

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний технічний університет
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
Кафедра електротехніки

Н.С. Дрешпак

ІНФОРМАЦІЙНІ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕНЕРГІЇ.
МАТЕРІАЛИ МЕТОДИЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ
ДО ВИКОНАННЯ ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ

для студентів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Дніпро
НТУ «ДП»
2021

Дрешпак Н.С.

Інформаційні системи обліку енергії. Матеріали методичного забезпечення до виконання практичних занять для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/ Н.С. Дрешпак; М-во освіти і науки України; Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». –Д: НТУ «ДП», 2021. – 18 с.

Автор:

Н.С. Дрешпак, канд. техн. наук, доц.

Затверджено до видання на підставі експертизи науково-методичного центру і засідання редакційної ради університету (від 30.08.2021, протокол № 7) за поданням методичної комісії спеціальності (протокол №21/22-01 від 30.08.2021р).

Відповідальний за випуск завідувач кафедри електротехніки, канд. техн. наук Ципленков Д.В.

Вступ

Навчальна програма дисципліни «Інформаційні системи обліку енергії» передбачає як проведення лекційних, так і практичних занять. Дисципліну вивчають студенти спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Дисципліна має тісний зв'язок з іншими фаховими дисциплінами, що викладаються кафедрою систем електропостачання, і мають значний вплив на формування відповідних знань та вмінь студентів. Важливим є зосередження уваги на принципах побудови систем обліку електроенергії, їх точності, стійкості до впливу зовнішніх чинників. З цієї точки зору необхідно розкрити існуючі зв'язки між показниками систем обліку і факторами, що значною мірою впливають на результати вимірювань. Ураховуючи значну кількість факторів, слід звернути увагу на найбільш впливові і дати конкретну оцінку існуючого впливу. Методичні вказівки складені таким чином, що їх зміст торкається найбільш важливих моментів, започаткованих вище.

Спершу розглядаються питання, що виникають при підключенні системи обліку до електричної мережі. Потім аналізуються конкретні схеми підключення. Увага зосереджується на системах, що використовують індукційні та електронні лічильники. Ураховуючи існуючі між ними відмінності, зроблені відповідні акценти на відбір факторів, що впливають на похибку вимірювання. Наведені формули для розрахунку похибок. Усе це дозволяє студенту скласти цілісну картину існуючих підходів до обліку електроенергії та проблем, що виникають.

1. Принцип дії та схеми підключення лічильників

1.1. Загальні положення та основні визначення

Відомо, що основною метою обліку електроенергії є отримання достовірної інформації про кількість виробництва, передачі, розподілу і споживання електричної енергії та потужності. На його основі здійснюють фінансові (комерційні) розрахунки за електроенергію та потужність між суб'єктами оптового і роздрібного ринку споживання; управління режимами електроспоживання; визначення і прогнозування всіх складових балансу електроенергії; визначення вартості і собівартості виробництва, передачі і розподілу електроенергії і потужності.

Розрахунковий (комерційний) облік електроенергії - облік електроенергії для грошового розрахунку за неї. Лічильники, що встановлюються для розрахункового обліку, називаються розрахунковими лічильниками.

Технічний (контрольний) облік електроенергії - облік для контролю витрат електроенергії всередині електростанцій, підстанцій, підприємств, для розрахунку і аналізу втрат електроенергії в електричних мережах, а також для обліку витрати електроенергії на виробничі потреби. Лічильники, що встановлюються для технічного обліку, називаються лічильниками технічного обліку.

Лічильники, що враховують активну електроенергію, називаються лічильниками активної енергії. Лічильники, що враховують інтегровану реактивну потужність - за обліковий період, називаються лічильниками реактивної енергії.

Споживач електричної енергії (абонент) - підприємство, організація, територіально відособлений цех, будівельний майданчик, квартира та ін., у яких приймачі електроенергії приєднані до електричної мережі енергопостачальної організації.

Повірка засобів вимірювань - сукупність операцій, виконуваних органами метрологічної служби з метою визначення та підтвердження відповідності засобу вимірювань встановленим технічним вимогам;

Вимірювальний комплекс засобів обліку електроенергії - сукупність пристроїв одного приєднання, призначених для вимірювання та обліку електроенергії (трансформатори струму, трансформатори напруги, лічильники електричної енергії) і з'єднаних між собою за встановленою схемою.

Система обліку електроенергії - сукупність вимірювальних комплексів, встановлених на енергооб'єкті.

На стадії проектування енергооб'єкта повинна визначатися відносна похибка вимірювальних комплексів і забезпечуватися її мінімізація.

Система обліку електроенергії повинна виконувати задані функції при нормальних, аварійних і післяаварійних режимах роботи електричної мережі.

Система обліку електроенергії повинна бути захищена від впливу електромагнітних полів, механічних пошкоджень і від несанкціонованого доступу напруги.

Підключення струмових обмоток лічильників до вторинних обмоткам трансформаторів струму слід виконувати, як правило, окремо від ланцюгів релейного захисту та спільно з електровимірювальними приладами. Якщо роздільне їх приєднання вимагає установки додаткових трансформаторів струму, допускається спільне приєднання струмових ланцюгів, якщо це не призведе до зниження класу точності і надійності ланцюгів трансформаторів струму і забезпечить необхідні характеристики пристроїв релейного захисту.

Навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів напруги, на які включаються лічильники, не повинні перевищувати номінальних значень.

При прийнятті в експлуатацію системи обліку електроенергії на енергооб'єкті, а також при змінах схеми і режимів роботи, що впливають на точність обліку, повинні визначатися відносні похибки вимірювальних комплексів. Якщо похибки перевищують допустимі, повинні бути вжиті заходи щодо виявлення та усунення причин.

Персонал енергооб'єкта несе відповідальність за цілісність розрахункового лічильника, його пломб і за відповідність електричних характеристик ланцюгів системи обліку електроенергії встановленим вимогам.

Облік активної електроенергії забезпечує визначення кількості енергії, що виробляється генераторами електростанцій; споживається на власні та господарські потреби електростанцій та підстанцій; відпускається споживачам по лініях, які відходять від шин електростанції до споживачів; переданої в інші енергосистеми або отриманої від них; відпущеної споживачам з електричної мережі.

Облік реактивної електроенергії забезпечує можливість визначення кількості реактивної електроенергії, отриманої споживачем від електропостачальної організації або переданої їй, тільки в тому разі, якщо за цими даними проводяться розрахунки або контроль дотримання заданого режиму роботи компенсуючих пристроїв.

1.2. Місця встановлення засобів обліку електроенергії

Лічильники для розрахунку електропостачальної організації зі споживачами електроенергії рекомендовано встановлювати на межі поділу мережі (за балансовою приналежністю) електропостачальної організації та споживача.

Розрахункові лічильники активної електроенергії на підстанції, що належить споживачеві, мають встановлюватися:

1) на вводі лінії електропередавання до підстанції споживача за відсутності електричного зв'язку з іншою підстанцією;

2) з боку вищої напруги трансформаторів підстанції споживача за наявності електричного зв'язку з іншою підстанцією.

Допускається встановлювати лічильники з боку нижчої напруги трансформаторів у разі, коли трансформатори струму, вибрані за струмом КЗ або за характеристиками диференціального захисту шин, не забезпечують необхідної точності обліку електроенергії, а також коли в наявних вбудованих трансформаторах струму відсутня обмотка класу точності 0,5.

1.3. Блок-схеми електромеханічного та цифрового лічильників

Для виконання розрахунку електричної енергії, яка споживається за певний проміжок часу, необхідно інтегрувати миттєві значення активної потужності. Потужність дорівнює добутку напруги на струм в мережі в даний момент часу. Виходячи із цього принципу працює будь-який лічильник електричної енергії. На рис.1 показана блок-схема електромеханічного лічильника.

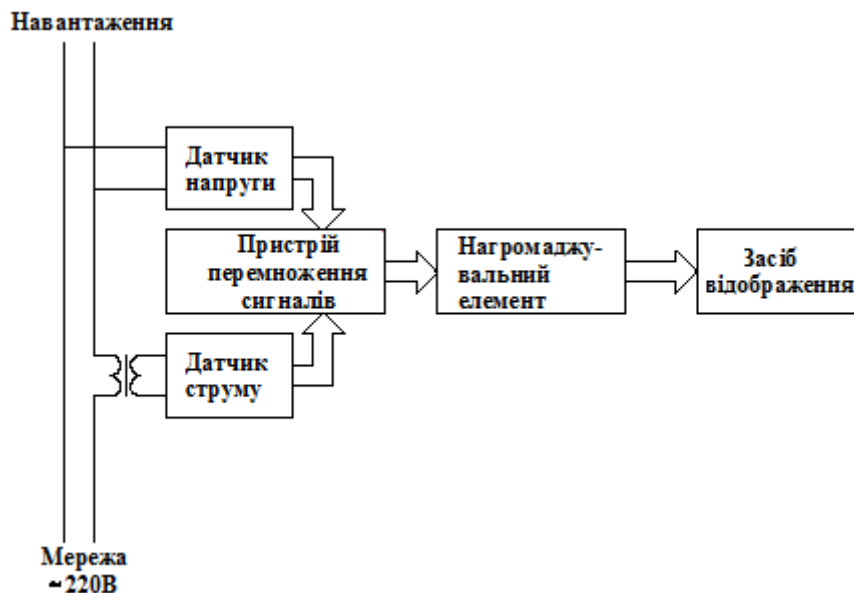


Рис.1. Блок-схема електромеханічного лічильника електричної енергії

Створення цифрового лічильника електричної енергії (рис.2) вимагає наявності спеціалізованих засобів, здатних перемножувати сигнали і надавати отримане значення в зручній для мікроконтролера формі. Наприклад, використовуючи перетворювач активної потужності в частоту слідування імпульсів. Загальна кількість імпульсів підраховується мікроконтролером. Їх значення пропорційно споживаній електроенергії.

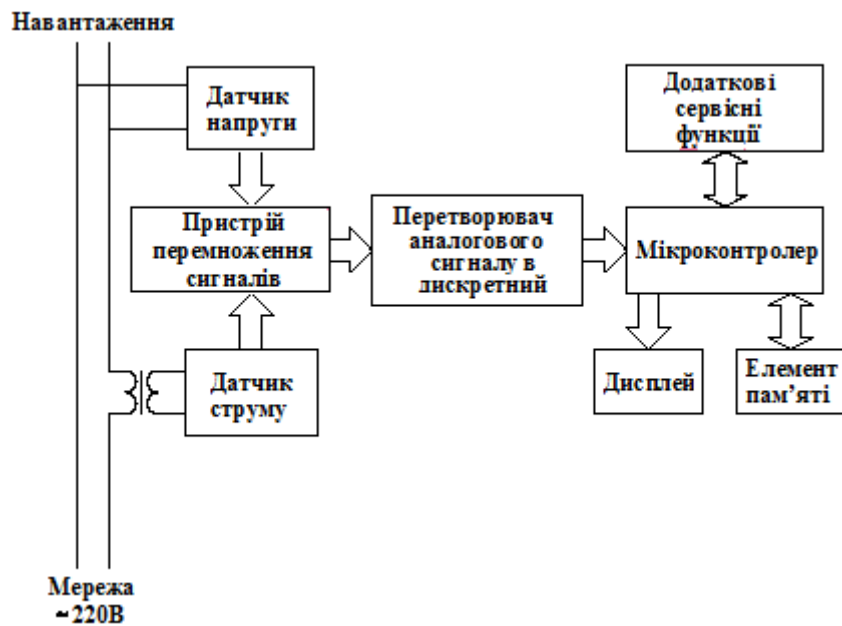


Рис.2. Блок-схема цифрового лічильника електричної енергії

Наявні сервісні функції, такі як дистанційний доступ до лічильника, доступ до інформації про накопичену енергію і багато інших. Наявність цифрового дисплея дозволяє програмно встановлювати різні режими виведення інформації, наприклад, виводити на дисплей інформацію про значення спожитої енергії за кожний місяць, за різними тарифами і тому подібне.

1.4. Схеми підключення лічильників електроенергії

Схема підключення до мережі однофазного лічильника показана на рис.3. Гвинт напруги призначений для відключення обмотки напруги при повірці електролічильника.

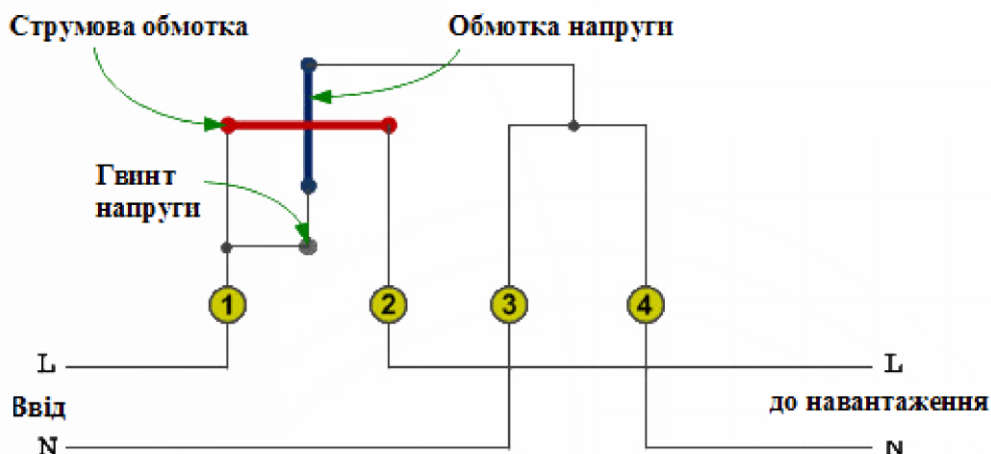


Рис.3. Схема підключення однофазного лічильника

Однолінійна схема мережі з однофазним лічильником наведена на рис.4.

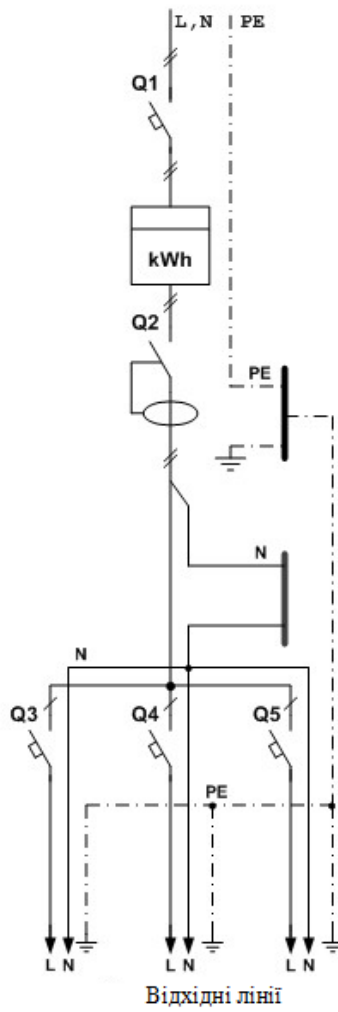


Рис.4. Однолінійна схема електричної мережі

Пряме підключення трифазного лічильника (рис.5).

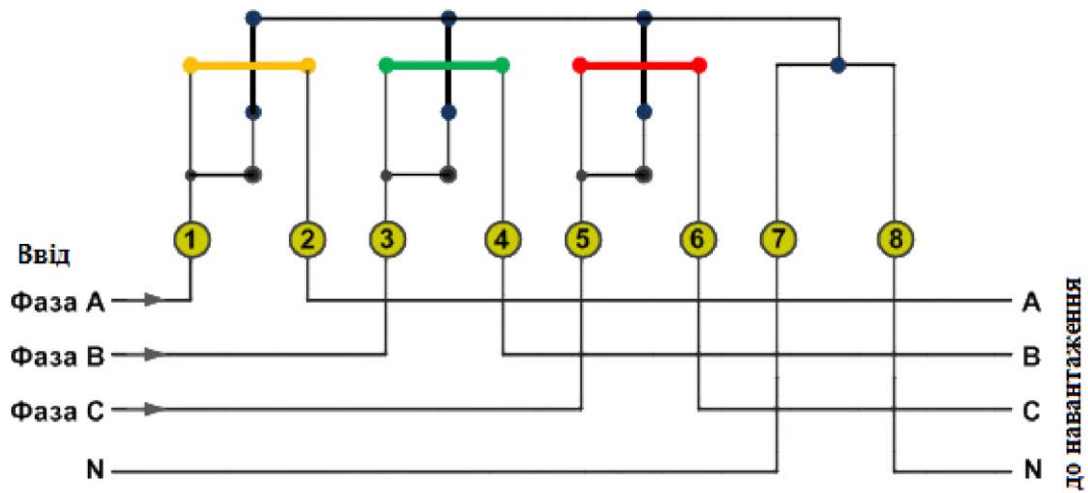


Рис.5. Пряме підключення трифазного лічильника

Десятипровідна схема (рис.6). Ця схема має роздільні ланцюги струму і напруги, що є плюсом з погляду електробезпеки. Мінусом схеми можна назвати велику кількість проводів, потрібних для підключення лічильника.

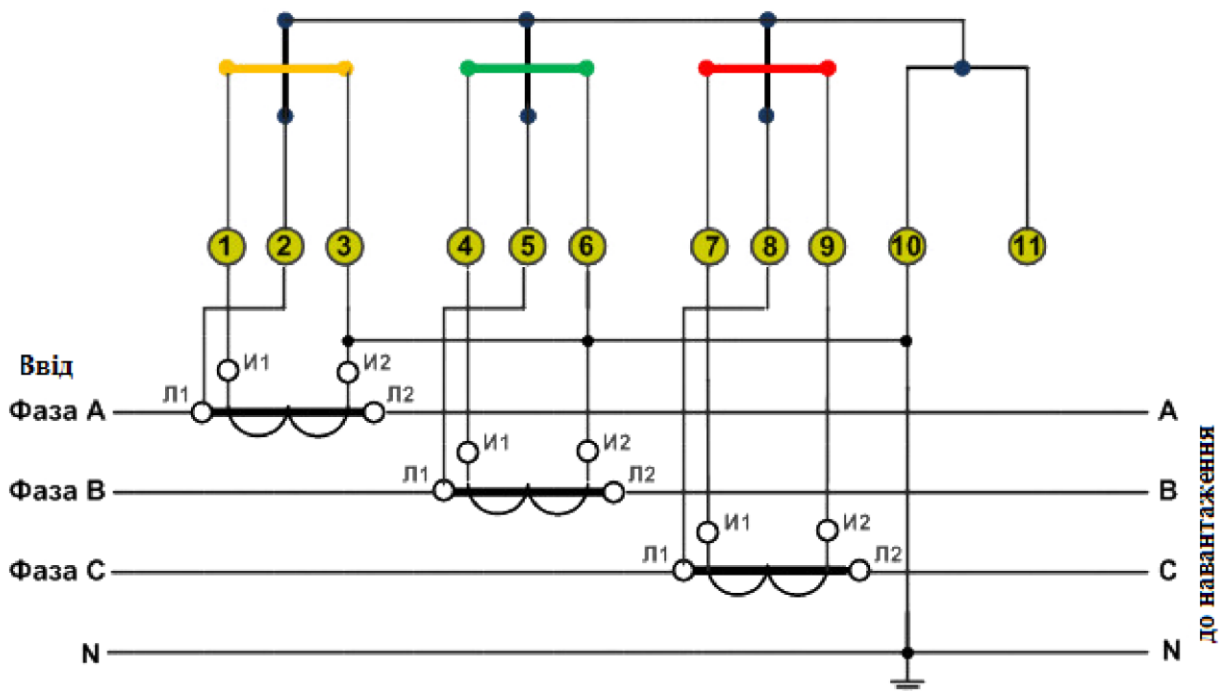


Рис.6. Десятипровідна схема лічильника

Включення трансформаторів струму в зірку (рис.7). Дана схема вимагає наявності меншої кількості проводів для підключення.

Включення зіркою досягається з'єднанням виведення И2 всіх обмоток трансформаторів в спільну точку і підключенням до затиску Л1 лічильника. Затискачі 3,6,9 і 10 з'єднуються між собою і підключаються до нейтралі.

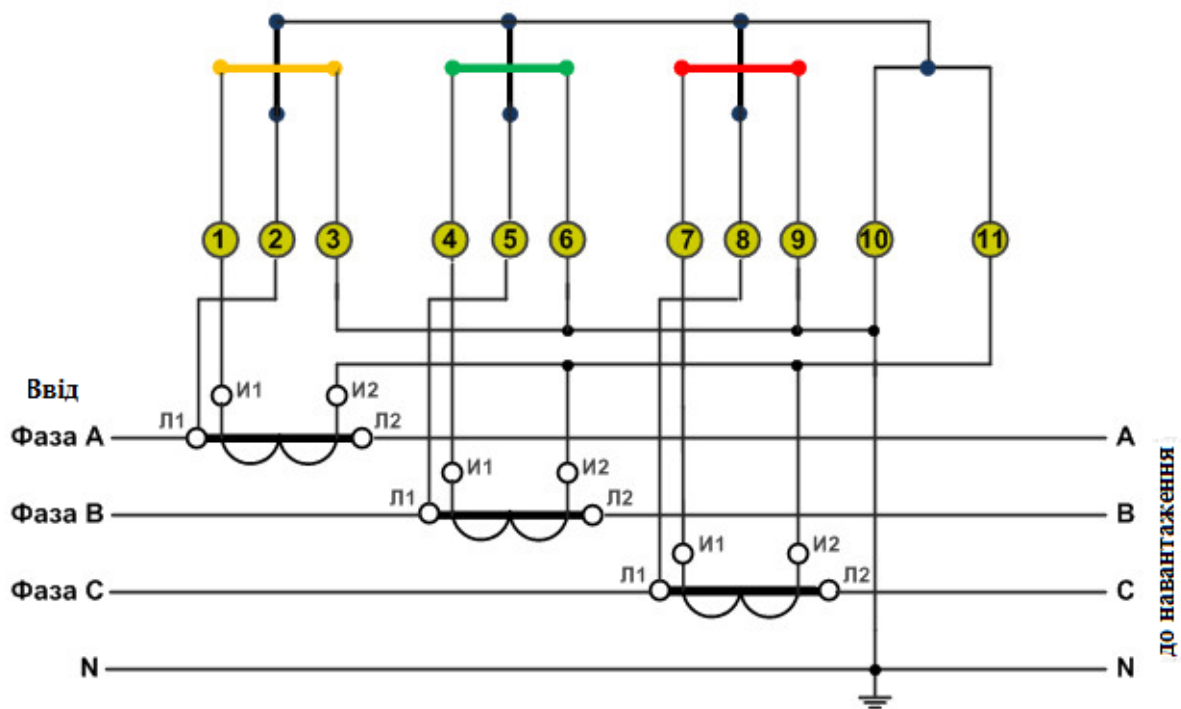


Рис.7. Включення трансформаторів струму в зірку

Зрозуміло, що в практиці можуть застосовуватись різні схемні рішення для підключення лічильників. Вибір конкретного варіанту залежить від конкретних умов для проведення цієї операції.

Контрольні питання

1. В чому полягає відмінність розрахункового (комерційного) та технічного (контрольного) обліку електроенергії?
2. Що називається лічильником активної електроенергії?
3. Дайте визначення системі обліку електроенергії та перерахуйте основні вимоги, які необхідно дотримуватись при їх експлуатації.
4. Розкрийте основні правила підключення обмоток лічильника в системах обліку електроенергії.
5. Назвіть місце встановлення розрахункових лічильників на підстанції споживача.
6. Розкрийте структуру цифрового лічильника електроенергії та принцип його роботи.
7. Перерахуйте існуючі схеми підключення лічильників електроенергії.
8. Поясніть схему прямого підключення однофазного лічильника електроенергії в системі обліку.
9. Поясніть схему підключення трифазного лічильника електроенергії в системі обліку.
10. Поясніть схему підключення трифазного лічильника електроенергії за допомогою трансформатора струму.

2. Методика визначення похибки вимірювання електроенергії індукційними та електронними лічильниками

2.1. Умови вимірювання показників електроспоживання

Методика поширюються на вимірювання кількості активної електричної енергії змінного струму промислової частоти, що здійснюється в умовах сталих режимів роботи енергосистем і при якості електроенергії, що задовольняє вимогам стандарту, за допомогою постійно діючих вимірювальних комплексів з використанням лічильників електроенергії індукційної або електронної системи.

До складу вимірювальних комплексів (ВК) систем обліку активної електроенергії в якості засобів вимірювань (ЗВ) входять вимірювальні трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН), індукційні або електронні лічильники (ЛЧ) активної електроенергії, а також лінії зв'язку (ЛЗ) між трансформаторами напруги і лічильниками.

Умови експлуатації лічильників і вимірювальних трансформаторів повинні знаходитися в межах робочих умов їх застосування. Оцінка показників точності вимірювань кількості активної електроенергії в реальних умовах експлуатації проводиться за показаннями електrolічильників та нормованим метрологічним характеристикам лічильників і трансформаторів. Допустимі класи точності наведені в табл. 1.

Таблиця 1

Допустимі класи точності лічильників і вимірювальних трансформаторів, а також допустимі рівні втрат напруги в лініях зв'язку при обліку електроенергії

Найменування	Розрахунковий облік				Технічний облік			
	Класи точності для			δU , % $U_{\text{норм}}$	Класи точності для			δU , % $U_{\text{норм}}$
	ЛА	ТС	ТН		ЛА	ТС	ТН	
Генератори потужністю більше 50 МВт, міжсистемні лінії електропередачі 220 кВ і вище, трансформатори потужністю 63 МВ × А і більше	0,5	0,5	0,5	0,25	1,0	1,0	1,0	1,5
Генератори потужністю 15 - 20 МВт, міжсистемні лінії електропередачі 110 - 150 кВ, трансформатори потужністю 10 - 40 МВ × А	1,0	0,5	0,5	0,25	2,0	1,0	1,0	1,5

Найменування	Розрахунковий облік				Технічний облік			
	Класи точності для			δU , % $U_{\text{норм}}$	Класи точності для			δU , % $U_{\text{норм}}$
	ЛА	ТС	ТН		ЛА	ТС	ТН	
Інші об'єкти обліку	2,0	0,5	1,0	0,5	2,0	1,0	1,0	1,5

ЛА - лічильники активної електроенергії; ТС - вимірювальний трансформатор струму; ТН - вимірювальний трансформатор напруги; δU - втрати напруги у відсотках від номінального значення.

2.2. Методика розрахунку

Як показники точності вимірювань кількості активної електроенергії приймаються межі, в яких сумарна похибка вимірювань перебуває з заданої ймовірністю. Результати вимірювань подаються у формі

$$W; \Delta W \text{ від } \Delta W_{\text{в}} \text{ до } \Delta W_{\text{н}}; P,$$

де W - результат вимірювань за показаннями лічильника, кВт*г; ΔW , $\Delta W_{\text{в}}$, $\Delta W_{\text{н}}$ - абсолютна похибка вимірювань з її верхньої та нижньої межею відповідно, кВт*г; P - встановлена довірна ймовірність, з якою похибка вимірювань знаходиться в цих межах.

Довірна ймовірність приймається рівною 0,95; довірчі межі похибки результату вимірювань приймаються

$$|\Delta W_{\text{в}}| = |\Delta W_{\text{н}}| = \Delta W.$$

Сумарна абсолютна похибка вимірювання кількості електроенергії (ΔW) кВт* год, визначається як

$$\Delta W = \pm \delta_{\text{ВК}}(W/100), \quad (1)$$

де $\delta_{\text{ВК}}$ - сумарна відносна похибка вимірювального комплексу, %.

Граничне значення допустимої похибки ВК в реальних умовах експлуатації ($\delta_{\text{ВК}}$) визначається як сукупність окремих похибок ЗВ, розподілених за законом рівномірної щільності

$$\delta_{\text{ВК}} = 1,1 \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_{\text{орі}}^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^l \delta_{\text{оріj}}^2}, \quad (2)$$

де $\delta_{\text{орі}}$ - межа допустимого значення основної похибки i -го ЗВ, %; $\delta_{\text{оріj}}$ - найбільше можливе значення додаткової похибки i -го ЗВ від j -ої величини, що впливає на вимірювання; n - кількість ЗВ, що входять до складу ВК; l - кількість величин, що впливають на похибку, і для яких нормовані зміни метрологічних характеристик i -го ЗВ.

Відповідно до формули (2) числове значення гранично допустимої похибки вимірювального комплексу при трансформаторному підключенні лічильника розраховується за формулою

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{pI}^2 + \delta_{pU}^2 + \delta_{pI}^2 + \delta_{p\theta}^2 + \delta_{орлч}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{pлчj}^2}, \quad (3)$$

де δ_{pI} , δ_{pU} - межі допустимих значень похибок відповідно ТС і ТН по модулю вхідної величини (струму і напруги) для конкретних класів точності, %; δ_{pI} - межа допустимих втрат напруги у вторинних ланцюгах ТН, %; $\delta_{p\theta}$ - граничне значення складової сумарної похибки, викликані кутковими похибками ТС і ТН, %; $\delta_{орлч}$ - межа допустимого значення основної похибки лічильника, %; $\delta_{pлчj}$ - граничні значення додаткових похибок лічильника, %.

2.3. Метрологічні характеристики, які підлягають розрахунку

При застосуванні методики визначаються гранично допустимі значення окремих похибок ЗВ, що входять у вимірювальний комплекс, для існуючих умов експлуатації.

Розраховується також довірчий інтервал з гранично допустимими нижньою $\delta_{вкн}$ і верхньою $\delta_{вкв}$ межами, в якому з заданою довірчою ймовірністю ($P = 0,95$) знаходиться сумарна відносна похибка вимірювального комплексу в умовах експлуатації.

Потім розраховується довірчий інтервал з гранично допустимими нижньою ΔW_n і верхньою ΔW_v межами, в якому з заданою довірчою ймовірністю ($P = 0,95$) знаходиться абсолютна похибка результату вимірювань.

Результатами розрахунку є чисельні значення меж довірчого інтервалу ΔW .

2.4. Вихідні дані для розрахунку похибки вимірювання

Розрахунок проводиться для ВК з трансформаторною схемою підключення трифазного лічильника електроенергії. Класи точності ТС і ТН пофазно рівні.

Засоби вимірювання, що входять до складу ВК, характеризуються гранично допустимими значеннями похибок відповідно до класів точності.

Якщо діапазон зміни первинного струму I_1 відомий, то для похибок ТС приймаються граничні значення похибок для нижньої межі діапазону струму $I_{1\text{мін}}$, всередині якого знаходиться реальний діапазон зміни струму мережі. В іншому випадку в якості похибок ТС для розрахунку приймаються найбільші з усіх значень, нормованих для даного класу ТС.

Для ліній зв'язку ТН з лічильником електроенергії приймаються гранично допустимі значення похибки напруги у вигляді втрат напруги на рівні 0,25%, 0,5% або 1,5% від $U_{2ном}$.

Складова відносної похибки ВК, що зумовлена кутовими похибками компонентів трансформаторної схеми підключення лічильника, розраховується за формулою

$$\delta_{p\theta} = 0,0291 \cdot \theta \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (4)$$

$$\theta = \pm \sqrt{\theta_{pI}^2 + \theta_{pU}^2}, \quad (5)$$

де θ - сумарний фазовий зсув між векторами струму і напруги на вході лічильника, хв; φ - кут зсуву між векторами струму і напруги контрольованої мережі (первинних струму і напруги), град; θ_{pI} - межа допустимого значення кутової похибки ТС при $I_1 = I_{1\min}$, хв; θ_{pU} - межа допустимого значення кутової похибки ТН, хв.

Похибки індукційного лічильника визначаються за паспортними даними або результатами повірки в робочих умовах застосування.

При наявності апріорних відомостей про параметри контрольованої мережі I і $\cos\varphi$ значення основної похибки індукційного лічильника приймається рівним найбільшому значенню допустимої систематичної похибки класу точності для відповідного діапазону зміни робочого струму лічильника при тому нормативному значенні $\cos\varphi$, яке найбільш близьке до реального. В іншому випадку в якості $\delta_{орлч}$ приймається найбільше з усіх нормованих для даного класу значень похибки, тобто значення при $I=0,1I_{ном}$ і $\cos\varphi=0,5$.

Додаткові похибки індукційного лічильника виникають при відхиленні від нормальних значень величин, що впливають на їх появу, і розраховуються з використанням функцій впливу по i -ому значенні межі зміни величин: напруги, частоти, температури, нахилу установки лічильника, зовнішнього магнітного поля.

Найбільше із можливих значень додаткової похибки $\delta_{рлчj}$ від величини ζ , що впливає на похибку, і обчислюється за формулою

$$\delta_{рлчj} = K_{pj} \cdot \Delta\zeta_{pj}, \quad (6)$$

де K_{pj} - граничне значення коефіцієнта зміни систематичної складової відносної похибки лічильника; $\Delta\zeta_{pj}$ - межа зміни величини, що впливає на похибку, в реальних або в робочих умовах застосування лічильника.

Похибки електронного лічильника визначаються за паспортними даними для конкретного типу лічильника або за даними повірки в робочих умовах застосування.

Межа допустимого значення основної похибки $\delta_{орлч}$ (%) електронного лічильника активної енергії визначається залежно від m -відношення добутку

значень параметрів реальних вхідних сигналів I , U та $\cos \varphi$ до добутку номінальних значень параметрів лічильника:

$$m = \frac{U \cdot I \cdot \cos \varphi}{U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном}}} \quad (7)$$

і обчислюється для $0,01 \leq m < 0,2$ по формулі

$$\delta_{\text{орлч}} = \pm K_{\text{кл}} \cdot (0,9 + 0,02/m), \quad (8)$$

а для $m \geq 0,2$ визначається як

$$\delta_{\text{орлч}} = \pm K_{\text{кл}}, \quad (9)$$

где $K_{\text{кл}}$ - клас точності лічильника.

Додаткові похибки електронних лічильників нормовані для наступних величин: зміна температури оточуючого повітря при відхиленні від нормального $t_{\text{норм}}$ до будь-якого значення t в межах робочих умов, відхилення частоти $\Delta f \leq 2,5$ Гц від нормального значення 50 Гц, вплив зовнішнього магнітного поля індукції 5 мТ. При цьому визначаються найбільш можливі значення додаткових похибок електронного лічильника:

$$\begin{aligned} \delta_{\text{рлч1}} = \delta_{\text{рлчt}} &= 0,05 \cdot \delta_{\text{оррл}} \cdot \Delta t, \% \\ \delta_{\text{рлч2}} = \delta_{\text{рлчf}} &= 0,5 \cdot \delta_{\text{оррл}}, \% \\ \delta_{\text{рлч3}} = \delta_{\text{рлчмагн}} &= \delta_{\text{оррл}}, \% \end{aligned} \quad (10)$$

де $\Delta t = t - t_{\text{норм}}$.

2.5. Завдання для виконання розрахунків похибки вимірювання

На практичних заняттях студенти виконують розрахунки похибок вимірювання електронного та індукційного лічильників у відповідності до наступних варіантів вихідних даних.

Для індукційного лічильника

Характеристики вхідних сигналів вимірювального комплексу за обліковий період:

$$f = 50 \pm 0,5 \text{ Гц}$$

$$\cos \varphi = 0,8 \text{ інд.}$$

Варіанти:

$$1) I = (0,2, 0,8) I_{\text{ном}};$$

$$U = (0,8, 1,0) U_{\text{ном}};$$

$$2) I = (0,8, 1,1) I_{\text{ном}};$$

$$U = (0,9 , 1,1) U_{\text{ном}};$$

$$3) I = (0,2 , 1) I_{\text{ном}};$$

$$U = (0,9 , 1,0) U_{\text{ном}};$$

$$4) I = (0,5 , 0,8) I_{\text{ном}};$$

$$U = (0,9 , 1,2) U_{\text{ном}};$$

Фази мережі рівномірно навантажені. Використано лічильник САЗУ-И. Клас точності - 1. Використано трансформатор струму ТШВ. Клас точності обмотки для вимірювань 0,2. Умови експлуатації - в межах нормативних. Трансформатор напруги ЗНОЛ . Клас точності 0,5. Вторинне навантаження - в межах нормативних значень. Втрати напруги в лінії зв'язку - в межах допустимих значень. Приймаються граничні значення похибок по напрузі $\delta_{pl} = 0,25\%$. Відхилення вісі лічильника - 3° . Межі змін температури $t_n = -10^\circ\text{C}$, $t_b = +50^\circ\text{C}$, зовнішнє магнітне поле відсутнє.

Для електронного лічильника

Характеристики вхідних сигналів вимірювального комплексу за обліковий період:

$$f = 50 \pm 0,5 \text{ Гц}$$

$$\cos \varphi = 0,8 \text{ інд.}$$

Варіанти:

$$1) I = (0,2 , 0,8) I_{\text{ном}};$$

$$U = (0,8 , 1,0) U_{\text{ном}};$$

$$2) I = (0,8 , 1,1) I_{\text{ном}};$$

$$U = (0,9 , 1,1) U_{\text{ном}};$$

$$3) I = (0,2 , 1) I_{\text{ном}};$$

$$U = (0,9 , 1,0) U_{\text{ном}};$$

$$4) I = (0,5 , 0,8) I_{\text{ном}};$$

$$U = (0,9 , 1,2) U_{\text{ном}};$$

Фази мережі рівномірно навантажені. Використано трансформатор струму ТФРМ Клас точності обмотки для вимірювань 0,2. Умови експлуатації - в межах нормативних. Трансформатор напруги НКФ. Клас точності 0,5. Вторинне навантаження - в межах нормативних значень. Втрати напруги в лінії зв'язку - в межах допустимих значень.

Приймаються граничні значення похибок по напрузі $\delta_{pl} = 0,25\%$. Використано трифазний електронний лічильник електроенергії Ф 443. Клас точності вимірювання активної енергії 0,5. Умови експлуатації наступні: межі змін по температурі $t_n = -10^\circ\text{C}$, $t_b = +50^\circ\text{C}$, $\Delta t = \pm 30^\circ\text{C}$ при $t_{\text{норм}} = +20^\circ\text{C}$. Існує зовнішнє магнітне поле індукції 0,5 мТ.

Перелік посилань

1. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України // Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоенергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України від 17 квітня 2000 року № 32/28/28/276/75/54.

2. Загальні технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України // Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол від 24 вересня 2004 року № 12.

3. Кодекс комерційного обліку електричної енергії, затверджений постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311

4. Закон України «Про ринок електричної енергії», з затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), від 14 березня 2018 року № 312

5. [Постанова НКРЕКП № 2364 від 09.12.2020](#) «Про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»

Зміст

	Стор.
Вступ.....	3
1. Принцип дії та схеми підключення лічильників.....	4
1.1. Загальні положення та основні визначення.....	4
1.2. Місця встановлення засобів обліку електроенергії.....	5
1.3. Блок-схеми електромеханічного та цифрового лічильників.....	6
1.4. Схеми підключення лічильників електроенергії	7
2. Методика визначення похибки вимірювання електроенергії індукційними та електронними лічильниками.....	11
2.1. Умови вимірювання показників електроспоживання.....	11
2.2. Методика розрахунку.....	12
2.3. Метрологічні характеристики, які підлягають розрахунку.....	13
2.4. Вихідні дані для розрахунку похибки вимірювання.....	13
2.5. Завдання для виконання розрахунків похибки вимірювання.....	15
Перелік посилань.....	17

Дрешпак Наталія Станіславівна

**ІНФОРМАЦІЙНІ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕНЕРГІЇ.
МАТЕРІАЛИ МЕТОДИЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ
ДО ВИКОНАННЯ ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ**

для студентів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Редакційно-видавничий комплекс.

Підписано до друку . Формат 30x42/4.
Папір Rollux. Ризографія. Умовн. друк. арк. 2,1.
Обліково-видавн. арк. 2,1. Тираж 100 прим. Зам. №

Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»
49005, м. Дніпро, просп. Яворницького, 19.