріїв, визначених у розділі 2.

У розділі 2 викладені основні принципи побудови системи обліку електричної енергії в умовах енергоринку, встановлені в результаті аналізу методів формування вимірювальної інформації, вивчення досвіду західних країн, рекомендацій зарубіжних експертів.

Розділ 3 містить інформацію про заходи щодо реорганізації системи обліку відповідно до принципів, викладених у розділі 2. Наведені технічні вимоги до устаткування збору та обробки даних різних рівнів.

У розділі 4 вказана черговість проведення заходів і наведений перелік питань, що потребують вирішення при розробці нормативних документів.

Використання положень, викладених в Концепції, має підвищити ефективність обліку електричної енергії та сприяти впорядкованості функціонування енергоринку України.

ВСТУП

Створення Оптового ринку електричної енергії, що складається з незалежних акціонерних компаній (державні електричні компанії та державні акціонерні електричні компанії), незалежного регулюючого органу (Національна комісія з питань регулювання електроенергетики України (НКРЕ)), і, власне, Енергоринку - державного підприємства, що здійснює керівництво Оптовим ринком електричної енергії, загострює увагу на почасовому обліку електричної енергії, необхідному для діяльності Оптового ринку електричної енергії (почасові оптові тарифи реального часу).

Оскільки вартість електричної енергії залежить від затрат на її виробництво і передачу, моменту попиту (пори року, днів тижня і години доби), величини заявленої потужності та часу споживання потужності, то собівартість її є різною для кожної години року. Тому перехід до тарифів реального часу дозволяє вийти на дійсну ціну електричної енергії та оптимізувати виробництво, постачання і споживання електричної енергії. Це можливо лише при удосконаленні існуючої системи обліку.

Ефективність застосування тарифів реального часу значною мірою залежить від дотримання певних умов, найважливіші серед яких наступні:

- в енергоринку функціонує автоматизована система управління реального часу (в мінімальному варіанті повинна діяти розподільча в просторі енергоринку автоматизована система комерційного обліку і контролю виробництва, постачання і споживання електричної енергії, що функціонує в реальному масштабі часу);
- автоматизовані взаєморозрахунки між учасниками енергоринку.

Оскільки Енергоринок відповідає за дотримання Правил комерційного обліку (КО), то має бути визначена сукупність вимог до організації КО, до формування і використання інформації, що регламентують права та обов'язки учасників КО. Енергоринок також бере участь у реалізації порядку і стандартів комерційного обліку, улагодженні спірних питань з приводу помилок, що виникають в системі комерційного обліку, забезпеченні, встановленні, перевірці та технічному обслуговуванні устаткування.

У зв'язку з цим робота енергетичної галузі в умовах функціонування енергоринку висуває підвищені вимоги до системи обліку, а саме, до рівня її автоматизації, точності, надійності та цілісності.

Точність і достовірність системи обліку, в першу чергу, визначається засобами інформаційно-вимірювальної техніки, що застосовуються, а також принципами їх використання.

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

точність представлення вимірювальної інформації;

достовірність представлення вимірювальної інформації. В доповнення до класичного підходу і відповідно до об'єкта, що розглядається,

процес отримання достовірної інформації повинен бути автоматизований і може бути простою реєстрацією даних з лічильників електроенергії протягом всього часу обліку до повністю автоматизованого процесу реєстрації цих даних з їх повним дублюванням і обов'язковою верифікацією;

одночасність представлення вимірювальної інформації. Під одночасністю представлення вимірювальної інформації мається на увазі синхронність виконання вимірювань в точках обліку, порушення якої призводить до виникнення похибки розсинхронізації, яка впливає на результати вимірювання.

Зазначені показники визначаються в системі обліку принципами організації вимірювань, якістю систем обліку і зв'язку.

Однією із цілей вдосконалення системи обліку електроенергії слід вважати створення умов для отримання за результатами вимірювань якомога більш достовірного балансу виробництва, передачі, розподілу і споживання електричної потужності або енергії в межах держави, а також показників якості електричної енергії, що споживається споживачами в розрахункових точках обліку.

При цьому технічне середовище, що реалізує вище вказані функції, повинне забезпечити можливість виконання цілісною системою функції управління режимами електроспоживання, включаючи режимні заходи на споживачів електроенергії при порушенні договірних зобов'язань. А також фіксацію фактів режимних заходів на споживачів (покупців) електроенергії, що можуть привести до матеріальних збитків споживачів (покупців).

У цей час статті зазначеного балансу, що складається на основі даних обліку електроенергії, суттєво викривлені через різні похибки вимірювання приладів обліку, що встановлені на різних рівнях ринку електричної енергії України, а також в результаті несинхронності зчитування інформації з лічильників. Ці обставини, в свою чергу, викликають необхідність відносити всі небаланси, що виникають, до втрат електричної потужності або енергії, що не дозволяє об'єктивно оцінювати рівень технічно неминучих втрат в мережах і перетворювачах.

1. Поточний стан системи обліку

1.1. Точність вимірювань і засоби вимірювань, що використовуються на різних рівнях системи обліку

1.1.1. З результатів дослідження систем обліку електроенергії в Україні впливає, що значна кількість точок обліку оснащена різними за типом і класами точності засобами вимірювань, більш 50 % яких застаріли морально і фізично.

1.1.2. Парк лічильників електричної енергії (ЛЧ) вимагає заміни, оскільки, біля половини ЛЧ експлуатуються більше 20 років. Більшість з них - індукційні однотарифні ЛЧ старої конструкції.

1.1.3. У багатьох точках обліку порушені умови експлуатації вимірювальних схем: перевищуються втрати напруги у вимірювальних схемах, не виконуються вимоги до вторинних навантажень трансформаторів струму (ТС) і трансформаторів напруги (ТН), порушуються умови експлуатації ЛЧ, до засобів обліку не застосовується повірка відповідно до встановлених міжповірочних інтервалів.

1.1.4. Процентний розподіл ЛЧ активної енергії в залежності від класу точності по різних рівнях системи обліку для генерації міждержавних і міжсистемних перетоків наведено в табл. 1.

Номер рівня систем и обліку* *	Потужності об'єктів контролю, МВА	Всього лічильн иків, %	Розподіл лічильників активної енергії в залежності від класу точності, % від загальної кількості лічильників				
			кл. 2.0	кл. 1.0	кл. 0.7	кл. 0.5	кл. 0.2
1	$S \geq 1000$	100	-	12	4	54	30
2	$300 \leq S < 1000$						
3	$100 \leq S < 300$						
4	$50 \leq S < 100$	100	3	29	11	33	24
5	$10 \leq S < 50$						
6	$3 \leq S < 10$	100	14	71	7	8	-
7	$0.75 \leq S < 3$	100	35	60	5	-	-
8	$S < 0.75$	100	54	46	-	-	-
В цілому по розглянутій множині		100	13	34	7	28	18

* Таблиця побудована за результатами обробки інформації, що міститься в додатках 3, 6, 7, 8 Звіту по етапах I і II.

** Рівні 1, 2, 3, 4, 5 відносяться до оптового енергоринку. Рівні 5, 6, 7, 8 відносяться до роздрібного енергоринку.

1.1.5. В 40 % точок обліку, де вимагається дублювання основних вимірювальних функцій, відсутні дублюючі лічильники.

1.1.6. У цей час всі вимірювальні схеми містять ТС і ТН, різні за типом, але мають однаковий і в більшості випадків недостатній для рівнів 1...4 (Табл. 1) клас точності 0.5.

1.1.7. Велика кількість вимірювальних схем працює в умовах значного зниження (менше 20 % від номінального значення) вимірюваної потужності, що призводить до різкого зростання похибки вимірювань. На рівнях 5...8 у багатьох точках обліку спостерігається зниження потужності нижче 5 % від номінальної, що є недопустимим з точки зору забезпечення прийнятної точності вимірювань.

1.1.8. Верифікація здійснюється не у всіх вимірювальних схемах, а якщо і застосовується, то тільки вручну.

1.1.9. Існуючі підходи до автоматизації обліку енергії ґрунтуються на несистематизованих вимогах.

1.1.10. У цей час Енергоринок працює, застосовуючи засоби телемеханіки, при цьому середня результуюча похибка досягає 15 %.

1.1.11. Існуючі вимірювальні схеми на рівнях 5...8 не відповідають сучасним вимогам тарифної системи (облік за зонами доби, контроль, управління навантаженням).

2. Принципи побудови системи обліку електричної енергії в умовах енергоринку

2.1. Загальні принципи організації вимірювань

2.1.1. Система комерційного обліку - це система реального часу, яка одержує інформацію від лічильників електричної енергії, та здійснює її автоматичну обробку з метою оперативного інформування суб'єктів енергоринку про інтегральні витрати електроенергії та потужності (рисунк 1).

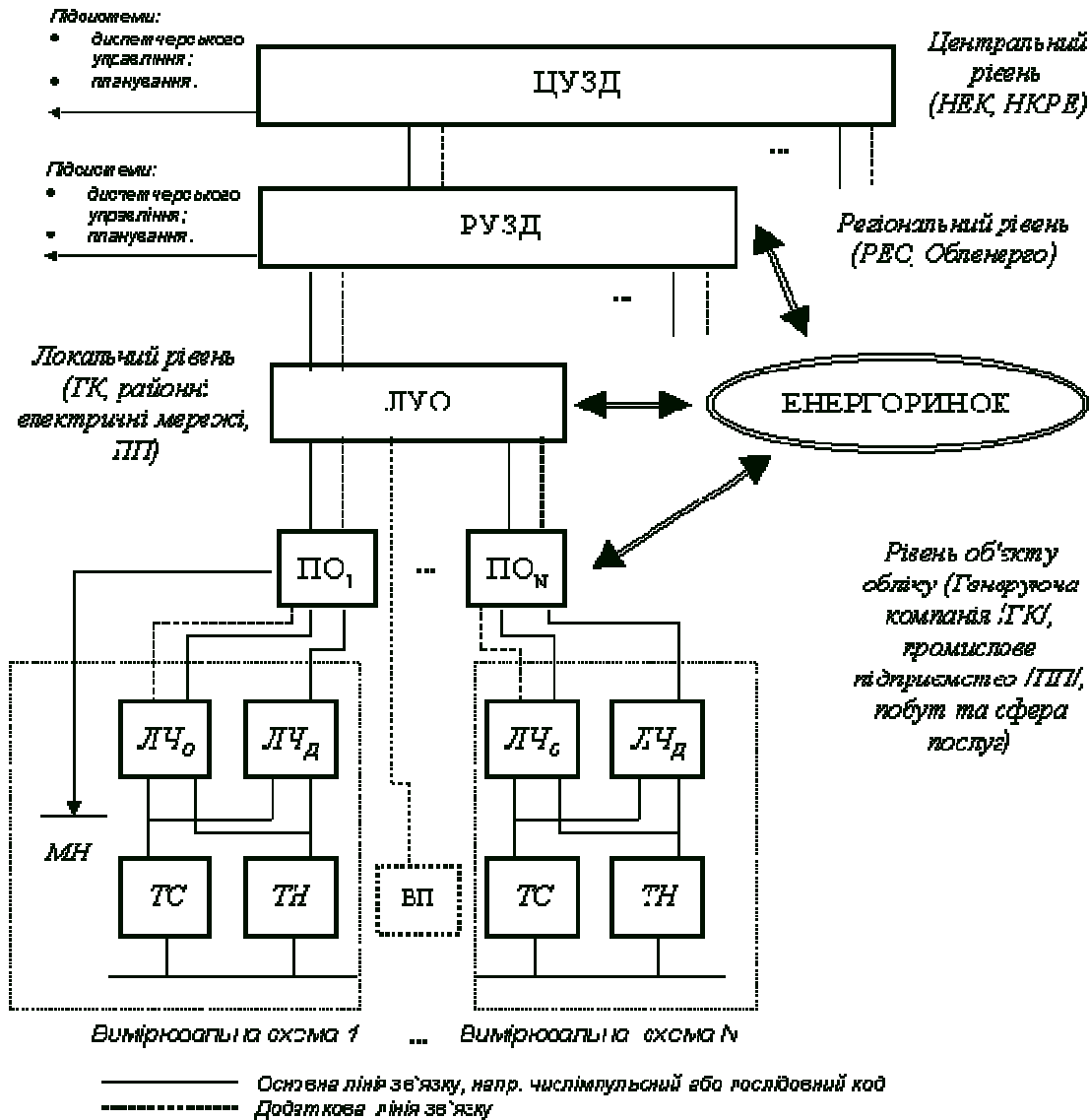


Рисунок 1. Структурна схема багаторівневої системи обліку.

- ТС - трансформатори струму;
- ТН - трансформатор напруги;
- ВП - вимірювач параметрів якості електроенергії;

МН	- маневрене навантаження;
ЛЧ _о	- лічильник електроенергії (основний лічильник);
ЛЧ _д	- лічильник електроенергії (дублюючий лічильник);
ПО	- прилад обліку - вимірювальний компонент ЛУО;
ЛУО	- локальне устаткування обліку електроенергії;
РУЗД	- регіональне устаткування збору даних;
ЦУЗД	- центральне устаткування збору даних.

2.1.2. Точність вимірювальної інформації системи обліку визначається похибками вимірювань в точках обліку різних рівнів, синхронізацією проведення вимірювань, а також похибками обробки результатів вимірювань.

2.1.3. Допустимі похибки вимірювань на різних рівнях системи обліку, в залежності від вимірюваної потужності, повинні бути узгоджені між собою відповідно до формули:

$$\frac{\delta_i}{\delta_j} = \sqrt{\frac{P_j}{P_i}}, \quad (1)$$

де δ_i , δ_j , P_i , P_j - відносні похибки вимірювань і вимірювані потужності на і-тому і j-тому рівнях системи обліку, відповідно.

Підвищення точності вимірювань системи обліку може бути досягнуто тільки пропорційним згідно з формулою (1) підвищенням точності вимірювань на всіх її рівнях.

Підвищення точності вимірювань у порівнянні із значенням, що визначається за формулою (1), в окремих точках обліку є метрологічно нераціональним.

Застосування заходів щодо підвищення точності вимірювань в системі обліку повинно здійснюватися за спеціальною програмою, що враховує існуючу точність вимірювань на рівнях системи обліку, залежність між точністю вимірювань різних рівнів, яка визначається за формулою (1), та інші фактори, в тому числі економічні.

2.1.4. В нормативно-технічній документації для точок обліку різних рівнів системи обліку необхідно нормувати вимоги до допустимих похибок вимірювань, а не до класів точності засобів вимірювальної техніки, що використовуються у цей час.

Пропонований спосіб нормування забезпечить більш точну відповідність похибок вимірювальних систем вимогам допустимих похибок вимірювань у точках обліку і розширить можливості використання засобів вимірювання при комплектуванні вимірювальних схем.

2.1.5. При формуванні вимірювальних схем, які складаються з ТС, ТН, ЛЧ, необхідно враховувати, що з позиції технічних і економічних показників найбільш раціональним є стан, коли похибки вимірювання засобів вимірювання, які застосовуються, дорівнюють один одному або близькі за значенням, оскільки значне підвищення точності одного з них в більшості випадків не призводить до суттєвого підвищення точності всієї схеми.

Так, наприклад, збільшення точності ЛЧ у 2.5 рази, порівняно з ситуацією, коли похибка ТС, ТН і ЛЧ дорівнює одна одній, призводить до зниження результуючої похибки вимірювальної схеми лише в 1.2 рази.

2.1.6. При визначенні допустимої результуючої похибки вимірювальної схеми, яка складається з ТС, ТН, ЛЧ, використовується формула:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_{тн}^2 + \delta_{тс}^2 + \delta_c^2}, \quad (2)$$

де

δ_p - результуюча похибка вимірювального вузла;

$\delta_{тн}$ - відносна похибка ТН;

$\delta_{тс}$ - відносна похибка ТС;

δ_c - відносна похибка ЛЧ,

при необхідності допускається користуватися уточненою формулою:

$$\delta_{p1} = \pm 11 \sqrt{\delta_{тн}^2 + \delta_{тс}^2 + \delta_a^2 + \delta_b^2 + \delta_c^2 + \sum_{j=1}^L \delta_{cj}^2}, \quad (3)$$

де

δ_a - відносні втрати напруги у вторинних колах ТН;

δ_b - відносне значення складової сумарної похибки, викликаной кутовими похибками ТС і ТН;

δ_{cj} - відносні значення додаткових похибок ЛЧ, які враховують робочі умови застосування.

Як випливає з розрахунків, проведених з використанням даних, які враховують робочі умови застосування вимірювальної схеми, значення δ_{p1} , визначене за формулою (3), може перевищувати значення δ_p , визначене за формулою (2), у два рази.

2.1.7. Зняття показань в точках обліку має здійснюватися у відповідності з часовими позначками, і допустима похибка розсинхронізації не повинна перевищувати значень, що визначаються за формулою:

$$\Delta t - \frac{1}{3} \delta_i \cdot t, \quad (4)$$

де

δ_i - відносна похибка вимірювань на і-тому рівні системи обліку;

t - тривалість інтервалу часу виміру, с.

2.1.8. Існуючі телеметричні системи обліку, які не відповідають сучасним вимогам, повинні бути замінені на системи, які відповідають цій Концепції.

2.1.9. На рівні об'єктів обліку необхідно забезпечити вимірювання та облік параметрів якості електричної енергії.

2.1.10. Відповідно до ДСТУ 2708-94 облік електричної енергії є сферою державного метрологічного нагляду, у зв'язку з чим всі засоби вимірювальної техніки, які застосовуються в системі обліку, підлягають державній повірці або державній метрологічній атестації.

2.2. Основні принципи організації системи контролю та управління

2.2.1. Досвід зарубіжних енергетичних систем, особливо тих, хто працює в умовах ринку, доводить необхідність введення процедур перевірки точності і достовірності інформації на всіх рівнях і в усіх точках системи обліку, де здійснюються облік і обробка даних.

Це важливо не тільки з технічної точки зору, але також з точки зору економічних і правових взаємовідносин виробника, постачальника і споживача.

2.2.2. На рівнях системи обліку 1...5 (таблиця 1) повинно бути забезпечено дублювання лічильника електричної енергії, як елемента, що виконує основну і найбільш складну вимірювальну операцію.

2.2.3. На рівні ЛУО поряд із збором і обробкою даних повинна бути передбачена верифікація вимірювальної інформації по кожному об'єкту обліку (ОО), що контролюється ЛУО.

2.2.4. Верифікація на рівні ОО має полягати не тільки в перевірці функціонування основного і дублюючого лічильника, але і в перевірці точності їх показань.

2.2.5. Верифікація вимірювальної інформації має бути передбачена на всіх рівнях устаткування збору та обробки даних і має забезпечувати перевірку достовірності даних, що оброблюються і передаються.

2.2.6. Інформація, що передається, починаючи з рівня ПО, повинна мати позначку якості.

2.2.7. При передачі інформації на ділянках від ЛУО до регіонального устаткування збору і обробки даних і вище між усіма рівнями устаткування збору і обробки даних рекомендується здійснювати дублювання каналів зв'язку.

2.2.8. Первинні дані в необробленому вигляді підлягають архівації і зберіганню без будь-якого коректу. Технічне середовище автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) повинне забезпечити можливість управління МН.

2.3. Основні принципи організації збору і обробки інформації

2.3.1. Основним є вимога загального інформаційного простору для всіх суб'єктів енергоринку. На практиці це положення реалізується у вигляді єдиної інтегрованої мережі збору, накопичення і обробки інформації про виробіток і споживання енергії. Всі суб'єкти енергоринку мають авторизований доступ до вихідної інформації.

2.3.2. Застосування глобальної мережі передачі даних, що забезпечує зв'язок між обробкою даних на верхніх рівнях. Мережа повинна бути багатofункціональною (тобто, бути основою для системи обліку, системи планування і диспетчерської системи). Використовуючи стандартні методи

побудови глобальної мережі, разом з тим необхідно приділяти увагу дублюванню каналів зв'язку і пріоритетності потоків інформації.

2.3.3. Як апаратний базис інтеграції пристроїв обробки даних на рівнях регіонального устаткування збору даних (РУЗД) і центрального устаткування збору даних (ЦУЗД) рекомендується використовувати високонадійні вимірювальні засоби, які відповідають сучасним промисловим стандартам, що дозволяє поєднувати їх високі експлуатаційні характеристики з доступністю програмного забезпечення для базового операційного середовища.

2.3.4. Устаткування ЛУО повинно бути орієнтовано на різні типи засобів обліку, що, з одного боку, відображає ситуацію в енергетиці України, а з іншого - забезпечує відкритість системи.

2.3.5. Орієнтація на підтримку відкритих уніфікованих протоколів зв'язку з робочими станціями, серверами. Завдяки цьому можлива інтеграція з різними операційними платформами і пристроями, які використовуються на верхніх рівнях систем, що розглядаються.

2.3.6. Надання розробниками програмного забезпечення інтерфейсу програмування прикладного рівня у вигляді декларативних і алгоритмічних описів.

2.3.7. Передача в диспетчерську підсистему оперативної статистичної інформації з комерційного обліку, приймання від диспетчерської підсистеми інформації з метою верифікації основних показань.

2.3.8. Передача в підсистему планування/прогнозування необхідної комерційної і статистичної інформації.

2.3.9. Для передачі даних можливе сумісне використання каналів зв'язку автоматизованими системами обліку та іншими системами з метою резервування та зменшення витрат на устаткування.

3. Заходи щодо підвищення ефективності роботи системи обліку

3.1. Підвищення точності вимірювань

3.1.1. В рамках реорганізації існуючої системи обліку рекомендується нормувати вимоги до допустимих похибок вимірювань в точках обліку.

Похибки вимірювань, встановлені з урахуванням існуючих технічних можливостей і рекомендовані для рівнів системи обліку як допустимі, приведені в таблиці 2.

Таблиця 2*

<i>Номер рівня системи обліку</i>	<i>Потужності об'єктів контролю, МВА</i>	<i>Допустима похибка вимірювань, %</i>
1	$S \geq 1000$	0.3 (0.7**)
2	$300 \leq S < 1000$	0.4 (0.7**)
3	$100 \leq S < 300$	0.7
4	$50 \leq S < 100$	1.2

5	$10 \leq S < 50$	1.8
6	$3 \leq S < 10$	2.5
7	$0.75 \leq S < 3$	4.6
8	$S < 0.75$	7.3; 3.2***

* Для оптового ринку за базовий прийнято рівень 3, для роздрібного - рівень 7.

** Вказані значення допустимих похибок вимірювань приймаються на перехідний період формування системи обліку енергоринку.

*** Для прямого ввімкнення лічильників (без ТС і ТН).

3.1.2. Для забезпечення зазначеної точності вимірювань необхідно вжити таких заходів:

- розробити і затвердити нормативні документи, що встановлюють вказані вимоги до точності вимірювань на рівнях системи обліку. Здійснити ревізію вимірювальних схем, які використовуються в існуючих точках обліку, для виявлення і усунення:

- невідповідності установленим нормам допустимих вторинних навантажень ТС і ТН втрат напруги у вторинних колах ТН, що перевищують допустимі;

- порушення умов експлуатації ЛЧ;

- порушення вимог повірки;

- розширити діапазони вимірів вимірювальних схем до $(1 \div \pm 5) \%$ номінальних струмів за рахунок:

- впровадження нових засобів вимірювальної техніки - ЛЧ і ТС, класу точності з індексом S атестації звичайних ТС класу точності з індексом S;

- на рівнях 1...3 необхідне значення результуючої похибки вимірювальної схеми (ТС, ТН, ЛЧ) допускається забезпечувати шляхом атестації ТС, ТН, ЛЧ за індивідуальними метрологічними характеристиками;

- на рівнях оптового енергоринку (рівні 1...5) для автоматизації процесів зчитування і обробки вимірювальної інформації здійснити установку ЛУО для охоплення всіх об'єктів обліку;

- передбачити послідовне впровадження нових засобів вимірювань з поліпшеними метрологічними характеристиками.

3.1.3. Структура вимірювального комплексу у складі ТС, ТН, ЛЧ і ПО (рисунок 1) рекомендується як типова для застосування в точках обліку, які відносяться до оптового і роздрібного енергоринку (ОО).

ПО отримує інформацію від ЛЧ по спеціальних лініях зв'язку у числоімпульсному коді і/або по послідовних інтерфейсних каналах зв'язку.

Похибка ПО має бути меншою за результуючу похибку вимірювальної схеми (ТС, ТН, ЛЧ) не менше ніж у три рази.

ПО повинно мати енергонезалежну пам'ять і годинник реального часу, а також здійснювати формування, обробку і накопичення вимірювальної інформації за різні інтервали часу.

Корекція похибок основного і дублюючого ЛЧ, ТС і ТН по атестованих алгоритмах може застосовуватися як додаткова функція ПО.

ПО як пристрій, що виконує вимірювальні функції, повинен бути визнаний Держстандартом України як засіб вимірювальної техніки.

Компоненти вимірювального комплексу (ПО і ЛЧ) мають підлягати державній метрологічній атестації.

3.1.4. ЛУО має забезпечувати передачу вимірювальної інформації на більш високі рівні системи збору і обробки даних, а також синхронізацію годинника реального часу ПО із системними сигналами реального часу.

3.2. Підвищення ефективності збору і обробки інформації

3.2.1. Основні параметри устаткування збору і обробки даних переважним чином визначаються ЛУО і його вимірювальними компонентами ПО та ЛЧ. Тому формування локального рівня за допомогою сучасних технічних засобів, що мають високі метрологічні і експлуатаційні характеристики, має вирішальне значення для підвищення ефективності системи збору і обробки інформації.

3.2.2. Комплектація ЛУО устаткуванням збору і обробки даних повинна здійснюватися за рахунок:

- заміни застарілих систем збору і обробки інформації або їх модернізації відповідно до вимог розділу 2 даного документа;
- впровадження нових технічних засобів з метою охоплення максимальної кількості точок обліку.

3.2.3. Обов'язковим є виконання загальних вимог до устаткування збору і обробки даних:

- використання уніфікованих протоколів міжрівневого обміну;
- застосування уніфікованих структур баз даних.

3.2.4. Необхідна реконструкція каналів передачі даних, заміна застарілого устаткування, забезпечення швидкості передачі даних:

- між ЛУО і РУЗД та між окремими компонентами ЛУО - формування надійних середньошвидкісних систем обміну даними;
- між РУЗД і ЦУЗД - застосування високошвидкісних каналів передачі даних.

3.3. Основні вимоги до локального устаткування обліку (ЛУО)

3.3.1. До ПО, як до вимірювальних компонентів ЛУО, ставляться такі обов'язкові вимоги:

- повинно бути забезпечено введення даних від вимірювальної схеми у вигляді імпульсів і/або послідовних даних і формування вимірювальної інформації по ОО;
- метрологічні характеристики мають бути підтверджені відповідними документами органів Держстандарту України;

- вихідні дані повинні бути забезпечені: часовою міткою часу, що фіксує момент їх останньої модифікації, і ознакою, яка визначає їх якість;
- дані повинні оброблятися за такі облікові періоди: півгодини/година, доба для оптового енергоринку; для роздрібного енергоринку - відповідно до діючих зонних тарифів;
- мінімальна глибина зберігання даних повинна відповідати нормативним документам оптового і роздрібного енергоринків;
- конструкція і алгоритм функціонування ПО повинні забезпечувати виконання функцій управління МН з веденням повного протоколу часових та режимних обмежень по потужності та енергії;
- конструкція і алгоритм функціонування ПО повинні забезпечувати захист від несанкціонованого впливу на виміри і обробку даних;
- події, пов'язані з позаштатними змінами зовнішнього і внутрішнього середовища, повинні бути ідентифіковані і дані про них збережені;
- доступ до них має здійснюватися згідно із запитом;
- ПО має забезпечувати реалізацію метрологічно атестованого алгоритму корекції похибки обліку електроенергії при малих навантаженнях;
- допускається суміщення функцій ПО та ЛЧ в одному пристрої при умові, що даний пристрій по сумі вимог до ПО та ЛЧ буде відповідати даній Концепції.

3.3.2. Вимоги до ЛУО. Наведені тут вимоги можуть бути реалізовані в допоміжних компонентах ЛУО або безпосередньо в ПО.

- ◆ ЛУО повинно містити процедури первинної перевірки достовірності (верифікації) даних з формуванням ознак якості даних.
- ◆ Дані на верхній рівень повинні передаватися з позначкою якості, часу і датою, котрим вони відповідають.
- ◆ ЛУО має підтримувати два незалежних інформаційних канали.
- ◆ ЛУО повинно бути укомплектовано стандартним набором засобів комунікації, які б забезпечували інформаційні канали і відповідали промисловим стандартам.
- ◆ Протоколи і дані для обміну інформацією мають відповідати міжнародним вимогам і архітектурі відкритих систем.
- ◆ ЛУО повинно забезпечувати глибоке конфігурування і налаштування своїх споживчих функцій, включаючи типи і параметри протоколів інформаційного обміну.
- ◆ Події, пов'язані з позаштатними змінами зовнішнього (перерва в подачі живлення, відсутність зв'язку із зовнішнім середовищем, спроба несанкціонованого доступу) і внутрішнього (помилки в роботі компонентів ЛУО, порушення цілісності даних, надзвичайні ситуації при обробці даних) середовища, повинні бути ідентифіковані і збережені з відслідкуванням дати і часу виникнення. Доступ до них має здійснюватися за запитом. Дані, які якісно змінилися під впливом таких подій, мають бути позначеними відповідною ознакою (наприклад, перерва в живленні ЛУО викликає появу неповних і нульових даних).

◆ ЛУО повинно забезпечувати звукову і світлову індикацію позаштатних ситуацій. ЛУО має забезпечувати підключення джерела резервного живлення.

◆ При відсутності зовнішнього живлення ЛУО має забезпечити фіксацію часу зникнення живлення, зберігання даних протягом не менше 30 днів, хід часу і календарну дату та фіксацію часу відновлення живлення.

◆ Інтерфейс оператора повинен забезпечувати індикацію всіх параметрів, що обробляються, введення паролів і даних, адаптацію алгоритмів обробки, конфігурування ЛУО, налаштування каналів і протоколів зв'язку та тестування ЛУО.

◆ Кожне ЛУО має бути забезпечене індивідуальним ідентифікаційним кодом.

◆ ЛУО повинно бути забезпечене всіма необхідними для встановлення, налаштування і перевірки технічними, програмними і методичними матеріалами.

◆ Установку і введення в експлуатацію ЛУО повинні виконувати спеціалісти, які наділені правом виконувати такі роботи.

3.4. Основні вимоги до регіонального і центрального устаткування збору даних (РУЗД, ЦУЗД)

3.4.1. РУЗД повинно:

◆ складатися із засобів обчислювальної техніки загального призначення під управлінням стандартної операційної системи. Основні компоненти РУЗД повинні базуватися на обчислювальних засобах підвищеної надійності, що відповідає промисловим стандартам;

◆ бути оснащено стандартними засобами зв'язку з ЛУО, локальною обчислювальною мережею і глобальною мережею передачі даних;

◆ забезпечувати формування надійного середньошвидкісного обміну даними з ЛУО і високошвидкісного - з ЦУЗД;

◆ передбачати можливість застосування стандартних мов програмування і графічних інтерфейсів користувачів;

◆ забезпечувати перевірку достовірності отримуваних даних;

◆ мати систему управління базою даних, що забезпечує зберігання даних, отриманих на різних етапах обробки (дані ЛУО, дані, введені вручну, оброблені дані) з відміткою часу і достовірності не менше 5 років;

◆ містити засоби забезпечення резервних каналів зв'язку. Мати захист від перерви в подачі електроживлення.

3.4.2. До Центрального устаткування збору даних пред'являються вимоги, аналогічні вимогам до РУЗД, а також ЦУЗД повинно:

• забезпечувати формування надійного високошвидкісного обміну даними з РУЗД;

• містити програмні і апаратні засоби, що забезпечують автоматичний обмін даними із спеціалізованими системами, які забезпечують автоматизацію основних процесів функціонування енергоринку;

- мати засоби використання сучасних мереж передачі даних.

4. Основні етапи реалізації заходів

4.1. Провести обстеження підстанцій виробників, постачальників і споживачів в Енергоринку України:

- виявити задачі з діагностики, відновлення і заміни ТС, ТН, ЛЧ, ПО в залежності від термінів експлуатації і міжпівірочних інтервалів;
- здійснити ревізію всього парку засобів вимірювальної техніки;
- визначити потенційні шляхи і можливості підвищення точності вимірювань за рахунок організаційно-технічних заходів;
- при необхідності провести атестацію засобів обліку.

4.2. Встановити локальне, регіональне і центральне устаткування для автоматизації збору даних. Залучити всі наявні можливості організації зв'язку між рівнями обліку, котрі відповідають встановленим вимогам.

Реалізація заходів 4.1 і 4.2 повинна бути першочерговою, оскільки дозволить зменшити похибку системи комерційного обліку з 15 % до 5 %.

4.3. При відсутності у вимірювальних схемах дублюючих ЛЧ існуючі перевести в дублюючі, а як основні встановити нові ЛЧ з класом точності, що відповідає допустимим похибкам, встановленим в табл. 2.

4.4. Послідовно здійснити комплексну заміну устаткування вимірювальних схем таким чином, щоб спочатку вибиралась вимірювальна схема з найбільшою результуючою похибкою і в ній послідовно замінялись елементи, причому першим замінюється найгірший елемент.

Запропонована послідовність заміни устаткування реалізується спочатку для системи обліку активної потужності, а потім - реактивної потужності.

Для рівнів 5...8 заміна елементів є виправданою лише у тих випадках, коли у вимірювальних схемах плануються додаткові функції.

Впровадження нового обладнання без вирішення питань оснащення підприємств, відповідальних за його експлуатацію та перевірку, необхідними технічними засобами неприпустимо.

4.5. Забезпечити модернізацію існуючих і встановлення сучасних каналів і систем зв'язку.

4.6. В рамках реорганізації існуючої системи обліку необхідно розробити комплекс нормативно-технічних документів, що регламентують єдиний порядок створення, впровадження та експлуатації не тільки окремих засобів вимірювальної техніки, але також розподільчих систем в цілому:

• нормативну документацію, що відповідає стандартам МЕК і встановлює вимоги до:

- допустимих похибок вимірювань системи обліку відповідно до потужності, що контролюється;
- обов'язкового визначення реальних вторинних навантажень ТС і ТН;

- організації повірки засобів обліку;
- локального устаткування обліку протоколів передачі даних і структур баз даних;
- розширення застосування засобів обліку на вхідні струми, що складають $(1 \div 5) \%$ від номінальних;

• **методичні вказівки щодо:**

- визначення допустимих та дійсних похибок схем вимірювання, які складаються з ТС, ТН, ЛЧ;
- державної метрологічної атестації і повірки вимірювальних систем, які складаються з вимірювальних схем (ТС, ТН, ЛЧ), ліній зв'язку (від лічильників до ПО), локального устаткування збору і обробки даних;
- установлення індивідуальних метрологічних характеристик ТС і ТН в залежності від реальних вторинних навантажень;
- правил введення та реалізації обмежень по енергії та потужності, формування МН та звітності, пов'язаній з обмеженнями.

4.7. Масове застосування постачальниками і споживачами електроенергії сучасних приладів і систем обліку має економічно стимулюватися через систему багатоставочних і диференційованих тарифів на електричну енергію.

ДЕЯКІ ПОЛОЖЕННЯ ДЛЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ЕТАПІВ

- Розробити програму впровадження і модернізації систем обліку електроенергії з дотриманням вимог цієї Концепції.
- Для створення системи нормативно-технічних документів необхідна розробка Державних стандартів України відповідно до проблематики, що розглядається.

Визначення постачальників устаткування і надання послуг має здійснюватися на тендерній основі.

Частина 2

Технічні вимоги до автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії на об'єктах енергетики та промисловості

1. Загальні положення

1.1. Справжні технічні вимоги є обов'язковими і достатніми при виборі технічних засобів, що використовуються для побудови автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії.

1.2. Технічні вимоги розроблені відповідно до Концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України, затвердженої 27.03.97 р. на спільному засіданні науково-технічних рад Міненерго і НКРЕ.

1.3. На рівні об'єкта обліку АСКОЕ, що формує підсумкову інформацію про параметри енергоспоживання об'єкта обліку, повинна пройти державну метрологічну атестацію.

1.4. У АСКОЕ в ролі ЛЧ, перетворювачів імпульсів і ПО допускається використання тільки тих засобів вимірювання, які занесені в Державний реєстр України.

1.5. Документи, що описують протоколи інформаційної взаємодії з ЛЧ, ПО, ЛУО, РУЗД і ЦУЗД, повинні знаходитися в розпорядженні організації, відповідальної за технічне забезпечення енергоринку.

1.6. ЛУО, РУЗД і ЦУЗД повинні мати можливість отримати індивідуальний ідентифікаційний код.

1.7. Первинні дані АСКОЕ в необробленому вигляді підлягають архівації і зберіганню без якого-небудь коректування.

1.8. АСКОЕ повинна зберігати працездатність при відключенні основної живильної мережі на період часу, вказаний у ПУЕ для споживачів відповідних категорій надійності електропостачання.

2. Вимоги до ЛЧ

Загальні вимоги

2.1. ЛЧ повинні відповідати вимогам чинних стандартів.

2.2. ЛЧ повинні мати високу надійність і стабільність метрологічних характеристик.

Міжперевірочний інтервал - не менш 6 років.

Термін служби - не менш 20 років.

2.3. Для забезпечення можливості автоматизованого збору інформації ЛЧ повинні мати імпульсний вихід типу "сухий контакт" і/або послідовний інтерфейсний вихід.

2.4. Конструкція ЛЧ повинна виключати можливість несанкціонованого впливу на результати вимірювань.

Основні вимоги до багатофункціональних ЛЧ

2.5. ЛЧ повинні забезпечувати вимірювання активної, реактивної енергії і усередненої потужності відповідно до встановлених користувачем періодів інтеграції.

2.6. ЛЧ повинні забезпечувати періоди інтеграції величин, що вимірюються за 1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 хвилин.

2.7. ЛЧ повинні забезпечувати збереження інформації при втраті живлення не менш 40 діб.

2.8. ЛЧ повинні мати можливість зовнішньої синхронізації ходу внутрішніх годин.

2.9. ЛЧ повинні мати можливість підключення резервного живлення.

2.10. ЛЧ повинні зберігати в енергозалежній пам'яті інформацію як про всі випадки доступу до режиму параметрування, так і про нештатні ситуації.

2.11. База даних ЛЧ повинна формуватися з обов'язковою прив'язкою величин, що вимірюються до відповідної позначки часу.

2.12. ЛЧ повинні забезпечувати зберігання графіка навантаження за останні десять діб.

2.13. Похибка ходу годинника ЛЧ повинна бути не гірше 5 секунд за добу.

Примітка. Для забезпечення вказаних функцій допускається разом з ЛЧ використати додаткові технічні засоби, що розширюють функціональні можливості ЛЧ. В ролі додаткових технічних засобів повинні використовуватися тільки ті засоби, які занесені в Державний реєстр засобів вимірювань України.

3. Вимоги до ПО

3.1. ПО повинен забезпечувати введення даних від ЛЧ у вигляді імпульсів і/або даних.

3.2. Вихідні дані ПО повинні бути забезпечені: відповідною міткою часу і ознакою, що визначає їх якість.

3.3. ПО повинен мати вбудований таймер і забезпечувати облік енергії і потужності відповідно до заданих періодів інтеграції. Періоди інтеграції повинні вибиратися користувачем з ряду: 1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 хвилин. Дані повинні оброблятися за наступні облікові періоди: півгодини/година, доба для оптового енергоринку; для роздрібного енергоринку - відповідно до діючих тарифів.

3.4. По кожній точці обліку ПО, при необхідності, повинні обчислюватися і бути доступними в поточний момент часу наступні параметри (для активної і реактивної складових):

- усереднена потужність, відповідно до заданого періоду інтеграції;
- графік навантаження, відповідно до заданого періоду інтеграції за останні десять діб;
- енергія і потужність за поточні і минулі облікові періоди;
- енергія і потужність по тарифних зонах за поточні і минулі облікові періоди;
- енергія, що відповідає показам лічильників.

3.5. Мінімальна глибина зберігання даних ПО повинна охоплювати значення за поточний і попередній обліковий період.

3.6. ПО повинен забезпечувати індикацію необхідних параметрів і параметрування в ручному режимі зі своєї клавіатури.

3.7. Конструкція і алгоритм функціонування ПО повинні забезпечувати захист від несанкціонованого впливу на результати вимірювань.

3.8. Події, пов'язані з нештатними змінами зовнішнього і внутрішнього середовища ПО, повинні бути ідентифіковані і збережені в ПО.

3.9. ПО повинен забезпечувати:

- погрішність обчислення енергії і потужності по каналах обліку не гірше 0.05 %;
- погрішність обчислення енергії і потужності по групах обліку не гірше 0.1 %;
- погрішність ходу годин повинна бути не гірше 5 секунд за добу.

3.10. ПО повинен мати можливість реалізації метрологічно атестованого алгоритму корекції погрішності обліку електроенергії.

3.11. ПО повинен забезпечувати синхронізацію ходу своїх внутрішніх годин і годин ЛЧ з зовнішніми сигналами.

3.12. ПО повинен мати не менше двох незалежних інтерфейсних виходів для організації зв'язку з обладнанням верхнього рівня.

3.13. ПО повинен забезпечувати підключення джерела резервного живлення.

3.14. При відключенні зовнішнього живлення ПО повинен забезпечити:

- фіксацію часу зникнення живлення;
- збереження даних, хід часу і календаря не менше, ніж протягом 40 днів;
- фіксацію часу відновлення живлення.

4. Вимоги до апаратних і програмних засобів на рівні ЛУО, РУЗД і ЦУЗД

4.1. Апаратні засоби повинні базуватися на обчислювальних засобах загального призначення підвищеної надійності, керованих стандартними операційними системами.

4.2. Програмне забезпечення, яке застосовується на рівнях ЛУО, РУЗД і ЦУЗД, повинно бути сертифіковано за місцем застосування.

4.3. Протоколи і дані для обміну інформацією між ЛУО, РУЗД і ЦУЗД повинні відповідати архітектурі відкритих систем.

4.4. Програмні і апаратні засоби на рівні ЛУО, РУЗД і ЦУЗД повинні забезпечувати:

- перевірку достовірності (верифікацію) даних з формуванням ознак якості даних;
- передачу даних з ознакою якості, часу і дати, яким вони відповідають;
- підтримку роботи з не менш, ніж двома незалежними інформаційними каналами;
- гнучке конфігурування і настройку користувачем своїх функцій;
- індикацію нештатних ситуацій;
- ідентифікацію і збереження з фіксацією дати і часу виникнення всіх подій, пов'язаних з нештатними змінами зовнішнього (переривання подачі живлення, відсутність зв'язку із зовнішнім середовищем, спроби несанкціонованого доступу) і внутрішнього (помилки в роботі, порушення цілісності даних, виняткові ситуації при обробці даних) середовища програмних і апаратних засобів (дані, що змінили свої якості під впливом таких подій, повинні бути помічені відповідною ознакою).

4.5. Одним з основних компонентів програмних засобів повинна бути інформаційна база даних (ІБД). Вона повинна будуватися на основі стандартної реляційної системи керування базами даних, що підтримує архітектуру "Клієнт/Сервер".

4.6. Логічна структура ІБД повинна містити наступні розділи:

- масив необроблених даних;
- масив даних ручного введення і розрахункових величин;
- масив звітних даних;

- масив нормативно-довідкової інформації (НДІ).

4.7. У масиві необроблених даних (МНД) зберігається початкова інформація, що збирається з об'єктів обліку програмою автоматичного і ручного збору даних. Ці дані не можуть бути змінені, допускається тільки вивантаження цих даних в архів і видалення з ІБД по закінченню терміну зберігання. При необхідності ці дані повинні завантажуватися в ІБД з архіву.

4.8. Процедура збереження даних і їх подальше відновлення з архіву повинна повністю виключати можливість зміни в порівнянні з оригіналом, а також забезпечити їх резервування.

4.9. Всі суб'єкти Енергоринку можуть мати регламентований доступ до необроблених даних тільки для читання.

4.10. Масив даних ручного введення і розрахункових величин служить для зберігання інформації, яка вводиться оператором системи обліку вручну або розраховується на основі необроблених даних і даних ручного введення.

4.11. Масив звітних даних служить для складання необхідних вихідних документів. Інформація, що зберігається в цьому масиві ділиться на:

- оперативну звітну інформацію;
- узгоджену звітну інформацію.

Оперативна звітна інформація формується на основі масиву необроблених даних і масиву даних ручного введення і розрахункових величин. Ця інформація використовується для оперативних звітів і попередніх розрахунків між суб'єктами Енергоринку. Всі суб'єкти Енергоринку можуть мати регламентований доступ до неї тільки для читання.

Узгоджена звітна інформація формується на основі масиву необроблених даних і узгодженій звітній інформації, введеній вручну. Узгодження повинно відбуватися по розробленій процедурі, зі всіма необхідними суб'єктами Енергоринку. Результати узгодження повинні вводитися в ІБД. Всі суб'єкти Енергоринку можуть мати регламентований доступ до неї тільки для читання.

4.12. Масив нормативно-довідкової інформації (НДІ) містить необхідну для нормального функціонування системи обліку інформацію. Введення її здійснюється згідно з спеціальною процедурою з фіксацією дій, що виконуються. Всі суб'єкти Енергоринку можуть мати регламентований доступ до неї тільки для читання.

4.13. Термін зберігання інформації ІБД повинен визначатися нормативним документом Енергоринку і забезпечувати проведення розрахунків, вирішення спірних питань, виконання функцій перспективного планування і прогнозування, а також статистичної звітності.

5. Вимоги до каналів і протоколів зв'язку між ПО, ЛУО, РУЗД і ЦУЗД

5.1. Для зв'язку між **ПО, ЛУО, РУЗД і ЦУЗД** повинна використовуватися каналостворювальна апаратура, що відповідає вимогам МККТТ для цифрових і каналів тональної частоти.

5.2. Протоколи передачі даних, що використовуються, повинні забезпечувати надійну і достовірну роботу АСКОЕ.

5.3. Для зв'язку між **ПО, ЛУО, РУЗД і ЦУЗД** необхідно використати існуючі і створювати нові мережі передачі даних (МПД), побудовані відповідно до національних (міжнародних) стандартів на основі високошвидкісних (більше за 9600 бод) каналів зв'язку.

5.4. МПД, що використовується, повинна забезпечувати час доставки звітної комерційної інформації (для суб'єктів енергоринку України) до 9-00 наступних за звітними діб.

5.5. МПД, що використовується, повинна мати резервні канали зв'язку і забезпечувати їх автоматичну маршрутизацію.

5.6. Організація - оператор МПД повинна забезпечувати і нести відповідальність за те, щоб параметри МПД відповідали вимогам, що пред'являються.

Частина 3

Технічні вимоги до автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії на об'єктах побуту та сфери послуг

1. Загальні положення

1.1. Автоматизована система комерційного обліку електроенергії для побуту і сфери послуг є ієрархічною системою, що забезпечує автоматизований облік електричної енергії на основі даних, одержуваних безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів електричної енергії.

1.2. Основною метою створення АСКОЕ є вирішення на основі точної й оперативно одержуваної інформації питань підвищення ефективності і раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів енергозбереження, а також вирішення питань фінансових взаємовідносин.

1.3. Апаратно-програмні засоби АСКОЕ повинні забезпечувати збирання і оперативну дистанційну передачу по різноманітних каналах зв'язку всього необхідного обсягу даних для оперативного контролю і комерційних розрахунків за споживання електроенергії за диференційованим за часом доби або сезонам тарифам.

1.4. Дані технічні вимоги є обов'язковими і достатніми при виборі технічних засобів, використовуваних для побудови АСКОЕ.

1.5. Технічні вимоги розроблені відповідно до Концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України, затвердженої 27.03.97 р. на спільному засіданні науково-технічної ради Міненерго і НКРЕ.

1.6. На рівні об'єкта обліку АСКОЕ, що формує підсумкову інформацію про параметри енергоспоживання об'єкту обліку, повинна пройти державну метрологічну атестацію.

2. Основні вимоги до АСКОЕ

2.1. АСКОЕ повинна забезпечувати:

- збирання і збереження облікової інформації;

- обмін обліковою інформацією з платіжними системами для забезпечення регулювання споживання електроенергії абонентами.

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

2.3. АСКОЕ повинна забезпечувати багатотарифний облік енергії:

- облік спожитої енергії для кожної тарифної зони зростаючим підсумком за поточні і минулі облікові періоди - добу, місяць;

- визначення максимальної потужності періоду інтегрування для кожної тарифної зони за поточні і минулі облікові періоди - добу, місяць;

- дистанційне програмування тарифних зон і чинних тарифів.

2.4. База даних АСКОЕ повинна містити:

- значення сумарної спожитої енергії;

- значення сумарної спожитої енергії для кожної тарифної зони;

- значення усередненої потужності відповідно до заданого періоду інтегрування;

- значення максимальної потужності періоду інтегрування протягом доби, місяця;

- значення максимальної потужності періоду інтеграції для кожної тарифної зони протягом доби, місяця;

- значення спожитої енергії за поточні і минулі облікові періоди - добу, місяць;

- графік навантаження відповідно до заданого періоду інтеграції;

- значення спожитої енергії по кожній тарифній зоні за поточні і минулі облікові періоди - добу, місяць;

- інформацію про події, пов'язані із позаштатними змінами зовнішнього і внутрішнього середовища (кількість відключень мережі живлення, кількість відключень навантаження внаслідок перевантаження струмом, кількість несанкціонованих спроб доступу);

- дані параметризації (тип приладу, заводський номер, код споживача, кількість змін даних, дата і час останньої зміни параметрів, корекція ходу таймера, інтервал інтегрування, константи).

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

2.6. Первинні дані АСКОЕ в неопрацьованому вигляді підлягають архівуванню та збереженню без будь-яких корегувань.

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

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

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

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

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

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

3. Вимоги до ЛЧ і ВП

Загальні вимоги

3.1. ЛЧ повинні відповідати вимогам чинних стандартів.

3.2. ЛЧ і ВП повинні мати високу надійність і стабільність метрологічних характеристик.

3.3. Для забезпечення можливості автоматизованого знімання інформації ЛЧ і ВП повинні мати імпульсний вихід типу "сухий контакт" і/або послідовний інтерфейсний вихід.

3.4. Конструкція ЛЧ і ВП повинна виключати можливість несанкціонованого впливу на результати вимірювань.

3.5. Основні вимоги до багатофункціональних ЛЧ:

3.5.1. ЛЧ повинні забезпечувати вимірювання і багатотарифний облік активної і/або реактивної енергії і усередненої потужності відповідно до встановлених періодів інтегрування.

3.5.2. ЛЧ повинні забезпечувати збереження інформації при втраті живлення не менше одного року.

3.5.3. ЛЧ повинні забезпечувати індикацію:

- інформації, що зберігається в базі даних;

- діючого тарифу;

- поточного часу, дати.

3.5.4. ЛЧ повинен мати можливість зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера.

3.5.5. Похибка ходу внутрішнього таймера ЛЧ повинна бути не більше 5 секунд за добу.

3.5.6. ЛЧ повинні забезпечувати можливість, при наявності відповідних прав доступу, дистанційного програмування параметрів лічильника (корекція поточного часу, часових тарифних зон).

3.5.7. Забезпечувати автоматичне і/або дистанційне керування навантаженням (вмикання, вимикання, обмеження потужності).

3.5.8. ЛЧ повинен мати можливість підключення резервного живлення.

3.5.9. ЛЧ повинні зберігати в енергозалежній та некорегуючій пам'яті інформацію як про всі випадки доступу до режиму параметрування, так і про нештатні ситуації.

3.5.10. База даних ЛЧ повинна формуватися з обов'язковою прив'язкою величин, що вимірюються, до відповідної позначки часу.

Примітка. Для забезпечення вказаних функцій допускається разом з ЛЧ використати додаткові технічні засоби, що розширюють функціональні можливості ЛЧ. В ролі додаткових технічних засобів повинні використовуватися тільки ті засоби, які занесені в Державний реєстр засобів вимірювань України.

3.6. Пристрої з електронними платіжними засобами (ППЗ) повинні:

3.6.1. Забезпечувати приймання електронного платіжного засобу, збереження знятої інформації в базі даних, корегування внутрішнього платіжного балансу.

3.6.2. Зменшувати внутрішній платіжний баланс відповідно до споживання електроенергії.

3.6.3. Забезпечувати можливість, при наявності відповідних прав доступу, дистанційне програмування чинних тарифів.

3.6.4. Формувати попереджувальний звуковий і/або світловий сигнали при залишку оплаченого кредиту менше запрограмованої величини з можливістю переривання звукового сигналу абонентом.

3.6.5. Забезпечувати невмикання споживача у вечірній і нічний час, вихідні і святкові дні.

Примітка. Допускається для забезпечення зазначених функцій використовувати ППЗ у складі ЛЧ, разом із ЛЧ або ПО.

4. Вимоги до ПО

4.1. ПО повинен забезпечувати приймання даних від ЛЧ у вигляді імпульсів або цифрових даних.

4.2. Вихідні дані ПО повинні супроводжуватися відповідною міткою часу і ознакою, що визначає їх якість.

4.3. ПО повинен мати вбудований таймер і забезпечувати облік енергії і потужності відповідно до заданих періодів інтегрування. Періоди інтегрування повинні вибиратися користувачем. Дані повинні оброблятися відповідно до чинних тарифів за такі облікові періоди: година, доба і таке інше.

4.4. Мінімальна глибина збереження даних ПО повинна охоплювати значення за поточний і попередній обліковий період, не менше 60 діб.

4.5. Конструкція та алгоритм функціонування ПО повинні забезпечувати захист від несанкціонованого впливу на результати вимірювань.

4.6. Події, пов'язані з позаштатними змінами зовнішнього і внутрішнього середовища ПО, повинні бути ідентифіковані і збережені в ПО.

4.7. ПО повинен забезпечувати:

- сумарну внесену похибку обчислення енергії і потужності не більше 0,1 %;

- похибку ходу таймера не більш 5 секунд на добу.

4.8. ПО повинен мати незалежне джерело резервного живлення.

4.9. При вимкненні зовнішнього живлення ПО повинен забезпечити:

- фіксацію часу зникнення живлення;

- збереження даних, хід часу і календаря протягом не менше 60 діб;
- фіксацію часу відновлення живлення;
- автоматичний перехід на резервне джерело електроживлення.

4.10. ПО повинен забезпечувати індикацію необхідних параметрів і параметрування в ручному режимі зі своєї клавіатури.

4.11. ПО повинен мати можливість реалізації метрологічного атестованого алгоритму корекції погрішності обліку електроенергії.

5. Вимоги до апаратних і програмних засобів на рівні ЛУО і ЦУЗД

5.1. Апаратні засоби повинні базуватися на обчислювальних засобах загального призначення підвищеної надійності під керуванням стандартних операційних систем.

5.2. Програмне забезпечення, яке застосовується на рівнях ЛУО, РУЗД і ЦУЗД, повинно бути сертифіковано за місцем застосування.

5.3. Протоколи і дані для обміну інформацією між ЛУО і ЦУЗД повинні відповідати вимогам до архітектури відкритих систем.

5.4. ЛУО і ЦУЗД повинні забезпечувати індикацію необхідних параметрів і параметрування.

5.5. ЛУО повинно мати не менше двох незалежних інтерфейсних виходів для організації зв'язку з устаткуванням верхнього рівня.

5.6. Програмні і апаратні засоби на рівні ЛУО і ЦУЗД повинні забезпечувати:

- перевірку достовірності (верифікацію) даних із формуванням ознак якості даних;
- передачу даних з ознакою якості, часом і датою, яким вони відповідають;
- часову синхронізацію з устаткуванням на об'єктах обліку;
- гнучке конфігурування та настройку функцій користувачем;
- індикацію позаштатних ситуацій;
- ідентифікацію і зберігання з фіксацією дати і часу виникнення всіх подій, пов'язаних із позаштатними змінами зовнішнього (переривання подачі живлення, відсутність зв'язку з зовнішнім середовищем, спроби несанкціонованого доступу) і внутрішнього (помилки в роботі, порушення цілісності даних, виняткові ситуації при обробці даних) середовища програмних і апаратних засобів (дані, що змінили свої якості під впливом таких подій, повинні бути позначені відповідною позначкою).

5.6.1. Програмні і апаратні засоби системи обліку енергії з електронними платіжними засобами повинні додатково забезпечувати:

- програмування електронних платіжних засобів із ідентифікаційними кодами ЛЧ і користувача;
- запис на електронний платіжний засіб тарифного розкладу і чинних тарифів;
- ведення бази даних емітованих електронних платіжних засобів;

- формування переліку ЕПЗ, що вилучені з обігу;
- знімання даних з електронних платіжних засобів.

5.7. ЛУО і ЦУЗД повинні мати можливість встановлення індивідуального ідентифікаційного коду.

5.8. Одним з основних компонентів програмних засобів повинна бути інформаційна база даних (ІБД). Вона повинна будуватися на основі стандартної реляційної системи керування базами даних.

5.9. Логічна структура ІБД повинна містити такі поділи:

- масив неопрацьованих даних;
- масив даних ручного введення і розрахункових величин;
- масив звітних даних;
- масив нормативно-довідкової інформації.

5.10. У масиві неопрацьованих даних зберігається вихідна інформація, що збирається з об'єктів обліку програмою автоматичного і ручного збору даних. Ці дані не можуть бути змінені, можливе лише занесення цих даних до архіву і видалення з ІБД після закінчення терміну збереження. При необхідності ці дані повинні завантажуватися в ІБД з архіву.

5.11. Процедура зберігання даних і їх наступне відновлення з архіву повинні цілком виключати можливість зміни в порівнянні з оригіналом, а також забезпечити їх резервування.

5.12. Всі суб'єкти АСКОЕ можуть мати регламентований доступ до неопрацьованих даних тільки для читання.

5.13. Масив даних ручного введення і розрахункових величин служить для збереження інформації, що вводиться оператором системи обліку вручну або розраховується на основі неопрацьованих даних і даних ручного введення.

5.14. Масив звітних даних служить для упорядкування необхідних вихідних документів. Інформація, збережена в цьому масиві, ділиться на оперативну звітну інформацію та узгоджену звітну інформацію.

Оперативна звітна інформація формується на основі масиву неопрацьованих даних і масиву даних ручного введення і розрахункових величин. Ця інформація використовується для оперативних звітів і попередніх розрахунків між суб'єктами АСКОЕ. Всі суб'єкти АСКОЕ можуть мати регламентований доступ до неї тільки для читання.

Узгоджена звітна інформація формується на основі масиву неопрацьованих даних і узгодженої звітної інформації, введеної вручну. Узгодження повинно відбуватися щодо розробленої процедури, із усіма необхідними суб'єктами АСКОЕ. Результати узгодження повинні вводитися в ІБД. Всі суб'єкти АСКОЕ можуть мати регламентований доступ до неї тільки для читання.

5.15. Масив нормативно-довідкової інформації містить необхідну для нормального функціонування системи обліку інформацію. Введення її здійснюється відповідно до спеціальної процедури з фіксацією виконуваних дій. Всі суб'єкти АСКОЕ можуть мати регламентований доступ до неї тільки на читання.

5.16. Термін збереження інформації ІБД повинен визначатися нормативним документом і забезпечувати проведення розрахунків, вирішення суперечних питань, виконання функцій перспективного планування і прогнозування, а також статистичної звітності.

6. Вимоги до каналів і протоколів зв'язку між ПО, ЛУО і ЦУЗД

6.1. В цифрових каналах і каналах тональної частоти для зв'язку між ПО, ЛУО і ЦУЗД повинна використовуватися каналотворююча апаратура, що відповідає вимогам Міжнародного консультативного комітету з телефонії і телеграфії (МККТТ).

6.2. Протоколи, що використовуються для передавання даних, повинні забезпечувати надійну і достовірну роботу АСКОЕ.

6.3. Для зв'язку між ЛУО і ЦУЗД необхідно використовувати існуючі і створювати нові мережі передачі даних, побудовані відповідно до чинних стандартів.

7. Вимоги до електронного платіжного засобу

7.1. В якості електронного платіжного засобу можуть використовуватися картки пластикові з електронним модулем (ЕК), що відповідають ДСТУ 3617-97 (ISO 7816), або інші носії інформації.

7.2. ЕК повинні забезпечувати виконання системостворюючих функцій - обмін інформацією між ППЗ і іншими об'єктами системи обліку електроенергії.

7.3. У процесі обміну з зовнішніми пристроями ЕК повинні контролювати цілісність і достовірність інформації і забезпечувати її захист від несанкціонованого доступу і модифікації.

7.4. ЕК багаторазового використання повинна мати енергонезалежну пам'ять із кількістю циклів перезапису не менше 100000.

7.5. Обсяг пам'яті ЕК одноразової картки повинен бути достатнім для переносу платіжної інформації в ППЗ.

7.6. Обсяг пам'яті ЕК багаторазової картки повинен бути достатнім для збереження ідентифікаційних кодів, переносу платіжної інформації в ППЗ, переносу основної інформації з показників енергоспоживання з ППЗ в ОСД.

7.7. Обсяг енергонезалежної пам'яті мікропроцесорної ЕК повинен бути достатнім для збереження такої інформації:

- ідентифікаційна інформація (ідентифікатори постачальника електроенергії, платника, ППЗ і самої ЕК);

- платіжна інформація (дата, час, сума останнього платежу; ідентифікатор платіжного терміналу; дані про попередні платежі);

- керуюча інформація, що передається із системи обліку в ППЗ і пункт прийому платежів (пільги і субсидії платника, тарифи; параметри ППЗ);

- облікова інформація, що передається з ППЗ в систему обліку (дані про споживання електроенергії; зміну параметрів ППЗ; введення та читання даних з ППЗ; технічний стан ППЗ; спроби несанкціонованого доступу).

Терміни і визначення

<i>Термін</i>	<i>Умовне позначення</i>	<i>Визначення</i>
Трансформатор струму	ТС	Засіб вимірювання, що здійснює масштабне вимірювальне перетворення струму для подальшого вимірювання.
Трансформатор напруги	ТН	Засіб вимірювання, що здійснює масштабне вимірювальне перетворення напруги для подальшого вимірювання.
Лічильник електричної енергії	ЛЧ	Засіб вимірювання, що здійснює безпосереднє вимірювання і облік електричної енергії.
Прилад обліку (ПО)	ПО	Засіб вимірювання, що збирає і обробляє вимірювальну інформацію з декількох лічильників електричної енергії. Забезпечує облік електричної енергії за різні інтервали часу.
Устаткування збору і обробки даних	УЗД	Обчислювальна система, яка збирає, обробляє і накопичує дані про параметри потоків електроенергії і потужності. Має три рівні: ЛУО (локальне устаткування збору і обробки даних, що відповідає рівню суб'єкта енергоринку); РУЗД і ЦУЗД (відповідно регіональне і центральне устаткування збору і обробки даних).
Точка обліку		Точка електричної мережі, що відповідає місцю встановлення лічильника електричної енергії.
Об'єкт обліку	ОО	Сукупність точок обліку, об'єднаних за допомогою ПО за технологічною/територіальною ознакою (станція, промислове підприємство тощо).
Комерційний розрахунковий облік	КО	Облік кількісних характеристик потоків енергії, що приймається за основу для фінансових розрахунків між продавцем і покупцем енергії.
Правила комерційного обліку	ПКО	Сукупність вимог до організації КО, доформування і використання інформації, що регламентує права і обов'язки учасників КО.
Канал передачі даних	КПД	Комплекс технічних і програмних засобів, що забезпечують передачу цифрової інформації різними середовищами: - оптоволокна - вита пара - телефонна/телеграфна мережа - радіо - розподільчі мережі 0.4 ÷ 35 кВ.
		Умовно вони поділяються на:

- низькошвидкісні 50 ÷ 1200 бод.
- середньошвидкісні 1200 ÷ 9600 бод.
- високошвидкісні вище 9600 бод.

Обліковий період	ОП	Інтервал часу, за який фіксується значення параметра.
Якість вимірювальної інформації (даних)		Характеристика вимірювальної інформації, що визначається рівнем таких її параметрів як точність, достовірність, одночасність.
Маркірування якості вимірювальної інформації (даних)		Доповнення вимірювальної інформації ознаками, які характеризують якість інформації (даних).
Маневрене навантаження	МН	Навантаження споживачів електричної енергії, яке може бути відключено або включено, зменшено або збільшено за рахунок технологічних можливостей споживачів електричної енергії.
Верифікація		Комплекс процедур перевірки точності і достовірності інформації (даних).
Перетворювач імпульсів	ПІ	Технічний засіб, що забезпечує перетворення кількості оборотів диска ЛЧ в імпульсний сигнал.
Первинні дані	-	Дані, що формують ЛЧ і ПІ.
Вимірювальний перетворювач	ВП	Засіб вимірювання, що виконує безпосереднє вимірювання електричної енергії.
Пристрій з електронним платіжним засобом	ППЗ	Технічний засіб, що здійснює прийом платіжних даних з електронного платіжного засобу, ведення платіжного балансу, запис показників енергоспоживання на електронний носій і керування навантаженням.
Устаткування збору й обробки даних	УЗД	АСКОЕ для побуту і сфери послуг має два рівні: ЛУО і ЦУЗД.
Цифровий вимірювальний канал обліку	ЦВКО	Комплекс технічних і програмних засобів, що забезпечує вимірювання, передачу та обробку даних обліку в АСКОЕ з використанням електронних платіжних засобів.
Пластикова	ЕК	Носій цифрової інформації, виконаний на базі

КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ДЕЯКИХ НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ (НД)

N n/ n	Найменування НД	Основний зміст вимог	Класи вимог	
			Структурні	Технічні*
1.	Правила устройства электроустано вок (ПУЭ) / Минэнерго СССР. М.: Энергоатомиз дат, 1986. 640 с.	КР, ПР, МП, ЕС Навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів, до яких приєднуються лічильники, не повинно перевищувати номінальних значень. Падіння напруги на вторинних обмотках трансформаторів напруги не повинно перевищувати номінальних значень. <i>Глава 1.6.</i> Измерение электрических величин. Загальні вимоги. Вимірювання струму. Вимірювання напруги. Вимірювання потужності.	Вимоги до якісних характерис тик	
2.	Правила користування електричною енергією. НКРЕ України. Київ. 1996	<i>Розділ 2.</i> Технічні умови на підключення електроустановок споживачів. В технічних умовах зазначаються вимоги до обліку електроенергії. Користування електричною енергією здійснюється на основі договору. <i>Розділ 4.</i> Взаємовідносини сторін при експлуатації електроустановок. З метою забезпечення надійної, економічної і безпечної експлуатації електроустановок споживач	Вимоги до функцій Вимоги до якісних характерис тик Вимоги до функцій та якісних характерис тик	КР, ПР, ЕС, МП, МА

зобов'язаний забезпечувати необхідний облік електроенергії і потужності відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

Споживач оперативно сповіщає енергонагляд про порушення схеми обліку електроенергії, несправності в роботі розрахункових систем і приладів обліку.

Споживач зобов'язаний забезпечити безперешкодний доступ персоналу енергонагляду до приладів обліку електроенергії.

Розділ 5. Встановлення та експлуатація технічних засобів обліку та управління електроспоживанням.

Електроустановки споживачів електроенергії повинні бути оснащеними необхідними приладами обліку електроенергії для розрахунків за спожиту електроенергію відповідно до вимог ПУЕ.

Приєднання до мереж електропостачальної організації електроустановок, які не мають розрахункових засобів обліку, забороняється.

Для розрахунків застосовуються прилади, диференційованого за періодами часу, обліку електроенергії та прилади однотарифного обліку.

Місця встановлення розрахункових засобів обліку визначаються згідно з ПУЕ.

Облік електроенергії здійснюється відповідно до діючої тарифної системи розрахунків.

Засоби і системи розрахункового обліку повинні бути атестовані.

3. Тарифи на електричну енергію. Міненерго України. 1991	<i>Розділ 2. Види тарифів і групи споживачів.</i> Одноставочні тарифи. Двоставочні тарифи.	Вимоги до функцій та якісних характеристик	КР, ПР, МА, ЕС
--	--	--	-------------------------

	р. (замість преїскуранта N 09-01)	Диференційовані за зонами доби тарифи. Всі споживачі поділяються на 9 тарифних груп. Види тарифів по групах споживачів.		
4.	Методика встановлення одноставочних тарифів, диференційованих за періодами часу. Міненерго України. 1994 р.	Одноставочні тарифи, диференційовані за періодами часу, можуть бути установлені для всіх тарифних груп. Всі розрахунки здійснюються вимірювальною системою із застосуванням спеціального програмного забезпечення. Класифікація графіків навантаження.	Вимоги до функцій та якісних характеристик	ПР, МА, ЕС
5.	Типова програма, Львів, 1990 р.	Програма метрологічної атестації вимірювальних каналів Інформаційно-вимірювальної системи (ІВС) контролю, обліку і управління електроспоживанням.	Вимоги до функцій і метрологічних характеристик	МА
6.	МИ 8.221-90 Методичні вказівки. Львів, 1990 р.	Повірка вимірювальних каналів ІВС контролю, обліку і управління електроспоживанням.	Те ж саме	Те ж саме
7.	ГОСТ 8.259-77	Лічильники електричної активної і реактивної енергії індукційні. Методи і засоби повірки.	Те ж саме	Те ж саме
8.	ГОСТ 6570-75	Лічильники електричної активної і реактивної енергії індукційні. Загальні технічні умови.	Те ж саме	Те ж саме
9.	ГОСТ 7746-89 (МЭК 185)	Трансформатори струму. Загальні технічні умови.	Те ж саме	Те ж саме
10.	ГОСТ 1983-89 (МЭК 186)	Трансформатори напруги. Загальні технічні умови.	Те ж саме	Те ж саме
11.	ГОСТ 26035-83	Лічильники електричної енергії змінного струму, електронні. Загальні технічні умови.	Те ж саме	Те ж саме
12.	ГОСТ 8.216-88	Трансформатори напруги. Методика повірки.	Те ж саме	Те ж саме
13.	ГОСТ 8.217-	Трансформатори струму. Методика	Те ж саме	Те ж

3.	87	півірки.		same
1	ДСТУ 2708-	Півірка засобів вимірювань.	Те ж саме	Те ж
4.	94	Організація і порядок проведення.		same
1	ГОСТ 8.438-	Системи інформаційно-вимірювальні.	Те ж саме	Те ж
5.	81	Півірка. Загальні положення.		same
1	МИ 162-78	Системи інформаційно-вимірювальні.	Те ж саме	Те ж
6.		Організація і порядок проведення метрологічної атестації.		same
1	РД 34.11.325-	Методичні вказівки щодо визначення	Те ж саме	Те ж
7.	90	похибки вимірювання активної електроенергії при її виробництві і розподілі.		same

* За змістом аналіз НД відповідає загальному напрямку розробленої Концепції використання інформаційно-вимірювальної техніки для обліку електричної енергії в умовах функціонування ринку в Україні. На основі змістовного критерію оцінки НД, перш за все, здійснено її відбір і формальна структуризація основних вимог. Повнота аналізу НД забезпечується його проведенням з позиції нормативно-технічного забезпечення послідовності етапів систематології створення засобів і систем вимірювання, що складають класи вимог до: конструювання (КР); технології виготовлення (ТВ); проектних робіт (ПР); монтажу і пусканалагодження (МП); державних приймальних випробувань, півірки та державної метрологічної атестації (МА); експлуатації (ЕС).

Основні використані документи

1. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. - 6-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Правила користування електричною енергією. - НКРЕ України. - Київ. - 1996.
3. РД 34.11.325-90. Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при ее производстве и распределении.
4. МИ 1317-86. Методические указания. ГСИ. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров.
5. ГОСТ 7746-89. Трансформаторы тока. ОТУ.
6. ГОСТ 1983-89. Трансформаторы напряжения. ОТУ.
7. ГОСТ 6570-96. Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. ОТУ.
8. ГОСТ 26035-83. Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. ОТУ.
9. IEC 60044-1. Трансформаторы измерительные. Часть 1: Трансформаторы тока. 1996.

10. IЕС 60044-2. Трансформаторы измерительные. Часть 2: Индуктивные трансформаторы напряжения. 1997.
11. Временная инструкция по учету электроэнергии / Минэнерго Украины, Киев, 1995.
12. МДУ 002/08-2000. Трансформатори напруги. Програма та методика державної метрологічної атестації / УкрЦСМ, Київ, 2000.
13. Реформирование сектора энергетики Украины. Энергоучет и системы связи. Первоначальный отчет по требованиям, предъявляемым к энергоучету. Окончательный вариант. К.: КЕМА, ЭПОН, ЭДОН, UNA, EZN, ТЕБОДИН. 1995. - 29 с.
14. Реформирование сектора энергетики Украины. Процедура верификации. Проект. К.: КЕМА, ЭПОН, ЭДОН, UNA, EZN, ТЕБОДИН. 1995. - 35 с.
15. Реформирование сектора энергетики Украины. Энергоучет и системы связи. Энергоучет и системы связи на промежуточный период. Киев: КЕМА, ЭПОН, ЭДОН, UNA, EZN, ТЕБОДИН. 1995. - 57 с.
16. Энергоучет и системы связи на долгосрочный период. Проект заключительного отчета. Подготовлен компаниями: КЕМА, ЭПОН, ЭДОН, ПАУЕР ПРОДЖЕКТС, (UNA, EZN), ТЕБОДИН, Киев, 1996 г.
17. Концепція використання інформаційно-вимірювальної техніки для обліку електричної енергії в умовах функціонування ринку в Україні. Етапи I і II: УкрНТІ, Держреєстрація N 01960022544, інв. N 0297ИОО1589, Київ, 1996 р.
18. Концепція використання інформаційно-вимірювальної техніки для обліку електричної енергії в умовах функціонування ринку в Україні. Етапи III і IV: УкрНТІ, Держреєстрація N 01960022544, інв. N 0297ИОО1589, Київ, 1997 р.