

## АНАЛІЗ ВПЛИВУ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ НА РІВЕНЬ ОБЛІКУ АКТИВНОЇ ТА РЕАКТИВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Ю.Ф. Тесик<sup>1\*</sup>, докт.техн.наук, О.Л. Карасінський<sup>1\*\*</sup>, канд.техн.наук,  
Р.М. Мороз<sup>1\*\*\*</sup>, канд.техн.наук, С.Ю. Пронзалева<sup>2\*\*\*\*</sup>, канд.техн.наук, М.В. Зайков<sup>2\*\*\*\*\*</sup>

<sup>1</sup> Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна.

E-mail: [luckyposhta@gmail.com](mailto:luckyposhta@gmail.com)

<sup>2</sup> НВО ТОВ «ЕЛВІН, Лтд»,  
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна.

*Розкрито одну з причин втрат електроенергії, обумовлену недосконалістю засобів її обліку. Виконано аналіз похибок засобів обліку активної та реактивної енергії в умовах роботи мережі у малокосинусних та малосинусних режимах. Знайдено залежності кутових похибок засобів вимірювання активної та реактивної енергії. Представлено графік зміни кутової похибки електролічильника активної енергії в діапазоні кутів зсуву фаз між напругою і струмом від  $-\pi/2$  до  $\pi/2$  та графік зміни кутової похибки електролічильника реактивної енергії в діапазоні кутів зсуву фаз між напругою та струмом від  $-0$  градусів до  $\pi$ . Показано, що втрати активної енергії через недосконалість засобів обліку активної енергії сягають нескінченності за умов наближення кута зсуву фаз між векторами струму та напруги до  $\pi/2$ , а втрати реактивної енергії – до значення  $\pi$ . Розраховано похибки вимірювання активної енергії, які свідчать про непридатність засобів обліку електроенергії, виготовлених за вимогами існуючих стандартів, для обліку електроенергії в малокосинусних режимах роботи мережі. Надано рекомендації щодо шляхів зниження похибки вимірювання лічильників активної та реактивної електроенергії. Бібл. 14, рис. 2, табл. 1.*

**Ключові слова:** режими роботи електричної мережі, трифазна мережа, похибки вимірювань, облік електричної енергії, втрати електроенергії, кутова похибка.

**Вступ.** Надзвичайно важливим кількісним показником технічного стану електричних мереж та рівня якості їхньої експлуатації є величина втрат електричної енергії (ЕЕ) і тенденції її змін [1, 2].

Загальні втрати ЕЕ в промислово розвинених країнах сягають 6-7% [3] від її загального обсягу. В Україні цей показник досягає 30% [4]. До структури втрат ЕЕ входять і втрати, обумовлені недосконалістю засобів її обліку [5, 6]. Додаткові похибки лічильників електроенергії виникають через зміну умов навколишнього середовища: зміни температури, вологості, підвищений рівень радіаційного опромінення і інші. Важливу роль відіграють також фактори впливу, які виникають в електричних мережах у процесі енергопостачання: підвищений рівень гармонік, коливання напруги і струму, коливання кутів зсуву фаз між векторами напруг і струмів, провали та зростання обвідних напруг, асиметрія векторів трифазної напруги мережі і інші. Ці фактори є невід'ємною частиною роботи електричних мереж. Якщо вплив навколишнього середовища змінює додаткові похибки як в плюс так і в мінус, то фактори, обумовлені режимами роботи мережі, змінюють їх, переважно, в мінус [7].

Синхронізація роботи ОЕС України з енергооб'єднанням країн континентальної Європи (ENTSO-E)» [8] призведе до зростання ціни на електроенергію і до більш прискіпливого її обліку. Відповідно будуть зростати вимоги до засобів обліку, похибки яких вносять свій вклад в структуру втрат ЕЕ.

Стандартами [9] додаткові кутові похибки засобів обліку активної енергії нормуються на кутах зсуву між векторами напруги і струму менше, ніж  $60^\circ$ , де їхні похибки знаходяться в припустимих межах. Але враховуючи те, що до розрахунків за перетікання реактивної енергії залучаються підприємства із заявленою потужністю 50 кВт і вище [10], можна зробити висновок, що підприємства з заявленою потужністю нижче 50 кВт, де не встановлюються конденсаторні установки, можуть генерувати в електричну мережу необмежені обсяги реактивної енергії. Це, в свою чергу, призводить

© Тесик Ю.Ф., Карасінський О.Л., Мороз Р.М., Пронзалева С.Ю., Зайков М.В., 2023  
ORCID ID: \* <https://orcid.org/0000-0001-6567-1436>; \*\* <https://orcid.org/0000-0002-5323-8106>;  
\*\*\* <https://orcid.org/0000-0002-4292-8160>; \*\*\*\* <https://orcid.org/0000-0002-2205-6035>;  
\*\*\*\*\* <https://orcid.org/0000-0002-0637-2492>

до падіння  $\cos \varphi$  до значень від 0,49 до 0,01 [11]. Підтвердженням цього є результати аналізу коефіцієнта потужності на підприємствах в сільських електромережах [12], де середнє за рік значення  $\cos \varphi$  становить 0,5. Тобто, реальні значення  $\cos \varphi$  50% часу у рік можуть сягати значення 0,9, а інші 50% часу становити значення 0,1. Якраз ці 50 % часу і призводять до суттєвого недообліку ЕЕ. Це пояснюється тим, що перетікання електричної енергії впродовж доби відбувається нерівномірно і призводить до суттєвих змін співвідношення активної та реактивної енергії. У періоди доби, коли навантаження значне і відбираються максимальні обсяги активної енергії, кут зсуву фаз між векторами напруг і струмів мережі може бути близьким до нуля. Тому реактивна складова потужності незначна. У вечірній час і вночі, коли навантаження значно менше і відбираються мінімальні обсяги активної енергії, кут зсуву фаз між векторами напруг і струмів мережі збільшується й залишається в межах від  $60^\circ$  до  $90^\circ$ . В цьому випадку реактивна енергія превалює над активною, оскільки інсталяції з індуктивним навантаженням не відключаються. З цієї ж причини існує недооблік енергії на високовольтних підстанціях на 330, 500 і 750 кВ, де перетікання активної енергії сягають тисяч мегават, а компенсація реактивної енергії або відсутня, або є ефективною тільки під час номінального навантаження.

Із наближенням кута зсуву фаз між векторами напруги й струму до  $90^\circ$  зростає від'ємне значення похибки вимірювання активної потужності через недосконалість вимірювальних трансформаторів струму. З наближенням кута зсуву фаз між векторами напруги і струму до нуля градусів з тієї ж причини зростає від'ємне значення похибки вимірювання реактивної потужності.

**Мета роботи** – виявити джерела технологічних втрат електроенергії, зумовлених недосконалістю існуючих стандартів в частині вимог до діапазону кутів зсуву фаз між векторами напруг і струмів сертифікованих засобів обліку, оцінити вплив режимів роботи мережі на похибки вимірювання активної і реактивної енергії та вказати на методи покращення метрологічних характеристик електрочисельників.

**Основні матеріали дослідження.** Вимірювання потужності у високовольтних мережах відбувається за структурною схемою [13], яка містить три трансформатори струму, три трансформатори напруги і трифазний лічильник електричної енергії. Недоліком цієї структури є наявність трансформаторів струму, які мають кут  $\Delta \varphi$  зсуву фаз вихідних сигналів по відношенню до кутів зсуву фаз вхідних сигналів, що призводить до значних похибок обліку ЕЕ, особливо за умов роботи мереж у малокосинусних та малосинусних режимах.

Активна потужність  $P$  визначається за формулою

$$P = UI \cos \varphi, \quad (1)$$

де  $U$  – напруга мережі;  $I$  – струм мережі;  $\varphi$  – кут зсуву фаз між векторами напруги та струму мережі.

Оскільки між первинними та вторинними векторами вимірювальних трансформаторів струмів і напруг існують певні кути зсуву фаз, формулу (1) слід представити наступним чином:

$$P = UI \cos(\varphi - \Delta \varphi) = UI(\cos \varphi \cos \Delta \varphi + \sin \varphi \sin \Delta \varphi), \quad (2)$$

де  $\Delta \varphi$  – кут зсуву фаз між векторами вторинних вимірювальних трансформаторів напруги й струму.

Оскільки значення кута  $\Delta \varphi$  близьке до нуля, приймемо значення функції  $\cos \Delta \varphi$  рівним одиниці. Тоді вираз (2) набуде наступного вигляду:

$$P = UI \cos \varphi + UI \sin \varphi \sin \Delta \varphi. \quad (3)$$

Перша складова виразу (3) є не що інше як істинне значення активної потужності  $P_i = UI \cos \varphi$ , тоді як друга складова являє собою абсолютну похибку вимірювання активної потужності, викликану наявністю кута зсуву фаз між вторинними векторами вимірювальних трансформаторів струмів і напруг  $\Delta P = UI \sin \varphi \sin \Delta \varphi$ . Відносно ж похибку вимірювання активної потужності, викликану кутом  $\Delta \varphi$ , можна представити наступним чином:

$$\delta_P(\varphi) = \frac{\Delta P}{P_i} = \frac{\sin \varphi \sin \Delta \varphi}{\cos \varphi} = \operatorname{tg} \varphi \sin \Delta \varphi, \quad (4)$$

де  $\delta_P(\varphi)$  – відносна кутова похибка вимірювання потужності.

З виразу (4) випливає, що відносна кутова похибка вимірювання потужності пропорційна тангенсу кута зсуву фаз між векторами напруги та струму мережі та синусу кута зсуву фаз, який вноситься вимірювальними трансформаторами струму і напруги.

Залежність похибки вимірювання активної потужності від кута зсуву фаз між векторами напруги і струму мережі представлено на рис. 1. Оскільки функція  $\sin \Delta\varphi$  є постійною величиною, характер цієї залежності повністю визначається функцією  $\operatorname{tg} \varphi$ .

З рис. 1 видно, що на кутах, близьких до  $90^\circ$ , відносна кутова похибка вимірювання активної потужності наближається до нескінченності, в той час, як за умови значень кута  $\varphi$ , близьких до  $0^\circ$ , ця похибка наближається до нуля.

Тому особлива увага до точності вимірювань засобів обліку активної енергії приділяється в умовах малокосинусних режимів роботи мереж.

Дотримуючись виразу (4), розрахуємо похибки найбільш поширеного в експлуатації засобу обліку класу точності 2.0 у робочому діапазоні кутів зсуву фаз між векторами струмів і напруг реальної електричної мережі. Для лічильників такого класу точності максимальна кутова похибка у відповідності до вимог стандарту за умови, що  $\varphi = 60^\circ$ , становить 3%. Тобто, припустимий паразитний кут зсуву фаз  $\Delta\varphi$  між векторами струму і напруги, викликаний недосконалістю засобу обліку, сягає  $1^\circ$ . Відповідно,  $\sin \Delta\varphi$  становить 0,0175. Результати розрахунків для всього діапазону представлено у таблиці. Як видно з таблиці, у точці діапазону, коли кут зсуву між векторами струму і напруги мережі дорівнює  $60^\circ$ , похибка  $\delta_p$  становить 3%, а за умови кутів менше  $60^\circ$  маємо  $\delta_p < 3\%$ . Таким чином, рівні кутових похибок у межах діапазону кутів зсуву фаз між векторами струмів і напруг від  $0$  до  $60^\circ$  відповідають рівням, вказаним у стандартах. Що ж стосується кутових похибок поза діапазоном від  $0$  до  $60^\circ$ , то  $\delta_p > 3\%$ .

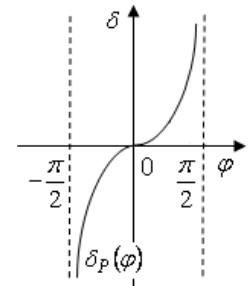


Рис. 1

$\varphi$ , град.	0,0	10	20	30	40	50	60	70	80	85	89
$\operatorname{tg} \varphi$	0,0	0,175	0,364	0,577	0,839	1,19	1,73	2,75	5,67	11,43	57,3
$\delta_p, \%$	0,0	0,03	0,64	1,01	1,47	2,08	3	4,8	9,9	20,0	100,0

Із таблиці видно, що після кута зсуву між векторами напруги й струму, який становить  $60^\circ$ , похибка вимірювання активної потужності стрімко зростає, що призводить до суттєвого недообліку енергії, який рівноцінний її втратам.

Реактивна потужність  $Q$  визначається за формулою

$$Q = UI \sin \varphi. \quad (5)$$

З урахуванням кута зсуву фаз між вторинними векторами вимірювальних трансформаторів напруги і струму вираз (5) можна представити наступним чином:

$$Q = UI \sin(\varphi - \Delta\varphi) = UI \sin \varphi \cos \Delta\varphi + UI \cos \varphi \sin \Delta\varphi, \quad (6)$$

Оскільки значення кута  $\Delta\varphi$  близьке до нуля, приймемо значення функції  $\cos \Delta\varphi$ , як і в першому випадку, рівним одиниці. Тоді вираз (6) набуде наступного вигляду:

$$Q = UI \sin \varphi + UI \sin \Delta\varphi \cos \varphi. \quad (7)$$

Перша складова виразу (7) є не що інше, як істинне значення реактивної потужності  $Q_i = UI \sin \varphi$ , тоді як друга складова являє собою абсолютну похибку вимірювання реактивної потужності, викликану наявністю кута зсуву фаз між вторинними векторами вимірювальних трансформаторів струмів і напруг  $\Delta Q = UI \cos \varphi \sin \Delta\varphi$ . Відносну ж похибку вимірювання реактивної потужності, викликану кутом  $\Delta\varphi$ , можна представити наступним чином:

$$\delta_Q(\varphi) = \frac{\Delta Q}{Q_i} = \frac{\cos \varphi \sin \Delta\varphi}{\sin \varphi} = \operatorname{ctg} \varphi \sin \Delta\varphi. \quad (8)$$

Залежність похибки вимірювання реактивної потужності від кута зсуву фаз між векторами напруги і струму мережі представлено на рис. 2. Оскільки функція  $\sin \Delta\varphi$  є постійною величиною, характер цієї залежності повністю визначається функцією  $\operatorname{ctg} \varphi$ .

Оскільки похибки вимірювання реактивної потужності за умов малосинусних режимів роботи мережі будуть аналогічними тим, що приведені у таблиці для похибок активної потужності за умов

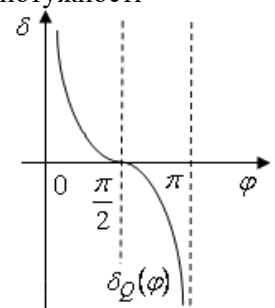


Рис. 2

малокосинусних режимів роботи мережі, результати розрахунків похибок вимірювання реактивної потужності не приводяться.

Похибки, наведені в таблиці в діапазоні кутів зсуву фаз між векторами струмів і напруг від  $60^\circ$  до  $89^\circ$ , не відповідають ряду класів точності засобів вимірювання, які підлягають сертифікації. Тобто, за умови малокосинусних і малосинусних режимів роботи мережі засоби обліку, створені за міжнародними стандартами, не підлягають сертифікації, а їхнє використання призводить до значних втрат електроенергії.

Такий рівень втрат електроенергії суттєво ускладнює зведення балансу між енергосистемами НЕК «Укренерго», між НЕК «Укренерго» та облenergo, а в подальшому і на міждержавному рівні.

**Висновки.** Таким чином, засоби обліку, виготовлені за існуючими міжнародними стандартами, не забезпечують повного обліку активної електричної енергії у малокосинусних режимах роботи мережі і повного обліку реактивної енергії у малосинусних режимах роботи мережі.

Усунення цього недоліку можливе шляхом удосконалення стандартів, у яких прономовано похибки вимірювання в усьому діапазоні кутів зсуву фаз від  $0,0^\circ$  до  $89^\circ$ , або шляхом створення нового стандарту для лічильників, які мають працювати у малокосинусних та малосинусних режимах роботи мережі.

Забезпечення метрологічних характеристик засобів обліку у відповідності до вимог цих стандартів досягається створенням комірок обліку на основі трансформаторів струму з кутовою похибкою на рівні  $0,001^\circ$  або створенням електролічильників з можливістю регулювання зміщення у часі вибірок сигналу [14] у каналі напруги по відношенню до вибірок сигналу у каналі струму.

Роботу виконано за рахунок бюджетної теми "Розвиток теоретичних основ прецизійного вимірювання режимних параметрів електричних мереж і створення нових методів відтворення електричних величин" (шифр – "ЮПТЕР-7"), КПКВК 6541030.

1. Petković P., Stevanović D. Detection of power grid harmonic pollution sources based on upgraded power meters. *Journal of Electrical Engineering*. 2014. Vol. 65. No 3. Pp. 163-168. DOI: <https://doi.org/10.2478/jee-2014-0025>.
2. Кулик В.В., Бурикін О.Б., Глоба О.В. Інформаційно-програмне забезпечення пофідерного аналізу й оптимізації втрат електроенергії у розподільних електромережах з розосередженим генеруванням. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2017. Вип. 48. С. 33-38. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2017.48.033>.
3. Dejan Stevanovic, Predrag Petkovic. Utility Needs Smarter Power Meters in Order to Reduce Economic Losses. *Facta Universitatis – Series: Electronics and Energetics*. 2015. No 28(3). Pp. 407-421. DOI: <https://doi.org/10.2298/FUEE1503407S>.
4. Саченко О.А. Концептуальна модель портфельного управління інноваційними проектами модернізації обладнання енергопідприємств. *Управління проектами та розвиток виробництва*. 2015. № 4(56). С. 61-70.
5. Puzović S., Koprivica B., Milovanović A., Đekić M. Analysis of measurement error in direct and transformed-operated measurement system for electric energy and maximum power measurement. *Facta Universitatis – Series: Electronics and Energetics*. 2014. Vol. 27. No 3. Pp. 389-398. DOI: <https://doi.org/10.2298/FUEE1403389P>.
6. Приведений С.А., Рой В.Ф. Вплив похибок вимірювальних трансформаторів на точність обліку електроенергії. *Коммунальное хозяйство городов. Научно-технический сборник*. 2009. № 86. С. 247-251.
7. Олейник В.Г., Хара С.А. Влияние погрешностей измерительных трансформатора тока и напряжения на коммерческие потери в энергосистеме. *Збірник наукових праць I Всеукраїнської науково-технічної конференції викладачів, аспірантів і студентів: Сучасні проблеми систем електропостачання промислових та побутових об'єктів*. 18-19 жовтня 2012 р. Донецьк: «ДВНЗ» ДонНТУ, 2012. 167 с.
8. Щодо синхронізації енергосистеми України з енергосистемою континентальної Європи. Новини галузі. ЕнергоВсесвіт. URL: <https://vse.energy/news/pek-news/1929-osp-entso-e> (дата звернення 20.01.2022).
9. ГОСТ 30207-94. Статические счетчики Ватт-часов активной энергии переменного тока. Классы точности 1 и 2. М.: Издательство стандартов, 1997. 16 с.
10. Порядок розрахунків за перетікання реактивної електричної енергії. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії затверджена наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 06.02.2018р. № 87 зі змінами внесеними згідно з наказом Міністерства енергетики України № 764 від 30.11.2020. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0109-21#Text> (дата доступу 05.07.2022)
11. Компенсация реактивной мощности. URL: [http://ss-energo.ru/cgi-bin/ss\\_energo/index.pl?text=page2&i=35](http://ss-energo.ru/cgi-bin/ss_energo/index.pl?text=page2&i=35) (дата доступу 02.07.2022)
12. Сотнік О.В. Методи зниження втрат електроенергії в сільських мережах напругою 0,4 кВ комунально-побутового призначення: автореф. дис. ... кандидата тех. наук: 05.14.02. Донецький національний технічний університет. Донецьк. 2012. 21с.
13. Тесик Ю.Ф., Пронзалева С.Ю. Вплив метрологічного забезпечення на ефективність використання електроенергії. *Гіротехнології, навігація, керування рухом і конструювання авіаційно-космічної техніки*. 2015. № 4. С. 229-233.

14. Карасинський О.Л., Тесик Ю.Ф. Корекція похибок у приладах для вимірювання параметрів електричної енергії. *Технічна Електродинаміка*. 2021. № 2. С. 84-90. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.02.084>.

#### ANALYSIS OF THE IMPACT OF NETWORK OPERATION REGIMES ON THE LEVEL OF ACCOUNTING ACTIVE AND REACTIVE ELECTRICITY

Yu.F. Tesik<sup>1</sup>, O.L. Karasinskiy<sup>1</sup>, R.M. Moroz<sup>1</sup>, S.Iu. Pronzeleva<sup>2</sup>, M.V. Zaikov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,

pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

E-mail: [luckyposhta@gmail.com](mailto:luckyposhta@gmail.com)

<sup>2</sup> NGO LLC «ELVIN, Ltd»,

pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

*One of the reasons of losses of the electric power caused by imperfection of means of its account is revealed. The analysis of errors of means of the account of active and reactive energy in the conditions of work of a network in low-sine and low-sine modes is executed. The dependences of the angular errors of the means of measuring active and reactive energy are found. The graph of the change of the angular error of the active energy meter in the range of phase shift angles between voltage and current from  $-\pi/2$  to  $\pi/2$  and the graph of the angular error of the reactive energy meter in the range of phase shift angles between voltage and current from  $-0$  degrees to  $\pi$  are presented. The loss of active energy due to imperfection of active energy meters reaches infinity under the conditions of approaching the phase shift angle between current and voltage vectors to  $\pi/2$ , and the loss of reactive energy reaches infinity under the conditions of approaching the phase shift between current and voltage vectors to  $\pi$  are shown. The errors of active energy measurement are calculated, which indicate the unsuitability of electricity meters manufactured in accordance with existing standards for metering of electricity in low-cosine modes of network operation. References 14, figures 2, tables 1.*

**Key words:** modes of operation of the electrical network, three-phase network, measurement errors, electricity metering, electricity consumption, angular error.

1. Petković P., Stevanović D. Detection of power grid harmonic pollution sources based on upgraded power meters. *Journal of Electrical Engineering*. 2014. Vol. 65. No 3. Pp. 163-168. DOI: <https://doi.org/10.2478/jee-2014-0025>.
2. Kulyk V.V., Burykin O.B., Globa O.V. Informational program for safe post-feeder analysis of electro-optimergy losses in separate power grids with distributed generation. *Pratsi Institutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2017. Vyp. 48. Pp. 33-38. (Ukr). DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2017.48.033>.
3. Dejan Stevanovic, Predrag Petkovic. Accuracy of Digital Electricity Meters. Electric power research institute (EPRI). May 2010. Utility Needs Smarter Power Meters in Order to Reduce Economic Losses. *Facta universitatis – Series: Electronics and Energetics*. 2015. No 28(3). Pp. 407-421. DOI: <https://doi.org/10.2298/FUEE1503407S>.
4. Sachenko O.A. Conceptual model of portfolio management of innovative projects of equipment modernization of energy enterprises. *Upravlinnia proektamy ta rozvytok vyrobnytsva*. 2015. No 4(56). Pp. 61-70. (Ukr)
5. Puzović S., Koprivica B., Milovanović A., Đekić M. Analysis of measurement error in direct and transformed-operated measurement system for electric energy and maximum power measurement. *Facta Universitatis – Series: Electronics and Energetics*. 2014. Vol. 27. No 3. Pp. 389-398. DOI: <https://doi.org/10.2298/FUEE1403389P>.
6. Pryvedenyi S.A., Roi V.F. The impact of measuring transformer errors on the accuracy of electricity metering. *Communalnoe khoziaistvo gorodov. Nauchno-tehnicheskii sbornik*. 2009. No 86. Pp. 247-251. (Ukr).
7. Oleinik V.G., Khara S.A. Influence of errors of measuring current and voltage transformers on commercial losses in the power system. *Zbirnyk naukovykh prats I Vseukrainskoi naukovo-tehnichnoi konferentsii vykladachiv, aspirantiv i studentiv: Suchasni problemy system elektropostachannia promyslovykh ta pobutivnykh obektiv*. 18-19 July 2012 Donetsk: "DVNZ" DonNTU, 2012. 167 p. (Rus)
8. Regarding the synchronization of the energy system of Ukraine with the energy system of continental Europe. Industry news. EnerhoVsesvit. URL: <https://vse.energy/news/pek-news/1929-osp-entso-e> (accessed at 01.20.2022). (Ukr)
9. GOST 30207-94. Static meters Watt-hours of active AC energy. Accuracy classes 1 and 2. Moskva: Izdatelstvo standartov, 1997. 16 p. (Rus)
10. The order of calculations for the flow of reactive electrical energy. The method of calculating the fee for the flow of reactive electricity was approved by the order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine dated February 6, 2018. No 87 with changes introduced in accordance with the order of the Ministry of Energy of Ukraine No 764 dated 30.11.2020. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0109-21#Text> (accessed at 05.07.2022). (Ukr)
11. Reactive power compensation. URL: [http://ss-energo.ru/cgi-bin/ss\\_energo/index.pl?text=page2&i=35](http://ss-energo.ru/cgi-bin/ss_energo/index.pl?text=page2&i=35) (accessed at 02.07.2022). (Rus)
12. Sotnik O.V. Methods of reducing electricity losses in rural networks with a voltage of 0.4 kV for communal and household purposes: author's abstract of Phd. tech. sci. diss.: 05.14.02. Donetskii natsionalnyi tekhnichniy universytet. Donetsk. 2012. 21 p. (Ukr)
13. Tesyk Yu.F., Pronzeleva S.Yu. The influence of metrological support on the efficiency of electricity use. *Hiro-tekhnohii, navihatsiia, keruvannia rukhom i konstruiuvannia aviatsiino-kosmichnoi tekhniki*. 2015. No 4. Pp. 229-233. (Ukr)
14. Karasynskiy O.L., Tesyk Y.F. Correction of errors in devices for measuring electrical energy parameters. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2021. No 2. Pp. 84-90. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.02.084>.

Надійшла 16.05.2022  
Остаточний 31.01.2023