

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними та економічними процесами

Інтелектуальні системи енергопостачання

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
магістра

на тему: Дослідження небалансів електроенергії на підстанції А
за освітньою програмою Енергетичні та електромеханічні системи на
транспорті

зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав: студент групи ЕЕ2321:



/ Ілля ДЕРЕВЕНЕЦЬ /

Керівник:



/ доцент Тетяна ДРУБЕЦЬКА /

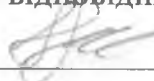
Нормоконтролер:



/ доцент Ірина ПОТАПЧУК /

Засвідчую, що у цій роботі немає запозичень з
праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент



Дніпро – 2025 рік

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами
Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання
Рівень вищої освіти: Другий (магістерський)
Освітня програма: Енергетичні та електромеханічні системи на транспорті
Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

 Дмитро БОСІЙ

Дата 01.04.24

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу магістр з електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

студенту Деревенцю Іллі Сергійовичу

1. Тема роботи: Дослідження небалансів електроенергії на підстанції А

Керівник роботи: Друбецька Тетяна Ігорівна, к.т.н., доцент

затверджені наказом від " 01 " 04 2024 р. № 247ст

2. Строк подання студентом роботи: 17.01.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

Результати обстеження повітряних ліній

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Аналіз питання виникнення небалансів електроенергії

4.2 Система контролю достовірності обліку електроенергії

4.3 Дослідження небалансів на підстанції А

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): похибки ТТ, похибки ТН, загальний вигляд приладу РМ175, Зовнішній вигляд лічильника АЛЬФА-Плюс

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Завдання видав: (підпис консультанта, дата)	Завдання прийняв: (підпис студента, дата)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз питання виникнення небалансів електроенергії	10.11.2024	
2	Система контролю достовірності обліку електроенергії	15.12.2024	
3	Дослідження небалансів на підстанції А	12.01.2025	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	17.01.2025	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	20.01.2025	

Студент

Ілля ДЕРЕВЕНЕЦЬ



Керівник роботи

Тетяна ДРУБЕЦЬКА



ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
другого (магістерського) рівня вищої освіти Савченко С.В. на тему:
«Удосконалення системи технічного обслуговування і ремонту
повітряних ліній»

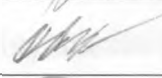
Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	71 стор.
Графічна частина (за наявності)	-	-
Демонстраційний матеріал	1	10 слайдів
Електронна частина (за наявності): назва файлу з розширенням	-	-

Керівник:



/ Тетяна ДРУБЕЦЬКА /

Нормоконтролер:



/ Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ:



/ Дмитро БОСИЙ /

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: 69 сторінок, 3 частини, 16 рисунки, 3 таблиці, 15 використаних джерел.

Об'єкт дослідження – витрати електроенергії на підстанції.

Мета роботи – удосконалення системи небалансів електроенергії.

Методи дослідження. Основні теоретичні положення магістерської роботи отримані за допомогою математичного апарату дослідження графіків.

Одержані результати:

- проаналізовані питання виникнення небалансів
- описана система обліку достовірності електроенергії ,
- проведено дослідження небалансів на підстанції А

Ключові слова: НЕБАЛАНСИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ТЯГОВА ПІДСТАНЦІЯ, СИСТЕМА ОБЛІКУ, ЛІЧИЛЬНИК, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ.

ЗМІСТ	стр.
ВСТУП	8
1 АНАЛІЗ ВИНИКНЕННЯ НЕБАЛАНСІВ	9
1.1 Похибки засобів вимірювання.....	9
1.2 Допустимі небаланси електроенергії	19
1.3 Проблема небалансу на залізниці.....	24
2 СИСТЕМА КОНТРОЛЮ ДОСТОВІРНОСТІ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ...	28
2.1 Структура фактичних втрат електроенергії	28
2.2 Причини виникнення комерційних втрат електроенергії	30
2.3 Шляхи зниження комерційних втрат	35
2.4 Порівняльна характеристика лічильників.....	38
2.5 Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії	49
3 ДОСЛІДЖЕННЯ НЕБАЛАНСІВ НА ПІДСТАНЦІЇ А	60
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	66
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	67

02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ					
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	
Розробник		Деревенець І.С.			
Консульт					
Керівник		Друбецька Т.І.			
Н.контр		Потапчук І.Ю.			
Зав.каф		Босій Д.О.			
Дослідження небалансів електроенергії на підстанції А			Літера	Аркуш	Аркушіє
			М	7	69
			<i>МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, гр. EE2321</i>		

ВСТУП

Актуальність роботи. Дослідження небалансів електроенергії є важливим аспектом аналізу енергосистем, що спрямований на забезпечення стабільності, надійності та економічної ефективності енергопостачання. Небаланси виникають через різницю між прогнозованим та фактичним виробництвом або споживанням електроенергії. Це явище може спричиняти додаткові витрати, технічні проблеми в мережі та впливати на якість електропостачання.

Зв'язок роботи з науковими напрямками діяльності кафедри. Обране дослідження безпосередньо пов'язані з виконанням науково-дослідних робіт в Українському державному університеті науки та технологій.

Мета та задачі дослідження.

Метою досліджень є удосконалення системи небалансів електроенергії.

Об'єкт дослідження – витрати електроенергії на підстанції.

Предмет дослідження – небаланси електроенергії.

Методи дослідження – для вирішення поставлених завдань у роботі використовувався математичний апарат дослідження графіків.

Наукова новизна одержаних результатів. Отримав подальший розвиток метод визначення небалансів електроенергії на тяговій підстанції

Особистий внесок здобувача. Постановку мети та завдань дослідження виконано спільно з науковим керівником. Основні наукові положення, теоретичні дослідження, розрахунки, зіставлення та аналіз отриманих результатів, та формулювання висновків отримані здобувачем самостійно.

Апробація результатів роботи.

Основні положення роботи і результати досліджень доповідалися здобувачем і обговорювалися на науково-практичній конференції.

Публікації.

Друбецька Т.І. Системи технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній / Друбецька Т.І., Савченко С.В., Деревинець І.С. // Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал. – 2025. – № 1.

						Арк.
					02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ	8
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ ВИНИКНЕННЯ НЕБАЛАНСІВ

1.1 Похибки засобів вимірювання

Типовий вимірювальний комплекс обліку електроенергії складається з вимірювальних трансформаторів струму, напруги, лічильника та сполучних проводів. Межі допустимих похибок такого комплексу відповідно до [9] визначають за формулою:

$$\delta = \pm 1.1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_L^2 + \delta_C^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\phi_x}^2}, \quad (1.1)$$

де $\delta_I, \delta_U, \delta_C$ - відносні похибки ТТ, ТН і лічильника;

δ_L – втрата напруги у вторинному ланцюзі ТН;

δ_θ – відносна похибка виділення з виміряного значення повного струму його активної складової, обумовлена кутовими похибками ТТ і ТН;

δ_{ϕ_x} – сумарна додаткова похибка, викликана впливають факторами (відхиленнями напруги, частоти, температури навколишнього повітря, магнітного поля та іншими факторами від нормальних значень, при яких гарантується знаходження похибки всередині діапазону, відповідного класу точності);

1,1 – коефіцієнт, що враховує особливості метрологи чеський повірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої похибки і інші причини.

Визначення метрологічних характеристик конкретного вимірювального комплексу проводять відповідно до порядку, також викладеним в [9]. Однак при визначенні структури втрат для організації в цілому неможливо орієнтуватися на наявність таких даних для сотень і тисяч точок обліку і доводиться використовувати усереднену оцінку їх можливих похибок.

При визначенні допустимих похибок вимірювального комплексу за формулою (1.1) відносні похибки приладів зазвичай приймають рівними класів їх точності, а вони визначають граничні значення похибок лише в зонах

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				9

навантажень, близьких до номінальних. Запис у вигляді середньоквадратичного значення і знак \pm говорять про те, що визначається значення випадкової (симетричної) похибки, а як буде показано нижче, в реальних умовах має місце істотна систематична складова похибки в бік недообліку електроенергії.

Використання класів точності приладів (тобто гранично можливих значень похибок) говорить про те, що за формулою (1.1) визначаються граничні значення діапазону допустимих похибок, в той час як у більшості практичних завдань необхідно знати діапазон похибок, відповідний певної ймовірності. В інженерних задачах зазвичай використовується рівень довірчої ймовірності 0,95. Слід зазначити, що клас точності приладу відображає не діапазон можливої флуктуації похибки конкретного приладу, а діапазон, в якійсь точці якого знаходиться похибка конкретного приладу. Похибка будь-якого елемента комплексу має своє конкретне значення, яке при стабільній навантаженні може лише незначно флуктувати біля свого середнього рівня завдяки впливу чинників. Разом з тим комплектуючі деталі, що використовуються при виготовленні приладів, мають розкид параметрів.

Технологічний процес виробництва не може забезпечити ідеально однакових параметрів всіх приладів, тому при перевірці на заводі - виготовлювачі кожного приладу будуть переконані, що його похибка потрапляє в припустимий діапазон, а не визначають її конкретне значення. Тому клас точності приладу 1, 0 означає, що його похибка не виходить за межі $\pm 1, 0\%$, але в якій точці діапазону знаходиться - не відомо. При зміні навантаження приладу фактичне значення похибки змінюється відповідно до його навантажувальної характеристикою.

Похибки ТТ і ТН. Допустимі похибки ТТ відповідно до ГОСТ 7746 нормуються в трьох точках, що відповідають струмового завантаженні ТТ 100, 20 і 5%. Похибки ТТ класів точності 0, 5 і 1, 0 в цих точках не повинні виходити за межі $\pm K_{TT}$; $\pm 1, 57 K_{TT}$ і $\pm 3, 0 K_{TT}$, де K_{TT} - клас точності ТТ. Це означає, що фактична похибка ТТ при малих навантаженнях може бути в 1, 5-3 рази більше класу точності. Для ТТ класу точності 0,2 відповідні точки мають рівні $\pm K_{TT}$; $\pm 1, 75 K_{TT}$ і $\pm 3, 75 K_{TT}$, залежності похибок ТТ, як і інших аналогових приладів,

									Арк.
									10
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				

У результаті робота ТТ в зоні $\beta_{ТТ\text{экв}} = 0,05 - 0,2$ є в більшості випадків типовий ситуацією. З точки зору вимог до системі обліку ця ситуація не може вважатися допустимою, проте при визначенні структури звітних втрат важливо знати можливі похибки системи обліку у фактичних умовах її роботи, тому що в протилежному випадку її підвищені похибки будуть помилково розглядатися як комерційні втрати.

Симетричність розтруба допустимих похибок ТТ не означає, що фактичні похибки рівномірно заповнюють допустиму зону. Як відомо, характеристики навантажень ТТ мають вигляд кривих, що падають до початку координат [10]. У цьому випадку характеристики ТТ, використовуваних на об'єкті, будуть більш щільно заповнювати верхню частину діапазону в зоні великих навантажень і нижню - в зоні малих навантажень, як показано пунктирними лініями на рис. 1.1. Робоче поле допустимих похибок обмежено (див. рис. 1.1) прямими лініями з переломом в точці $\beta_{ТТ} = 0,2$. Лінія в середині цієї зони відображає середню (систематичну) похибку всіх ТТ, а границі зони - діапазон випадкових похибок. Як впливає з рисунку, для більшості ТТ похибка вимірювання малих навантажень перебуває в негативній області.

Залежності систематичної $\Delta_{ТТ}$ і випадкової $\delta_{ТТ}$ струмових похибки ТТ від коефіцієнта його струмового завантаження $\beta_{ТТ}$ і класу точності $K_{ТТ}$, відповідно рис. 1.1, наведені в табл. 1.1.

Як відомо, похибка ТТ залежить не тільки від його струмового завантаження, але і від навантаження вторинного ланцюга, нормованої в Ом. При перевищенні нормованого значення похибка ТТ також збільшується в негативну сторону. При наявності залежностей, що відображають вплив цього чинника, $\Delta_{2ТТ} = a_{\Delta}\beta_{ТТ}$ і $\delta_{2ТТ} = a_{\delta}\beta_{2ТТ}$, де $\beta_{2ТТ}$ - коефіцієнт завантаження вторинної ланцюга ТТ за потужністю, цей фактор також може бути врахований. На даний момент автори не мають даних досліджень про чисельні значення коефіцієнтів a_{Δ} і a_{δ} .

						Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	12

Таблиця 1.1 – Залежності струмових похибок ТТ від коефіцієнта струмового завантаження і класу точності

Вид похибки, %	Залежності похибок ТТ у діапазоні значень β_{TT}	
	0,05 – 0,2	0,2 – 1,0
Δ_{TT}	$(-2.0 + 6.25\beta_{TT})K_{TT}$	$(-1.06 + 1.56\beta_{TT})K_{TT}$
δ_{TT}	$\pm(1.0 - 1.25\beta_{TT})K_{TT}$	$\pm(0.81 - 0.31\beta_{TT})K_{TT}$

Для розрахунку коефіцієнтів струмових завантажень ТТ за формулою (1.2) необхідно мати дані про графіки навантаження контрольованих приєднань, що сильно збільшує обсяг необхідної інформації, особливо при проведенні розрахунку для об'єктів з великим числом точок обліку (дистанція електропостачання). Якщо використовувати інтегральну характеристику графіка навантаження - коефіцієнт заповнення k_3 , вираз (1.2) набуває вигляду:

$$\beta_{TT_{\text{екв}}} = \beta_{TT_{\text{ср}}} \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad (1.3)$$

в якій середнє значення коефіцієнта струмового завантаження ТТ- $\beta_{TT_{\text{ср}}}$ визначають за даними про пропуск електроенергії через точку обліку W за час T і номінальних значеннях струму β_{2TH} та напруги $U_{\text{ном}}$ первинного кола ТТ:

$$\beta_{TT_{\text{ср}}} = \frac{W}{T\sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\text{ном}}} \cdot 10^3. \quad (1.4)$$

У формулу (1.4) W підставляють в тисячах кіловат-годин, $U_{\text{ном}}$ - в кіловольтах і $I_{\text{ном}}$ - в амперах.

З формули (1.3) видно, що еквівалентний коефіцієнт струмового завантаження ТТ більше середнього, тому використання середнього струму для визначення завантаження ТТ кілька завищує похибка.

Поле допустимих похибок ТН на відміну від ТТ має однакову ширину у всьому діапазоні коефіцієнта завантаження вторичної ланцюга β_{2TH} (поняття

завантаження первинної ланцюга для ТН не має сенсу). Залежність похибки ТН від завантаження вторинного ланцюга відповідно до [10] має вигляд, наведений на рис. 1.2. Середня лінія представляє собою математичне очікування похибок (систематичну похибку) всіх ТН, що використовуються на об'єкті, а бокові - межі робочої області поля допустимих похибок. Очевидно, що при великих навантаженнях вторинних ланцюгів ТН похибка також йде в негативну область.

Формули для систематичної $\Delta_{ТН}$ і випадкової $\delta_{ТН}$ похибок ТН по модулю напруги, що відповідають прямим рис. 1.2, мають вигляд:

$$\Delta_{ТН} = (0.5 - \beta_{2ТН}) K_{ТН}$$

$$\delta_{ТН} = \pm 0.5 K_{ТН}$$

де $K_{ТН}$ – клас точності ТН.

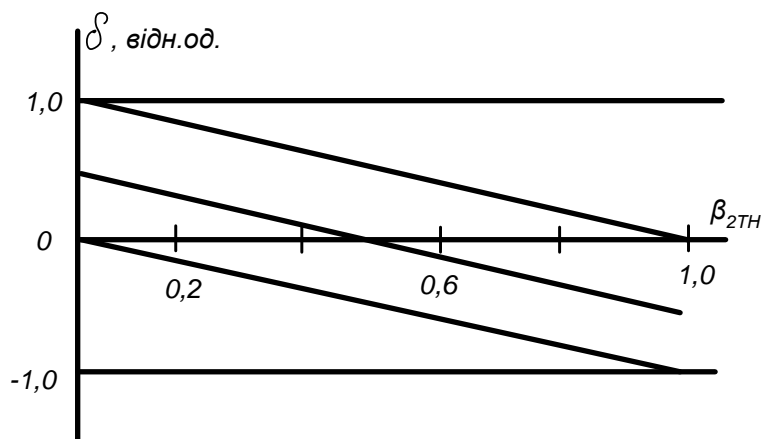


Рисунок 1. 2 – Поле допустимих похибок ТН за ГОСТ 1983 і робоча область навантажувальних характеристик

Завантаження вторинних ланцюгів ТН, як правило, істотне і в основному перевищує номінальну. У цих умовах середня похибка ТН, що використовуються на об'єкті, має негативну систематичну похибку. Додаткову негативну похибку вносять втрати у вторинних ланцюгах ТН (сполучних проводах і кабелях). На практиці вони також часто перевищують допустимі значення. Ці втрати діють лише в один бік (зменшуючи напругу на лічильнику в порівнянні з висновками ТН), тому їх облік у формулі (1.1) у вигляді симетричної

похибки можна вважатися помилкою. Особливо це очевидно для систем технічного обліку, в яких такі втрати допускаються до 1, 5% номінальної напруги.

Кутові похибки ТТ і ТН. Відповідно до [9] додаткову похибку вимірювання активної складової струму d_{θ} (загальне позначення для похибки, що включає Δ_{TT} і δ_{TT}), яка обумовлена впливом кутовий похибки ТТ або ТН dQ , визначають за формулою, %:

$$d_{\theta} = 0.0291d\theta \operatorname{tg}\varphi \quad (1.5)$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ - коефіцієнт реактивної потужності контролюваного приєднання.

Відповідно до ГОСТ 7746 поле допустимих кутових похибок ТТ має такий саме вигляд, як і поле допустимих струмових похибок. Однак розташування навантажувальних характеристик кутових похибок всередині поля дзеркально по відношенню до струмовим похибок - найбільш заповненими галузями є нижня в зоні $\beta_{TT} = 1, 0$ і верхня - в зоні малих значень β_{TT} . Нормована кутова похибка становить 60 для класу 1, 0 і 30 для класу 0,5, тобто $d\theta_{TT} = 60 K_{TT}$. Випадкову і систематичну складові кутовий похибки ТТ при фактичному значенні β_{TT} визначають за тими ж залежностями (вирази в дужках табл.1.1), але зі зміною знака для систематичної похибки.

Характеристики кутових похибок ТН розташовуються аналогічно характеристиками похибок вимірювання модуля напруги. Нормовані кутові похибки ТН відповідно до ГОСТ 1983 складають ± 40 для класу 1, 0 і ± 20 хв для класу 0, 5, тобто $d\theta_{TN} = 40 K_{TN}$. Значення вказаних похибок при реальній завантаженні вторинних ланцюгів ТН визначають за формулами (1. 5) і (1. 6) аналогічно погрішностей по модулю напруги, тобто множенням $d\theta_{TT}$ на відповідну функцію (величини, що стоять в (1. 5) і (1. 6) перед величиною K_{TN}).

У зв'язку з тим, що залежності струмових та кутових похибок мають однаковий вигляд, вони представляють собою пропорційні величини і можуть

						Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	15

бути виражені один через одного. Розрахункові вирази для систематичної і випадкової складових інструментальної похибки вимірювального комплексу придбають вигляд, %:

$$\Delta = (1+1.75tg\varphi)\Delta_{TT} + (1+1.16tg\varphi)\Delta_{TH} + \Delta_{сч} - \Delta U_{TH} \quad (1.6)$$

$$\delta = \pm 1.1\sqrt{(1+3.05tg^2\varphi)\delta_{TT}^2 + (1+1.35tg^2\varphi)\delta_{TH}^2 + \delta_{сч}^2} \quad (1.7)$$

де ΔU_{TH} - втрата напруги у вторинному ланцюзі ТН, %;

Δ_{TT} і δ_{TT} визначають за табл. 1. 1,

Δ_{TH} і δ_{TH} - за формулами (1. 5) і (1. 6).

При відсутності даних про фактичні втрати напруги у вторинному ланцюгу ТН їх приймають рівними допустимим відповідно до вимог ПУЕ, для технічного обліку 1,5%; для розрахункового обліку половину класу точності ТН.

При малих струмових навантаженнях ТТ похибка вимірювання кута θ_I збільшується в плюс, при великих навантаженнях вторинної ланцюга ТН похибка вимірювання кута θ_U збільшується в мінус, в результаті обидва чинники збільшують різницю $\theta_I - \theta_U$ приводячи до зменшення активної і збільшенню реактивної енергії (тобто теж до недоучету енергії).

Електричні лічильники. Перевірка більше 1000 індукційних лічильників показала, що вони мають низьку метрологічну надійність і виходять за межі класів точності навіть в протягом міжпівірочного інтервалу [11]. Із загального числа перевірених лічильників 50% однофазних і 25% трифазних мали похибку зі знаком «мінус» у 2-5 разів більше нормованої. Беручи для попереднього розрахунку триразове перевищення, отримаємо середнє значення систематичної похибки всієї маси однофазних лічильників $\Delta_C = -0, 5-3, 0 = -1, 5$ отн. од. , атрехфазних $\Delta_C = -0, 25-3, 0 = -0, 75$ отн. од. Нормативні міжпівірочні інтервали однофазних і трифазних лічильників в даний час становлять відповідно 16 і 8 років. Допускаючи, що в середньому терміни служби після останньої повірки всієї маси лічильників знаходяться в середині міжпівірочних інтервалів, тобто

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				16

становлять відповідно 8 і 4 роки середній тренд систематичної похибки становить приблизно мінус 0,2 відн. од. на рік для обох типів лічильників. Відповідно до цього значення систематической похибки $\Delta_{СЧ}$ для індукційних лічильників визначають за формулою, %:

$$\Delta_{СЧ} = -0.2T_{ПОВ}K_{СЧ} \quad (1.8)$$

де $K_{СЧ}$ - клас точності лічильника;

$T_{ПОВ}$ - термін служби лічильника після останньої повірки.

Для електронних лічильників беруть $\Delta_{СЧ} = 0$. Значення випадкової похибки $\delta_{СЧ}$ дорівнює класу точності для обох типів лічильників.

Деякий недооблік електроенергії обумовлюється також наявністю у індукційного лічильника порога чутливості, що представляє собою мінімальне значення струму, при якому диск лічильника починає безперервно обертатися. Значення нормованого відповідно до ГОСТ 6570 порогу чутливості по струму для індукційних лічильників різних класів наведені нижче.

Клас точності лічильника.....	0, 5	1,0	2,0	2,5
Поріг чутливості по струму, %	0, 3	0,4	0,45	1,0
Те ж, для активної потужності, %	0, 25	0,34	0,38	0,85

Систематичні негативні похибки занижують як надходження електроенергії на об'єкт, так і її відпустк з об'єкту. При їх однакових значеннях вплив на звітні втрати виявився би позитивним, тобто забезпечувався б невеликий переоблік. Наприклад, при втратах в мережі, рівних 10%, корисний відпуск складе 90%. Якщо всі вимірювальні комплекси мають однакову систематичну похибку, наприклад, 1%, то надходження в мережу буде недовраховано на 1%, а відпустку з мережі на 0, 9% енергії, що надійшла в мережу. Це відповідає загальному переобліку в 0, 1%. Однак на практиці класи точності ТТ, ТН і лічильників в точках обліку надходження енергії в мережу істотно вище, а їх режими ближче до номінальних, ніж в точках її відпуску споживачам. Тому недооблік відпуску

електроенергії виявляється істотно вище недообліку надходження, що й обумовлює результуючий недооблік електроенергії на об'єкті.

Комерційні втрати обумовлені двома основними причинами -розкраданнями електроенергії споживачами та недоліками в організації контролю за її споживанням та оплатою.

Вплив на комерційні втрати способів визначення корисного відпуску полягає у визначенні деякої його частини не за показниками лічильників, а розрахунковим шляхом, неодноразовим зняттям показників лічильників, помилками в банківських операціях та іншими причинами. Неодноразові зняття показань лічильників може істотно спотворити помісячні значення втрат, але в річному значенні вони практично компенсуються. Тому при визначенні місячних нормативних втрат, які встановлюються в якості планових завдань персоналу доводиться коригувати їх значення, що пояснюється фізичними причинами, на величину динаміки перенесення частини втрат між місяцями. При цьому сума місячних коригувань по року повинна дорівнювати нулю.

Рівень комерційних втрат залежить і від якості організації контролю за споживанням, здійснення «прив'язки» всіх абонентів до конкретних підстанцій за допомогою ідентифікаційних кодів у платіжних документах; наявності лічильників технічного обліку на головних ділянках радіальних ліній всіх класів напруги (аж до 0,4 кВ, якщо є можливість забезпечити їх нормальну експлуатацію). Це дозволяє визначати ступінь відповідності електроенергії, відпущеної в дану мережу і оплаченої приєднаними до неї споживачами, і на основі цього виявляти конкретні ділянки мережі з підвищеним рівнем комерційних втрат; оснащення інспекторів спеціальними приладами, що дозволяють виявляти невідповідність між струмовим навантаженням приєднання та оплатою за електроенергію.

Істотним чинником є рівень купівельної спроможності та менталітет населення в регіоні. Відомо, що рівень комерційних втрат вище в тих країнах, де рівень життя невисокий. Наприклад, в Індії сумарні втрати електроенергії перевищують 26%. В одній з аргентинських енергетичних компаній, що

						Арк.
					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	18
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

постачають електроенергією в північні квартали м. Буенос-Айреса, втрати електроенергії в 1992р. перевищували 30% [12]. Французькі фахівці, що проводили аналіз ситуації і розробку рекомендацій щодо зниження втрат після приватизації компанії, відзначали, що в бідних кварталах має місце колективний тип поведінки, при якому розкрадання електроенергії не вважаються соромними. Більш того, в таких кварталах з'явилися консультанти, які за гроші навчали жителів способам розкрадань. Виявилися і випадки співучасті в шахрайстві працівників самої енергопостачальної організації, в тому числі і з керівних кадрів.

Для боротьби з шахрайством було залучено більше 1000 працівників (при штаті фірми 3512 чол.). За п'ять років було проінспектовано близько 1 млн лічильників. Більше 300 тис. бідних клієнтів переведено на примусову виписку рахунків. Прийнято рішення припинити електропостачання абонента після несплати ним одного рахунку. Звільнено понад 60 працівників енергопостачальної організації, замішаних у шахрайстві. Всі ці заходи дозволили в протязі п'яти років знизити втрати до 11, 7%.

Зниження звітних втрат при падінні споживання електроенергії спостерігалось в перші роки перебудови, наприклад, у 1р. звітні втрати впали з 9 до 8, 5%, так як їх динаміка визначалася в основному описаними вище фізичними факторами, а обсяг розкрадань у ці роки був ще традиційно малий.

Протягом всього періоду з 1991 по 2001 рр. . звітні втрати зростали і в абсолютному значенні (з 79 до 103, 5 млрд кВт-год), і у відсотках відпуску електроенергії в мережу (з 8, 51 до 13, 1%). У 2001 р. вони склали 13, 1% замість фізично пояснюваних 7, 8%. Отже, комерційні втрати становлять $13, 1 - 7, 8 = 5,3\%$,

1.2 Допустимі небаланси електроенергії

Як було зазначено вище, експлуатовані зараз вимірювальні комплекси працюють в ненормативних умовах, у зв'язку з чим їх реальні похибки істотно вище похибок, відповідних класів точності. Термін «допустимий» у цих умовах неоднозначний: в існуючих умовах припустимо (технічно зрозуміло) підвищене

						Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	19

значення небалансу, а після приведення системи обліку електроенергії до норми – більш низький.

Тому, в якості допустимих небалансів доцільно використовувати два поняття: технічно зрозумілий небаланс електроенергії (ТНЕ), відповідний реальним умовам роботи приладів обліку, і нормативний небаланс електроенергії (ННЕ), відповідний «ідеальним» параметрами і режимам роботи вимірювальних пристроїв.

Систематичну складову ТНЕ (ННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою:

$$\Delta W_{H.E} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} * W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} * W_j + \Delta W_{\text{дном}}, \quad (1.9)$$

де Δ_i і Δ_j – систематичні похибки, %, вимірювальних комплексів (інструментальні похибки), що фіксують відповідно відпустку W_i і надходження W_j енергії, взяті зі зворотним знаком (допустима негативна інструментальна похибка відповідає позитивному допустимому небалансу);

m – число точок обліку відпустки енергії;

n – то ж, надходження енергії;

$\Delta W_{\text{дном}}$ – тимчасово допустимі комерційні втрати.

Вираз (1.9) без останнього доданка представляє собою систематичну складову інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті (середнє значення недообліку). Систематичну похибка методу розрахунку технічних втрат зазвичай враховують у вигляді поправочних коефіцієнтів безпосередньо у формулах розрахунку втрат (1.10) - (1.12), тому у формулі (1.9) вона відсутня.

Слід зазначити, що розрахунок небалансів простіше і наочніше робити в абсолютних одиницях - немає необхідності спочатку визначати частки електроенергії, відпущеної по кожній точці обліку, від сумарного відпустку, а

						Арк.
					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	20
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

потім підставляти їх у формулу для розрахунку небалансу у відсотках, як це прийнято за традицією в нормативному документі [13]. Віднести згодом абсолютні одиниці до будь-якої величиною для розрахунку відсотка не представляє складності.

Випадкову складову ТНЕ (ННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою

$$\delta W_{H.E.} = \pm \sqrt{0.95 \sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_t}{100} W_t \right)^2 + \left(\frac{\delta_T}{100} \Delta W_T \right)^2}, \quad (1.10)$$

де δ_t – випадкова похибка i -го вимірювального комплексу, %;

δ_T – випадкова похибка методу розрахунку технічних втрат, %, що відповідає рівню довірчої ймовірності 0, 95;

ΔW_T – розрахункове значення технічних втрат.

Перший доданок під коренем формули (1.10) являє собою випадкову складову інструментальної похибки.

Похибка розрахунку технічних втрат має тільки випадкову складову, тому вона присутня лише у формулі (1.10).

Допустимі комерційні втрати виражаються одним числом, тому вони присутні тільки у формулі (1.9).

У метрології вважається, що розподіл фактичних похибок вимірювальних приладів одного і того ж типу підкоряється закону рівномірної щільності, а не нормальним законом. У зв'язку з цим довірчій імовірності 0,95 відповідають значення, віддалені від меж інтервалу розподілу на 2,5% з обох сторін, що відповідає коефіцієнту 0, 975. Коефіцієнт 0, 95 в (1.10) представляє собою значення 0, 975 в квадраті.

Точки обліку з приблизно однаковим споживанням W_i можуть об'єднуватися в групи із зазначенням сумарного споживання енергії. При цьому в знаменник

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				21

доданка формули (1.10), що відноситься до цієї групи, вводиться додатковий співмножник \sqrt{k} , де k – число точок, об'єднаних в групу.

Якщо нормальним умовою роботи ТТ вважати рівність його номінального струму фактичним значенням максимального струму приєднання, тобто $\beta_{ТТ\max} = 1$, $\beta_{ТТ\text{ср}} = k_3$. Підставивши це значення в формулу (1.3), отримаємо $\beta_{ТТ\text{екв}} = (1 + 2k_3) / 3$. Однак дискретність шкали номінальних струмів ТТ не дозволяє так точно підібрати його. Тому нормативні значення $\Delta_{ТТ}$ і $\delta_{ТТ}$ визначають при значенні еквівалентного коефіцієнта струмового завантаження ТТ.

$$\beta_{ТТ\text{еквнор}} = \beta_{шк} \frac{1 + 2k_3}{3}, \quad (1.11)$$

де $\beta_{шк}$ - коефіцієнт, що враховує дискретність шкали номінальних струмів ТТ (типове його значення дорівнює 0, 8).

Дійсно, якщо навіть ідеально підібрати ТТ по реальному максимального струму, то в середньому він буде завантажений відповідно з коефіцієнтом заповнення графіка: при числі годин використання максимального навантаження (наприклад, 4000 год) коефіцієнт заповнення графіка навантаження складе $4000/8760 = 0, 46$. Крім того, якщо максимальний струм складає, наприклад, 240 А, а стандартні ТТ мають номінали 200 / 5 та 300 / 5, то буде встановлено ТТ 300 / 5, реальна завантаження якого в максимум складе $240/300 = 0, 8$. У результаті ідеально підібраний ТТ буде працювати з середнім завантаженням $0,46 * 0,8 = 0, 37$. Середньозважена (еквівалентна) навантаження у відповідності з формулою (1.9) складе 0, 51.

Нормативне значення коефіцієнта завантаження вторинного ланцюга ТН відповідає $\beta_{2ТН} = 1$, а втрат напруги - вимогам ПУЕ до розрахункового й технічного облікам.

Значення терміну служби електролічильників, що використовується при

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				22

розрахунку нормативної похибки системи обліку, залежить від кількості приладів у групі. Пояснимо це положення. Якщо проводиться розрахунок похибки за великим об'єктом, невеликих споживачей зазвичай об'єднують в одну групу, вказуючи загальну кількість точок обліку і сумарну споживану енергію.

Наприклад, число побутових абонентів може обчислюватися десятками, а іноді й сотнями тисяч. Прийняття для такої групи в якості терміну служби після останньої перевірки нормованого міжповірочного інтервалу, рівного 16 років, означає, що підприємство з перевірки та заміни лічильників один раз на 16 років перевіряє весь цей обсяг лічильників, а 15 років стоїть без роботи. Насправді підприємство має щорічно повіряти в середньому 1 / 16 частину загального числа лічильників, здійснюючи за 16 років повний цикл. Тому нормальне значення середнього терміну служби після останньої перевірки для великої групи лічильників відповідає половині нормованого міжповірочного інтервалу.

У той же час, для конкретного лічильника на підприємстві, який обліковується окремим доданком у формулах (1.9) і (1.11), нормальною вважається ситуація, при якій його термін служби після останньої перевірки не перевищив нормованого міжповірочного інтервалу. Між цими двома крайніми випадками розташовується цілий ряд проміжних випадків (число об'єднаних в групу точок обліку не сотні, а й не одна), нормального значення терміну служби після останньої перевірки яких розташовано в діапазоні від половини нормованого міжповірочного інтервалу до його повного значення. Для оцінки нормального значення цього терміну можна використовувати такі рекомендації.

При числі лічильників до п'яти нормальною вважається ситуація, коли їхній термін служби після останньої перевірки не перевищує нормованого міжповірочного інтервалу ГМП, при числі лічильників більше п'ятдесяти - половини нормованого міжповірочного інтервалу (наведені цифри носять експертний характер і можуть уточнюватися). Якщо кількість лічильників знаходиться всередині даного діапазону, нормальною вважається ситуація, коли середній термін служби групи лічильників не перевищує значення, визначеного за формулою:

									Арк.
									23
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

$$T_{слнорм} = T_{мп} \left(1 - \frac{n_{сч} - 5}{90}\right) \quad (1.12)$$

де $n_{сч}$ – число лічильників у групі.

$$\Delta_{тн} = \pm 0,5 - 1,0 = \pm 0,5.$$

1.3 Проблема небалансу на залізниці

Найважливішим завданням служб електропостачання залізничного транспорту є забезпечення залізниць України електричною енергією, утримання пристроїв електропостачання відповідно до встановлених норм, забезпечення раціонального використання електричної енергії шляхом впровадження новітніх технологій та удосконаленого існуючого обладнання; зниження невиробничих втрат; впровадження систем обліку і контролю виконання встановлених норм та нормативів. Для вирішення цих завдань необхідні детальні відомості про енергетичні характеристики і фактичні показники експлуатації електроустановок і розподільчих мереж.

Виходячи з визначення найважливішого завдання служби електропостачання, викладеному у попередньому підрозділі, для служби електропостачання основним напрямком прикладання зусиль усуненні небалансів електроенергії є визначення недоліків щодо забезпечення належної ефективності відпуску електроенергії на тягу поїздів, відповідності проектних і фактичних схем живлення, складових величини «умовних втрат» електроенергії в тяговій мережі. Термін «умовні втрати» електроенергії появився в діловій термінології енергозбереження залізниць України як синонім виразу „різниця в електроенергії, відпущеній на тягу поїздів за лічильниками тягових підстанцій і лічильниками електрорухомого складу.” Відповідно до нормативних документів електроенергетики України, кількість електроенергії, що купується на власні потреби суб'єктом господарювання, визначається на межі балансового

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				24

розмежування з енергопостачальною організацією. Залізниці, купуючи електроенергію для власних потреб, проводять її транспортування кінцевому споживачеві власними електромережами. При цьому в електромережах відбуваються втрати електроенергії. Відпуск електроенергії споживачу, у тому числі і на тягу поїздів, здійснюється за розрахунковими (комерційними) лічильниками обліку. Виходячи з цього, відпуск електроенергії на тягу поїздів здійснюється за лічильниками електроенергії, що встановлені на тягових підстанціях, з урахуванням втрат електроенергії від межі з енергопостачальником до місця встановлення даного лічильника. Втрати визначаються розрахунковим шляхом на основі „Методики по розрахунку втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередач”, що затверджена в 1998 році заступником Міністра енергетики України, державним інспектором з енергетичного нагляду Дарчуком В.А. Крім втрат в лініях електропередач і трансформаторах тягових підстанцій при передачі електроенергії на електрорухомий склад (ЕРС) відбуваються втрати електроенергії в контактній мережі. Їх визначають відповідно до „Інструкції по розрахунку технологічних втрат електроенергії в пристроях тягового електропостачання”, затвердженої наказом Укрзалізниці від 29.08.2003 №342 – ЦЗ. Дві описані вище складові втрат: втрати в лініях та трансформаторах підстанцій ($\Delta W_{T/пс}$) і втрати в контактній мережі ($\Delta W_{к/м}$) обумовлені фізичними процесами, що відбуваються в електромережах при передачі електроенергії. Але, склавши ці дві складові ми не вийдемо на рівень „умовних втрат”, тому що як виявляється має місце ще одна складова частина $\Delta W_{пох.}$, тобто

$$УВ = \Delta W_{T/пс} + \Delta W_{к/м} + \Delta W_{пох.} \quad (1.13)$$

Дві перші складові частини щорічно розраховуються за названими вище методиками. В середньому вони в сумі дорівнюють 4 – 8% для дільниць, електрифікованих на змінному струмі, і 6 – 12% для дільниць, електрифікованих на постійному струмі, в залежності від схем живлення та інтенсивності руху

						Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	25

поїздів. В основному третя складова це не втрати, а частина віднесеної на втрати електроенергії, що виникла в результаті похибок вимірювання лічильників та визначення за нормами споживання на тягу поїздів і на опалення пасажирських вагонів при відсутності лічильників на ЕРС, а також похибок у звітності про споживання електроенергії на тягу поїздів. Крім того невелика частка – це не враховані втрати в рейкових мережах в основному в зимовий час через збільшення перехідного опору рейка – земля при промерзанні баласту залізничного полотна. Визначення втрат в рейкових колах системи тягового електропостачання визначаються за допомогою „Методики визначення опору рейкових кіл та стану рейкових стиків”, затвердженої наказом Укрзалізниці від 10.06.2004 №432 – ЦЗ. Також сюди входить викривлення дійсного споживання електроенергії на тягу поїздів на дільницях постійного струму, де застосовується рекуперативне гальмування, що виникає при відмотуванні показників лічильників тяги при знаходженні локомотива в режимі рекуперації.

Величина $\Delta W_{\text{пох.}}$ визначається станом обліку електроенергії на тягу поїздів на тягових підстанціях, електрорухомому складі, похибками лічильників електроенергії та веденням статистичної звітності про споживання електроенергії на тягу поїздів.

Похибка вимірювання вимірювальним комплексом електроенергії визначається класом точності вимірювальних трансформаторів струму, напруги, струмових шунтів та поділювачів напруги і лічильників.

На тягових підстанціях на комерційних точках обліку встановлені трансформатори струму та напруги класу точності 0,5 і лічильники АЛЬФА, Євро альфа класу точності 0,2 – 0,5. Похибка вимірювання знаходиться в межах

$$\delta = \pm\sqrt{0,52^2 + 0,52^2 + (0,2 - 0,5)^2} = \pm(0,73 - 0,87)\% \quad (1.14)$$

На електрорухомому складі постійного струму встановлені струмові шунти та поділювачі напруги класу точності 0,5 і лічильники типу СКВТ – Д600М, СКВТ – Д621 класу точності 2,5. При цьому похибка вимірювань складає

									Арк.	
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					26

$$\delta = \pm \sqrt{0,52 + 0,52 + 2,52} = \pm 2,6\% \quad (1.15)$$

На електрорухомому складі змінного струму встановлені вимірювальні трансформатори струму класу точності 0,5, лічильники електроенергії Ф 440, Ф 442, Еу8F11, Еу911К класу точності 2,0, трансформаторів напруги немає., а обмотка напруги лічильників приєднана на виводи обмотки тягового трансформатора, яка призначена для живлення ланцюгів управління електровозу. Тобто нормування по класу точності вимірювання напруги немає. Навіть якщо прийняти клас точності вимірювання напруги 3,0, то загальна похибка вимірювання електроенергії буде

$$\delta = \pm \sqrt{0,52 + 3,02 + 2,02} = \pm 3,64\% \quad (1.16)$$

Причому, поріг чутливості лічильників ЕРС знаходиться на рівні 2,0% від номінального струму трансформаторів струму та струмових шунтів, тобто лічильники практично не враховують навантаження допоміжних машин при відсутності тягового навантаження.

					02.15.ЕЕ2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

2 СИСТЕМА КОНТРОЛЮ ДОСТОВІРНОСТІ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.1 Структура фактичних втрат електроенергії

Фактичні втрати електроенергії складаються з багатьох складових, які раніше часто об'єднували в дві основні групи: технічні втрати та комерційні втрати. До технічних втрат відносили: навантажувальні втрати, умовно-постійні втрати, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій.

Усі інші втрати, включаючи інструментальні похибки вимірювань, зараховували до комерційних втрат.

Однак така класифікація має певні умовності. Наприклад, витрати електроенергії на власні потреби не є «чистими» технічними втратами, оскільки вони фіксуються електролічильниками. Аналогічно, метрологічні похибки відрізняються від інших складових комерційних втрат за своєю природою.

Через це поняття «комерційні втрати» спочатку трактувалося досить широко. Існує навіть термін «допустимий рівень комерційних втрат» – це величина комерційних втрат електроенергії, зумовлена похибками системи обліку (електролічильників, трансформаторів струму та напруги) за умови, що система обліку відповідає вимогам правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

В даний час при класифікації втрат електроенергії більш часто вживається термін «технологічні втрати електроенергії». Узагальнений вираз «комерційні втрати електроенергії» на сьогоднішній день не закріплено в законодавстві, але зустрічається в галузевих нормативно-технічних документах. В одному з них під комерційними втратами розуміється різниця між звітними і технічними втратами, при цьому «технічними втратами електроенергії» вважається всі «технологічні витрати електроенергії на її транспортування по електричним мережам, які визначаються розрахунковим шляхом».

У таблицях для обґрунтування та експертизи технологічних втрат електроенергії на регульований період, математична різниця між фактичними і

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				28

технологічними втратами електроенергії називається «нетехнічні втрати електроенергії», хоча логічніше назвати їх «нетехнологічних».

Щоб уникнути плутанини в застосовуваній термінології, укрупненої структури фактичних втрат електроенергії більш коректно визначити дві групи:

1. Технологічні втрати.
2. Комерційні втрати.

Технологічні втрати включають в себе технічні втрати в електричних мережах, обумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії, витрата електроенергії на власні потреби підстанцій, і втрати, зумовлені допустимими похибками системи обліку електроенергії.

Вони не є збитками підприємства в повній мірі цього слова, так як вартість їх нормативного обсягу враховується в тарифі на передачу електроенергії. Кошти на покриття фінансових витрат, пов'язаних з придбанням електричної енергії для компенсації технологічних втрат у межах встановленого нормативу, надходять в мережеву компанію в складі зібраної виручки за передачу електроенергії.

Технічні втрати електроенергії можна розрахувати за законами електротехніки, допустимі похибки приладів обліку - на підставі їх метрологічних характеристик, а витрата на власні потреби підстанцій визначити за показаннями електролічильників.

Комерційні втрати неможливо виміряти приладами і розрахувати за самостійним формулами. Вони визначаються математично як різниця між фактичними і технологічними втратами електроенергії та не підлягають включенню в норматив втрат електроенергії. Витрати, пов'язані з їх оплатою, не компенсуються тарифним регулюванням.

Вживане визначення «комерційні» (англ. «commerce» - «торгівля») для цього виду втрат, підкреслює зв'язок збитку з процесом обігу товару, яким є електроенергія. Втрати електроенергії, які відносяться до категорії комерційних, більшою частиною є електроспоживанням, яке з різних причин не зафіксовано документально. Тому воно не враховано як віддача з мереж, і нікому із споживачів не пред'явлено до оплати.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				29

Згідно з чинним законодавством, мережеві організації зобов'язані оплачувати фактичні втрати електричної енергії, що виникли в належних їм об'єктах мережевого господарства, отже, і комерційні втрати в їх складі. Комерційні втрати електроенергії на відміну від технологічних є прямим фінансовим збитком мережевих компаній. Будучи, з одного боку, причиною грошових витрат мережевого підприємства, вони в той же час є і його упущеної вигодою від неоплаченої передачі електроенергії. Тому мережеві організації більшою мірою, ніж інші учасники ринку електроенергії, зацікавлені в максимально точному обліку електроенергії та правильності розрахунків її обсягів в точках поставки на межах балансової належності.

Можна говорити про некоректність перекладання на мережеві компанії всієї фінансової відповідальності за комерційні втрати електроенергії, оскільки причини їх виникнення, а також ефективність їх виявлення і виправлення залежать не тільки від електромережних компаній. Але факт залишається фактом: комерційні втрати електроенергії є «головним болем» в першу чергу мережевих організацій.

В той же час недосконалість законодавчо - правової бази, відсутність у мережевих підприємств прямих договірних відносин з енергопостачання з споживачами, недостатнє фінансування та неможливість значного збільшення штату співробітників, контролюючих електроспоживання, обмежує можливості мережевих організації у виявленні та усуненні причин виникнення комерційних втрат електроенергії.

2.2 Причини виникнення комерційних втрат електроенергії

Величина комерційних втрат електроенергії залежить від значень інших структурних показників балансу електроенергії. Щоб дізнатися обсяг комерційних втрат електроенергії за певний період необхідно скласти баланс електроенергії розглянутої ділянки електричної мережі, визначити фактичні втрати і розрахувати всі складові технологічних втрат електроенергії.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				30

Подальший аналіз втрат електроенергії допомагає локалізувати їх ділянки та виявити причини їх виникнення для подальшого вибору заходів щодо їх зниження.

Основні причини комерційних втрат електроенергії можна об'єднати в наступні групи:

1. Інструментальні, пов'язані з похибками вимірювань кількості електроенергії.

2. Похибки визначення величин відпуску електроенергії в мережу і корисного відпуску споживачам.

3. Несанкціоноване електроспоживання.

4. Похибки розрахунку технологічних втрат електроенергії. Робота вимірювальних комплексів електроенергії супроводжується інструментальною похибкою, величина якої залежить від фактичних технічних характеристик приладів обліку і реальних умов їх експлуатації. Вимоги до вимірювальних приладів, які встановлені законодавчими та нормативно-технічними документами, впливають в кінцевому підсумку на максимально допустиму величину недообліку електроенергії, яка входить до складу нормативних технологічних втрат. Відхилення фактичного недообліку електроенергії від розрахункового допустимого значення відноситься до комерційних втрат.

Основні причини, що призводять до появи комерційних «інструментальних» втрат:

- перевантаження вторинних кіл вимірювальних трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН);
- низький коефіцієнт потужності ($\cos \phi$) вимірюваної потужності;
- вплив на лічильник електроенергії магнітних і електромагнітних полів різної частоти;
- несиметрія і значне падіння напруги у вторинних вимірювальних ланцюгах;
- відхилення від допустимого температурного режиму роботи;
- недостатній поріг чутливості лічильників електроенергії;

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				31

- завищений коефіцієнт трансформації вимірювальних ТТ;
- систематичні похибки індукційних електролічильників.

Також на результат вимірювання впливають такі фактори, наявність яких багато в чому визначається існуючим в мережевій організації рівнем контролю стану і правильності роботи використовуваного парку приладів обліку:

- наднормативні терміни служби вимірювальних комплексів,
- несправність приладів обліку,
- помилки при монтажі приладів обліку, у т. ч. неправильні схеми їх підключення, встановлення вимірювальних ТТ з різними коефіцієнтами трансформації у різні фази одного приєднання і т.п.

Досі в експлуатації є застарілі, що виробили свій ресурс індукційні електролічильники класу точності 2,5. Причому такі прилади обліку зустрічаються не тільки у споживачів - громадян, але і у споживачів – юридичних осіб.

Термін повірки для однофазного індукційного лічильника становить 16 років, а трифазного – 4 роки.

Нині діючий ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) поширюється на електромеханічні (індукційні) лічильники ват-годин класів точності 0,5; 1 і 2. Для індукційних електролічильників класу 2,5 в даний час немає чинних нормативних документів, що встановлюють метрологічні вимоги.

Можна зробити висновок про те, що застосування в даний час однофазних індукційних електролічильників з класом точності 2,5 в якості засобів вимірювання не відповідає положенням закону від 26.06.2008 № 102-ЗУ «Про забезпечення єдності вимірювань».

Похибки визначення величин відпуску електроенергії в мережу і корисного відпуску споживачам обумовлені наступними чинниками:

- Спотворення даних про фактичних показань лічильників електроенергії на будь-якому етапі операційного процесу. Сюди відносяться помилки при візуальному зняття показань лічильників, неточна передача даних, неправильний ввід інформації в електронні бази даних тощо.

										Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					32

- Невідповідність інформації про застосовуваних приладах обліку, розрахункових коефіцієнтах, їх фактичними даними. Помилки можуть виникати вже на етапі укладання договору, а також при неточному внесенні інформації в електронні бази даних, їх несвоєчасною актуалізації і т.п. Сюди ж слід віднести випадки заміни приладів обліку без одночасного складання актів і фіксації показань знятого і встановленого лічильника, коефіцієнтів трансформації вимірювальних трансформаторів.

- Неврегульовані договірні умови в області електропостачання та надання послуг з передачі електричної енергії щодо складу точок поставки, приладів обліку і застосовуваних алгоритмів розрахунку втрат в електроустаткуванні при їх установці не на межі балансової належності. Подібні ситуації можуть приводити не тільки до помилок в розрахунках, особливо при зміні власника об'єкта, реструктуризації організацій - споживачів електроенергії тощо, але й до фактичного «бездоговорному» електропостачання об'єктів у відсутність офіційного внесення конкретних точок поставки в договори енергопостачання або надання послуг з передачі електроенергії.

- Неодночасність зняття показань приладів обліку електроенергії, як у споживачів, так і по точках надходження електроенергії в мережу (віддачі з мережі).

- Невідповідність календарних періодів виявлення і включення неврахованої електроенергії обсяги її передачі.

- Встановлення приладів обліку не на межі балансової належності мереж, неточності та похибки застосовуваних алгоритмів розрахунку втрат електричної енергії в елементах мережі від межі балансової належності до точки вимірювання, або відсутність таких алгоритмів для «дорозрахунку» втрат електроенергії.

- Визначення кількості переданої електроенергії розрахунковими методами за відсутності приладів обліку чи його несправності.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				33

- «Безоблікове» електропостачання, з визначенням кількості спожитої електроенергії по встановленій потужності електроприймачів, а також із застосуванням інших нормативно-розрахункових методик.

- Недостатня оснащеність приладами обліку електричної енергії меж балансової належності електричних мереж, в т.ч. з багатоквартирними житловими будинками.

- Наявність безгосподарських мереж, відсутність роботи по встановленню їх балансоутримувачів.

- Застосування замісної (розрахункової) інформації за час недообліку електроенергії при несправності приладу обліку.

Несанкціоноване електроспоживання.

До даної категорії варто віднести, так звані, «розкрадання» електроенергії, до яких відносять несанкціоноване приєднання до електричних мереж, підключення електроприймачів крім електролічильника, а також будь-які втручання в роботу приладів обліку і інші дії з метою заниження показів лічильника електроенергії. Сюди ж слід віднести і несвоєчасне повідомлення в енергопостачальну організацію про несправності приладів обліку.

Несанкціоноване електроспоживання електроенергії часто складають основну частку комерційних втрат, особливо в мережі 0,4кВ. Всілякими способами розкрадань електроенергії займаються здебільшого побутові споживачі, особливо в приватному житловому секторі, але є випадки розкрадання електроенергії промисловими і торговими підприємствами, переважно невеликими.

Обсяги розкрадань електроенергії зростають у періоди низької температури повітря, що свідчить про те, що основна частина неврахованої електроенергії в цей період витрачається на опалення.

Оскільки комерційні втрати – розрахункова величина, що отримується математично, то похибки визначення технологічних витрат електроенергії мають прямий вплив на значення комерційних втрат. Похибки розрахунків технологічних втрат обумовлені застосовуваною методикою розрахунків,

						Арк.
					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	34
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

повнотою і достовірністю інформації. Точність розрахунків навантажувальних втрат електроенергії, що проводяться методом оперативних розрахунків або розрахункової доби, безсумнівно вище, ніж при розрахунках за методом середніх навантажень або узагальненими параметрами мережі. До того ж, реальні технічні параметри елементів електричної мережі часто мають відхилення від довідкових та паспортних значень, що застосовуються у розрахунках, що пов'язано з тривалістю їх експлуатації та фактичним технічним станом електрообладнання. Інформація про параметри електричних режимів роботи мережі, витрати електроенергії на власні потреби, також не володіє ідеальною достовірністю, а містить деяку частку похибки. Все це визначає сумарну похибку розрахунків технологічних втрат. Чим вища точність, тим більш точним буде і розрахунок комерційних втрат електроенергії.

2.3 Шляхи зниження комерційних втрат

Заходи, спрямовані на зниження комерційних втрат електроенергії визначаються причинами їх виникнення. Багато заходів щодо зниження комерційних втрат електроенергії, досить докладно висвітлені в науково-технічній літературі. Основний перелік заходів, спрямованих на вдосконалення приладів обліку електроенергії наведений у галузевої інструкції.

Заходи щодо зниження комерційних втрат електроенергії можна умовно розділити на дві групи:

1. Організаційні, підвищують точність розрахунків показників балансу електроенергії, у т.ч. корисного відпуску споживачам.
2. Технічні, в основному пов'язані з обслуговуванням і вдосконаленням систем обліку електроенергії.

До основних організаційних заходів слід віднести наступні:

- Перевірка наявності актів розмежування балансової належності по точках поставки зовнішнього і внутрішнього перерізу обліку електроенергії, своєчасна фіксація всіх точок постачання електроенергії, перевірка на відповідність з договірними умовами.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	35

- Формування та своєчасна актуалізація баз даних про споживачів електричної енергії та групах обліку, з прив'язкою їх до конкретних елементів схеми електричної мережі.

- Звірка фактичних технічних характеристик приладів обліку і застосовуваних у розрахунках.

- Перевірка наявності та правильності алгоритмів «дорозрахунку» втрат при установці приладів обліку не на межі балансової належності.

- Своєчасна звірення показань приладів обліку, максимальна автоматизація операційної діяльності за розрахунками обсягів електроенергії для виключення впливу «людського фактора».

- Виключення практики «безоблікового» електропостачання.

- Виконання розрахунків технологічних втрат електроенергії, підвищення точності їх розрахунків.

- Контроль фактичних небалансів електроенергії на ПС, своєчасне вжиття заходів щодо усунення сверхдопустимих відхилень.

- Розрахунки «пофідерних» балансів електроенергії в мережі, балансів по ТП 10(6)/0,4 кВ, в лініях 0,4 кВ, для виявлення «вогнищ» комерційних втрат електроенергії.

- Виявлення розкрадань електроенергії.

- Забезпечення персоналу, що виконує перевірки приладів обліку і виявлення розкрадань електроенергії, необхідним інструментом і інвентарем. Навчання методам виявлення розкрадань електроенергії, підвищення мотивації додатковим матеріальним винагородою з урахуванням ефективності роботи.

До основних технічних заходів, спрямованих на зниження комерційних втрат електроенергії, слід віднести наступні:

- Інвентаризація вимірювальних комплексів електроенергії, їх маркування марками візуального контролю, пломбування електролічильників, вимірювальних трансформаторів, встановлення та пломбування захисних кожухів клемних затискачів вимірювальних ланцюгів.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				36

- Своєчасна інструментальна перевірка приладів обліку, їх повірка та калібрування.

- Заміна лічильників електроенергії і вимірювальних трансформаторів на прилади обліку з підвищеними класами точності.

- Усунення недовантаження і перевантаження трансформаторів струму і напруги, неприпустимого рівня втрат напруги у вимірювальних ланцюгах ТН.

- Встановлення приладів обліку на межі балансової належності, в т.ч. пунктів обліку електроенергії на межі розділу балансової належності, яка проходить по лініях електропередач.

- Удосконалення розрахункового і технічного обліку електроенергії, заміна застарілих вимірювальних приладів, а також приладів обліку з технічними параметрами, що не відповідають законодавчим та нормативно - технічним вимогам.

- Встановлення приладів обліку за межами приватних володінь.

- Заміна «голих» алюмінієвих проводів ПЛ - 0,4 кВ на СІП, заміна вводів у будівлі, виконаних голим дротом, на коаксіальні кабелі.

- Впровадження автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), як для промислових, так і для побутових споживачів.

Останнє з перерахованих заходів є найбільш ефективним для зниження комерційних втрат електроенергії, оскільки є комплексним вирішенням основних ключових завдань, забезпечуючи достовірне і дистанційне отримання інформації від кожної точки вимірювання, здійснюючи постійний контроль справності приладів обліку. Крім того, максимально ускладнюється здійснення несанкціонованого електроспоживання, і спрощується виявлення «вогнищ» втрат в найкоротші терміни з мінімальними трудовитратами. Обмежуючим фактором широкої автоматизації обліку електроенергії є дорожнеча систем АСКОЕ. Реалізацію даного заходу можливо здійснювати поетапно, визначаючи пріоритетні вузли електричної мережі для автоматизації обліку на підставі

						Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	37

попереднього енергетичного обстеження з оцінкою економічної ефективності впровадження проекту.

Для вирішення питань щодо зниження комерційних втрат електроенергії також необхідно вдосконалювати нормативно-правову базу у сфері енергопостачання та обліку електроенергії. Зокрема, застосування нормативів споживання комунальних послуг з електропостачання повинно спонукати абонентів до швидкої установки приладів обліку (усунення несправностей), а не до підрахунку вигоди від їх відсутності. Процедура допуску представників мережевих компаній для перевірки стану приладів обліку та зняття їх показань у споживачів, у першу чергу у фізичних осіб, повинна бути максимально проста, а відповідальність за несанкціоноване електроспоживання посилена. Комерційні втрати електроенергії є серйозним фінансовим збитком мережевих підприємств, відволікають їх грошові кошти від вирішення інших нагальних завдань в області електропостачання.

Зниження комерційних втрат електроенергії є комплексною задачею, яка у своєму рішенні вимагає розробки конкретних заходів на основі попереднього енергообслідування і визначення фактичної структури втрат електроенергії та їх причин.

2.4 Порівняльна характеристика лічильників

Лічильник електроенергії Actaris SL 7000 Smart – багатофункціональний електrolічильник нового покоління являють собою повністю програмовані електронні прилади, що забезпечують, крім вимірів споживання електричної енергії та потужності, контроль і моніторинг параметрів електричної мережі та якості електричної енергії. Лічильники електричної енергії Actaris SL7000 володіють розширеними функціональними можливостями, що дозволяють організувати багатотарифний облік, автоматичне зчитування та архівацію даних вимірювань, а також кількома комунікаційними інтерфейсами для роботи в складі автоматизованих систем комерційного обліку енергоресурсів. Представлено опис, ціни. Технічні особливості лічильника електроенергії Actaris SL 7000 Smart:

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				38

- Моніторинг якості електроенергії;
- Розширені комунікаційні можливості;
- Можливість підключення до зовнішнього (резервним) джерелом живлення (змінного/постійного струму 48-400В);
- Багатоканальна реєстрація графіків навантаження;
- Розширена функціональність з гнучкою можливістю конфігурування;
- Спеціальні функції для захисту від розкрадань електроенергії;
- Можливість застосування в суворих умовах навколишнього середовища;
- Сумісність з протоколом DLMS-COSEM.

Лічильники електричні серії СА3-І670М, СА3У-І670М, СА4-І672М, СА4У-І672М, СР4-І673М, СР4У-І673М, СА3-І677, СА4-І678, СР4-І679 призначені для обліку активної енергії змінного струму номінальною частотою 50 Гц.

Структура умовного позначення СА3У-І670М:

СА — лічильник активної енергії;

3 — для трипровідної мережі;

В — універсальний;

І — індукційної вимірювальної системи;

670М — конструктивного виконання.

СР4-І679:

СР — лічильник реактивної енергії;

4 — для чотирипровідної мережі;

І — індукційної вимірювальної системи;

679 — конструктивного виконання.

Механізм лічильника, розташований в прямокутному цоколі, монтується на литій стійці і закривається кожухом. Механізм лічильника складається з обертаючих елементів: двох - для лічильників СА3-І670М, СА3У-І670М, СА3-І677; трьох - для лічильників СА4-І672М, СА4У-І672М, СР4-І673М, СР4У-І673М, СА4-І678, СР4-І679; рухомой системи з двома укріпленими на загальній осі дисками і лічильного механізму.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				39

На осі рухомої системи укріпленій антисамохідний прапорець. Гальмівний момент створюється двома постійними магнітами, регулюється переміщенням магнітів до центру диска або від нього, для чого необхідно послабити гвинти, що кріплять магнітний вузол, і після регулювання надійно закріпити гвинти. Для балансування обертаючих елементів лічильника на кожному з них є по два магнітних шунта-регулятора.

Регулювання на малих навантаженнях здійснюється регуляторами, наявними на кожному обертові елементі. Попередня регулювання внутрішнього кута зсуву магнітних потоків у кожному елементі здійснюється розрізанням короткозамкнених витків. Точне регулювання здійснюється за допомогою дротяного опору (шлейфи), припаяного до кінців обмотки, наявної на сердечнику струму. Універсальні лічильники мають на лицьовій стороні кришки додатковий щиток.

На ньому при установці лічильника в експлуатацію наносять коефіцієнти трансформації струму K_1 і напрузі K_{11} вимірювальних трансформаторів, в комплекті з якими лічильник повинен працювати, а також наноситься коефіцієнт K , що дорівнює добутку K_1 на K_{11} , на який потрібно помножити покази відлікового механізму, щоб отримати справжню враховану лічильником електроенергію. Нанесення коефіцієнта і опломбування кришки здійснюється організаціями та особами, які мають на це повноваження. Лічильники реактивної енергії виготовляються зі стопором зворотного ходу.

На вимогу замовника зі стопором можуть виготовлятися лічильники активної енергії. Наявність стопора на лічильнику вказується на щитку лічильного механізму знайомий по ГОСТ 25372-82. Включати лічильники необхідно в повній відповідності з їх номінальними даними і розміткою обмоток, наявної як на затискний коробці, так і на схемі, розташованої на внутрішній стороні кришки затискної коробки, а також виконувати задану послідовність фаз.

Загальний вигляд приладу РМ175 представлений на рис 2.1.

					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		40



Рисунок 2.1 – Загальний вигляд приладу PM175

Прилад PM175 є компактним, багатофункціональним, трифазним вимірником електричних величин і аналізатором якості електричної енергії змінного струму, спеціально розробленим для задоволення вимог широкого спектру користувачів, від розробників електричних панелей до операторів підстанцій.

Яскравий трьохрядковий дисплей забезпечує зручне читання даних. Відокремлюваний модуль дисплея може легко віддалятися на відстань до 1000 метрів від приладу. Два порти зв'язку і відкриті протоколи забезпечують локальне і віддалене автоматичне читання даних з приладу і його настройку з використанням прикладної програми конфігурації або призначених для користувача програм збору і обробки даних. Прилад має різні опції віддаленого зв'язку, включаючи телефонні лінії, локальну мережу і Інтернет.

Характеристики:

- 3 входи напруги і 3 входи струму, гальванічна ізоляція, пряме підключення до лінії електроенергії, або через зовнішні трансформатори струму і напруги;
- багатофункціональний 3-фазний мультиметр (діючі значення напруг і струмів, потужність, коефіцієнт потужності, струм нейтралі, несиметрія напруг і струмів, частота);
- вбудований аналізатор спектру гармонік; коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги і струму, коефіцієнт гармонійних спотворень струму і

- коефіцієнт гармонійних втрат струму, інтергармонік напруги і струму, до 50-ї гармоніки;
- амплітуди і кути гармонійних складових напруги і струму;
 - вимірювання усереднених інтервальних значень струму, напруги, потужності;
 - вимірник енергії в чотирьох квадрантах, клас точності 0.2S (IEC62053-22:2003, ГОСТ 52323-2005);
 - багатотарифна система обліку електроенергії; 8 повністю програмованих тарифних і сумарних реєстрів енергії і максимальної потужності для комерційного обліку електроенергії; 8 тарифів, 4 сезони x 4 типи днів, до 8 перемикачів тарифів в день, легко програмований сезонний календар і тарифна схема;
 - автоматичний добовий профіль навантаження для енергії і максимальної потужності (загальні і тарифні реєстри);
 - вбудований логічний контролер, 16 програмованих уставок; програмовані пороги і затримки часу; управління вихідними реле; час реакції 1/2 періоду;
 - журнал подій для реєстрації внутрішньої діагностики, спрацьовування програмованих уставок і операцій дискретних входів і релейних виходів;
 - 16 файлів реєстрації даних; програмований запис на періодичній основі або по будь-якому внутрішньому або зовнішньому тригеру;
 - два журнали реєстрації форми кривої (осцилограм); одночасний запис по 6 каналам (3 напруги і 3 струму); частота вибірки 32, 64 і 128 вибірок на період; до 20 періодів перед подією; до 50 секунд безперервного запису на частоті 32 вибірки на період;
 - реєстратор показників якості електричної енергії (ПКЕ) по ГОСТ 13109-97 (стале відхилення напруги в режимах найбільшого, найменшого і добового навантаження, спотворення синусоїдності кривої напруги, коефіцієнт n-ої гармонійної усталеної напруги, несиметрія напруг по зворотній і нульовій послідовності, відхилення частоти, розмах зміни напруги, доза флікера, провали напруги, імпульсна напруга, тимчасові перенапруження),

						Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	42

- програмовані нормально і гранично допустимі значення; готові до використуванню звіти випробувань ПЯЕЕ на відповідність ГОСТ 13109-97;
- реєстратор показників якості електричної енергії по EN 50160 (статистика відповідності EN 50160, статистика по гармонійних складових напруги, вбудований аналізатор ПЯЕЕ; програмовані уставки; готові до використання звіти);
 - моніторинг форми кривої в реальному часі; одночасний запис по 6 каналах 4-х періодів при частоті вибірки 128 точок за період;
 - зручний для читання трьохрядковий (2x4 символи + 1x6 символи) яскравий дисплей з світлодіодними індикаторами, регульований час оновлення, опція прокрутки сторінок з регульованим часом експозиції, автоповернення на сторінку ;
 - графічний елемент на світлодіодах, що відображає максимальний фазний струм у відсотках відносно певного струму навантаження;
 - модуль дисплея з 3-провідним інтерфейсом RS-485, що віддаляється на відстань до 1000 метрів;
 - два дискретні входи для моніторингу зовнішніх контактів і підрахунку імпульсів від лічильників енергії, води і газу в тарифній системі;
 - 2 релейні виходи для аварійної сигналізації і управління, і для вихідних імпульсів енергії;
 - 2 функціональних оптично ізольованих аналогових виходу з внутрішнім джерелом живлення; опції виходу 0-20мА, 4-20 мА, 0-1 мА, ± 1 мА, 0-5мА і ± 5 мА;
 - 2 функціональних оптично ізольованих аналогових входу з внутрішнім джерелом живлення; опції входу 0-20 мА, 4-20 мА, 0-1 мА, і ± 1 мА (0-5 мА і ± 5 мА по замовленню);
 - частота мережі 50 або 60 Гц;
 - функціональний аналоговий розширювач, що забезпечує додатково 2 x 8 аналогових виходів; опції роботи 0-20 мА, 4-20 мА, 0-1 мА, і ± 1 мА (джерело живлення 50/60 Гц);

										Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					43

- точний внутрішній годинник з резервним живленням від батареї;
- 1 Мбайт пам'яті з резервним живленням від батареї для довготривалого запису даних і осцилограм;
- два порти зв'язку, наявні опції: COM1: RS-232/RS-422/RS-485; Телефонний модем 56К; Ethernet 10/100BaseT, можлива підтримка eXpertPower™; PROFIBUS DP. COM2: RS-422/RS-485.
- протоколи зв'язку Modbus RTU, Modbus ASCII і Modbus/TCP, DNP3 і DNP3/TCP (починаючи з версії програми приладу V25.2.01), Profibus DP (з версії програми V25.2.03);
- захист паролем установки параметрів і скидання з панелі приладу і через канал зв'язку. Запис в журнал реєстрації подій спроб несанкціонованого доступу до приладу.

Типова схема підключення приведена на рисунку 2.2.

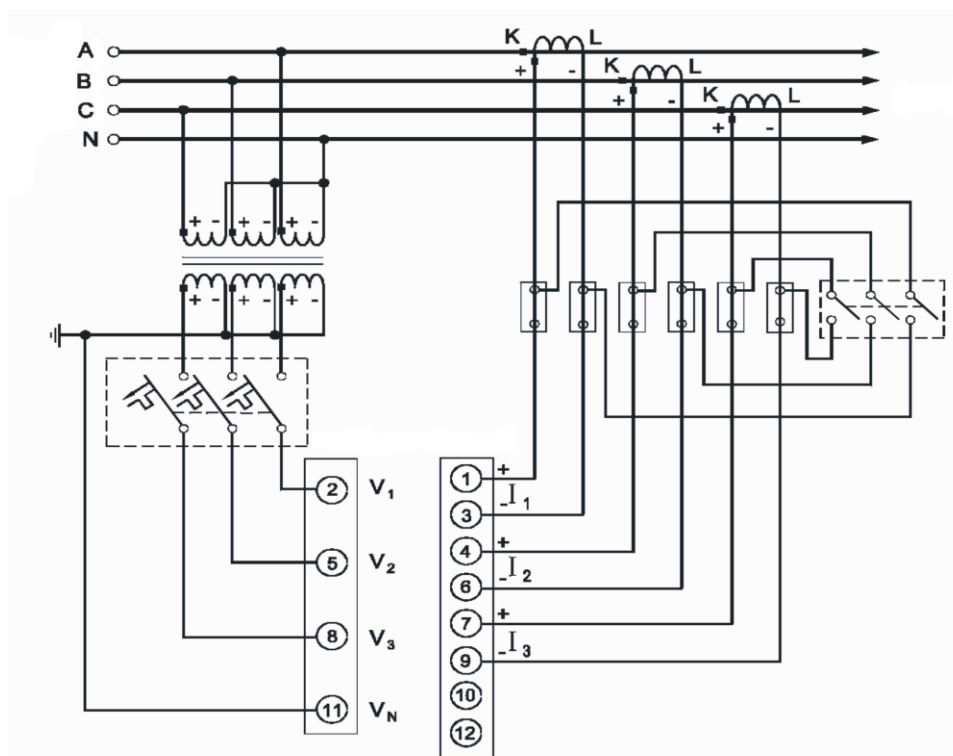


Рисунок 2.2 – Схема підключення приладу PM175

Загальний вигляд лічильника АЛЬФА-Плюс представлений на рис. 2.3

навантаження. Лічильник може накопичувати і берегти до 4-х каналів профілю навантаження (активна потужність в двох напрямках і реактивна потужність в двох напрямках). Термін зберігання складає 70 днів при 4-х каналах і при тривалості інтервалу профілю 30 хвилин.

У лічильниках АЛЬФА-Плюс є наступні програмовані автоматичні функції:

- фіксація максимальної потужності при зміні сезонів;
- автозчитування лічильника в певний день місяця або через певний інтервал в днях;
- здійснення дзвінка на ЕОМ верхнього рівня при відключенні і відновленні живлення;
- автоматичний перехід на літній і зимовий час;
- відображати на екрані попередження при перевищенні заданого порогу по потужності;
- функція "управління навантаженням" – спрацьовування електронного реле під час переходу через межу тарифної зони, або при перевищенні порогу по потужності в кожній тарифній зоні;
- виконання тестів якості електроенергії по завантажених в лічильник порогам;
- виконання тестів напруги і струму навантаження в 00:00 годин і при подачі живлення.

Лічильник може вести в своїй пам'яті чотири журнали подій:

1. Журнал відключень живлення. У журналі відображається кількість (до 99) відключень живлення, загальний (сумарний) час перерв в живленні і дата і час останнього відключення і відновлення живлення.

2. Журнал зв'язку. У журналі зв'язку нагромаджується загальна кількість зв'язків з лічильником, а також дата і час програмування, та останньої модифікації програми лічильника.

3. Журнал подій. У журналі подій фіксуються факти виходу відстежуваних параметрів за межі встановлених порогів. Фіксуються початок і закінчення фактів виходу.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				47

4. Журнал таймерів ПЯЕЕ. Крім журналу подій факти виходу параметрів за межі порогів реєструються в журналі таймерів ПЯЕЕ. В цьому журналі фіксується загальна кількість і сумарний час відхилення по кожному параметру.

Лічильники АЛЬФА-ПЛЮС мають ряд додаткових функціональних можливостей, що дозволяють здійснювати контроль за параметрами якості електроенергії.

Завдяки розширеним можливостям внутрішнього програмного забезпечення, лічильник може вимірювати, обчислювати і відображати на своєму дисплеї до 46 параметрів, що відносяться до параметрів та показників якості електроенергії.

Сюди, зокрема, входять:

- струми і напруги фаз;
- активна, реактивна і повна потужності мережі;
- активна, реактивна і повна потужності фаз;
- коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ мережі і кожної фази;
- фазні кути векторів напруг і струмів;
- значення другої гармоніки по фазах напруги;
- значення другої гармоніки по фазах струму;
- коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги і струму;
- частота мережі.

Крім відображення вище перелічених параметрів АЛЬФА-Плюс здійснює постійний моніторинг (контроль) за параметрами мережі.

Моніторинг мережі здійснюється за допомогою тестів, що проводяться. В цих тестах програмно задаються мінімальні і максимальні порогові уставки, мінімальні і максимальні тривалості і деякі інші величини необхідні для проведення тестів і отримання результатів.

Моніторинг включає тестування наступних основних параметрів:

- напруга мережі (пониження, перевищення);
- напрям чергування фаз (АВС, СВА);
- знижений струм в кожній фазі;
- коефіцієнт потужності фаз;

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				48

- провали напруги;
- коефіцієнт несинусоїдності струму;
- коефіцієнт несинусоїдності напруги;

Завдання конфігурації лічильника, результати тих або інших параметрів на дисплеї і задання порогових значень здійснюється за допомогою програмного пакету Arplus_P. Типова схема підключення приведена на рисунку 2.4.

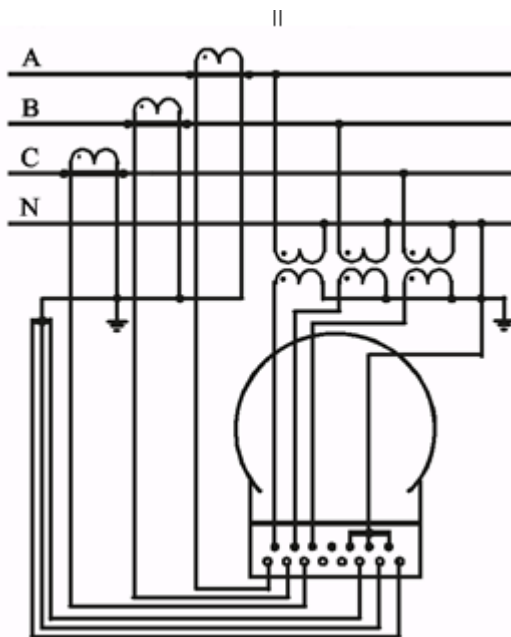


Рисунок 2.4 – Схема підключення лічильника АЛЬФА-Плюс

Виходячи з характеристик сучасних лічильників обліку електроенергії, на Ужгородській дистанції електропостачання встановлюють лічильники АЛЬФА-ПЛЮС.

2.5 Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії

Щорічно електромережами залізниць переробляється понад 10 млрд. кВт.год. електроенергії. Частина цієї електроенергії – близько 60% є власним споживанням, 35-36% передається суміжним обласним енергопостачальним компаніям, решта 4-5% постачається споживачам, що живляться від залізничних електромереж. Тобто залізниця в особі служби електропостачання та дист дистанцій електропостачання є великою електропередавальною організацією, що заліяна в загальному по Україні ланцюгу передачі та розподілу електроенергії

										Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					49

від виробника до споживача. В умовах зростання цін на електроенергію, функціонування Оптового ринку електроенергії України (далі – ОРЕ), введенням нових Правил користування електричною енергією, інших нормативних документів підвищилась відповідальність суб'єктів господарювання в електроенергетиці за ведення та надання достовірної інформації щодо обліку перетоків електроенергії мережами, її споживання, складання балансів електроенергії, розрахунку й розподілу втрат електроенергії. Окрім того, служба електропостачання несе відповідальність за постачання електроенергії залізничним споживачам, які за галузевим принципом ведуть окремий облік витрат, у тому числі й на електроенергію. Неправильний облік та віднесення електроенергії на підприємства в середині залізниці призводить до викривлення структури витрат залізниці, необ'єктивної їх оцінки та прогнозування.

Інструкція встановлює порядок і вимоги до організації зняття показників лічильників комерційного та технічного обліку електроенергії на об'єктах електропостачання залізниць України, їхньої фіксації (запису) в первинних документах, що повинні вестися на цих об'єктах чи в підрозділах, на балансі яких знаходяться ці об'єкти.

Вимоги Інструкції є обов'язковими для виконання експлуатаційним персоналом тягових підстанцій, районів електропостачання та структурних підрозділів «Енергозбут» залізниці (далі — СП «Енергозбут»).

Інструкцію повинні знати фахівці служб, дистанцій електропостачання та СП «Енергозбут», що причетні до комерційного й технічного обліку електроенергії, ведення статистичної і звітної документації про споживання, розподіл й збут електроенергії, її аналізу.

Зняття показників приладів обліку електроенергії здійснюється:

- на підстанціях із постійним черговим персоналом щоденно в установлений начальник дистанції електропостачання час;
- на підстанції без чергового персоналу в установлені начальник дистанції електропостачання терміни, але не рідше одного разу на тиждень. При ньому в журнал записуються показники лічильників у день знімання, за решту днів

									Арк.
									50
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

- записи не робляться, тобто не визначаються проміжні показники лічильників шляхом ділення різниці в показниках на число днів між зніманням даних;
- на інших об'єктах обліку (ЦРП, РП, ТП, КТП) в терміни, установлені начальником підрозділу, в обслуговуванні якого знаходяться дані об'єкти, але не рідше разу на місяць;
 - зняття показників лічильників на всіх об'єктах обов'язкове на момент закінчення розрахункового періоду відповідно до договорів про постачання електроенергії з енергопостачальними компаніями, споживачами й, відповідно до договорів про надання послуг із транзиту електроенергії, електромережами залізниць.

Час та дата зняття показників лічильників на всіх об'єктах і точках обліку повинні бути погоджені із СП «Енергозбут» залізниці.

Зняття показників може здійснюватися за окремими вказівкам керівництва дистанцій електропостачання при проведенні контрольних замірів та експериментів, згідно з телеграмами й листами Міністерства палива та енергетики України (далі – Мінпаливенер-го), обласних енергопостачальних компаній щодо встановлення режимних днів і задаткових замірів.

При організації закупівлі електроенергії з ОРЕ за нерегульованим тарифом при відсутності або несправності автоматизованих систем комерційного обліку, можлива організація щогодинного зчитування черговим персоналом показників лічильників для побудови погодинного графіка споживання електроенергії для формування графіка закупівлі електроенергії. Розпорядження про організацію такого обліку на визначених об'єктах та приєднаннях надається начальником дистанції електропостачання.

Персонал, що здійснює зняття показників приладів обліку електроенергії, повинен знати керівництво по експлуатації багатофункціональних мікропроцесорних лічильників електроенергії всіх типів, що встановлені на об'єкті, в частині зчитування інформації по всіх опціях та індикації несправності лічильника.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				51

З метою найменшого впливу на точність вимірювання прийому та відпуску електроенергії на об'єкті й зменшення за рахунок цього величини небалансу, зчитування показників лічильників повинно бути виконане в найкоротші терміни. Для цього потрібно керуватися наступним:

- зняття показників лічильників щоразу здійснювати за одним і тим маршрутом, знімаючи показники лічильників в однаковій послідовності. Маршрут визначається начальником чи старшим електромеханіком тягової підстанції або району електропостачання;
- різниця в часі зняття показників лічильників на приєднаних із найбільшим споживанням (вводи підстанцій, шин, тягові агрегати, великі споживачі й транзитні лінії) повинна бути мінімальна;
- у випадку, коли процес зняття показників лічильників було перервано викликом енергодиспетчера, аварійним відключенням обладнання чи іншими причинами, необхідно повторити зчитування показників лічильників спочатку, не беручи до уваги попередні дані;
- при зніманні з багатофункціональних лічильників декількох опцій при великій кількості лічильників та їх встановленні на одному щиті, рекомендується зняти споживання активної електроенергії з усіх лічильників, далі споживання реактивної, після цього видачу активної і реактивної енергії, решту потім;
- запис показників лічильників при їх безпосередньому зчитуванні дозволяється вносити до робочого блокнота дозвільної форми з наступним перенесенням даних у журнал установленої форми;
- при виявленні зупинки лічильника чи його несправності, потрібно зафіксувати час події та негайно повідомити причетних: СП «Енергозбут», енергопостачальну компанію безпосередньо або через СП «Енергозбут», ремонтно-ревізійну дільницю.

Порядок запису та ведення первинної звітної документації з обліку електроенергії на об'єкті та їх зберігання.

									Арк.
									52
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

Запис показників лічильників електроенергії проводиться в журнал встановленої форми, що повинен бути адаптований у відповідності до схеми обліку електроенергії на даному об'єкті, включати в себе рядки (графи) для запису показників усіх лічильників комерційного й технічного обліку електроенергії, містити по кожному приєднанню дані:

- назву приєднання;
- № лічильника;
- вид енергії (активна, реактивна);
- прийом, відпуск електроенергії;
- попередні показники лічильника, дійсні показники;
- загальний коефіцієнт трансформації вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Сторінки журналу повинні бути пронумеровані, журнал прошнурований, шнурівка скріплена печаткою дистанції електропостачання;

Запис показників здійснюється безпосередньо по закінченню зняття даних з лічильників чорниламичи шариковою ручкою.

Запис проводиться всіх знаків лічильника, включаючи знаки після коми, а також усіх нулів до першої значущої цифри.

Записолівцем та виправлення записаних даних не допускається.

Не дозволяється в кінці місяця або розрахункового періоду, з метою зменшення небалансу електроенергії підганяти показники лічильників на окремих приєднаннях.

Складання зведеної відомості про надходження, переробку та відпуск електроенергії на підстанції. Надання інформації про облік електроенергії причетним.

На кожній тяговій підстанції на основі типової форми повинна бути розроблена форма зведеної відомості про надходження, переробку та відпуск електроенергії за місяць.

Цей документ повинен містити дані про місячні обсяги надходження, видачі активної та реактивної електроенергії по вводах тягової підстанції, відпуск

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				53

електроенергії по транзитним лініям, на тягу поїздів; повернення електроенергії з контактної мережі через інверторні агрегати на шини, в первинну мережу: відпуск залізничним та стороннім транспорту споживачам; витрати на власні потреби підстанції. СЦБ; втрати електроенергії та інше.

У зведеній відомості повинна бути інформація про час ввімкненою стану обладнання підстанції, яка необхідна для визначення втрат електроенергії у пристроях підстанції.

На основі цієї відомості щомісячно складається баланс електроенергії на підстанції і визначається фактичний небаланс електроенергії в цілому по підстанції, та у випадку необхідності окремо по шинах кожного рівня напруги й порівнюється із допустимим розрахунковим небалансом.

Розрахунок фактичного небалансу та допустимого розрахункового небалансу проводиться відповідно до діючої методики.

У випадку, коли фактичний небаланс електроенергії перевищує допустимий розрахунковий небаланс, начальник або старший електромеханік приймає заходи щодо виявлення причин перевищення та їх усуненню упродовж місяця.

Зведена відомість складається у трьох екземплярах та підписується начальником підстанції або особою, що його заміщує. Оригінал залишається та зберігається на підстанції (об'єкті обліку), копії надаються в СП «Енергозбут» та в технічний відділ дистанції електропостачання, згідно з порядком, що встановлений у структурному підрозділі.

Терміни надання зведеної відомості в технічний відділ ЕЧ та СП «Енергозбут» встановлюються начальником дистанції електропостачання за узгодженням із СП «Енергозбут».

Показники лічильників окремих приєднань можуть передаватися по телефону у встановлені адреси. Номери телефонів цих організацій, назв ліній, перелік персоналу, що має право вести переговори й отримувати-надавати інформацію щодо обліку електроенергії, повинен бути в енергодиспетчера й на тяговій підстанції. Перелік щорічно поновлюється на основі листування між ЕЧ та названими організаціями. Про дані обліку, що надані стороннім організаціям

									Арк.	
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					54

безпосередньо із об'єкта, особа, яка передає дані, інформує в обов'язковому порядку диспетчера СП «Енергозбут», а також, у залежності від місцевих умов, лінійний відділ СП «Енергозбут».

Дані про облік електроенергії на приєднаннях, що визначені начальником дистанції електропостачання, передаються щоденно селекторним або телефонним зв'язком черговому енергодиспетчеру. Останній записує їх у диспетчерську відомість для подальшої передачі в установленому порядку.

Відповідальність за ведення первинної звітної документації з обліку електроенергії та достовірності даних, що відображені в ній, покладається на начальника тягової підстанції, або особу, що його заміщує. На інших об'єктах — на начальника підрозділу, що обслуговує даний об'єкт.

Пояснення щодо заповнення Зведеної відомості про переробку електроенергії на тяговій підстанції.

Зведена відомість заповнюється на підстанції щомісячно начальником тягової підстанції або особою, що його заміщує. Допускається заповнення відомості іншим членом персоналу даної підстанції, за дорученням начальника.

Дані для заповнення беруться із журналу обліку електроенергії, що ведеться на підстанції.

Записи про дані лічильників, їх показники та витрати електроенергії проводяться відповідно до найменування строчок та стовпців.

Інформація про роботу трансформаторів береться з оперативного журналу чергового по тяговій підстанції

Час роботи під навантаженням (T_p) – час, коли включений вимикач із високої сторони трансформатора та хоча б один вимикач із середньої або низької сторони трансформатора.

Час роботи на холостому ході (T_h) – кількість годин, коли трансформатор знаходиться у гарячому резерві, тобто включений лише зі сторони живлення.

При визначенні втрат у трансформаторі втрати холостого ходу розраховуються, виходячи із часу ($T_p + T_h$).

Загальне надходження електроенергії визначається:

									Арк.
									55
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				

а) при обладнанні обліком всіх приєднань живлення підстанції — за лічильниками, що встановлені на цих приєднаннях;

б) якщо вводи, що живлять підстанцію, не обладнані обліком — за лічильниками реалізації електроенергії з додаванням на них втрат, які визначені розрахунковим шляхом.

У випадку, коли на лініях, що відходять від підстанції, є зворотня видача електроенергії: вона рахується, як надходження електроенергії на підстанцію. Повернення електроенергії на шини підстанції через інверторний агрегат вважається надходженням електроенергії на підстанцію.

Повернення електроенергії через живлячий ввід в енергосистему вважається відпуском електроенергії від підстанції.

Втрати електроенергії в трансформаторах визначаються відповідно до «Методики по розрахунку втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередач», затвердженої заступником Міністра енергетики України, державним інспектором із енергетичного нагляду В.А. Дарчуком (м.Київ, 1998р. або «Інструкції розрахунку технологічних втрат електроенергії в пристроях тягового електропостачання залізниць України» (ЦЕ-0007), затвердженою наказом Укрзалізниці від 29:08.2003 р. № 342-ЦЗ.

У окремих випадках втрати вказуються у процентах від переробленої електроенергії в договорах із енергопостачальною компанією про постачання електроенергії.

Втрати електроенергії заносяться у відповідні графи зворотної частини Відомості в кВт та процентах. Процент визначається від кількості електроенергії, що пройшла (перероблена) даним трансформатором.

Загальна величина втрат у трансформаторах дорівнює сумі втрат у всіх трансформаторах, і при визначенні у відсотках відноситься до загальної кількості реалізованої за лічильниками електроенергії.

Після розрахунку втрат у трансформаторах визначається кількість електроенергії втрат, що нараховується кожному конкретному споживачу. При цьому по схемі живлення споживача визначаються елементи (трансформатори)

									Арк.
									56
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				

підстанції, через які електроенергія передається споживачу. Розрахунки розпочинають знизу, від споживача.

Втрати в кВт. год. записуються в відповідну графу Відомості. Відпуск електроенергії споживачеві з втратами (реалізація) визначається як сума показників лічильника споживача і розрахованих втрат. Дані заносяться в графу «реалізовано з втратами».

Після цього визначається відпуск електроенергії від шин 110(150), 35, 6-10 кВ підстанції як сума реалізацій (з втратами) споживачам, що приєднані до шин. Для уникнення подвійного обліку електроенергії корисний відпуск рахується лише по лініях (споживачі та транзит). Електроенергія, що трансформується з шин на шини, а потім відпускається по лініях, в даному випадку не рахується.

Графа відпущено електроенергії, всього, визначається як сума; на тягу + ТВП + ДПР + транзит + стороннім + залізничним.

Електроенергія на тягу поїздів визначається за формулою:

а) для підстанцій змінного струму = (отримано по вв.27,5 кВ №1,2 мінус спожито по ДПР- 1,2 мінус спожито по ТВП -1,2). У випадку живлення ТВП не від шин 27,5 кВ споживання дані про споживання електроенергії на власні потреби в розрахунку не приймають участі;

б) для підстанцій постійного струму — як сума реалізації по тягових агрегатах, якщо вони обладнані комерційним обліком, в іншому випадку за «мінусом».

Відпущено електроенергії залізничним, стороннім та транзит електроенергії (строчки всього) визначаються як сума реалізації електроенергії по цих групах споживання на відповідних шинах.

Місячний фактичний небаланс електроенергії визначається по алгоритму; (загальне надходження електроенергії мінус відпущено електроенергії всього). У процентах небаланс електроенергії визначається по відношенню до загального надходження електроенергії. Величини небаланду заносяться у відповідні графи Відомості.

										Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					57

Допускається визначати фактичний небаланс за показниками лічильників (без нарахування втрат). У такому випадку алгоритм його визначення наступний: (загальне надходження електроенергії, мінус втрати електроенергії у тих трансформаторах, що знаходяться між лічильниками прийому та відпуску електроенергії, мінус відпущено електроенергії всього)

Відповідно до діючої методики визначається розрахунковий допустимий небаланс електроенергії у звітному періоді у відсотках, заноситься до зведеної відомості та порівнюється з фактичним небалансом.

Приклад заповнення зведеної відомості про переробку електроенергії на тяговій підстанції наведений у додатку 2А.

Перевіряються схеми включення вимірювальних комплексів електроенергії на приєднаннях (ЛЧ, ТС, ТН і схеми їх з'єднання),

Перевіряється завантаження ТС, ТН і порівнюється із допустимими для класу точності 0,5. У випадку роботи вимірювальних трансформаторів не в класі точності проводиться їх розвантаження: переключення на окремі обмотки кіл обліку, заміна з'єднувальних проводів на проводи з більшою площею перетину, виключення із схем вимірювання приладів релейного захисту і автоматики, встановлення додаткових ТС.ТН (згідно з місцевими обставинами).

Проводиться перевірка роботи лічильників на місці встановлення або демонтаж лічильників і їх повірка персоналом УкрЦСМ. У випадку неточності – лічильники замінюють,

Визначаються втрати напруги від ТН до приладів обліку і порівнюються з допустимими згідно з ПУЕ. При перевищенні норми — розвантажують ТН або проводять заміну кабелів на кабелі з жила-ми більшого перетину.

При необхідності проводиться метрологічна повірка ТС і ТН.

При можливості проводиться заміна лічильників з низьким класом точності на лічильники з вищим класом точності або на лічильники з більшою чутливістю до малих струмів вимірювання, в такому випадку проводиться перерахунок припустимого небалансу.

									Арк.	
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕЕ2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					58

При виявленні на приєднанні слабо завантажених ТС (менше 5% за середньомісячним обсягом реалізації) провести заміну таких трансформаторів на трансформатори із меншим номінальним струмом, якщо це допускається по динамічній і термічній стійкості до струмів короткого замикання, або встановити окремі ТС для обліку електроенергії.

Обслідуються умови роботи лічильників згідно з паспортними умовами експлуатації, при невідповідності – змінюють місце встановлення лічильників або влаштовують підігрів.

Роботи по пунктах 1-8 проводяться силами ЕЧЕ, ЕЧР, ДЕЛ, УкрЦСМ. Відповідальність за стан обліку несе начальник підрозділу, на балансі якого знаходяться вимірювальні комплекси.

					02.15.ЕЕ2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		59

3 ДОСЛІДЖЕННЯ НЕБАЛАНСІВ НА ПІДСТАНЦІЇ А

В процесі виконання магістерської роботи було проведено дослідження небалансів електроенергії. [5] Небаланс електроенергії у звітному періоді визначається за методикою [6].

Фактичний небаланс електроенергії за розрахунковий період визначається як різниця між загальним надходженням електроенергії та кількістю відпущеної електроенергії (3.1). У відсотках небаланс електроенергії визначається по відношенню до загального надходження електроенергії.

$$НБ\phi = \frac{W_n - W_o}{W_n} \cdot 100\%, \quad (3.1)$$

де W_n W_o – обсяг прийому (відпуску) електроенергії в розрахунковому періоді, визначається за показами лічильників на приєднаннях.

Отриманий небаланс порівнюється з допустимим та робиться відповідний висновок про наявність на підстанції неврахованого споживання електроенергії та наявність похибок вимірювальних комплексів.

Допустимий небаланс у відсотках визначається по формулі (3.2) [6]:

$$НБн = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^k \delta_{ni}^2 \cdot d_{ni}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{oi}^2 \cdot d_{oi}^2 \right)}, \quad (3.2)$$

де δ_{ni} (δ_{oi}) – середньоквадратична похибка i -го вимірювального комплексу, який відповідає класам точності трансформаторів струму та напруги, та лічильника, призначеного для обліку електроенергії, що надійшла (відпущена), які входять в цей комплекс, %;

d_{ni} (d_{oi}) – частка електроенергії, що пройшла (відпущена) через i -й вимірювальний комплекс;

									Арк.
									60
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

k – кількість вимірювальних комплексів, що рахують електроенергію, яка надійшла на шини об'єкта;

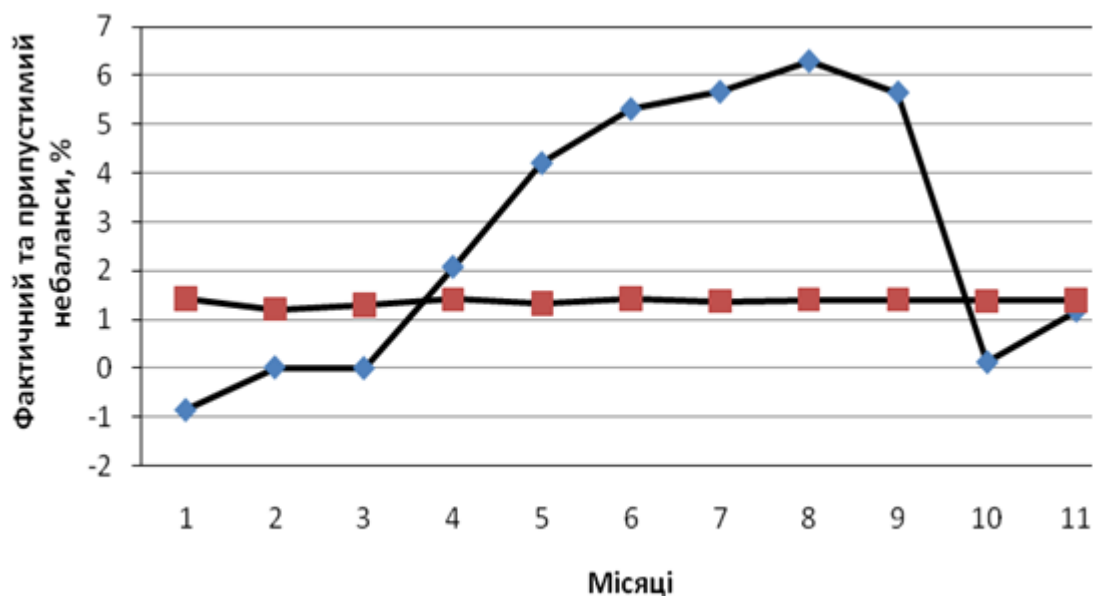
m – кількість вимірювальних комплексів, що рахують відпущену енергію (в тому числі на власні потреби електростанцій).

В табл. 3.1 наведені значення небалансів активної енергії по тяговій підстанції А по місяцям.[5]

Таблиця 3.1 – Небаланси активної енергії по ТП А по місяцям

місяць	1. травень 2023р.	2. червень 2023р.	3. липень 2023 р.	4. серпень 2023 р.	5.вересень 2023р.	6. жовтень 2023 р.	7.листопад 2023 р.	8. грудень 2023р.	9. січень 2023 р.	10. лютий 2023 р.	11.березень 2024р.
Припустимий активний небаланс,%	1,42735	1,21366	1,29474	1,41654	1,32714	1,42421	1,37154	1,40832	1,40708	1,37832	1,39626
Фактичний активний небаланс, %	-0,85913	0,01445	1,76471	2,07493	4,20172	5,30946	5,66318	6,29124	5,64875	0,12110	1,17505
Понаднормативний небаланс, %	0,00	0,00	0,46997	0,65839	2,87458	3,88525	4,29164	4,88292	4,24149	0,00	0,00
Розподілений небаланс, %	-0,85913	0,01445	1,29474	1,41654	1,32714	1,42421	1,37154	1,40832	1,40708	0,12110	1,17505

На рис.3.1 наведений графік залежності фактичного та припустимого активних небалансів електроенергії.



Риснок 3.1 –Фактичний та припустимий активні небаланси тягової підстанції А

З липня 2023 р. по січень 2024 р. фактичний небаланс перевищує припустимий.

На рис. 3.2 приведений понаднормативний небаланс.

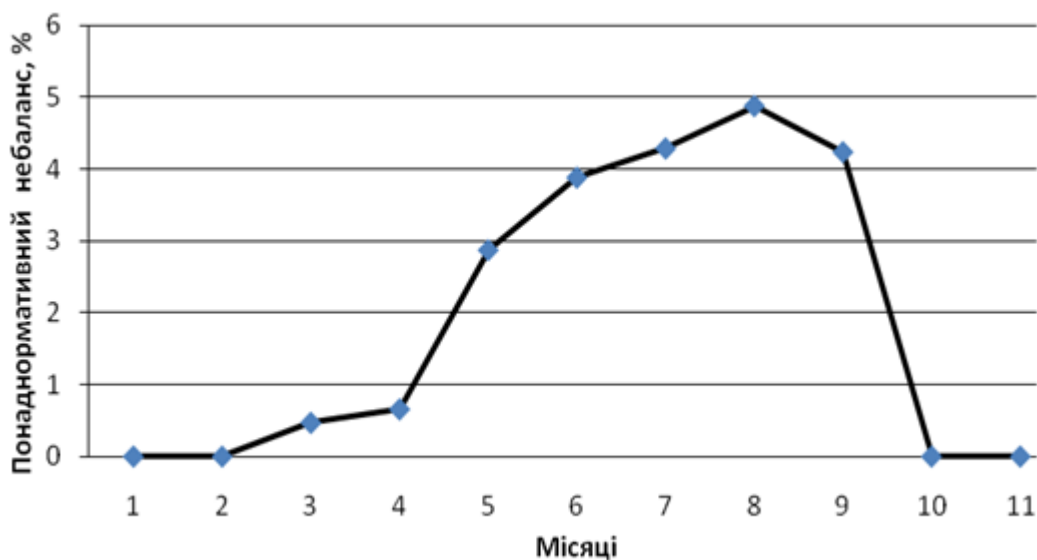


Рисунок 3.2 – Понаднормативний активний небаланс тягової підстанції А

Найбільший небаланс у грудні 2023 р., він складає 4,88%

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата
-----	------	-------------	--------	------

Для аналізу причин небалансів проаналізуємо завантаження трансформаторів напруги (ТН) та трансформаторів струму (ТТ). (таблиця 3.2). Дані були зібрані по режимним замірам.[5]

Таблиця 3.2 Коефіцієнти завантаження трансформаторів струму ТП «А»

Ввод 1 35 кВ	Ввод 2 35 кВ	ЧП Р 10 кВ	ТПВА 1 10 кВ	ТВП 1	СЦБ	ФПЕФ	ЕЧК-22	ЖДУ
0,048	0,222	0,218	0,174	0,008	0,002	0	0,116	0,418
0,046	0,202	0,148	0,162	0,006	0,004	0	0,11	0,406
0,048	0,244	0,184	0,222	0,008	0,002	0	0,1	0,406
0,042	0,176	0,294	0,126	0,008	0,002	0	0,102	0,414
0,044	0,202	0,316	0,16	0,008	0,004	0	0,106	0,408
0,048	0,154	0,314	0,09	0,01	0,002	0	0,108	0,4
0,048	0,12	0,304	0,04	0,01	0,004	0	0,092	0,406
0,044	0,228	0,226	0,198	0,006	0,002	0	0,076	0,446
0,046	0,194	0,134	0,152	0,006	0,004	0	0,072	0,438
0,05	0,236	0,204	0,202	0,008	0,002	0	0,074	0,454
0,052	0,182	0,228	0,12	0,006	0,004	0,0084	0,07	0,404
0,048	0,148	0,25	0,084	0,008	0,004	0,0084	0,072	0,364
0,044	0,198	0,272	0,158	0,008	0,004	0	0,07	0,358
0,052	0,17	0,252	0,11	0,006	0,002	0	0,064	0,406
0,05	0,124	0,226	0,054	0,006	0,002	0	0,062	0,384
0,046	0,144	0,328	0,076	0,008	0,004	0	0,07	0,42
0,048	0,22	0,336	0,174	0,006	0,002	0	0,08	0,45
0,054	0,166	0,356	0,094	0,008	0,004	0	0,076	0,44
0,058	0,158	0,36	0,078	0,008	0,002	0	0,078	0,436
0,05	0,124	0,22	0,044	0,008	0,002	0	0,082	0,418
0,052	0,14	0,17	0,068	0,006	0,004	0	0,088	0,446
0,052	0,166	0,27	0,098	0,008	0,002	0	0,088	0,418
0,052	0,19	0,274	0,138	0,008	0,002	0	0,088	0,384
0,05	0,208	0,29	0,166	0,006	0,004	0	0,082	0,37

Як бачимо трансформатори недовантажені. Коефіцієнт завантаження (β) для трансформаторів струму не перевищує 0,46. Недозавантаження вимірювальних трансформаторів призводить до небалансів електроенергії.

В березні та квітні 2023 р на тягових підстанціях залізниці було виконано вимірювання параметрів вторинних кіл обліку в межі 110, 35, 27 кВ. По результатах замірів виявлено недозавантаженість трансформаторів напруги. [7]

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				63

Для підтвердження нормованих метрологічних характеристик ТН згідно з їх класами точності 0,5 при дійсних значеннях потужностей та коефіцієнтів потужності їх вторинного навантаження рекомендується потужність вторинного навантаження обмоток та коефіцієнти потужності вторинного навантаження ТН привести у відповідність до вимог ГОСТ 1983-2003 та ГОСТ 7746-2003 відповідно. Навантаження наведено у таблиці 3.3.

Дозавантаження трансформаторів напруги рекомендується виконати шляхом підключення в кола напруги релейного захисту (фаза - нуль) навантажувальних опорів. В таблиці 3.3 наведено дані по деяким приєднанням.[7]

Таблиця 3.3 – Навантаження трансформаторів

Фаза	Вимірне навантаження ТН Вт	Навантаження яке додається Вт	Сумарне навантаження на однофазний ТН Вт	Допустимий діапазон навантаження ТН Вт	Номінал навантажувального опору Ом
ТН 1 110 кВ					
А	17	100	117	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
В	15	100	115	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
С	13,8	100	113,8	100 – 400	33 Ом/ 150Вт
ЕЧЕ ТН 2 110 кВ					
А	71,6	50	121,6	100 - 400	66 Ом/ 100Вт
В	75,6	50	125,6	100 - 400	66 Ом/ 100Вт
С	58,9	50	108,9	100 – 400	66 Ом/ 100Вт
ЕЧЕ ТН 1 110 кВ					
А	13	100	113	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
В	14	100	114	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
С	15	100	115	100 – 400	33 Ом/ 150Вт
ЕЧЕ ТН 2 110 кВ					
А	15	100	115	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
В	14	100	114	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
С	16	100	116	100 – 400	33 Ом/ 150Вт

З аналізу завантаження трансформаторів струму та напруги можна зробити висновок, що вимірювальні трансформатори недовантажені.

Недозавантаження вимірювальних трансформаторів призводить до небалансів електроенергії.

Для уникнення небалансів електроенергії необхідно привести завантаження вимірювальних трансформаторів до вимог гостів ГОСТ 7746-2001 та ГОСТ 1983-2001.

					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

В магістерській роботі були проаналізовані питання виникнення небалансів, описані система обліку достовірності електроенергії, проведено дослідження небалансів на підстанції А.

З аналізу завантаження трансформаторів струму та напруги можна зробити висновок, що вимірювальні трансформатори недовантажені.

Недозавантаження вимірювальних трансформаторів призводить до небалансів електроенергії.

Для уникнення небалансів електроенергії необхідно привести завантаження вимірювальних трансформаторів до вимог гостів ГОСТ 7746-2001 та ГОСТ 1983-2001.

					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Кирилюк Т. І. Удосконалення методу контролю втрат електроенергії в контактній мережі електрифікованих залізниць: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.22.09. Дніпро, 2013. 21 с

2. Дослідження наднормативних небалансів обліку електричної енергії на тягових підстанціях Донецької залізниці і розробка рекомендацій по їх приведенню до нормативних вимог для тягової підстанції Штерівка: звіт з НДР / ДПТ; керівник В.Г. Кузнецов. Шифр роботи 23.65.10.10; державний реєстраційний номер 0111U003606. Дніпро, 2011. 127 с.

3. Інструкція по зняттю показників приладів обліку електроенергії, їх запису та передачі даних енергодиспетчеру, структурному підрозділу «Енергозбут» та причетним організаціям на об'єктах електропостачання. Затв.: Наказ Укрзалізниці 12.10.2005 №330-Ц. Міністерство транспорту та зв'язку України. К., 2005. 39 с.

3. Барна А. І., Кузнецов В. Г., Кирилюк Т. І. Дослідження небалансів електроенергії на Львівській залізниці. *Енергозбереження на залізничному транспорті*: матеріали II Міжнародної науково - практичної конференції, м. Воловець, 2011. С. 8.

4. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно. К.: Держстандарт України, 1999. 66 с.

5. Черемісін М. М., Зубко В. М., Коробка В. О. Напрямки підвищення ефективності електропостачання споживачів в умовах ринкової економіки *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. 2006. Т. 1, Вип. 43. С. 3–9.

6. Мірошник О. О. Структура втрат електричної енергії та методика їх розрахунку. *Вісник ХДТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*, 2004. Т. 1, Вип. 27. С. 25–31.

7. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Поліщук А. Л. Інформаційне забезпечення розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах. *Вісник ХНТУСГ ім. П.*

									Арк.
									67
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				

Василенка. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України», 2007. Т. 1, Вип. 57. С. 67–74.

8. Черемісін М. М., Зубко В. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням. Харків: Факт, 2005. 189 с.

9. Лежнюк П. Д., Лук'яненко Ю. В., Кулик В. В. Розв'язання задач оптимального керування усталеними режимами електричних систем з використанням об'єктно-орієнтованого аналізу. *Вісник Вінницького політехн. ін-ту*. 1999. №1. С. 30–35.

10. Черемісін М. М. Мірошник О. О. Удосконалення розрахункових моделей технічних втрат в електричних мережах 10(6)–0,4 кВ в умовах неповноти вихідної інформації. *Праці ТДАТА «Наукове фахове видання»*. 2006. Вип. 45. С. 97–102.

11. Кулик В. В. Пискляров Д. С. Оцінка вірогідності результатів аналізу втрат електроенергії в розподільчих електричних мережах засобами АСКОЕ. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. 2006. Т. 1, Вип. 43. С. 40 – 49.

12. Черемісін М. М., Мірошник О. О., Аллашев О. Ю. Вимоги до системи автоматизованого моделювання та розрахунку втрат з урахуванням метеопараметрів в системах електропостачання. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. 2006. Т. 2, Вип. 43. С. 167–171.

13. Мірошник О. О. Методи та підходи до розрахунку втрат електричної енергії в розподільчих електричних мережах *Праці ТДАТА «Наукове фахове видання»*. 2007. Т. 3, Вип. 7. С. 162–172.

14. Черемісін М. М., Мірошник О. О. Моніторинг навколишнього середовища на основі системи відомчих автоматизованих метеопостів в енергетиці України. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. 2005. Т. 1, Вип. 37. С. 3–7.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				68

15. Черемісін М. М. Мірошник О. О. Підвищення ефективності керування та експлуатації розподільних електричних мереж на базі моніторингу. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. 2008. Т. 1, Вип. 73. С. 3–5.

					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		69