

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет «Запорізька політехніка»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до лабораторних робіт

з дисципліни «Автоматизовані системи обліку та керування енергозбереженні» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання

2022

Методичні вказівки до лабораторних робіт з дисципліни «Автоматизовані системи обліку та керування в енергозбереженні» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання / Укл. : П.В. Махлін, Д.О. Кулагін, О.І. Кузьменко – Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2022. – 60 с.

Укладачі:

Махлін П.В., доцент,
к.т.н.
Кулагін Д. О., профе-
сор, д.т.н.
Кузьменко О.І., зав.
лабораторією

Рецензент:

Шрам О.А., зав. кафедри, к.т.н.

Відповідальний
за випуск:

Шрам О.А., зав. кафедри, к.т.н.

Затверджено
на засіданні кафедри
“Електропостачання
промислових підпри-
ємств”

Протокол № 8 від 12.04.22

Рекомендовано
на засіданні НМК
«Електротехнічного фа-
культету»

Протокол № 6 від 02.06.22

ЗМІСТ

1 ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №1 «Облік електроенергії на підприємстві»	5
1.1 Мета роботи	5
1.2 Програма роботи	5
1.3 Загальні відомості	5
1.4 Методи випробувань лічильників електроенергії	11
1.5 Стенд для перевірки лічильників електроенергії	11
1.6 Порядок роботи	12
1.7 Визначення основної та відносної похибки лічильників електроенергії	14
1.8 Проведення роботи	16
1.9 Зміст звіту	16
2 ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №2 «Комерційний облік електроенергії»	17
2.1 Мета роботи	
2.2 Програма роботи	17
2.3 Загальні відомості	17
2.4 Стенд для перевірки лічильників електроенергії	25
2.5 Порядок роботи	26
2.6 Визначення основної та відносної похибки лічильників електроенергії	27
2.7 Перевірка відсутності самоходу	30
2.9 Оформлення результатів перевірки	30
2.10 Зміст звіту	31
3 ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №3 «Якість електроенергії в мережах підприємства»	32
3.1 Мета роботи	32
3.2 Програма роботи	32
3.3 Загальні відомості	32
3.4 Прилади для вимірювань показників якості електроенергії	38
3.5 Спеціалізований прилад для вимірювань показників якості електроенергії	38
3.6 Виконання вимірювань показників якості електроенергії	41
3.7 Обробка результатів вимірювань	43

3.8 Зміст звіту	46
4 ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №4 «Атестація трансформаторів струму»	47
4.1 Мета роботи	47
4.2 Програма роботи	47
4.3 Загальні відомості	47
4.4 Підготовка до проведення метрологічної атестації	48
4.5 Визначення метрологічних характеристик	50
4.6 Обробка результатів вимірювань	53
4.7 Оформлення результатів метрологічної атестації	55
4.8 Зміст звіту	56
5. РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА	57
Додаток А(обов'язковий). Результати метрологічних досліджень	58
Додаток Б(рекомендований). Приклад розрахунку індивідуальних метрологічних характеристик ТС	59

1 ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №1

“ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПІДПРИЄМСТВІ”

1.1 Мета роботи

Ознайомитись з принципом побудови системи обліку електроенергії на підприємстві, а також з принципом дії, технічними та експлуатаційними характеристиками засобів технічного обліку електроенергії та їх повіркою.

1.2 Програма роботи

1.2.1 Вивчити принципи побудови системи технічного обліку електроенергії.

1.2.2 Ознайомитись з технічними та експлуатаційними характеристиками лічильників активної та реактивної електроенергії.

1.2.3 Вивчити схеми підключення лічильників електроенергії.

1.2.4 Вивчити схему лабораторного стенда.

1.2.5 Визначити основні, відносні похибки лічильників електроенергії.

1.3 Загальні відомості

Питання раціонального, економного використання електроенергії набувають важливого значення для народного господарства країни. Найважливішою умовою вирішення цих питань є створення доступних і якісних систем обліку електроенергії на виробництві.

Облік споживання електроенергії на промислових підприємствах здійснюють з метою:

контролю споживання активної електроенергії в окремих цехах, технологічних лініях та інших об'єктах;

визначення кількості реактивної потужності, яку отримав споживачі електроенергії;

складання електробалансів підприємства у цілому, цехів і групах споживачів, що дає можливість аналізувати ефективність використання ними електроенергії;

розрахунок з субспоживачами, які отримують електроенергію від підприємства.

В системі загального обліку електроенергії на промисловому підприємстві важливе місце займає технічний облік, тобто контроль споживання електроенергії цехами, електроємними агрегатами і технологічними лініями.

Лічильники, які використовують для технічного обліку, називають лічильниками технічного обліку (класу точності: 1; 2,5), з класом точності вимірювальних трансформаторів струму та напруги – 1. Технічний облік дозволяє здійснити контроль за дотриманням споживачами режимів електроспоживання і є основою для складання електробалансів промислових підприємств, визначення енергоємності та собівартості окремих видів продукції та технологічних процесів, розрахунку між окремими підрозділами заводу. Такий облік дозволяє визначити питомі втрати електроенергії на випуск продукції.

Для технічного обліку електроенергії в багатьох випадках використовуються індукційні лічильники електроенергії.

Індукційні лічильники активної енергії виготовляються класів точності: 0,5; 1,0; 2,0; 2,5 (з 1.07.1997 випуск лічильників класу точності 0,5 припинений). Індукційні лічильники реактивної енергії виготовляються класів точності: 1,5; 2,0; 3,0.

Стандартні значення номінального струму ($I_{ном}$) приведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Стандартні значення номінального струму ($I_{ном}$).

Включення лічильника	Стандартні значення $I_{ном}$, А
Безпосереднє	5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 80; 100
Через трансформатор струму	0,2; 0,3; 0,6; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 5,0; 10,0

Значення номінальної напруги ($U_{ном}$) приведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Значення номінальної напруги ($U_{ном}$).

Включення лічильника	Значення номінальної напруги ($U_{ном}$), В, для лічильників			
	активної енергії		реактивної енергії	
	стандартні	нестандартні	стандартні	нестандартні
Безпосереднє	127; 220; 230; 240; 380; 400; 415; 480	100; 110; 120; 200; 277; 290; 420; 500; 600; 660	127; 220; 230; 240; 380; 400; 415; 480	100; 110; 120; 200; 277; 290; 420; 500; 600
Через трансформатор напруги	57,7; 63,5; 100; 110; 115; 120; 173; 190; 200	-	57,7; 63,5; 100; 110; 115; 120; 190; 200	-

Лічильники виготовляються на наступні максимальні струми:

- при безпосередньому включенні: 200; 250; 300; 400; 500; 600; 700; 800; 900; 1000 % номінального струму;

- при включенні через трансформатори струму: 120; 125; 150; 200; 300 % номінального струму.

Однією з основних характеристик лічильників електроенергії є систематична складова відносної похибки:

$$\delta_e = \frac{W_b - W_\varrho}{W_\varrho} \cdot 100\%, \quad (1.1)$$

де W_b – електроенергія, що вимірів лічильник;

W_ϱ – діюча електроенергія, яку вимірів лічильник електроенергії в той самий час.

Систематична складова відносної похибки трифазних лічильників, навантажених однаково у кожній фазі (рівномірне навантаження), та при симетричній трифазній напрузі (з відхиленням не більше 2%), а також однофазних лічильників не повинна перевищувати допустимих значень ($\delta_{СД}$), приведених в таблицях 1.3, 1.4.

Таблиця 1.3 – Границя δ_e для лічильників активної енергії.

Значення струму	Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$	Границя δ_{CD} , %, не більше для лічильників активної енергії класів точності			
		0,5	1,0	2,0	2,5
5 % номінального	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$	-
від 10 % до 20 % номінального	1,0	-	-	-	$\pm 3,5$
від 10 % номінального до максимального включ.	1,0	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	-
від 20 % номінального до максимального включ.	1,0	-	-	-	$\pm 2,5$
10 % номінального	0,5 інд.	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$	-
10 % номінального	0,8 ємн. 0,5 ємн.*	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	-	-
від 20 % номінального до максимального включ.	0,5 інд.	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 4,0$
від 20 % номінального до максимального включ.	0,8 ємн.	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	-	-
від 10 % до 100 % номінального	0,25 інд. 0,5 ємн.	$\pm 2,5$ $\pm 1,5$	$\pm 3,5$ $\pm 2,5$	- -	- -

* За вимогами замовника.

Таблиця 1.4 – Границя δ_e для лічильників реактивної енергії.

Значення струму	Коефіцієнт потужності, $\sin\varphi$	Границя $\delta_{сд}$, %, не більше для лічильників реактивної енергії класів точності		
		1,5	1,0	3,0
10 % номінального	1,0	$\pm 2,5$	$\pm 3,0$	$\pm 4,0$
від 20 % номінального до максимального включ.	1,0	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$
від 20 % номінального до максимального включ.	0,5 інд. (або ємн.)	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Систематична складова відносної похибки δ_e трифазних лічильників при струмі тільки в одній фазі і відсутності струму в інших фазах (нерівномірне навантаження) та при симетричній напрузі не повинна перевищувати границі δ_e , приведених в таблиці 1.5.

При відсутності струму в колах струму індукційного лічильника можливий самохід – рух диска лічильника під дією напруги та при відсутності струму в колах струму. Вимоги при цьому наступні: диск лічильника не повинен здійснювати більше одного повного оберту при відсутності струму в колах струму, при напрузі від 80% до 110% номінального значення.

Поріг чутливості індукційного лічильника електроенергії – найменше значення струму, при якому починається безперервне обертання диска при номінальних значеннях напруги, частоти, $\cos\varphi=1$ ($\sin\varphi=1$). Значення порогів чутливості приведені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.5 – Границя δ_e трифазних лічильників електроенергії

Значення струму	Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$	Границя δ_{CD} , %, не більше для лічильників енергії класів точності				
		0,5	1,0	1,5	2,0	3,0
<i>Лічильники активної енергії</i>						
від 20 % до 100 % номінального	1,0	±1,5	±2,0	-	±3,0	-
50 % номінального	0,5 інд.	±1,5	±2,0	-	-	-
100 % номінального	0,5 інд.	±1,5	±2,0	-	±3,0	-
від 100 % номінального до максимального включ.	1,0	-	-	-	±4,0	-
<i>Лічильники реактивної енергії</i>						
від 20 % до 100 % номінального	1,0	-	-	±3,0	±3,5	±4,0
100 % номінального	0,5 інд. (або ємн.)	-	-	±3,0	±3,5	±4,0

Таблиця 1.6 – Поріг чутливості для індукційних лічильників.

Клас точності лічильника	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Поріг чутливості, % від номінального струму	0,3 0,4*	0,4	0,5	0,5 0,45**	1,0	1,0

* для лічильників зі стопором;

** для однофазних лічильників за вимогами заказчика.

Інтервал часу між періодичними повітками повірки лічильників:
6-16 років – для трифазних лічильників (в залежності від типу лічильника);

16 років – для однофазних лічильників.

Маркування лічильників.

На кожному лічильнику повинна бути приведена наступна інформація:

- назва виробу;
- тип лічильника;
- одиниця виміру електроенергії;
- число фаз та число проводів мережі, для якої лічильник призначений (однофазна двопровідна, трифазна трипровідна тощо);
- заводський номер та рік виготовлення;
- номінальна напруга (з вказівкою числа елементів) ;
- номінальний струм та максимальний струм;
- номінальна частота;
- постійна лічильника у вигляді:
 $W \times h / r$ – для лічильника активної енергії;
 $VAr \times h / r$ – для лічильників реактивної енергії,
 або передаточне число лічильника у вигляді:
 $1 kW \times h = \dots$ – оберт диска;
 $1 kVAr \times h = \dots$ – оберт диска;
- клас точності (при відсутності означення класу точності лічильника вважається клас точності 2,0);
- нормальна температура, якщо вона відрізняється від 20°;
- якщо потрібно для лічильників реактивної енергії класу точності 3,0, класифікація за фазовим зсувом – 0; 90 або 60;
- наявність стопору зверненого ходу;
- означення стандарту;
- знак затвердження типу засобів вимірювання для лічильників, занесених в Державний реєстр;
- означення детально опору рухомого елемента;
- знак подвійного квадрата – для лічильників, що знаходяться в ізолюваному корпусі.

Інформація за пунктами першим, другим та п'ятим знаходиться на зовнішньому щиті, прикріпленому до кожуху або до кришки лічильника.

Інформація за пунктами, що залишились, повинна бути нанесена на щиті усередині лічильника.

1.4 Методи випробувань лічильників електроенергії

Лічильники електроенергії повіряються одним з трьох методів:

- метод ватметра та секундоміра. За показами ватметра та секундоміра визначається дійсне значення електроенергії, яку вимірює лічильник, та порівнюється з показами лічильника, що випробується;
- метод зразкового лічильника. При цьому порівнюються покази лічильника, що повіряється, з показами зразкового лічильника;
- метод тривалих випробувань (контрольної станції). При цьому порівнюються покази лічильника, що повіряється, з показами зразкового лічильника того ж типу, який включають у ті ж самі ланцюги, та похибки яких повинні бути відомі, а поправки вводяться при порівнянні показів.

1.5 Стенд для повірки лічильників електроенергії

Призначення лічильників електроенергії приводять за допомогою установки У1134М (в подальшому – установка).

Установка призначена для повірки однофазних та трьохфазних лічильників активної та реактивної енергії, а також для повірки амперметрів, вольтметрів, ватметрів, варметрів, фазометрів змінного струму частотою 50 Гц.

Технічні дані.

1.5.1 Установка дозволяє повірять прилади змінного струму:

- однофазні та трьохфазні лічильники активної та реактивної енергії класу точності 2,0 та нижче за зразковим ватметром та секундоміром;
- амперметри, вольтметри, ватметри, варметри та фазометри класу точності 2,5 та нижче за зразковими приладами класу точності 0,5, а також класу точності 1 при використанні зразкових приладів класу точності 0,2

1.5.2 Живлення установки здійснюється від трипровідної мережі змінного струму напругою 220 В або від чотирипровідної мережі напругою 380 В та частотою 50 Гц. Зміна напруги з 220 В на 380 В проводиться перепризначенням схеми установки та фазорегулятора з "

трикутника" на "зірку".

1.5.3 Установка забезпечує наступні номінальні значення струму в кожній фазі: 0,5; 1,0; 2,5; 5,0; 10; 25; 50 А.

1.5.4 Установа забезпечує наступні номінальні значення напруги в кожній фазі кола напруги: 150; 300; 600 В.

1.5.5 Установа має дві незалежні трьохфазні симетричні електричні кола для роздільного регулювання струму, напруги та кута зсуву між ними.

1.5.6 Регулювання пристрою струму та напруги забезпечує плавне пофазне регулювання у межах від 2% до 125% від номінальних значень струму та у межах від 2% до 110% від номінальних значень напруги.

1.5.7 Кути зсуву фаз напругою та струмом регулюються від 0° до 120° за допомогою фазорегулятора.

1.6 Порядок роботи

1.6.1 Встановити лічильник електроенергії, що повіряються, на робоче місце – підвісити до держака верхньої стійки.

1.6.2 Підключити лічильник електроенергії, що повіряється, до затискачів фазних напруг та у кола фазних струмів.

Примітки:

1. Схема підключення лічильника зображена на його кришці вихідних затискачів.
2. При підключенні струмових обмоток лічильника на стенді знімається закоротка і до вихідних затискачів підключається лічильник.

1.6.3 За допомогою перемикача встановити необхідну схему повірки даного типу лічильників.

У випадку повірки лічильників реактивної енергії з внутрішнім зрушенням 60° перемикач В13 переключити в положення, що відповідає встановленій на ватметрах номінальній напрузі.

1.6.4 Встановити необхідні межі регулювання за струмом штепсельним перемикачем та за напругою перемикачем 150 В, 300 В, 600 В у відповідності з номінальними значеннями струму та напруги лічильників, що повіряються.

1.6.5 Перевести перемикач "СЕТЬ" в положення "ВКЛ". При цьому повинна засвітитися зелена сигнальна лампа.

1.6.6 Відрегулювати величину напруги.

1.6.6.1 Перевести перемикач "ЛИНЕЙНОЕ – ФАЗНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ" в положення "ФАЗНОЕ".

1.6.6.2 Перевести перемикач "НАПРЯЖЕНИЕ" в положення "ВКЛ". При цьому, якщо ввімкнена мережа регулювання 600 В, то повинна засвітитися червона сигнальна лампа.

1.6.6.3 Включити в тих фазах, які потрібні, вимикачі регулюючого пристрою кола напруги – тумблери В4 - В6, що знаходяться на нижній частині панелі стенда (якщо повіряються трьохфазні лічильники – В4 - В6 ввімкнені).

1.6.6.4 Обертаючи ручки автотрансформаторів кіл напруги, встановіть за контрольними приладами - вольтметрами потрібну напругу на кожній фазі.

Якщо в колах напруги буде перевантаження або коротке замикання та спрацює захисний пристрій, встановіть вимикач "НАПРЯЖЕНИЕ" в положення "ОТКЛ", ручки автотрансформаторів вивести в крайнє ліве положення. Після цього повторне включення можливе після усунення пошкоджень, та дозволу викладача.

1.6.7 Встановити потрібне значення напруги за контрольним вольтметром.

1.6.8 Відрегулювати величину струму.

1.6.8.1 Перевести перемикач "ТОК" в положення "ВКЛ".

1.6.8.2 Повернути ручку автотрансформатора кола струму і виставити потрібне значення струму за контрольними амперметрами.

1.6.8.3 Встановити за допомогою фазорегулятора потрібний коефіцієнт потужності.

1.6.8.4 Провести замір показань зразкових лічильників та лічильників, що повіряються.

1.6.9 Після проведення повірки виведіть ручки автотрансформаторів в крайнє ліве положення.

1.6.10 Перевести вимикач регулюючих пристроїв кіл напруги у відключене положення.

1.6.11 Відключити штекери штепсельного вимикача.

1.6.12 Перевести вимикачі "НАПРЯЖЕНИЕ", "ТОК", "СЕТЬ" в положення "ОТКЛ". При цьому зелена та червона сигнальні лампи повинні згаснути.

1.6.13 Включити лічильники, що повіряються, та зразкові лічильники.

1.6.14 Замкнути перемички притискачів для кіл струму.

1.7 Визначення основної та відносної похибки лічильника електроенергії

1.7.1 Визначення похибок лічильників проводиться методом ватметра та секундоміра. Зразкові засоби вимірювань, що використовуються для перевірки лічильників, повинні забезпечувати визначення дійсного значення електроенергії з похибкою, що не перевищує $\frac{1}{4}$ допустимої систематичної складової відносної похибки лічильників, що повіряються.

Визначення сумарної похибки зразкових засобів вимірювань здійснюється розрахунком, як корінь квадратичний з суми квадратів похибок зразкових засобів.

1.7.2 Визначення систематичної складової відносної похибки δ_e проводиться при рівномірному навантаженні ланцюгів струму та напруги.

Систематичну складову відносної похибки треба визначити при навантаженнях, які вказані в технічних умовах на конкретні лічильники при $\cos \varphi = 0,5$ та $\cos \varphi = 1,0$.

При виконанні лабораторної роботи систематичну складову відносної похибки визначати при навантаженнях заданих викладачем.

При використанні метода ватметра - секундоміра систематична складова відносної похибки визначається за формулою:

$$\delta_e = \frac{t_n - t}{t} \cdot 100,$$

де t_n – нормальний час для даного лічильника: час, за який диск правильно працюючого лічильника повинен зробити N обертів при заданій потужності навантаження, с

$$t_n = \frac{36 \cdot 10^5 \cdot N}{P \cdot A};$$

t – покази секундоміра, с;

P – потужність навантаження, Вт (ВАр);

A – передаточне число лічильника, що вказано на щиті – кількість обертів диска на 1 кВт · год (кВАр · год).

1.7.3 Визначення систематичної складової відносної похибки δ_c трифазних лічильників при нерівномірному навантаженні ланцюгів струму треба проводити при:

а) $\cos \varphi = 1$ ($\sin \varphi = 1$) та струмах 20 і 100% від номінального значення для лічильників усіх класів точності та максимальному струмі – для лічильників активної енергії класу точності 2;

б) $\cos \varphi = 0,5 \text{ ind.}$ ($\sin \varphi = 0,5 \text{ ind.}$) та номінальному струмі – для лічильників усіх класів точності і 50% номінального струму – для лічильників класів точності 0,5 та 1,0.

Напруга та частота при цьому повинні бути номінальними.

Після проведення дослідів визначається різниця між значеннями систематичної складової відносної похибки при рівномірному та нерівномірному завантаженні ланцюгів струму:

$$\delta_{CP} = \delta_{c1} - \delta_c$$

1.7.4 Визначення коефіцієнта K_u – зміни систематичної складової відносної похибки при зміні напруги від 90 до 100% від номінального значення.

Вимірювання треба проводити при:

а) $\cos \varphi = 1$ ($\sin \varphi = 1$) та струмах 10% від номінального і 50% від максимального значення;

б) $\cos \varphi = 0,5 \text{ ind.}$ ($\sin \varphi = 0,5 \text{ ind.}$) та струмах 50% від максимального значення, коефіцієнт K_u обчислюється за формулою

$$K_u = 0,1(\delta'_c - \delta_c),$$

де δ_c і δ'_c – систематичні складові відносної похибки, при номінальному та при 0,9 або 1,1 номінального значення напруги.

1.7.5 Перевірка порогу чутливості треба проводити при номінальній напрузі, $\cos \varphi = 1$ ($\sin \varphi = 1$) та відповідному струмі.

Диск лічильника повинен почати обертатися та зробити не менше одного оберту за час, не перевищуючий час T , який визначається за формулою:

$$T = \frac{300}{m \cdot n_{ном}},$$

де $n_{ном}$ – швидкість обертання диска при номінальному струмі, об/хвил.;

m – поріг чутливості, % від номінального струму.

1.8 Проведення роботи

1.8.1 Підключити лічильники електроенергії до випробувального стенду (розділи 1.6.1 – 1.6.2).

1.8.2 Виставити необхідну повірку лічильника електроенергії, що випробується (1.6.3).

1.8.3 Включити випробувальний стенд і виставити необхідні параметри струму та напруги, які подаються на лічильник електроенергії (розділи 1.6.4 – 1.6.8).

1.8.4 Провести випробування лічильників електроенергії та визначити похибки (згідно с розділом 1.6) та поріг чутливості.

1.8.5 Знизити напругу та струм в ланцюгах лічильників та відключити стенд (розділ 1.6.9 – 1.6.14)

1.8.6 За одержаними експериментальними даними провести розрахунки та визначити похибки лічильників. Та поріг чутливості (розділ 1.3).

1.8.7 Зробити звіт про проведену роботу.

1.9 Зміст звіту

Звіт про проведену роботу повинен містити:

1.9.1 Мета роботи.

1.9.2 Технічні дані лічильників електроенергії, що вивчаються

1.9.3 Результати визначення похибок лічильників (експериментальні дані та результати обробки експериментальних даних).

1.9.4 Висновки про проведену роботу.

2 ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №2

“КОМЕРЦІЙНИЙ ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ”

2.1 Мета роботи

Ознайомитись з принципом побудови систем комерційного обліку електроенергії на підприємстві, а також з принципом дії, технічними та експлуатаційними характеристиками засобів комерційного обліку електроенергії та їх повіркою.

2.2 Програма роботи

2.2.1 Вивчити принципи побудови системи комерційного обліку електроенергії.

2.2.2 Ознайомитись з технічними та експлуатаційними характеристиками лічильників активної та реактивної електроенергії.

2.2.3 Вивчити схеми підключення лічильників електроенергії.

2.2.4 Вивчити схему лабораторного стенда.

2.2.5 Визначити основні відносні похибки лічильників.

2.3 Загальні відомості

Питання раціонального, економного витрачання електроенергії набувають важливішого значення для народного господарства країни. Найважливішою умовою вирішення цих питань є створення доступних і якісних систем обліку електроенергії.

Облік споживання електроенергії на промислових підприємствах здійснюють з метою:

а) розрахунку за електроенергію з енергопостачальними організаціями;

б) розрахунок зі споживачами, які отримують електроенергію від підприємства;

в) визначення кількості активної та реактивної потужності, яку отримав споживач від електропостачальних організацій;

г) складання електробалансів підприємства у цілому, цехів, у групах споживачів, що дає можливість аналізувати ефективність використання ними електроенергії.

Облік електроенергії, яку отримує споживач, для грошового розрахунку з електропостачальною організацією, називають розрахунковим або комерційним обліком електроенергії. Лічильники, призначені для розрахункового обліку, називають розрахунковими лічильниками (класу точності 0,5), з класом точності вимірювальних трансформаторів струму та напруги – 0,5.

Розрахункові (комерційний) лічильники електроенергії на підстанції енергосистеми встановлюють:

- а) для кожної лінії електропередач, яка входить від підстанції і належить споживачам;
- б) для міжсистемних ліній електропередач по два лічильники для обліку одержаної та відпущеної електроенергії;
- в) на трансформаторах власних потреб;
- г) для лінії споживачів (селище і т.п.), які приєднані до шин власних потреб.

Розрахункові лічильники активної електроенергії на підстанціях споживачів встановлюють:

- а) на вводі лінії електропересилань у підстанцію (на межі балансової належності);
- б) на стороні ВН трансформаторів при наявності електричного зв'язку з іншою підстанцією енергосистеми;
- в) на межі розподілу основного споживача і субспоживача.

Електронний комбінований лічильник прямого або трансформаторного включення для вимірювання активної та реактивної енергії

Серія комбінованих лічильників Z.B410CT та Z.B310CT включає до себе ряд пристроїв, які задовольняють різним вимогам відносно тиристорів та методики вимірювання.

Позначення:

ZMB – трифазні лічильники чотирипровідної схеми підключення;

ZPB – трифазні лічильники трипровідної схеми підключення;

310 – прямого включення, клас точності 1 для активної енергії та 2 – для реактивної енергії;

410 – трансформаторного включення, клас точності 1 для активної енергії та 2 – для реактивної енергії;

405 – трансформаторного включення, клас точності 0,5S для активної енергії та 1(2) – для реактивної енергії;

СТ – активна, реактивна та повна електроенергія;

АТ – активна енергія, тільки для лічильників з модулем Т647 та графіком навантаження;

В таблиці 2.1 приведені модулі лічильників електроенергії.

Таблиця 2.1 – Стандартні модулі.

Тарифні функції	Спосіб управління тарифами	
	зовнішнє	вбудоване реле часу
Тарифи: 8 енергії Е без збереження даних	T116	-
Тарифи: 8 енергії Е 8 потужності Р 15 значень для кожного тарифу зберігаються	T416	T446
Тарифи: 8 енергії Е 8 потужності Р 15 значень для кожного тарифу зберігається, графік навантаження	T647	T647

В таблиці 2.2 приведені основні технічні характеристики електронних комбінованих лічильників типу ZPB/ZMB 410 та ZFB/ZMB 310.

У лічильниках ZFB та ZMB використовуються суперконденсатори для збереження безперервної роботи календарного годинника на випадок відключення напруги.

На рисунку 2.1 приведена лицьова панель, а на рисунку 2.2 – місце встановлення пломб.

Таблиця 2.2 – Основні технічні характеристики лічильників типу ZPB/ZMB 410 та ZFB/ZMB 310.

№ п/п	Найменування параметру	Значення параметру
1	Вимірювальна напруга	0,8 - 1,15 U_n
2	Максимальний струм: вимірювальний тепловий торкання	10 А 12 А 0,004 А
3	Споживана потужність: ... кіл напруги ... кіл струму	до 2 Вт на фазу 0,03 Вт на фазу
4	Напруга керування тарифами	0,8 - 1,15 U_t
5	Потужність, що споживається одним входом керування	< 1 Вт
6	Діапазон зміни частоти	0,5 ... 1,05 f_n
7	Діапазон зміни температури	-20 ... +55 $^{\circ}\text{C}$
8	Вихідні реле: Навантажувальна здібність реле К1, К2, К3 реле К4, К5	250 В; 20,5 А; 30 Вт 250 В; 2А; 500 Вт
9	<i>Постійні лічильника:</i> ZF310 - 3 x 220 В ZF310 - 3 x 220/400 В ZF410/405 - 3 x 100 В ZF410/405 - 3 x 58/100 В	1000 імн/кВт*2 (імн/кВАр*2) 500 імн/кВт*2 (імн/кВАр*2) 20000 імн/кВт*2 (імн/кВАр*2) 20000 імн/кВт*2 (імн/кВАр*2)

Пояснення скорочень:

С1 – загальний для входів керування;

Е1, Е2, Е3 – входи керування енергетичними тарифами;

КА, КВ – входи керування скиданням (обнуленням);

mB – вхід керування інтеграційним періодом та/або заборона вимірю потужності;

P1, P2 – входи керування тарифами потужності;

a: – передача сигналу спрацьовування контактів;

e: – передача моменту закінчення інтеграційного періоду;

cs – інтерфейс для зчитування даних;

214a – передача імпульсів фіксованої ціни механічними контактами;

SYN15 – синхронізація часового модулю (для спеціальних прикладень).

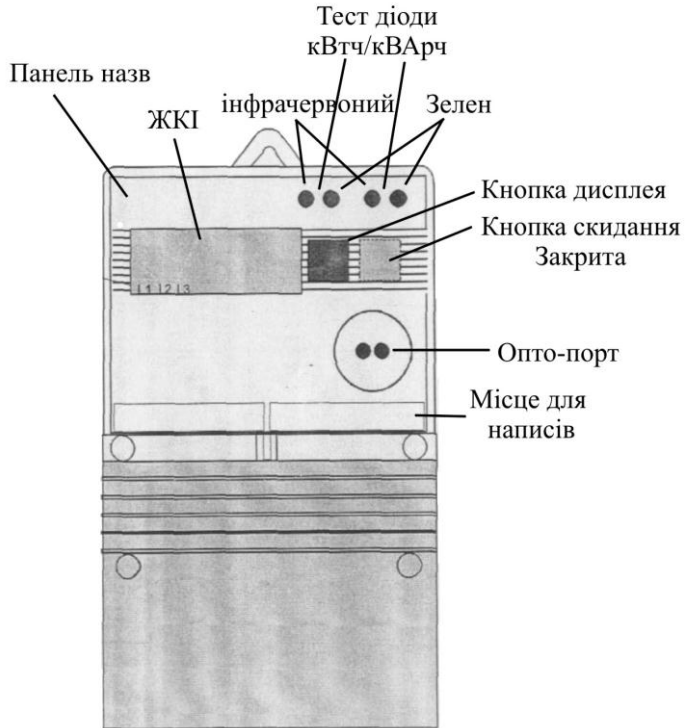


Рисунок 2.1 – Лицьова панель



Рисунок 2.2 – Встановлення пломб

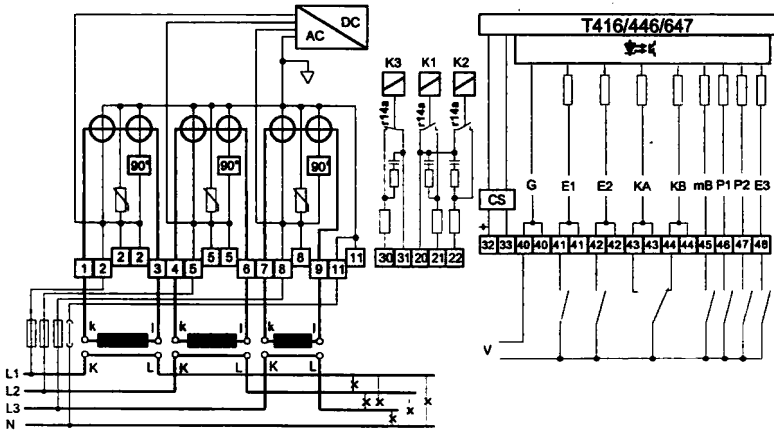


Рисунок 2.3 – Схема підключення ZMB405/410CT
..eCSr14ar14ar14a

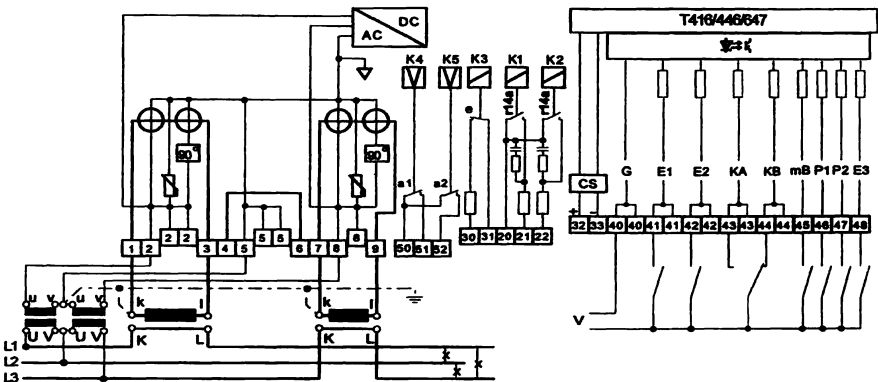


Рисунок 2.4 – Схема підключення ZFB405/410CT...

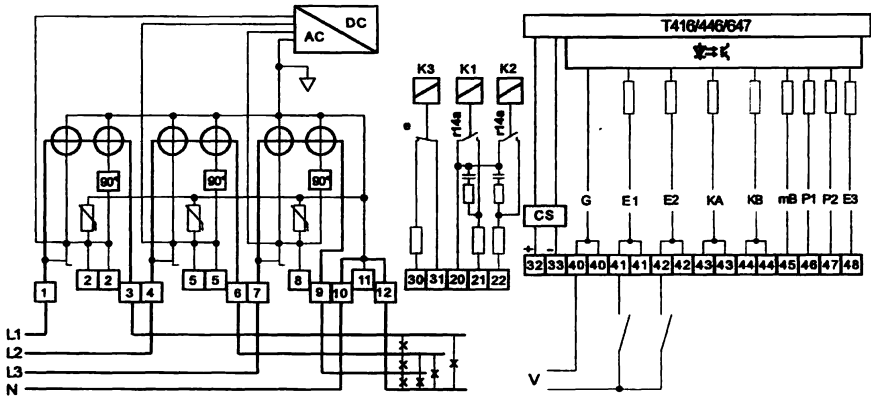
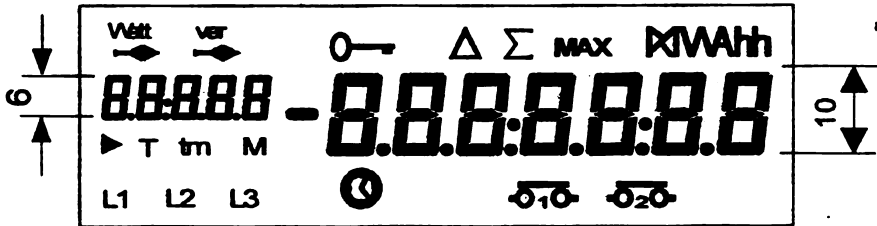


Рисунок 2.5 – Схема підключення ZMB310CT... eCSr14ar14a

Опис даних, що відображаються



Дисплей РКІ лічильників Z.D405/410CT та Z.B310CT забезпечує просте та повне відображення різних даних. Ідентифікація різних значень проводиться за допомогою кодів та символів.

Коди та символи, що використовуються:

Watt

var

Напрямок потоку енергії:
 направо: прийом (споживання) електроенергії
 наліво: віддача (генерація) електроенергії,
 Watt – активна енергія, var – реактивна енергія



Скидання (обнулення) тимчасово заборонено

Δ

Відображення різниці показів (споживання електроенергії поміж двома моментами скидання)

Σ

Відображення максимальних значень (разом з **MAX** та **KW**) або підсумкових величин енергії (кWh)

MAX

Відображення макс. і накопиченої макс. потужності



WAhh

Усі можливі сегменти для відображення одиниць виміру енергії та потужності

kWh

Одиниці виміру активної потужності (без h) та енергії

kWArh

Одиниці виміру реактивної потужності (без h) та енергії

kWAh

Одиниці виміру повної потужності (без h) та енергії

MWh

Великі величини енергії (МВт год) та потужності (МВт)



Сегменти для кодів тарифів та зберегаємих значень



T

Зображення діючого в даний час тарифу

tm

Зображення тарифних даних

M

Лічильник знаходиться у сервісному режимі, блимає, коли лічильник знаходиться в режимі калібровки

L1, L2, L3

Відображення збережених значень
Індикація фазних напруг L2 не відображається для 3-фазних 3-провідних лічильників (ZFB)



Блимає при похибці за часом



Індикація контактів реле К4 (стан контактів): якщо символ ϵ – контакти замкнуті

2.4 Стенд для перевірки лічильників електроенергії

Призначення лічильників електроенергії приводять за допомогою установки У1134М (в подальшому – установка).

Установка призначена для перевірки однофазних та трьохфазних лічильників активної та реактивної енергії, а також для перевірки амперметрів, вольтметрів, ватметрів, варметрів, фазометрів змінного струму частотою 50 Гц.

Технічні дані.

2.4.1 Установка дозволяє повірити прилади змінного струму:

- однофазні та трьохфазні лічильники активної та реактивної енергії класу точності 2,0 та нижче за зразковим ватметром та секундоміром;

- амперметри, вольтметри, ватметри, варметри та фазометри класу точності 2,5 та нижче за зразковими приладам класу точності 0,5, а також класу точності 1 при використанні зразкових приладів класу точності 0,2

2.4.2 Живлення установки здійснюється від трипровідної мережі змінного струму напругою 220 В або від чотирипровідної мережі напругою 380 В та частотою 50 Гц. Зміна напруги з 220 В на 380 В проводиться перепризначенням схеми установки та фазорегулятора з "трикутника" на "зірку".

2.4.3 Установка забезпечує наступні номінальні значення струму в кожній фазі: 0,5; 1,0; 2,5; 5,0; 10; 25; 50 А.

2.4.4 Установка забезпечує наступні номінальні значення напруги в кожній фазі кола напруги: 150; 300; 600 В.

2.4.5 Установка має дві незалежні трьохфазні симетричні електричні кола для роздільного регулювання струму, напруги та кута зсуву між ними.

2.4.6 Регулювання пристрою струму та напруги забезпечує плавне пофазне регулювання у межах від 2% до 125% від номінальних значень струму та у межах від 2% до 110% від номінальних значень напруги.

2.4.7 Кути зсуву фаз між напругою та струмом регулюються від 0^0 до 120^0 за допомогою фазорегулятора.

2.5 Порядок роботи

2.5.1 Встановити лічильник електроенергії, що повіряються, на робоче місце – підвісити до держака верхньої стійки.

2.5.2 Підключити лічильник електроенергії, що повіряється згідно зі схемою його підключення.

Примітки:

1. Схема підключення лічильника зображена на його кришці вихідних затискачів.

2. При підключенні струмових обмоток лічильника на стенді знімається закоротка і до вихідних притискачів підключається лічильник.

2.5.3 За допомогою перемикача встановити необхідну схему повірки даного типу лічильників.

У випадку повірки лічильників реактивної енергії з внутрішнім зрушенням 60^0 перемикач В13 переключити в положення, що відповідає встановленій на ватметрах номінальній напрузі.

2.5.4 Встановити необхідні межі регулювання за струмом штепсельним перемикачем та за напругою перемикачем 150 В, 300 В, 600 В у відповідності з номінальними значеннями струму та напруги лічильників, що повіряються.

2.5.5 Перевести перемикач "СЕТЬ" в положення "ВКЛ". При цьому повинна засвітитися зелена сигнальна лампа.

2.5.6 Відрегулювати величину напруги.

2.5.6.1 Перевести перемикач "ЛИНЕЙНОЕ – ФАЗНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ" в положення "ФАЗНОЕ".

2.5.6.2 Перевести перемикач "НАПРЯЖЕНИЕ" в положення "ВКЛ". При цьому, якщо ввімкнена мережа регулювання 600 В, то повинна засвітитися червона сигнальна лампа.

2.5.6.3 Включити в тих фазах, які потрібні, вимикачі регулюючого пристрою кола напруги – тумблери В4 - В6, що знаходяться на нижній частині панелі стенда (якщо повіряються трифазні лічильники – В4 - В6 ввімкнені).

2.5.6.4 Обертаючи ручки автотрансформаторів кіл напруги, встановіть за контрольними приладами - вольтметрами потрібну напругу на кожній фазі.

Якщо в колах напруги буде перевантаження або коротке зами-

каня та спрацює захисний пристрій, встановить вимикач "НАПРЯЖЕНИЕ" в положення "ОТКЛ", ручки автотрансформаторів вивести в крайнє лїве положення. Після цього повторне включення можливе після усунення пошкоджень, та дозволу викладача.

2.5.7 Встановити потрібнє значення напруги за контрольними вольтметрами.

2.5.8 Відрегулювати величину струму.

2.5.8.1 Перевести перемикач "ТОК" в положення "ВКЛ".

2.5.8.2 Повернути ручку автотрансформатора кола струму і виставити потрібнє значення струму за контрольними амперметрами.

2.5.8.3 Встановити за допомогою фазорегулятора потрібний коефіцієнт потужності.

2.5.8.4 Провести замір показань зразкових лічильників та лічильників, що повіряються.

2.5.9 Після проведення повірки виведіть ручки автотрансформаторів в крайнє лїве положення.

2.5.10 Перевести вимикач регулюючих пристроїв кіл напруги у відключене положення.

2.5.11 Відключити штекери штепсельного вимикача.

2.5.12 Перевести вимикачі "НАПРЯЖЕНИЕ", "ТОК", "СЕТЬ" в положення "ОТКЛ". При цьому зелена та червона сигнальні лампи повинні погаснути.

2.5.13 Включити лічильники, що повіряються, та зразкові лічильники.

2.5.14 Замкнути перемички затисків для кіл струму.

2.6 Визначення основної та відносної похибки лічильників електроенергії

Визначення відносної похибки лічильника, що повіряється, здійснюється методом зразкового лічильника на вимірювальних установках при значеннях інформаційних параметрів вхідних сигналів (таблиця 2.3). Структурна схема повірки лічильників приведена на рис. 2.6.

Відносна похибка обчислюється за наступною формулою:

$$S = \frac{W_n - W_o}{W_o} \cdot 100\%,$$

де W_n – показання лічильника, що повіряється, кВт*год;

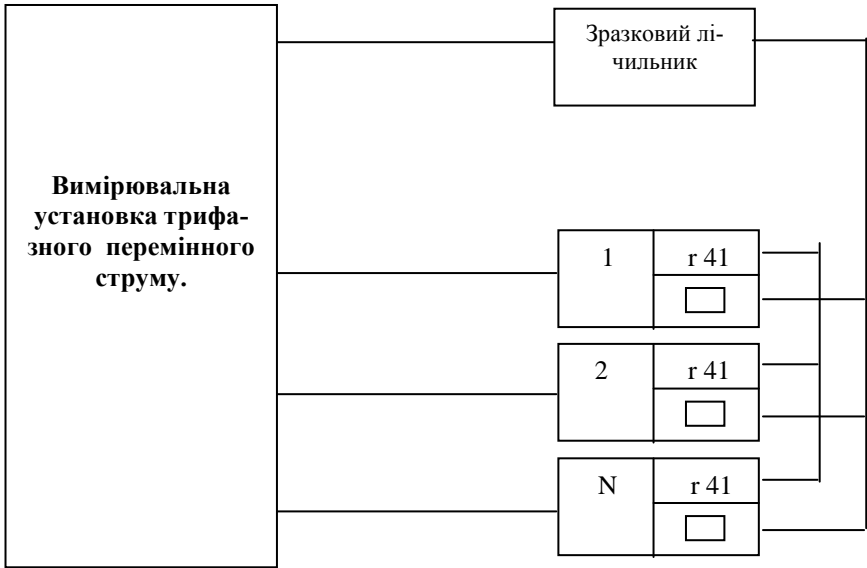
W_o – показання зразкового лічильника, кВт*год.

Результати повірки вважаються позитивними, якщо основна відносна похибка лічильника не перевищує межі допустимих значень (табл. 2.3)

Визначення основної похибки при нерівномірному завантаженні проводиться при періодичній повірці на вимірювальних установках для направлення "прямо" при номінальних значеннях струму напруги, $\cos \varphi = 1$ при струмі в одній із фаз (почергово для кожної фази).

Таблиця 2.3 – Допустимі значення похибки лічильників

Номер випробування	Інформативні параметри вхідного сигналу			Межа допустимого значення основної відносної похибки, % для класів лічильників			Напрямок активної енергії
	Напруга, % від номінального значення	Сила струму, % від номінального значення	$\cos \varphi$	0,2	0,5	1,0	
1	100	1	1,0	0,58	1,45	2,9	пряме
2	100	10	-0,5	0,26	0,65	1,3	пряме
3	100	10	0,5	0,26	0,65	1,3	пряме
4	100	100	1,0	0,2	0,5	1,0	пряме
							зворотне
5	100	100	0,5	0,2	0,5	1,0	пряме
6	100	120	1,0	0,2	0,5	1,0	пряме
7	100	120	0,5	0,2	0,5	1,0	пряме
8	100	120	-0,5	0,2	0,5	1,0	пряме
9	100	100	1,0	0,2	0,5	1,0	пряме
10	100	100	0,5	0,2	0,5	1,0	пряме
11	90	100	1,0	0,2	0,5	1,0	пряме
12	90	100	0,5	0,2	0,5	1,0	пряме



□ – оптичний вихід лічильників, що повіряються;

- 1,2.. N – лічильники, що повіряються;

Рисунок 2.6 – Структурна схема повірки лічильника сімейства ZU і ZB методом зразкового лічильника

Примітка:

У зв'язку з тим, що у лічильників типу ZB та ZU обчислення реактивної енергії проводиться на основі математичної обробки того масиву результатів виміру миттєвих значень потужності, що при вимірах активної енергії, необхідності в окремому експериментальному визначенні похибки виміру реактивної енергії немає.

2.7 Перевірка відсутності самоходу

Перевірка відсутності самоходу у лічильників проводять при значеннях напруги 0,9 та 1,1 від номінального значення і при відсутності струму в колах струму лічильника.

Відсутність або наявність самоходу визначається за числом спрацьовування вхідних імпульсів з контактів r41 датчиків лічильників, що перевіряються, або з оптичних індикаторів.

Записи проводяться з початку повірки та через кожні 12 хвилин на протязі однієї години.

Результати повірки вважаються позитивними, якщо кожний оптичний індикатор або контакт r41 спрацьовує не більше одного разу за годину.

2.8 Перевірка порогу чутливості

Перевірки порогу чутливості лічильників проводиться при номінальній напрузі, $\cos\varphi = 1$ та значенні струму $0,4\% I_n$.

Оцінка порогу чутливості проводиться за числом спрацьовування датчика r41 або оптичного індикатора лічильника, що перевіряється. Спостереження проводяться на початку повірки та через кожні 10 хвилин на протязі однієї години. Результат повірки вважається позитивним, якщо оптичний індикатор або контакт r41 спрацьовують не менше одного разу за час спостереження.

2.9 Оформлення результатів повірки

2.9.1 Лічильник, що пройшов повірку з позитивним результатом, пломбують та накладають відтиск повірочного клейма.

2.9.2 За результатами зроблених вимірів оформлюється протокол у вигляді таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Протокол повірення лічильника електричної енергії

типу _____ класу точності _____

 $U_n =$ _____ $I_n =$ _____ заводський № _____

Сила струму, % I_n		Основна похибка							Допустиме значення основної похибки	
		1		10		100		120		
На- пруга, % U_n	$\cos \varphi$	1,0	-0,5	0,5	1,0	0,5	1,0	0,5	-0,5	
		100	пряме							
зворотне										
110 пряме										
90 пряме										
100 фаза А										
100 фаза В										
100 фаза С										

Перевірка самоходу _____

Поріг чутливості _____

2.10 Зміст звіту

Звіт про проведену лабораторну роботу повинен містити:

2.10.1 Мета роботи

2.20.2 Технічні дані вивчаємих лічильників електроенергії

2.10.3 Результати визначення основної відносної похибки лічильників електроенергії

2.10.4 Висновки про проведену роботу.

3 ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №3

„ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ ПІДПРИЄМСТВА”

3.1 Мета роботи

Вивчити показники якості електроенергії (ПЯЕ) та засоби їх вимірювання

3.2 Програма роботи

- 3.2.1 Ознайомлення з ПЯЕ та їх допустимими границями
- 3.2.2 Ознайомлення з засобами вимірювання ПЯЕ
- 3.2.3 Вимірювання ПЯЕ на лабораторному стенді
- 3.2.4 Обробка експериментально отриманих результатів.

3.3 Загальні відомості

3.3.1 Якість електроенергії.

Під якістю електроенергії (ЯЕ) розуміють сукупність її параметрів (властивостей), що задовольняють потребам різних електроприймачів відповідно до їх призначення. Забезпечення якості електроенергії на необхідному рівні - одна з найважливіших задач електроенергетики. У зв'язку з нерозривністю виробництва і споживання електроенергії її якість визначається не тільки виробником (його генеруючим, трансформуючим, передаючим та розподіляючим устаткуванням), але і споживачем електроенергії, характеристиками електроприймачів. Тому, унаслідок різноманітності характеристик електроприймачів, якість електроенергії в різних частинах, навіть однієї енергосистеми може бути різною. Більш того, зміна якості електроенергії, що виникає у даного електроприймача унаслідок його особливих характеристик, може впливати на якість електроенергії інших ділянок мережі, до яких приєднані електроприймачі.

Оскільки електроприймачі, електроустаткування і системи електропостачання проектуються і конструюються виходячи з того, що споживачі повинні мати на затисках електроприймачів електроенергію певної якості, необхідне нормування якості електроенергії.

3.3.2 Нормування якості електроенергії.

Нормування значень показників якості електроенергії (ПЯЕ) належить до головних питань ЯЕ. Систему ПЯЕ утворюють кількісні характеристики повільних (відхилення) і швидких (коливання) змін діючого значення напруги, його форми і симетрії в трифазній системі, а також змін частоти. Персонал енергетичних служб підприємств не може впливати на рівень частоти мережі (виняток становлять випадки живлення від автономних джерел, не пов'язані електрично з енергосистемою). Принципи нормування ПЯЕ по напрузі ґрунтуються на техніко-економічних передумовах і полягають в наступному.

1. ПЯЕ по напрузі має енергетичний сенс, тобто характеризує вплив енергосистеми і споживача один на одного: ступінь негативного впливу спотворення електроенергії на електроустаткування та технологічні процеси.

2. ПЯЕ нормуються по статистичних характеристиках, тобто протягом певного інтервалу часу із заданою вірогідністю для набуття достовірних значень.

3. Гранично допустимі значення ПЯЕ вибираються з техніко-економічних міркувань.

4. Допустимі значення ПЯЕ указуються в ГОСТ 13109-97 залежно від класу напруги, де проводяться вимірювання.

При проектуванні або модернізації системи електропостачання важливим є визначення ПЯЕ і правильний вибір методів і засобів нормалізації ПЯЕ, а також місця їх установки з метою зниження втрат потужності електроенергії, підвищення рівня технологічних процесів і дотримання нормованих показників на межі балансової приналежності з енергосистемою.

3.3.3 Показники якості електричної енергії.

Відповідно до ГОСТ 13109-97 ПЯЕ є:

стале відхилення напруги δU_y ;

розмах зміни напруги δU_t ;

доза Флікера P_t ;

коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги K_u ;

коефіцієнт n-ої гармонійної складової кривої напруги $K_u(n)$;

коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності K_{2u} ;

коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності K_{0u} ;

відхилення частоти Δf ;

тривалість провалу напруги $U_{дп}$;

імпульсна напруга $U_{имп}$;

коефіцієнт тимчасового перенапруги $K_{пер.и.}$

3.3.4 Вимоги до якості електроенергії.

3.3.4.1 Значення ПЯЕ в нормальному режимі роботи електричної мережі повинні не виходити за значення нормально допустимих відхилень, вказаних в ГОСТ 13109-97 в перебіг не менше 95% часу кожної доби, і не повинні виходити за гранично допустимі значення.

3.3.4.2 Значення ПЯЕ в післяаварійному режимі роботи електричної мережі повинні не виходити за гранично допустимі значення, вказані в ГОСТ 13109-97.

3.3.4.3 При аварійних порушеннях електропостачання допускається короточасний вихід значень ПЯЕ за встановлені межі, зокрема зниження напруги аж до нульового рівня, відхилення частоти до ± 5 Гц, з подальшим їх відновленням до значень ПЯЕ, встановлених для післяаварійного режиму.

3.3.4.4 На входах приймачів електричної енергії, що є джерелом електромагнітних перешкод, допускаються значення ПЯЕ в ширших діапазонах, ніж встановлені в стандарті, якщо це не приводить до порушення стандарту у інших приймачів електричної енергії, і на межі балансової приналежності підприємства-споживача.

3.3.5 Норми якості електроенергії.

3.3.5.1 Відхилення напруги.

Відхилення напруги (δU) у відсотках обчислюють за формулою:

$$\delta U = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100 . \quad (3.1)$$

Відхилення напруги характеризується показниками сталого відхилення напруги:

нормально допустимі значення сталого відхилення напруги δU на входах приймачів електричної енергії складають $\pm 5\%$ від номінальної напруги;

гранично допустимі значення сталого відхилення напруги δU на виводах приймачів електричної енергії складають $\pm 10\%$ від номінальної напруги електричної мережі;

нормально і гранично допустимі значення сталого відхилення напруги в точках загального приєднання споживачів електроенергії до

електричних мереж енергосистеми встановлюються в договорах на постачання електроенергії. Нормальне допустиме відхилення напруги $\pm 5\%$, граничне допустиме відхилення напруги $\pm 10\%$.

Якість електричної енергії по сталому відхиленню напруги вважається відповідним вимогам, якщо всі зміряні за кожну хвилину протягом 24 годин значення сталого відхилення напруги не перевищують $\pm 10\%$, а 95% зміряних за той же період часу значень знаходиться в межах $\pm 5\%$.

3.3.5.2 Коливання напруги.

Коливання напруги характеризуються:

- розмахом вимірювання напруги;
- дозою Флікера.

Гранично допустимі значення розмаху напруги δU_t при коливаннях напруги залежать від частоти повторення змін напруги або інтервалу між змінами напруги. Методика визначення гранично допустимого розмаху напруги приведена в ГОСТ 13109-97.

Гранично допустимі значення для короткочасної дози Флікера P_{st} при коливаннях напруги рівне 1,38, а для тривалої дози Флікера P_{lt} при тих же коливаннях напруги рівне 1,0.

Метод розрахунку короткочасних і тривалих доз Флікера при коливаннях напруги приведений в ГОСТ 13109-97.

3.3.5.3 Спотворення синусоїди напруги.

Спотворення синусоїди напруги характеризується наступними показниками.

- коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги;
- коефіцієнт n-ой гармонійної складової напруги.

Нормально допустимі і гранично допустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдальної кривої напруги відповідно рівні 5% і 8%.

Нормально гранично допустимі значення коефіцієнта n-ой гармонійної складової напруги приведені в таблиці 3.1

Якість електричної енергії по коефіцієнту n-ой гармонійної складової напруги вважається відповідним вимогам, якщо найбільше зі всіх зміряних протягом 24 годин значення коефіцієнта n-ой гармонійної складової напруги не перевищує гранично допустимого значення (табл. 3.1), а значення n-ой гармонійної складової напруги з вірогідністю 95% не перевищує нормально допустиме значення.

Якість електричної енергії по коефіцієнту спотворення синусоїди кривої напруги вважається відповідним вимогам, якщо найбільше

зі всіх зміряних протягом 24 годин значення коефіцієнта спотворення синусоїдальної кривої напруги не перевищує 8%, і з вірогідністю 95% не перевищує 5%.

Таблиця 3.1 - Значення n-ой гармонійної складової напруги.

Номер гармонійної складової	Нормально допустиме значення, %	Гранично допустиме значення, %	Номер гармонійної складової	Нормально допустиме значення, %	Гранично допустиме значення, %
2	1,5	2,25	22	0,20	0,30
3	1,5	2,25	23	1,00	1,50
4	0,7	1,05	24	0,20	0,30
5	4,0	6,00	25	1,00	1,50
6	0,3	0,45	26	0,20	0,30
7	3,0	4,50	27	0,20	0,30
8	0,3	0,45	28	0,20	0,30
9	0,5	0,75	29	0,89	1,33
10	0,3	0,45	30	0,20	0,30
11	2,0	3,00	31	0,85	1,27
12	0,2	0,30	32	0,20	0,30
13	2,0	3,00	33	0,20	0,30
14	0,2	0,30	34	0,20	0,30
15	0,3	0,45	35	0,77	1,16
16	0,2	0,30	36	0,20	0,30
17	1,5	2,25	37	0,74	1,11
18	0,2	0,30	38	0,20	0,30
19	1,0	1,50	39	0,20	0,30
20	0,2	0,30	40	0,20	0,30
21	0,2	0,30			

3.3.5.4 Несиметрія напруги.

Несиметрія напруги характеризується наступними показниками:

- коефіцієнтом несиметрії напруги по зворотній послідовності;

- коефіцієнтом несиметрії напруги нульової послідовності.

Нормальне допустиме і гранично допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності рівні відповідно 2% і 4%.

Якість електричної енергії по коефіцієнту несиметрії напруги по зворотній послідовності вважається відповідним вимогам, якщо найбільше зі всіх зміряних протягом 24 годин значень не перевищує 4%, а значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності, відповідне вірогідності 95%, не перевищує 2%.

3.3.5.5 Відхилення частоти.

Нормальне допустиме значення відхилення частоти - $\pm 0,2$ Гц.

Граничне допустиме значення відхилення частоти - $\pm 0,4$ Гц.

Якість електричної енергії по відхиленню частоти вважається відповідним вимогам, якщо всі зміряні протягом 24 годин значення відхилення частоти не перевищує $\pm 0,4$ Гц, а не менше 95% всіх зміряних значень відхилення частоти не перевищує $\pm 0,2$ Гц.

3.3.5.6 Провал напруги.

Граничне допустиме значення тривалості провалу напруги -30с.

При вимірюваннях визначається час різкого спаду напруги на кожному напівперіоді основної частоти до рівня нижче $0,9 U_{ном}$.

Якість електричної енергії по тривалості провалів напруги вважається відповідним вимогам, якщо найбільше зі всіх зміряних значень протягом року тривалості провалів напруги не перевищує гранично допустимого значення.

Характеристики провалів напруги в електричних мережах напругою 6-10 кВ приведено в ГОСТ 13109-97.

3.3.5.7 Імпульс напруги.

Імпульс напруги характеризується показником імпульсної напруги. Значення імпульсної напруги для грозових і комутаційних імпульсів, що виникають в мережах електрозабезпечуючої організації приведено в ГОСТ 13109-97.

3.3.5.8 Тимчасове перенапруження.

Тимчасове перенапруження характеризується показником коефіцієнта тимчасового перенапруження.

Амплітудне значення перенапруження визначається на кожному напівперіоді основної частоти при різкому перевищенні рівня напруги рівного $1,1 \sqrt{2} U_{ном}$. Коефіцієнт тимчасового перенапруження визначається:

$$K_{\text{пер}U} = \frac{U_{a \text{ max}}}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} , \quad (3.2)$$

де $U_{a \text{ max}}$ - амплітуда напруги в період перенапруги.

Критерії оцінки якості електроенергії в по тимчасових перенапруженнях приведені ГОСТ 13109-97.

3.4 Прилади для вимірювань показників якості електроенергії.

На лабораторному стенді для вимірів показників якості електроенергії використовувались наступні прилади:

3.4.1 Вимірювач відхилення напруги 43203, призначений для вимірювання відхилення напруги основної частоти 50 Гц в фазах одно і трифазних мереж 380/220 В, 3х100 В, а також реєстрації показників відхилення напруги.

3.4.2 Вимірювач несиметрії цифровий 43204, призначений для вимірювання коефіцієнтів напруги і сили струму зворотної і нульової послідовності відносно напруги прямої послідовності. В приладі передбачена одночасна видана вимірюного значення на цифровий лічильний пристрій в вигляді каналового сигналу напругою (0-5 В) для підключення до пристрою, що реєструє.

3.4.3 Аналізатор гармонік електричної мережі цифровий 43250 призначений для контролю якості електроенергії в електричних мережах загального призначення. Прилад забезпечує вимірювання коефіцієнта спотворення синусоїди напруги. У приладі передбачено аналогове виведення інформації про вимірювану величину у вигляді напруги постійного струму в діапазоні 0 - 5 В для подачі на зовнішній реєструючий пристрій.

3.4.4 Прилад цифровий для вимірювання статистичних характеристик 43401 призначений для вимірювання вірогідності попадання сигналу в задані інтервали, середнього значення, середньо квадратичного відхилення і вірогідності одночасного попадання сигналів в задані інтервали їх значень. Областю застосування приладу є підстанції енергосистем і споживачів електроенергії, де він повинен працювати в комплекті із спеціальними переносними приладами контролю якості електроенергії 43203, 43204, 43250. Одночасно може бути відключено

до чотирьох таких приладів. Статистичні характеристики визначаються в цілому за час вимірювання в трьох тимчасових інтервалах, межі яких протягом доби встановлюються на пульті приладу.

Передбачена можливість індикації статичних характеристик у будь-який момент часу в перебігу першої, другої, третьої доби за дві і три доби і у всіх тимчасових інтервалах.

3.4.5 Тривалість і періодичність вимірів показників якості електроенергії.

Мінімальна подовженість виміру ПЯЕ для оцінювання відповідності їх значень нормам ГОСТ 13109-97 і договірним обов'язкам дорівнює одній добі.

Рекомендується, щоб загальна тривалість вимірювань показників якості електроенергії складала не менше 7 діб, виходячи з тижневої періодичності зміни навантаження мережі.

Допускається зміна загальної тривалості вимірювань якщо відомо, що подальші вимірювання не приведуть до зміни результатів.

3.5 Спеціалізований прилад для вимірювань показників якості електроенергії.

В теперішній час розроблені та знаходяться в іспитово-промисловій експлуатації сучасні прилади вимірювання ПЯЕ на мікропроцесорній базі. Одним з таких приладів є реєстратор РК 3.01 (Росія, Санкт-Петербург).

Реєстратор РК 3.01 призначений для вимірювання і реєстрації ПЯЕ, оцінки відповідності якості вимірюваній електроенергії нормам, встановленим ГОСТ 13109-97 і видачі протоколу відповідності.

У реєстраторові ПЯЕ реалізовано визначення перевищень нормально і граничнодопустимих значень вимірюваних величин за період реєстрації, а також виділяються максимальні і мінімальні значення вимірюваних ПЯЕ. Є можливість щохвилинного перегляду зареєстрованих значень вимірюваних величин, визначення поточних значень.

Величинами, контрольованими за допомогою реєстратора ПЯЕ під час проведення вимірювань, є:

- значення напруги змінного струму фазної або лінійної напруги (залежно від підключення приладу), - U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} , приведені до вторинної обмотки трансформатора напруги в діапазоні від 0 до 520 В;

- значення напруги основної частоти $U(1)$, приведені до вторинної обмотки трансформатора напруги в діапазоні від 30 до 520 В;

- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_u - в діапазоні від 0 до 30%;
- коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги $K_u(n)$ (де $n = 2-40$) - у діапазоні від 0 до 30%;
- коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності K_{2u} - від 0 до 100%;
- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності K_{0u} - від 0 до 100%;
- частота напруги f - від 40 до 70 Гц.

Після проведення вимірювань на кожному тимчасовому інтервалі і за кожну добу йде статистична обробка отриманих зміряних величин.

- інформація про нештатні ситуації (відключення живлення, аварійні ситуації і т.д.);
- середнє, максимальне і мінімальне значення за часовий інтервал або добу значення величин, що вказані раніше;
- відносний час виходу зміряних величин за гранично допустимі значення протягом тимчасового інтервалу або доби;
- висновок про відповідність кожного ПЯЕ протягом даного тимчасового інтервалу або доби;
- шістнадцять зареєстрованих провалів напруги або перенапруження за кожну хвилину.

Тимчасові інтервали реєстрації можуть бути нерівномірними і при необхідності можна виділити окремий час доби для реєстрації ПЯЕ і при кожному інтервалі можна задати свій набір уставок.

Набір уставок для кожного ПЯЕ задається або стандартний, або встановлюється розрахунковий.

У реєстраторові реалізована можливість вибору номінальної напруги або при трансформаторному включенні - 57,7 В, 100 В, або при прямому включенні в мережу 0,4 кВ - 220В, 380В.

У концепції «особливі ситуації» реєстратора фіксуються наступні значення: коливання напруги, провал напруги, перенапруження, вихід за межі вимірювання. Ці величини реєструються окремо і не відображаються в щохвилинному перегляді реєстратора і не включаються в статистику.

Реєстратор має послідовний канал, при якому реалізований фізичний інтерфейс RS232, до якого можна підключити будь-який пристрій і обмін відбуватиметься по логічному протоколу ModBus.

Обробка результатів проведених вимірювань проводиться як безпосередньо реєстратором ПЯЕ, як це описано вище, так і за допомогою персонального комп'ютера за програмою Trans Data. Програмне забезпечення дозволяє прочитувати результати вимірювань з пам'яті реєстраторів, відображати їх у вигляді таблиць, графіків і зберігати у файлах власного формату.

Програмне забезпечення дозволяє:

- одночасно зчитувати свідчення з одного реєстратора за різні інтервали часу;
- одночасно працювати з декількома реєстраторами незалежно від способу їх підключення;
- управляти процесом зчитування;
- проглядати ПЯЕ у вигляді графіків, як в процесі зчитування інформації, так і після зчитування;
- відображення на графіках екстремальних точок, перегляду графіків в тривимірному просторі, тривимірне обертання графіків;
- автоматичний контроль за якістю передачі даних;
- можливість створення «бази даних» реєстраторів.

Примітка: в даний час лабораторний стенд приладами на мікропроцесорній базі не обладнаний.

3.6 Виконання вимірів показників якості електроенергії

3.6.1 Підключення приладів вимірювання ПЯЕ здійснюється до установки У1134М (стенда для перевірки лічильників) за допомогою спеціального електричного розмножувача. Опис установки У1134М та її технічні характеристики приведені в методичних вказівках до лабораторної роботи №2.

3.6.2 Вимірювання відхилення напруги за допомогою приладів 43203 та 43401.

3.6.2.1 Встановити діапазон вимірювань приладу 43203, що перекриває напругу, що виставляється на стенді в перебігу всього періоду вимірювань.

3.6.2.2 Встановити на приладі 43401 годинні інтервали часу. Крок дискретизації встановити рівним 30 с.

3.6.2.3 Включити прилади вимірювань відповідно до технічного опису і інструкцій з експлуатації.

3.6.2.4 Провести запис результатів вимірювань в кінці кожного тимчасового інтервалу, в кінці доби і за весь період вимірювань в протокол.

3.6.3 Виконання вимірювань коефіцієнта спотворення синусоїди напруги, гармонійних складових напруги і фазових кутів зрушення.

3.6.3.1 Встановити межу вимірювання приладу 43250, що перекриває можливий діапазон зміни вимірюваної величини.

3.6.3.2 Встановити крок дискретизації вимірювань приладу 43401 рівним 30 с.

3.6.3.3 Провести далі операції з приладом 43401 у відповідності с п. 3.6.2.3 – 3.6.2.4.

3.6.4 Виконання вимірювань коефіцієнтів зворотної послідовності напруги, струмів зворотної послідовності і фазових кутів зрушення.

3.6.4.1 Встановити межу вимірювання приладу 43204, що перекриває можливий діапазон вимірювання величини.

3.6.4.2 Встановити крок дискретизації приладу 43401 рівним 30 с.

3.6.4.3 Провести операції з приладом 43401 у відповідності с п. 3.6.2.3 – 3.6.2.4.

3.6.5 Вимірювання статистичних характеристик.

При вимірюванні статистичних характеристик показників якості електроенергії за допомогою приладів 43401. Прилад здійснює вимірювання вхідних сигналів по всіх чотирьох каналах в заданих тимчасових інтервалах протягом часу до трьох діб і визначає по запиту оператора значення відповідної статистичної характеристики за будь-який з тимчасових інтервалів кожної доби роботи. При цьому ж роді роботи здійснюється по запиту оператора вимірювання миттєвого значення вхідного сигналу і часу, що пройшов з початку поточного тимчасового інтервалу.

3.7 Обробка результатів вимірювань.

3.7.1 Обробка результатів вимірювань відхилень напруги

3.7.1.1 Побудувати гістограми відхилень напруги по результатам вимірювань за допомогою приладів 43203 і 43401 після кожного часового інтервалу часу протягом встановленої тривалості вимірювань.

При побудові гістограм інтервал відхилень напруги, відповідний діапазону вимірювань встановленому на приладі 43203 і номеру інте-

рвалу вимірювань, встановленому на приладі 43401 визначають з таблиці 3.2

По побудованих гістограмах відхилень напруги розрахувати вірогідність попадання поза допустимого діапазону для режимів найбільших і найменших навантажень центру живлення.

3.7.1.2 Визначимо $m\delta U$ і $\sigma\delta U$ з формули:

$$m\delta U = 0,2 m^*\delta U - \delta U_{н.пред}, \% \quad (3.3)$$

$$\sigma\delta U = 0,1 \sigma^*\delta U, \% \quad (3.4)$$

де $m^*\delta U$, $\sigma^*\delta U$ – математичне очікування і стандартне значення напруги.

$\delta U_{н.пред}$ – нижня межа діапазону вимірювання приладу.

Провести розрахунки по інтервалах часу в перебігу всього часу вимірювань.

3.7.1.3 Визначити вірогідність попадання поза допустимим діапазоном для режимів найбільших і найменших навантажень.

3.7.1.4 Якщо відомо, що форма побудованої гістограми близька до нормального закону розподілу, то допускається на підставі даних про математичне очікування відхилень напруги δU і стандартного значення відхилень напруги $\sigma\delta U$ для інтервалів часу, розрахувати діапазони відхилень напруга, відповідна 95 % вірогідність по формулах (3.5) (3.6).

Таблиця 3.2- Відхилення напруги в інтервалах приладу 43203

Діапазон виміру приладу 43203	Інтервал відхилення напруг, відповідний номеру інтервалу виміру на приладі 43401							
	1	2	3	4	5	6	7	8
± 10	10,00	8,75	7,5	6,25	5,00	3,75	2,50	1,25
	8,75	7,50	6,25	5,00	3,75	2,50	1,25	0,00
- 20 – 0	0,00	-1,25	-2,50	-3,75	-5,00	-6,25	-7,50	-8,75
	-1,25	-2,50	-3,75	-5,00	-6,25	-7,50	-8,75	-10,00
0 – 20	20,00	18,75	17,50	16,25	15,00	13,75	12,50	11,25
	18,75	17,50	16,25	15,00	13,75	12,50	11,25	10,00

Продовження таблиці 3.2

Діапазон виміру приладу 43203	Інтервал відхилення напруг, відповідний номеру інтервалу виміру на приладі 43401							
	9	10	II	12	13	14	15	16
+ 10	0,00 -1,25	-1,25 -2,50	-2,50 -3,75	-3,75 -5,00	-5,00 -6,25	-6,25 -7,50	-7,50 -8,75	-8,75 -10,00
-20 - 0	-10,00 -11,25	-11,25 -12,50	-12,50 -13,75	-13,75 -15,00	15,00 -16,25	-16,25 -17,50	-17,50 -18,75	18,75 -20,00
0 - 20	10,00 8,75	8,75 7,50	7,5 6,25	6,25 5,00	5,00 3,75	3,75 2,50	2,50 1,25	1,25 0,00

$$\delta U_B^{I(II)} = \delta U^{+I(II)} - 2\sigma\delta U^{I(II)}, \quad (3.5)$$

$$\delta U_H^{I(II)} = \delta U^{I(II)} - 2\sigma\delta U^{I(II)}, \quad (3.6)$$

де $\delta U_B^{I(II)}$, $\delta U_H^{I(II)}$ - верхня і нижня границя діапазону відхилення напруги, відповідні 95% вірогідності потрапляння в них в режимах найбільшого та найменшого навантаження, %.

Отримані значення $\delta U_B^{I(II)}$, $\delta U_H^{I(II)}$ повинні бути зіставлені з відповідними значеннями нормальних відхилень напруги.

3.7.2 Обробка результатів вимірювань коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги.

3.7.2.1 Обробку результатів вимірювань коефіцієнта спотворення синусоїди напруги за допомогою спеціалізованих приладів по вимірюванню ПЯЕ 43250 і 43401 слід виконувати способами, аналогічними описаним у п. 3.6.1.1 – 3.6.1.4.

Для побудови гістограм інтервал, відповідний встановленому на приладі 43250 діапазону вимірювань і встановленому на приладі 43401 номеру інтервалу вимірювань визначають з табл. 3.3.

3.7.2.2 Визначити математичне очікування Киск, середньоквадратичне відхилення $\sigma_{иск}$ або вірогідність виходу за допустимі межі за період, відповідний тривалості вимірювань.

3.7.3 Обробка результатів вимірювань коефіцієнта зворотної послідовності

3.7.3.1 Обробку результатів вимірювань коефіцієнтів зворотної послідовності за допомогою приладу 43204 і 43401 слід виконувати способами, аналогічними описаним в п. 3.6.1.1 – 3.6.1.4.

Таблиця 3.3 - Значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги

Діапазон вимірювання приладу 43250, %	Інтервал коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги, відповідний номеру інтервалу виміру напруги на приладі 43401					
	1	2	3	4	5	6
0 - 5 %	5,00	4,685	4,375	4,06	3,75	3,435
	4,69	4,380	4,065	3,755	3,44	3,13
0 - 10 %	10,00	9,37	8,75	8,12	7,50	6,87
	9,38	8,76	8,13	7,51	6,88	6,26
0 - 20 %	20,00	18,75	17,50	16,25	15,00	13,75
	18,75	17,50	16,25	15,00	13,75	12,50

Продовження таблиці 3.3

Діапазон вимірювання приладу 43250, %	Інтервал коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги, відповідний номеру інтервалу виміру напруги на приладі 43401					
	7	8	9	10	11	12
0 - 5 %	3,125	2,81	2,50	2,185	1,875	1,56
	2,815	2,505	2,19	1,880	1,565	1,255
0 - 10 %	6,25	5,62	5,00	4,37	3,75	3,12
	5,63	5,01	4,38	3,76	3,13	2,51
0 - 20 %	12,50	11,25	10,00	8,75	7,50	6,25
	11,25	10,00	8,75	7,50	6,25	5,00

Продовження таблиці 3.3

Діапазон вимірювання приладу 43250. %	Інтервал коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги, відповідний номеру інтервалу виміру напруги на приладі 43401			
	13	14	15	16
0 - 5 %	1,25	0,935	0,625	0,31
	0,94	0,63	0,30	0,00
0 - 10 %	2,50	1,87	1,25	0,62
	1,88	1,26	0,63	0,00
0 - 20 %	5,00	3,75	2,50	1,25
	3,75	2,50	1,25	6,00

3.8 Зміст звіту

- 3.8.1. Мета роботи.
- 3.8.2. Основні відомості про показники якості електроенергії.
- 3.8.3. Опис проведення експериментальних досліджень.
- 3.8.4. Результати експериментальних досліджень.
- 3.8.5. Висновки про виконану роботу.

4 ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 4

АТЕСТАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

4.1 Мета роботи

Вивчити методику метрологічної атестації трансформаторів струму для системи комерційного обліку електроенергії.

4.2 Програма роботи

4.2.1 Ознайомлення з програмою метрологічної атестації.

4.2.2 Ознайомлення з методикою проведення метрологічних випробувань.

4.2.3 Проведення метрологічних випробувань – визначення метрологічних характеристик трансформатора струму.

4.2.4 Обробка експериментально отриманих результатів, оформлення протоколів атестації.

4.3 Загальні відомості

4.3.1 Галузь використання.

Методика метрологічної атестації (ММА) поширюється на трансформатори струму (ТС) класів точності 0,1; 0,2; 0,5; 1,0 за ГОСТ 7746-89, які призначені для роботи в системі комерційного обліку електроенергії. За результатами метрологічної атестації встановлюються індивідуальні метрологічні характеристики ТС, що дає можливість перевірити їх відповідність характеристикам, що для них нормуються, а також дозволяє використання їх з меншими похибками ніж регламентується класом точності.

4.3.2 розгляд технічної документації.

При розгляді технічної документації ТС виконується наступне.

1 Перевірка відповідності наведених у документації метрологічних характеристик вимогам нормативної документації.

2 Перевірка повноти, правильності та способу вираження метрологічних характеристик.

3 Перевірка повноти, правильності вибраних методів та засобів повірки.

4 Оцінка експлуатаційної документації.

4.3.3 Метрологічна атестація.

При проведенні метрологічної атестації ТС повинні виконуватись операції:

- 1 Зовнішній огляд.
- 2 Перевірка комплектності.
- 3 Розмагнічування.
- 4 Перевірка правильності позначень виводів.
- 5 Визначення метрологічних характеристик.

4.3.4 Умови проведення метрологічної атестації.

1 Похибки вимірювання при метрологічній атестації не повинні перевищувати 20% похибок, що допускаються для ТС, який атестується.

2 Засоби вимірювальної техніки, що застосовується при метрологічній атестації, повинні бути справними, повірені, та мати свідоцтво, чи відмітки в паспорті про повірку, чи повірочне тавро.

3 Допускається застосовувати при атестації інші засоби вимірювальної техніки, характеристики яких задовольняють п. 2.1, п. 2.2

4 Температура навколишнього повітря, $C 20 \pm 10$;

5 Відносна вологість повітря, % 30 – 80;

6 Частота живлення мережі, Гц $50 \pm 0,4$;

Напруга живлячої мережі, В 220 ± 22 ;

7 Коефіцієнт спотворення синусоїди напруги, % не більше 5.

4.4 Підготовка до проведення метрологічної атестації.

4.4.1 Зовнішній огляд.

При проведенні зовнішнього огляду повинна бути установлена відповідність ТС наступним вимогам:

- контактні притискачі або виводи первинної та вторинної обмоток повинні бути справні;
- окремі частини ТС повинні бути міцно закріплені;
- болт заземлення повинен бути позначений;
- бак для масла не повинен мати дефектів, що причинять течі масла;
- повинне бути передбачено місце для клеймування та опломбування;

У таблиці ТС повинно бути:

- найменування підприємства, що його виготовило, найменування ТС;
- заводський номер;
- номінальний первинний та вторинний струми;
- номінальні вторинні навантаження;
- позначення стандарту або технічних умов, по яким виготовлений ТС.

У вбудованих ТС табличка може бути відсутня.

4.4.2 Контроль відповідності ТС вимогам комплектності проводиться згідно його супроводжувачої документації.

4.4.3 Розмагнічування ТС.

ТС розмагнічується одним з указаних способів:

а) вторинні обмотки замикаються на опір:

$$R = \frac{250}{I_H^2}, \quad (4.1)$$

де I_H – номінальний вторинний струм ТС, що повіряється.

Через первинну обмотку пропускають номінальний струм та плавно його зменшують до нуля.

б) через первинну обмотку ТС при розімкнутій вторинній обмотці пропускають струм 10 % від номінального значення первинного струму, а потім плавно знижують до нуля.

в) через вторинну обмотку ТС при розімкнутій первинній обмотці пропускають струм, що дорівнює 10 % номінального значення вторинного струму, а потім плавно знижують до нуля.

Напруга на виводах вторинної обмотки не повинна перевищувати 75 % від допустимого значення при випробуваннях ізоляції.

Розмагнічування проводиться при номінальній частоті – 50 Гц.

4.4.4 Перевірку правильності позначень виводів ТС проводять пристроєм К507 при зібрані схеми метрологічної атестації перед операцією визначення похибок. Пристрій К507 забезпечений сигналізацією неправильного включення ТС.

4.5 Визначення метрологічних характеристик.

4.5.1 Визначення метрологічних характеристик ТС проводять диференційно-нульовим методом з використанням зразкового ТС (ТСЗ) та пристрою К507. Схема лабораторної установки для визначення похибки ТС показана на рис. 4.1

4.5.2 Похибки ТС класом точності від 0,02 до 1,0, визначаються при первинному струмі 10, 20 та 100% від номінального значення та номінальному навантаженні, а також при струмі 100, 120 % від номінального значення та навантаженні, що дорівнює нижній межі діапазону навантажень ТС згідно супроводжуючої документації.

Значення струмів і повної потужності, яка видається ТС, що атестується у ланцюгу навантаження вторинних обмоток, при яких відбувається метрологічна атестація приведені в таблиці 4.1. В таблиці 4.1 прийняті наступні позначення:

$S_{ном}$ – номінальна потужність навантаження;

S_{min} – нижня межа діапазону потужності навантажень, що допускається (як правило для більшості ТС $S_{min}=0,25S_{ном}$);

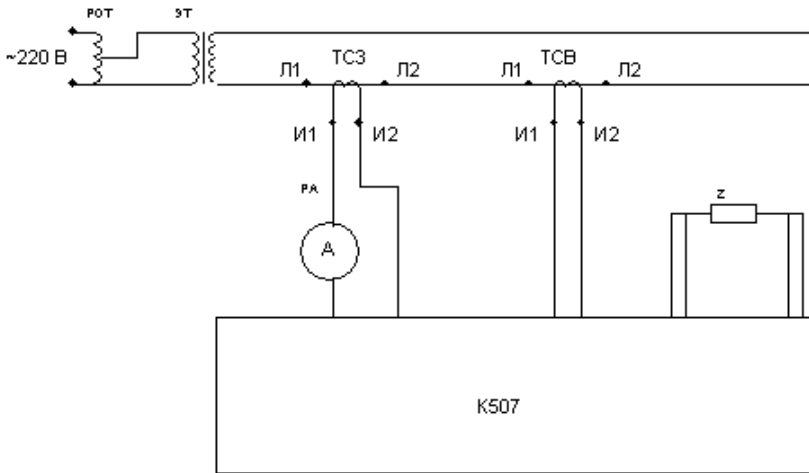
S_0 – нульова потужність – при замкнутій вторинній обмотці;

$\cos\varphi_{ном}$ – номінальний коефіцієнт потужності.

Таблиця 4.1 – Навантаження ТС при випробуваннях

№ п/п	Струм в процентах номінального значення	Навантаження вторинної обмотки	
		Потужність	Коефіцієнт потужності
1	1*, 5, 20, 100, 120*	$S_{ном}$	$\cos\varphi$
2	120*	S_{min}	$\cos\varphi$
3	1*, 5, 20, 100, 120*	S_0	-

* - проводиться метрологічна атестація при нормуванні ТС (у супроводжуючій документації).



ТСЗ – ТС зразковий,
 ТСВ – ТС, що випробується,
 РОТ – регульовальний однофазний трансформатор (ЛАТР),
 ЗТ – знижувальний трансформатор,
 К507 – пристрій для повірки ТС.

Рисунок 4.1 - Схема визначення похибок ТС

4.5.3 При неможливості виміряти похибки ТС f_0 та δ_0 при нульовому навантаженні, вони можуть бути розраховані за формулами:

$$\begin{aligned}
 f_0 &= \frac{1}{3}(4f_{\min} - f_{\text{ном}}); \\
 \delta_0 &= \frac{1}{3}(4\delta_{\min} - \delta_{\text{ном}}),
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

де f_{\min} , δ_{\min} – струмові та кутові похибки ТС при нижній межі допустимого навантаження вторинної обмотки – S_{\min} ;

$f_{\text{ном}}$, $\delta_{\text{ном}}$ – струмові та кутові похибки ТС при номінальному навантаженні обмотки – $S_{\text{ном}}$;

f_0 , δ_0 - струмові та кутові похибки ТС при нульовому навантаженні.

У цьому випадку вимірюються похибки при всіх струмах за табл. 4.1, при навантаженні вторинної обмотки, рівному значенні S_{\min} замість нульового значення S_0 .

4.5.4 Похибки ТС визначають при збільшенні струму. При проведенні випробувань струм плавно збільшується від нуля (мінімально можливого значення) до точок виміру згідно табл. 4.1, починаючи з 5 % (1 %) до 120 % від номінального струму.

Таблиця 4.2 – Границі допустимої похибки ТС

Клас точності	Первинний струм в % від номінального	Границі допустимої похибки			Границі вторинного навантаження $\cos\varphi=0.8$ % від $U_{ном}$
		Струмової, %	Кутової		
			Хвилин	с рад	
0,2	5	$\pm 0,75$	± 30	$\pm 0,9$	25-100
	20	$\pm 0,35$	± 15	$\pm 0,45$	
	100-120	$\pm 0,20$	± 10	$\pm 0,3$	
0,5	5	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,7$	25-100
	20	$\pm 0,75$	± 45	$\pm 1,35$	
	100-120	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$	
1,0	5	$\pm 3,0$	± 180	$\pm 5,4$	25-100
	20	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,7$	
	100-120	$\pm 1,0$	± 60	$\pm 1,8$	
3	50-120	$\pm 3,0$	Не нормується		50-100
5	50-120	$\pm 5,0$	Не нормується		50-100
10	50-120	$\pm 10,0$	Не нормується		50-100

4.5.5 Похибки вбудованих та шинних ТС визначаються при всіх значеннях коефіцієнту трансформації.

4.5.6 Похибки вбудованих та шинних ТС визначаються з первинною обмоткою, яку створюють пропусканням витків проводу через центральний отвір при всіх значеннях номінальних ампер-витків. Вони повинні розташовуватись у відповідності з прикладеною технічною документацією до ТС, що випробується.

4.5.7 Похибки ТС визначені згідно табл. 4.1 (рядки 1 та 2) не повинні перевищувати допустимих похибок встановлених ГОСТ 7746-89, та приведених в табл. 4.2, 4.4, інакше ТС бракується.

4.5.8 Допускається проводити метрологічну атестацію ТС при інших, відмінних від вказаних в п. 4.5.2 значеннях струму та навантаження вторинної обмотки ТС при наявності таких вимог в нормативній документації до ТС, що атестується.

Таблиця 4.3 – Нижня границя вторинного навантаження при номінальному навантаженні ТС менше 15 ВА

Номінальне вторинне навантаження, S _{ном} , ВА	2,5	5	10
Нижня границя вторинного навантаження при cosφ=0.8, %	50	75	37,5

Таблиця 4.4 – Границі допустимої похибки ТС для релейного захисту

Клас точності	Границі допустимої похибки			
	При номінальному струмі			При струмі граничної кратності
	Струмова похибка, %	Кутова похибка		
		хвилин	с рад	Повна похибка, %
5P	±1	+60	+1,8	5
10P	±3	-	-	10

4.6 Обробка результатів вимірювань

4.6.1 Дійсне значення струмової похибки f_H (в відсотках) та кутової похибки δ_H (в хвилинах) при дійсному опорі навантаження Z_H визначається за формулою:

$$f_H = f_0 + \frac{Z_H}{Z_{НОМ}} (f_{НОМ} - f_0) \cos(\varphi_H - \varphi_{НОМ}) - 0.0291(\delta_{НОМ} - \delta_0) \sin(\varphi_H - \varphi_{НОМ}) \quad (4.4)$$

$$\delta_H = \delta_0 + \frac{Z_H}{Z_{НОМ}} [(\delta_{НОМ} - \delta_0) \cos(\varphi_H - \varphi_{НОМ}) + \frac{1}{0.0291} (f_{НОМ} - f_0) \sin(\varphi_H - \varphi_{НОМ})] , \quad (4.5)$$

де $Z_{НОМ}$, Z_H – номінальне і дійсне значення вторинного навантаження, Ом,

$\varphi_{НОМ}$, φ_H – фазове зрушення номінального і дійсного навантаження, градусів.

4.6.2 Номінальний вторинний опір навантаження в омах визначається за формулою:

$$Z_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{I_{НОМ}^2} , \quad (4.6)$$

де $I_{НОМ}$ – номінальний вторинний струм, А.

4.6.3 Фазове зрушення номінального вторинного навантаження в градусах визначається за формулою:

$$\varphi_{НОМ} = \arccos(\cos\varphi_{НОМ}) , \quad (4.7)$$

де $\cos\varphi_{НОМ}$ – значення, взяті з таблиці 4.1

4.6.4 Визначення дійсного значення вторинного навантаження ТС.

4.6.4.1 За допомогою пристрою К535 чи К507 або іншими відомими методами вимірюється дійсне значення активної R_H в омах і реактивної X_H в омах складових вторинного навантаження ТС.

4.6.4.2 За даними по п. 4.6.4.1 розраховують Z_H і φ_H за формулами:

$$Z_H = \sqrt{R_H^2 + X_H^2} , \quad (4.8)$$

$$\varphi_H = \arctg \frac{X_H}{R_H} , \quad (4.9)$$

4.6.5 Одержані значення похибок f_0 , δ_0 та $f_{\text{ном}}$, $\delta_{\text{ном}}$ по п. 4.5.3 і обчислені значення $Z_{\text{ном}}$, $\varphi_{\text{ном}}$, $Z_{\text{н}}$, $\varphi_{\text{н}}$ по (4.6.3 – 4.6.6) підставляють у формули (2.1 – 2.2) для знаходження дійсних значень похибок $f_{\text{н}}$ та $\delta_{\text{н}}$.

4.6.6 Похибка дійсних значень $f_{\text{н}}$ та $\delta_{\text{н}}$ рівна відповідно $\pm 0,2f_{\text{доп}}$, $\pm 0,2\delta_{\text{доп}}$,

де $0,2f_{\text{доп}}$, $0,2\delta_{\text{доп}}$ – допустима струмова похибка в відсотках і допустима кутова похибка в градусах для класу точності ТС, що атестується.

4.7 Оформлення результатів метрологічної атестації.

4.7.1 Розділ свідоцтва „результати метрологічних досліджень” оформляється згідно з додатком А.

4.7.2 Позитивні результати МА ТС засвідчуються відбитком повірного тавра та свідоцтвом про МА у відповідності з формою ДСТУ 3215-95 (додаток Б).

4.7.3 Негативні результати МА ТС оформляються довідкою про непридатність ТС, в якій вказують підстави для визначення ТС неприпустимим до застосування.

4.8 Зміст звіту.

Звіт про проведену роботу повинен містити:

4.8.1 Мета роботи.

4.8.2 Опис проведених метрологічних досліджень.

4.8.3 Результати проведених досліджень по формі приведеній в додатку А

4.8.4 Висновки про проведену роботу.

5. РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Правила роздрібного ринку електричної енергії. Затверджено постановою НКРЕ КП від 14.03.2018 № 312
2. Кодекс комерційного обліку електричної енергії. Затверджено постановою НКРЕ КП від 14.03.2018 № 311
3. Кодекс системи розподілу електричної енергії. Затверджено постановою НКРЕ КП від 14.03.2018 № 310
4. Кодекс системи передачі електричної енергії. Затверджено постановою НКРЕ КП від 14.03.2018 № 309
5. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електричної енергії в умовах енергоринку. Постанова КМУ № 826 від 18.05.2000р.-18с.
6. Технічні та організаційні вимоги до побудови автоматизованих систем обліку електричної енергії на об'єктах НЕК „Укренерго”. Затверджено НТР НЕК „Укренерго” 29.03.2000р.
6. [ДСТУ:ІЕС 61000-4-30-2010](#). «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії».
7. [ДСТУ:EN 50160-2014](#) «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення»
8. ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Трансформатори струму (ІЕС 60044-1: 2003, IDT).

ДОДАТОК А (обов'язковий)

Результати метрологічних досліджень

Номінальний первинний струм	I _{ном} =	А
Номінальний вторинний струм	I _{2ном} =	А
Номінальне навантаження	S _{ном} =	ВА
Номінальний вторинний опір навантаження	Z _{ном} =	Ом
Номінальний коефіцієнт потужності	cosφ=0.8	
	φ _{ном} =36,89°	

Клас точності

I _{ном} , А	I _{ном} , %	S _{ном}		S ₀	
		f _{ном} , %	δ _{ном} , хвилин	f ₀ , %	δ ₀ , хвилин
	1				
	5				
	20				
	100				
	120				

де S₀ – нульове навантаження ТС при його закороченій вторинній обмотці;

f_{ном} – струмова похибка при номінальному навантаженні;

δ_{ном} - кутова похибка при номінальному навантаженні;

f₀ - струмова похибка при нульовому навантаженні;

δ₀ - кутова похибка при нульовому навантаженні.

Дійсне значення коефіцієнта трансформації K₀ визначається за формулою:

$$K_0 = K_{ном} (1 - 0,01 f_n),$$

де K_{ном} - номінальний коефіцієнт трансформації;

f_n - значення струмової похибки в % при дійсному опорі навантаження на об'єкті експлуатації, яке визначається за ПМА 081/29-01.96.

Похибка визначення K₀ не перевищує 0,2 f_{доп} %, де f_{доп} - межа допустимої струмової похибки.

ДОДАТОК Б
(рекомендований)

Приклад розрахунку індивідуальних метрологічних характеристик ТС

Б.1 На МА поданий трансформатор струму ТК-20 класу точності 0,5, первинний номінальний струм 200 А, вторинний номінальний струм $I_{ном}=5$ А, потужність номінального вторинного навантаження $S_{ном}=5$ ВА, номінальний коефіцієнт потужності $\cos\phi_{ном}=0,8$.

Б.2 За формулами 4.3 – 4.4 знаходять $Z_{ном}=0,2$ Ом, $\phi_{ном}=36,89^\circ$.

Б.3 За результатами експериментальних досліджень по п. 4.5.3. одержують результати, які зведені в таблицю Б.1

Таблиця Б.1 – Результати експериментальних досліджень

Струм в відсотках номінального значення	$\Gamma_{ном}$, %	$\delta_{ном}$, хвилин	f_0 , %	δ_0 , хвилин
5	-1,43	43,0	+0,56	+34,0
20	-0,21	20,0	+0,94	+12,0
100	+0,17	11,0	+1,12	+6,0
120	+0,037	13,9	+1,12	+6,0

Б.4 Дійсне значення складових вторинного навантаження знаходять по п 4.6.4.1.

$$R_n=0,2 \text{ Ом}, \quad X_n=0 \text{ Ом.}$$

Б.5 за формулами 4.5 – 4.6 обчислюють

$$Z_n=0,2 \text{ Ом}, \quad \phi_n=0$$

Б.6 Дійсні значення похибки ТС знаходять за формулами (4.2 – 4.3), які зведені в таблицю Б.2

Таблиця Б.2 - Дійсні значення похибки ТС

Іном, %	Гн, %	0,2 фдоп, %	δн, хвилин	0,2δдоп, хвилин
5	-0,82	±0,3	-82,2	±19
20	+0,16	±0,15	+42,1	±9
100	+0,45	±0,1	+29,6	±6
120	+0,39	±0,1	+34,6	±6

Б.7 Дійсні значення коефіцієнта трансформації обчислюють за формулою (п. 1), які зведені в таблиці Б.3

Таблиця Б.3 – Дійсне значення коефіцієнта трансформації ТС

Іном, %	К _о	Похибка К _о (0,2 фдоп), %
5	40,33	±0,3
20	39,94	±0,15
100	39,82	±0,1
120	39,84	±0,1