

DOI 10.51582/interconf.21-22.05.2021.026

**Піщак Юлія Іванівна**

студент групи ЕТ-18-1, кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

**Габльовська Надія Ярославівна**

кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електроенергетики,  
електротехніки та електромеханіки  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

**Кононенко Марина Андріївна**

кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри метрології  
та інформаційно-виміральної техніки  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

**АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАХОДІВ ІЗ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТОЧНОСТІ  
ПРИ ПРОВЕДЕННІ ВИМІРЮВАНЬ ТА ОБЛІКУ  
АВТОМАТИЗОВАНОЮ СИСТЕМОЮ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ  
(АСКОЕ) В УМОВАХ ЕНЕРГОРИНКУ УКРАЇНИ**

*Анотація.* На основі аналізу структурної ієрархічної побудови автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії в умовах енергоринку України було досліджено заходи із забезпечення точності при проведенні вимірювань засобами системи та розрахунково – експериментальний метод оцінки похибок вимірвальних каналів системи як найбільш ефективного.

*Ключові слова:* автоматизована система, похибка, вимірвальна система, вимірвальний канал, метрологічні характеристики.

В умовах різкого зростання цін на енергоносії проблема здійснення точного обліку та оперативного контролю спожитої електроенергії проводиться за допомогою встановлення автоматизованих систем комерційного обліку (АСКОЕ). Об'єднання лічильників комерційного і технічного обліку в єдину систему дозволяє формувати поточний баланс

електроспоживання для вдосконалення нормування енергоспоживання, виявлення та ліквідації втрат і неефективних затрат електричної енергії у споживача та визначати фактичну потужність, що використовується. АСКОЕ повинні виконуватися на базі серійних технічних засобів і програмного забезпечення.

З метрологічної точки зору АСКОЕ є специфічний тип вимірювальної системи, яка реалізує процес вимірювання і забезпечує автоматичне (автоматизоване) отримання результатів вимірювань. Метрологічне забезпечення АСКОЕ має проводитися відповідно до загальних правил, що поширюються на вимірювальні системи.

Для вирішення задачі підвищення точності вимірювань спожитої електроенергії метрологічним центрам, службам і підрозділам необхідно постійно проводити заходи із вдосконалення методів визначення метрологічних характеристик вимірювальних каналів АСКОЕ.

На першому етапі досліджень, що проводилися в рамках студентської науково-дослідної роботи, було проаналізовано структуру побудови АСКОЕ в умовах енергоринку України.

За результатами теоретичних досліджень можна стверджувати, що поступовий перехід України від моделі ринку «єдиного покупця» до лібералізованого ринку електричної енергії [1, 2] вимагатиме формування відповідного інформаційного забезпечення розрахунків за електричну енергію. Йдеться про принципово нові підходи до визначення даних комерційного обліку в умовах, коли ціна на електроенергію складається з цін на певний асортимент товарів електроенергетичного виробництва та вартості допоміжних послуг, які продаються та купуються на ринкових засадах. В цих умовах висуваються принципово нові вимоги до технічних і програмних засобів, які формують дані для розрахунків за електроенергію, а також до регламентів їхньої побудови, впровадження і застосування.

Дані комерційного обліку (зокрема, – агреговані дані) повинні обчислюватись і зберігатись протягом визначеного терміну на тому рівні розподіленої АСКОЕ, на якому вони вимірюються та/або формуються [3–6].

Одночасно повинні вирішуватися технологічні завдання забезпечення синхронності вимірювань, повноти і достовірності даних комерційного обліку електроенергії, а також їхнього своєчасного доставлення на верхні рівні розподіленої АСКОЕ та до інформаційно-обчислювального комплексу (ІОК) Головного оператора відповідно до розрахункових періодів і особливостей функціонування балансуючого механізму з метою подальшого оброблення, агрегування, аналізування й використання.

При цьому, дані, які передаються на верхні рівні АСКОЕ, повинні містити достатньо інформації для здійснення розрахунків за електричну енергію, інформаційного забезпечення завдань управління попитом й балансування ринку та надання інших допоміжних послуг. Також, слід урахувувати, що кількість суб'єктів ринку електричної енергії, а відповідно й обсяги інформаційного забезпечення будуть поступово збільшуватися внаслідок лібералізації ринку та розширення каталогу допоміжних послуг [5].

За таких умов багаторівнева ієрархічна структура розподіленої АСКОЕ ринку електричної енергії України відповідно до функціонального призначення повинна розглядатися як така, що складається з двох функціональних частин [7, 8]. Частина АСКОЕ, що забезпечує формування і зберігання первинних даних обліку, повинна класифікуватися як вимірювальна інформаційна система (ВІС) АСКОЕ. В основу класифікації вимірювальної інформації в АСКОЕ повинен покладатися принцип поділу її на первинні дані та інформацію, яку отримано за результатами оброблення первинних даних технічними та програмними засобами. Джерелом первинних даних повинні бути лише прилади обліку – засоби вимірювальної техніки (ЗВТ), які занесено до Державного реєстру ЗВТ, допущених до застосування в Україні і рекомендованих до застосування установами Обленерго [9-11]. Відповідно до принципів системної побудови всі вимірювальні операції, які пов'язано із формуванням вимірювальної інформації, мають здійснюватися ВІС. Первинні дані обліку разом із позначками часу, яким вони відповідають, та кодами їхньої якості (достовірності) повинні зберігатися в необробленому вигляді в первинній базі даних (ПБД) пристроїв обліку і мати надійний захист

від несанкціонованого доступу [5]. Інша частина АСКОЕ є суто інформаційною системою (ІС), яка вимірювальних операцій не виконує. В процесі свого функціонування ІС одержує від ВІС первинні дані і піддає їх обробленню, під час якого похибки результатів визначаються лише похибками первинних даних та похибками округлення [7, 8].

До складу технічних засобів АСКОЕ повинні входити: лічильники електричної енергії, оснащені датчиками-перетворювачами, що перетворюють вимірювану енергію в пропорційну кількість вихідних імпульсів або цифровий код (при використанні електронних реверсивних лічильників - роздільно на кожний напрям); пристрої збору та передачі даних, що забезпечують збір інформації від лічильників і передачу її на верхні рівні управління; канали зв'язку з відповідною апаратурою для передачі вимірювальної інформації; засоби обробки інформації, засоби контролю показників якості електроенергії.

На наступному етапі досліджень було проаналізовано заходи із забезпечення точності при проведенні вимірювань та обліку системою АСКОЕ.

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  $\delta_i$ ,  $\delta_j$ ,  $P_i$ ,  $P_j$  – відносні похибки вимірювань і вимірювані потужності на  $i$ -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 [12, 13].

При формуванні вимірювальних систем, які складаються з трансформатора струму (ТС), трансформатора напруги (ТН), лічильника (ЛЧ), необхідно враховувати, що з позиції технічних і економічних показників найбільш раціональним є стан, коли класи точності засобів вимірювань, 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 лічильників у 2,5 рази, порівняно з ситуацією, коли класи точності трансформатора струму, трансформатора напруги і лічильника дорівнюють один одному, призводить до зниження результуючої похибки вимірювальної схеми лише в 1,2 рази.

При визначенні результуючої похибки вимірювальної схеми, яка складається з трансформатора струму, трансформатора напруги, лічильника, замість формули:

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

де  $\delta_p$  - результуюча похибка вимірювального вузла;  $\delta_{тн}$  - відносна похибка трансформатора напруги;  $\delta_{тс}$  - відносна похибка трансформатора струму;  $\delta_c$  - відносна похибка лічильника, необхідно користуватися уточненою формулою [13]

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

де  $\delta_l$  - відносні втрати напруги у вторинних колах трансформатора напруги;  $\delta_\theta$  - відносне значення складової сумарної похибки, викликані кутковими похибками трансформатора струму і трансформатора напруги;  $\delta_{cj}$  -

*відносні значення додаткових похибок лічильника, які враховують робочі умови застосування.*

Як впливає з розрахунків, проведених з використанням даних, які враховують робочі умови застосування вимірювальної схеми, значення  $\delta_{p1}$ , визначене за формулою (3), може перевищувати значення  $\delta_p$ , визначене за формулою (2), у два рази.

Зняття показів в точках обліку має здійснюватися у відповідності з часовими позначками, і допустима похибка розсинхронізації не повинна перевищувати значення, що визначається за формулою

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

де  $\delta_i$  - відносна похибка вимірювань на  $i$ -тому рівні системи обліку;  $t$  - тривалість інтервалу часу виміру, с.

Існуюча телеметрична система обліку може застосовуватися тільки на час перехідного періоду. Точність телеметричних даних не відповідає точності, необхідної для вимірювальної інформації системи обліку, оскільки середня похибка телеметричних даних складає 15% [14].

Масове застосування постачальниками і споживачами електроенергії сучасних приладів і систем обліку має економічно стимулюватися через систему багатоставкових і диференційованих тарифів на електричну енергію [12].

В рамках реорганізації існуючої системи обліку рекомендується нормувати вимоги до допустимих похибок вимірювань в точках обліку (див. табл. 1).

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...5) % номінальних струмів за рахунок впровадження нових засобів вимірювальної техніки - ЛЧ і ТС класу точності з індексом S.

Таблиця 1

**Похибки вимірювань, встановлені з урахуванням існуючих  
технічних можливостей і рекомендовані для рівнів  
системи обліку як допустимі**

Номер рівня системи обліку	Потужності об'єктів контролю, МВА	Допустима похибка вимірювань, %
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).

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

Також необхідно передбачити послідовне впровадження нових засобів вимірювань з поліпшеними метрологічними характеристиками.

На завершальному етапі даної роботи було проаналізовано питання організації експериментальних досліджень метрологічних характеристик (МХ) вимірювальних каналів (ВК) АСКОЕ під час метрологічної атестації (МА) і повірки цих систем [15].

Розглянемо метод розрахунково-експериментальної оцінки похибок (РЕКОП) вимірювальних каналів.

Відповідно до структури ВК та природи вимірювальної фізичної величини вибирається один з трьох варіантів проведення експериментальних досліджень: комплектний (наскрізний), по частинах (компонентах), поелементний. Використання комплектного методу під час МА та перевірки ВК має свої переваги і недоліки [16]. Так, наприклад, відсутні відповідні зразкові міри з високими градаціями енергетичних сигналів, які імітують режимні параметри енергетичних підстанцій, що не дозволяє здійснити наскрізне дослідження ВК ІВС. Створити зразковий канал об'єкту, що обслуговується ІВС, неможливо, тому для проведення метрологічних експериментів необхідно створювати і застосувати "зразкові" математичні моделі і тестові сигнали, розробляти нові розрахунково-експериментальні методи для автоматизованих систем контролю і обліку енергоносіїв (АСКОЕ) [17].

Комплектний метод до каналів АСКОЕ електроенергії застосувати не вдається оскільки цей метод передбачає відключення на тривалий час високовольтних ліній електропередачі від джерела електроенергії, а це не завжди можливо здійснити. Також слід вказати що, комплектний метод потребує для своєї реалізації складних та дорогих високовольтних зразкових засобів вимірювань, які в Україні важкодоступні.

Поелементний метод дослідження МХ вимірювальних каналів більш трудомісткий, в ньому виникають труднощі об'єднання характеристик всіх елементів з гарантованою точністю загального результату. Цей метод частіше застосовують (якщо є належна методика) для ІВС, які укомплектовані серійними, атестованими компонентами, або на етапі проектування (синтезу) ВК ІВС. Інколи ВК ІВС розбивають на частини з декількох компонентів. Коли не можна застосувати експеримент, застосовують розрахунки. Але таке розбиття виконується без чіткого алгоритму, а проведення розрахунків та об'єднання характеристик похибок окремих частин каналу, подальша математична обробка результатів метрологічних досліджень в кожному

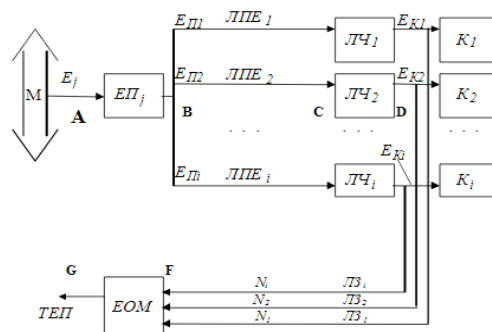


випадку здійснюється знову. Такий "почастинний" метод дослідження МХ виміррювальних каналів можна вважати більше мистецьким, ніж науковим [18].

Для кожного виду каналу конкретної ІВС основна метрологічна проблема полягає в тому, щоб оцінити кожну складову похибки каналу: чи істотна вона, які причини сприяли її виникненню, за якою методикою її слід досліджувати. При реалізації методу РЕКОП необхідно мати можливість проведення експериментальних досліджень кожної складової математичної моделі похибки ВК чи компоненту ВК в робочих умовах експлуатації. Цей принцип покладено в основу декомпозиції каналів на окремі структурні компоненти. Як це відображено в табл.2, під час оцінки МХ ВК ІВС досить часто виникає необхідність проведення розрахунків.

Запропонований фахівцями ДНДІ «Система» метод РЕКОП у великій мірі вирішує названі проблеми. Метод РЕКОП - це теоретичне узагальнення поелементного методу. В методиках за методом РЕКОП застосовано універсальну математичну модель відносної похибки ВК ІВС, що не залежить від виду системи, і дано рекомендації, як оцінити кожну складову похибки цієї моделі для конкретного каналу [19].

Для подальшого аналізу скористаємось запропонованою спрощеною структурною схемою  $j$ -го каналу передачі і обліку (контролю) енергоносія [19].



М – енергомагістраль, ЕП – енергоперетворювач, ЛПЕ -лінія передачі енергоносія, ЛЧ -лічильник (давач), К - користувач енергоносія, ЛЗ - лінія зв'язку між давачем і диспетчерським пунктом, ТЕП - техніко-економічний показник.

Рис. 1. Спрощена структурна схема  $j$ -го каналу передачі і обліку (контролю) енергоносія

**Методи оцінки похибок компонентів схеми каналу передачі і обліку  
(контролю) енергоносія (рис. 1)**

Позначення похибки компоненту схеми (рис.1)	Методи оцінки похибки
$\Delta_{AB}$	Розрахунковий
$\Delta_{BC}$	Експериментальний в робочих умовах або розрахунковий
$\Delta_{CD}$	Експериментальний в нормальних умовах з перерахунком на робочі умови
$\Delta_{DF}$	Експериментальний в робочих умовах
$\Delta_{FG}$	Тестування за спеціальним метрологічним тестом

Для зручності аналізу похибок на цій схемі виділені характерні точки А, В, ... G, похибки між якими перераховані в першому стовбці табл.2.

Враховуючи неминучі втрати енергії і похибки компонентів схеми, маємо:  $E_j > \sum E_{ni}$ ;  $E_{ni} > E_{Ki} \neq (N_i \cdot k)$ , де  $E_j$  - кількість енергії або енергоносія, що поступає з магістралі у канал;  $\sum E_{ni}$  - сума кількостей енергії або енергоносія на початках окремих ліній передачі енергоносія до індивідуальних користувачів;  $E_{Ki}$  - кількість енергії або енергоносія в кінці окремої лінії передачі енергоносія до  $i$ -го користувача;  $N_i$  - покази лічильника  $ЛЧ_i$  в лінії передачі енергоносія до  $i$ -го користувача;  $k$  - коефіцієнт перетворення показів лічильника в кількість енергії або енергоносія.

Як показав аналіз, незалежно від виду ІВС (АСКОЕ) узагальнену модель відносної похибки  $\delta$  каналу або компоненту каналу системи можна подати у вигляді [19]:

$$\delta = \delta_s * \overset{\circ}{\delta} * \psi(\xi) * \delta_{дин} \quad (5)$$

де  $\delta_s$  - систематична складова відносної похибки каналу;  $\overset{\circ}{\delta}$  - до-випадкова складова відносної похибки каналу;  $\psi(\xi)$  - складова функції впливу, яка обумовлена зміною впливової величини або зміною сукупності впливових величин;  $\delta_{дин}$  - складова динамічної відносної похибки, яка залежить від інерційних властивостей каналу; \* - позначка згортки.

Зміст і послідовність дій за методом РЕКОП викладено у вигляді такого алгоритму [19]:

1) декомпозиція досліджуваного ВК за принципом здійсненності експериментальних метрологічних досліджень кожного компонента наскрізним методом;

2) оцінка суттєвості складових універсальної математичної моделі похибки кожного компоненту ВК;

3) експериментальна оцінка складових моделі похибки для компонентів ВК;

4) приведення експериментальних оцінок складових моделі похибки до робочих умов;

5) розрахункова оцінка складових моделі похибки для тих компонентів ВК, для яких експериментальна оцінка неможлива;

6) приведення розрахункових оцінок складових моделі похибки до робочих умов;

7) статистичне сумування за спеціальною методикою складових моделі похибки по всіх компонентах каналу;

8) розрахунок довірчих границь похибки, оцінка інших МХ та поправки для досліджуваного ВК.

Вимірювання кожної фізичної величини має свої особливості. Застосування методу РЕКОП до АСКОЕ електроенергії рекомендується проводити за алгоритмом обробки експериментальних даних МА ВК ІВС згідно методичних вказівок [18].

Для кожного компонента ВК АСКОЕ електроенергії в кожній  $j$ -й точці діапазону вимірювань результати експериментальних досліджень перевіряють на наявність грубих помилок, здійснюють оцінку систематичної складової похибки, оцінку варіації вихідного сигналу. Потім визначають узагальнені характеристики: оцінку математичного сподівання систематичної складової похибки, оцінку с.к.в. систематичної складової похибки, оцінку с.к.в. випадкової складової похибки, оцінку варіації.

Далі було проаналізовано запропонований метод приведення оцінок МХ до робочих умов і проведення статистичного сумування складових моделі

похибки для компонентів ВК АСКОЕ електроенергії. Як найважливіші МХ розраховуються  $\Delta_B$  і  $\Delta_H$  - верхня і нижня границі інтервалу, в якому з імовірністю  $P$  знаходиться похибка ВК в  $j$ -й точці діапазону вимірювань [17]:

$$\Delta_{B(H)j} = \sum_{k=1}^Z (M[\Delta_{sjk}] \pm t_p \sum_{k=1}^Z (\sigma^2[\Delta_{jk}]^{0.5}), \quad (6)$$

де  $M[\Delta_{sjk}]$  - оцінка математичного сподівання систематичної складової похибки  $k$ -го компоненту каналу в  $j$ -й точці діапазону вимірювань в робочих умовах експлуатації,  $\sigma[\Delta_{jk}]$  - оцінка середньоквадратичного відхилення (с.к.в.) сумарної похибки  $k$ -го компоненту в  $j$ -й точці діапазону вимірювань в робочих умовах експлуатації,  $Z$  - число компонентів каналу за методом РЕКОП.

У випадку неможливості проведення досліджень  $k$ -го компоненту каналу в робочих умовах експлуатації, проводять його дослідження в нормальних умовах, а потім здійснюють перерахунок оцінок МХ з врахуванням робочих умов.

Окрім того, необхідно визначити з врахуванням робочих умов оцінку с.к.в. сумарної похибки  $k$ -го компоненту каналу в  $j$ -й точці діапазону вимірювань.

Як оцінки верхньої  $\Delta_B$  і нижньої  $\Delta_H$  границь інтервалу похибки у всьому діапазоні вимірювань ВК використовують максимальне та мінімальне з одержаних значень по множині  $j$  досліджуваних точок діапазону, а саме:

$$\Delta_B = \max_j \{\Delta_{Bj}\}, \quad \Delta_H = \min_j \{\Delta_{Hj}\}. \quad (7)$$

Практичне застосування методу РЕКОП для вимірювального каналу АСКОЕ електроенергії описано в [16]. За методом РЕКОП ВК такої системи умовно розбивається на дві частини: високовольтну та низьковольтну. Високовольтна частина досліджується розрахунковим методом. Низьковольтна частина досліджується експериментально.

Як бачимо, розглянутий розрахунково – експериментальний метод оцінки похибок вимірювальних каналів системи реалізується за двома підходами: розрахунковим – для високовольтної частини та експериментальним – для низьковольтної.

На основі експериментальних даних знаходять похибки електричних трактів, виділяють їх складові. Оцінюють систематичну складову похибки усього ВК і поправку для похибки ВК. Виключення систематичної складової похибки з результату вимірювань (за рахунок введення поправки) дозволяє звужити довірчий інтервал допустимої сумарної похибки частини електричного тракту ВК з лічильниками, що вимірюють активну або реактивну енергію (потужність), в середньому на 12 - 18 % .

Отже, метод РЕКОП має велику практичну ефективність з точки зору підвищення точності АСКОВЕ електричної енергії. Точність АСКОВЕ електроенергії під час їх МА підвищувалася приблизно в 2 рази.

Мінімізація обсягів експериментальних та розрахункових робіт, зменшення загальної похибки оцінок МХ досягається шляхом застосування методу РЕКОП.

#### Список джерел:

1. Концепція функціонування і розвитку Оптового ринку електроенергії України / Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 25 липня 2002р. –Х.: Енерго Клуб України, 2002. – 72с.
2. Реформування ринку електричної енергії України – перехід до ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку // Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 29 вересня 2008 року.
3. Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги. Стандарт ОРЕ //Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол №15 від 27.01.2006 р.
4. Вимоги до порядку збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України / Розроб.: О.В.Коцар – керівн. розроб., Ю.О.Расько// Затв. ІЕЕ НТУУ «КПІ» 10.01.2013 р. – 75 с.
5. Коцар О.В. Комплексне забезпечення достовірності та актуальності даних комерційного обліку в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів і балансуєчого ринку // Енерг. та електрифікація, 2011.–№3 –С.27 –39.
6. Коцар О.В., Расько Ю.О. Формування інформаційного забезпечення комерційних розрахунків в ОРЕ України // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2014. –№3 – С.38 –45.

7. Щодо стандартів з обліку електричної енергії для суб'єктів оптового ринку / А.В. Праховник, В.І. Прокопець, О.В. Коцар // Прогресивні інформаційні та комп'ютерні технології для підвищення ефективності функціонування енергопостачальних компаній та електроенергетичних систем. Науково-практична конференція – Яремча, 13–17 лютого 2006.
8. Праховник А.В., Коцар О.В., Прокопець В.І. Сучасні принципи побудови АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОЕ споживачів в умовах енергоринку України // Энерг. и электрификация, 2006. –№4–С.2–7.
9. Праховник А.В, Коцар О.В. Концептуальні положення побудови АСКОЕ в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України // Энерг. и электрификация, 2009. –№2 –С.45 –50.
10. Праховник А.В., Коцар О.В. Формування інформаційного забезпечення розрахунків за електричну енергію в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України // Энерг. и электрификация, 2009.–№3 –С.40 –51.
11. Коцарь О.В. Базовые технические решения при построении распределенных АСКУЭ //Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні. 5-а Науково-практична конференція –Матеріали, Київ, 2005. –С.126–133.
12. Олійник Ю.С. Аналіз та впровадження АСКОЕ на підприємствах/Ю.С. Олійник// Системи обробки інформації, 2016, випуск 3(140), с.213-216.
13. Шестеренко А.В. Компенсация погрешности в электронных счетчиках электроэнергии/ А.В. Шестеренко// Электрические сети и системы. – 2004. - № 1-2. – С. 85-88.
14. Оперативно-информационный комплекс и автоматизированная система сбора телемеханической информации автоматизированной системы диспетчерского управления Северной электроэнергетической системы НЭК «Укрэнерго». Описание комплекса технических средств. Описание автоматизированных функций. Описание программного обеспечения. — Харьков: 2003.
15. Колпак Б.Д., Наталюк М.Ф., Калицинский Ю.Р. Поверка и контроль измерительных каналов ИИС: Обзорная информ. Сер. “Метрологическое обеспечение измерений”. Вып. 2. -М.: ВНИИКИ. -1983. -27 с.
16. Колпак Б., Наталюк М., Андрусак С. Автоматизовані системи вимірювання, контролю та обліку електроенергії: проблеми і методи метрологічної атестації // Матеріали 2-й международной конференции по управлению использованием энергии Tacis, BISTRO/96/052). -Львов,3-6 июня 1997г. -С.4-22–4-26.
17. Колпак Богдан. Концептуальні засади підвищення точності систем обліку енергоносіїв // Вісник Державного університету "Львівська політехніка". Проблеми економії енергії

- № 2. Видавництво Державного університету "Львівська політехніка". -Львів: 1999. - С. 154-157.
18. РД 34.11.206-88. Методические указания. Информационно-измерительные системы. Методика обработки экспериментальных данных метрологической аттестации. -М.: Союзтехэнерго, 1988. -32 с.
19. Колпак Б.Д. Метод розрахунково-експериментальної оцінки похибок вимірювальних каналів інформаційно-вимірювальних систем //Методи та прилади контролю якості - 2000. –№5. -С.29-34.