

20.11.2017

Обґрунтування
щодо необхідності схвалення проекту постанови НКРЕКП «Про
затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії».

На виконання пункту 1.9 графіка підготовки проектів нормативно-правових актів на виконання Закону України «Про ринок електричної енергії», ДП «НЕК» Укренерго» було розроблено Кодекс комерційного обліку електричної енергії (далі – Кодекс) та листом від 01.09.2017 № 01/97-25 було надано до НКРЕКП для його подальшого опрацювання та затвердження.

Слід зазначити, що необхідність розроблення Кодексу передбачена пунктом 17 статті 33 Закону України «Про ринок електричної енергії» та пов'язана з необхідністю встановлення вимог до організації комерційного обліку електричної енергії, зокрема:

процедур вимірювань, реєстрації, формування та валідації даних комерційного обліку, включаючи дані, необхідні для забезпечення міждержавних торгових операцій;

процедур встановлення, улаштування, випробування, технічного обслуговування, експлуатації та забезпечення безпеки засобів вимірювальної техніки та систем комерційного обліку електричної енергії;

процесів взаємодії між суб'єктами ринку електричної енергії під час здійснення вимірювання та/або обміну даними комерційного обліку електричної енергії;

організації та процедур адміністрування відносин, пов'язаних з комерційним обліком електричної енергії.

За результатом опрацювання проекту Кодексу, управління інноваційних технологій відмічає, що проект Кодексу відповідає основним вимогам щодо організації комерційного обліку та врегулювання взаємовідносин учасників ринку електричної енергії при здійсненні комерційного обліку.

З огляду на зазначене та оскільки проект постанови має ознаки регуляторного акта, пропонуємо:

1. Схвалити проект постанови «Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії».
2. Оприлюднити проект постанови «Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії» на офіційному веб-сайті НКРЕКП з метою одержання зауважень та пропозицій.

Начальник Управління
інноваційних технологій

В. Попович



ПРОЕКТ

**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

ПОСТАНОВА

Київ

№ _____

Про затвердження Кодексу
комерційного обліку електричної
енергії

Відповідно до статті 6 Закону України «Про ринок електричної енергії» та статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Затвердити Кодекс комерційного обліку електричної енергії, що додається.
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її опублікування в офіційному друкованому виданні – газеті «Урядовий кур'єр».

Голова НКРЕКП

Д. Вовк

ДП НЕК «Укренерго»

Затверджено

Постановою Національної комісії,

що здійснює державне регулювання

у сферах енергетики та комунальних
послуг

№ _____

КОДЕКС КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Київ 2017 рік

ЗМІСТ	
1	ВСТУП.....4
1.1	ЦІЛІ ТА СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ.....4
1.2	ТЛУМАЧЕННЯ.....4
1.3	ГЛОСАРІЙ ТА ВИЗНАЧЕННЯ.....5
2	ПЕРЕГЛЯД І ВНЕСЕННЯ ЗМІН ДО КОДЕКСУ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ.....14
2.1	Адміністратор Кодексу.....14
2.2	Звіт про комерційний облік.....15
2.3	Процедури внесення змін.....15
3	УЧАСНИКИ ПРОЦЕСУ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ17
3.1	Загальні положення.....17
3.2	Адміністратор комерційного обліку.....19
3.3	Постачальники послуг комерційного обліку.....21
3.4	Електропостачальники.....21
3.5	Оператор мережі.....22
3.6	Сторона приєднана до мережі.....22
4	ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ ЗА КОМЕРЦІЙНИЙ ОБЛІК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....23
4.1	Загальні положення.....23
4.2	Відповідальність за технічний стан ЗКО.....24
4.3	Відповідальність за збереження і цілісність ЗКО.....25
4.4	Відповідальність за результати вимірювання.....25
4.5	Відповідальність за дані комерційного обліку.....25
5	РЕЄСТРАЦІЯ ПОСТАЧАЛЬНИКІВ ПОСЛУГ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ.....25
5.1	Загальні положення.....25
5.2	Процедура реєстрації ППКО.....26
5.3	Процедури перевірки діяльності ППКО.....26
5.4	Призупинення та анулювання реєстрації ППКО.....27
6	ОРГАНІЗАЦІЯ ТОЧОК КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ27
6.1	Загальні положення.....27
6.2	Реєстр точок комерційного обліку.....27
6.3	Облаштування точок комерційного обліку.....28
6.1	Улаштування точок комерційного обліку для областей комерційного обліку.....30
6.2	Улаштування точок комерційного обліку одиниць споживання.....30
6.3	Визначення напрямку перетікання електричної енергії.....31
6.4	Формат часу.....32
7	ОРГАНІЗАЦІЯ ВК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....33
7.1	Загальні вимоги.....33
7.2	Тип точок комерційного обліку.....33
7.3	Дублювання та резервування ЗВТ.....34
7.4	Мінімальні вимоги до точності та функціональності ЗВТ.....35
7.5	Додаткові вимоги до інтервальних лічильників.....36
7.6	Пломбування ВК.....37
8	ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВК.....39
8.1	Загальні положення.....39
8.2	Знеструмлення обладнання ВК.....39
9	МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗВТ.....40
9.1	Вимоги до метрологічного забезпечення.....40

10	ЗБІР ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	41
10.1	ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ.....	41
10.2	АВТОМАТИЧНЕ ЗЧИТУВАННЯ ДАНИХ З ЛІЧИЛЬНИКІВ	42
10.3	РОЗГОРТАННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ОБЛІКУ.....	42
10.4	Дії ПРИ НЕМОЖЛИВОСТІ ОТРИМАННЯ ДАНИХ А АВТОМАТИЧНОМУ РЕЖИМІ	43
10.5	ЛОКАЛЬНЕ ЗЧИТУВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАННЯ З ЛІЧИЛЬНИКІВ ПО ГРАФІКУ	43
10.6	ЛОКАЛЬНЕ ЗЧИТУВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАННЯ ЛІЧИЛЬНИКА ЗА ПОДІЄЮ	44
10.7	ЗЧИТУВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАННЯ ЛІЧИЛЬНИКА, ЩО ВИКОНУЄТЬСЯ СПОЖИВАЧЕМ	45
10.8	ЗЧИТУВАННЯ ПОКАЗІВ ЛІЧИЛЬНИКА У ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ.....	45
11	КЕРУВАННЯ ДАНИМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	47
11.1	ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ.....	47
11.2	ОКРУГЛЕННЯ ІНТЕРВАЛЬНИХ ЗНАЧЕНЬ ЧАСОВОГО РЯДУ ДАНИХ	47
11.3	ПЕРЕВІРКА ДОСТОВІРНОСТІ ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	47
11.4	ЗАХОДИ, ЯКІ НЕОБХІДНО ВЖИТИ ПІСЛЯ ВИЗНАННЯ ДАНИХ НЕДІЙСНИМИ	48
11.5	ВАЛІДАЦІЯ ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	49
11.6	ПЕРЕДАЧА ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ВІД ОДКО ДО АКО.....	49
11.7	ФОРМУВАННЯ ОЦІНОЧНИХ ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	50
11.8	ПРОФІЛЮВАННЯ ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	50
11.9	РОЗРАХУНОК ВТРАТ В ОБЛАСТЯМ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ.....	51
11.10	АГРЕГАЦІЯ ДАНИХ	51
11.11	ФОРМУВАННЯ СЕРТИФІКОВАНИХ ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ.....	52
11.12	ПЕРЕДАЧА ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ АДМІНІСТРАТОРУ РОЗРАХУНКІВ.....	53
11.13	ФОРМУВАННЯ ОСТАТОЧНИХ ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	53
11.14	ОБМІН ДАНИМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ МІЖ УЧАСНИКАМИ РИНКУ.....	53
11.15	ПІДТВЕРДЖЕННЯ ПЕРЕДАЧІ ДАНИХ.....	53
11.16	ЗБЕРІГАННЯ ДАНИХ	54
11.17	БЕЗПЕКА ДАНИХ	55
11.18	ВИРІШЕННЯ НЕШТАТНИХ СИТУАЦІЙ (ІНЦИДЕНТІВ).....	55
12	ПЕРЕВІРКА ТА ІНСПЕКЦІЯ ВК	56
12.1	ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ.....	56
12.2	ПЕРЕВІРКА РОБОТИ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ЗЧИТУВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	57
12.3	ПЕРЕВІРКА ВК НА МІСЦІ	57
12.4	ПЕРЕВІРКА ТОЧНОСТІ ВИМІРЮВАНЬ.....	58
12.5	Виявлення фактів втручання у роботу ВК та/або інших ознак розкрадання ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	59
12.6	ПРОЦЕДУРИ ПЕРЕВІРКИ ТОЧОК ВІДБОРУ	59
13	ВИРІШЕННЯ СУПЕРЕЧОК	61
13.1	ПОЧАТКОВЕ ВИРІШЕННЯ СУПЕРЕЧОК.....	61
13.2	ВИРІШЕННЯ СУПЕРЕЧОК АКО.....	61
13.3	ПОДАННЯ ЗАПЕРЕЧЕННЯ АКО.....	61
13.4	ВИРІШЕННЯ ЗАПЕРЕЧЕНЬ 1 ТА 2 ТИПУ	62
13.5	ВИРІШЕННЯ ЗАПЕРЕЧЕНЬ 3 ТИПУ	62
13.1	ВИРІШЕННЯ СУПЕРЕЧОК РЕГУЛЯТОРОМ	63
14	ФІНАНСОВІ ПИТАННЯ	63
14.1	ПЛАТА ЗА НАДАННЯ ПОСЛУГ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ.....	63
14.2	ПЛАТА ЗА ДОСТУП ДО ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	63
15	ПЕРЕХІДНІ ПОЛОЖЕННЯ	64
15.1	ПРИВЕДЕННЯ ВК У ВІДПОВІДНІСТЬ ДО ВИМОГ КОДЕКСУ	64
15.2	ПОЧАТКОВЕ НАПОВНЕННЯ ОСНОВНИХ ДАНИХ ДАТАНУВ	65
15.3	ПЕРШЕ ПРИЗНАЧЕННЯ ППКО.....	66

1 ВСТУП

1.1 Цілі та сфера застосування

1.1.1 Цей Кодекс комерційного обліку електричної енергії (далі - Кодекс) визначає:

- а) принципи організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електроенергії України;
- б) процеси та процедури для забезпечення формування даних щодо обсягу виробленої, переданої, розподіленої, спожитої, імпортованої та експортованої електроенергії з метою використання таких даних на ринку електроенергії.
- в) права та обов'язки сторін стосовно організації комерційного обліку електричної енергії та отримання точних і достовірних даних комерційного обліку для здійснення комерційних розрахунків із дотриманням рівних прав і без дискримінації Учасників ринку електроенергії.

1.1.2 Положення та вимоги цього Кодексу поширюються та є обов'язковими для всіх Учасників ринку електричної енергії та постачальників послуг комерційного обліку, що ними залучаються.

1.1.3 Для виконання зобов'язань, визначених цим Кодексом, Учасникам ринку дозволяється наймати треті сторони, що мають відповідну кваліфікацію та, у передбачених цим Кодексом випадках, відповідну реєстрацію у АКО.

1.1.4 Порушення вимог цього Кодексу передбачає відповідальність згідно з законодавством.

1.2 Тлумачення

1.2.1 Якщо контекст не вказує або не вимагає іншого, у цьому Кодексі і у Додатках до нього:

а) посилання на «Кодекс комерційного обліку», «Кодекс обліку» або «Кодекс» є посиланнями на весь Кодекс комерційного обліку електричної енергії, що включає Додатки або інші документи, що додані до будь-якої частини цього Кодексу;

б) додатки вважаються частиною цього Кодексу;

в) слова з великої літери, що використовуються, мають значення, вказане у розділі «Глосарій та визначення» цього Кодексу;

г) слова, які відповідають особам або сторонам, включатимуть будь-яку особу, компанію, спільне підприємство або корпорацію, а всі посилання на осіб включатимуть їх правонаступників і дозволених уповноважених;

д) значення слів в однині також включає значення слів у множині, якщо цього вимагає контекст;

е) значення слів у чоловічому роді включають слова у жіночому роді та навпаки;

ж) будь-яке посилання на день, місяць або рік тлумачиться, як посилання на календарний день, місяць або рік, відповідно до обставин, а всі посилання на конкретні дати є посиланнями на день, що починається у 00 год. 00 хв. 00 сек та закінчується у 24 год. 00 хв. 00 с. за Київським часом;

з) всі посилання на час (точний час) є посиланням на час другого часового поясу UTC(UA)+2 (Київський час) з переведенням щорічно годинникової стрілки в останню неділю березня о 3 годині на 1 годину вперед і в останню неділю жовтня о 4 годині на 1 годину назад.;

и) будь-яке посилання на письмову інформацію або письмовий документ може надаватись будь-яким прийнятним способом передачі інформації, при якому зберігається її юридичний статус;

к) якщо не визначено інакше, то всі посилання на розділ, підрозділ або пункт означають розділи, підрозділи або пункти цього Кодексу;

л) слова «включає» або «включаючи» тлумачаться без обмежень;

м) слово «повинен» у всіх формах стосується будь-якого правила, процедури, вимоги або положення цього Кодексу, яке вимагає обов'язкового виконання;

н) всі посилання на пронумерований додаток, розділ або пункт є відповідним посиланням на додаток, розділ або пункт, який має номер у цьому Кодексі комерційного обліку, це також стосується пронумерованих таблиць або розділів у будь-якому пункті або додатку;

о) посилання на погодження або затвердження Регулятором повинне бути посиланням на письмову згоду або затвердження Регулятором, яке може бути надано залежно від умов, визначених Регулятором, оскільки періодично у таке погодження або затвердження можуть бути внесені зміни, уточнення, доповнення або заміни, а також у будь-яку відповідну постанову, наказ, інструкцію, вимогу або рішення Регулятора, зроблене, прийняте або видане в рамках такого погодження або затвердження;

п) посилання на закон, підзаконний акт, кодекс, регламент, підготовлений в рамках будь-якого закону, директиви або іншого документу, тлумачиться як посилання на такий закон, підзаконний акт, кодекс або регламент до якого періодично вносяться зміни, уточнення або заміни. Зокрема, будь-яке посилання на ліцензію має бути посиланням на ліцензію, до якої періодично вносяться зміни, уточнення або заміни, та на будь-яке правило, документ, рішення або умови, що оприлюднені або встановлені в рамках цієї ліцензії.

р) посилання на функцію або роль у процесах комерційного обліку електричної енергії має тлумачитися як посилання на сторону, яка виконує цю функцію або роль.

1.3 Глосарій та визначення

1.3.1 Будь-яке слово або вираз з великої літери, визначені у Законі України «Про ринок електричної енергії» або у Правилах ринку, яке іншим чином не визначене у Кодексі комерційного обліку, має те ж саме значення та тлумачення, коли використовується у цьому Кодексі, включаючи Додатки до нього.

1.3.2 При застосуванні положень, що містяться у цьому Кодексі, та за відсутності іншого визначення, або якщо зміст або контекст не вимагає іншого, наступні вирази мають вказані визначення:

Таблиця 1.1

№	Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
1.	Автоматизована система	АС	Система, що складається з персоналу і комплексу засобів автоматизації його діяльності, що реалізує інформаційну технологію виконання встановлених функцій.
2.	Автоматизована система Постачальника послуг комерційного обліку електричної енергії (Meter Data Management)	АС ППКО	Система, яка забезпечує автоматизацію одного або кількох процесів комерційного обліку електричної енергії
3.	Автоматичний збір результатів вимірювання лічильника		Технологія автоматичного формування первинних даних комерційного обліку (зчитування результатів вимірювання та даних про стан з електронних лічильників електроенергії) та передачі цих даних
4.	Агрегатор даних комерційного обліку (Metered Data Agregator)	Агрегатор даних	Роль, яку виконує АКО у процесі агрегації даних комерційного обліку
5.	Агрегація даних	Агрегація	Упорядкування та об'єднання даних комерційного обліку відповідно до вимог Правил ринку та цього Кодексу
6.	Адміністратор засобів комерційного обліку (Meter Administrator)	АЗКО	Роль, яку виконує ППКО в процесі адміністрування детальної бази даних в Datahub з інформацією про ЗКО в точках комерційного обліку

№	Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
7.	Адміністратор комерційного обліку	АКО	Юридична особа, яка забезпечує організацію та адміністрування комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, а також виконує функції центральної агрегації даних комерційного обліку
8.	Адміністратор точок комерційного обліку (Metering Point Administrator)	АТКО	Роль, яку виконує ППКО у процесі адміністрування точок комерційного обліку на ринку електричної енергії.
9.	Адміністрування точок комерційного обліку		Процес реєстрації, внесення змін та видалення в базах даних Datahub ТКО, пов'язаних ЗКО, областей комерційного обліку та сторін
10.	Багатотарифний лічильник		Лічильник електричної енергії, який реєструє значення вимірювання електричної енергії протягом відповідних інтервалів часу дії диференційованого за часом тарифу.
11.	Валідація даних комерційного обліку	Валідація даних	Процедура підтвердження ППКО придатності даних комерційного обліку для подальшої їх обробки АКО в Datahub
12.	Валідовані дані комерційного обліку	Валідовані дані	Набір даних комерційного обліку за встановлений період для точки комерційного обліку (після перевірки, валідації та, за необхідності, оцінки, заміни, тощо), що буде використовуватись для подальшої їх обробки АКО в Datahub.
13.	Вимірювальна система	ВС, АСКОЕ	Один або більше ВК функціонально пов'язаних з однією або більше ТКО, що обслуговує одну або більше областей обліку
14.	Вимірювальний комплекс	ВК	Сукупність обладнання та засобів вимірювальної техніки, змонтованих та з'єднаних між собою за встановленою схемою з метою забезпечення вимірювання та обліку електричної енергії в заданій точці вимірювання Типовий ВК складається з лічильника електроенергії, трансформатора струму, трансформатора напруги, засобів захисту (автоматичні вимикачі або запобіжники), вторинних кіл струму і напруги та інших допоміжних засобів (тестового блоку, перетворювачі імпульсів, блоків живлення, тощо). Характеристики складових вимірювального комплексу мають бути достатніми для вимірювання та обліку з заданною періодичністю та похибкою. ¹

¹ Згідно визначення Глави 1.5 ПУЕ

№	Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
15.	Вимірювальні трансформатори		Узагальнений термін для вимірювальних трансформаторів струму і напруги
16.	Візуальне зчитування результатів вимірювання лічильника		Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника (первинних даних комерційного обліку), яке здійснюється шляхом візуального зчитування показів через інтерфейс користувача лічильника.
17.	Дані комерційного обліку електричної енергії	Дані комерційного обліку	Дані, отримані на основі вимірювання або розрахунковим шляхом під час здійснення комерційного обліку електричної енергії, а також дані про стан засобів комерційного обліку, які використовуються для здійснення розрахунків та проведення аналізу на ринку електричної енергії.
18.	День остаточного розрахунку	ДОР	Останній день, протягом якого ОДКО має право надіслати або виправити надіслані раніше дані, які будуть використовуватися на ринку електричної енергії для цілей остаточних розрахунків
19.	День попереднього розрахунку	ДПР	Останній день, протягом якого ОДКО має право надіслати або виправити надіслані раніше дані, які будуть використовуватися на ринку електричної енергії для цілей попередніх розрахунків.
20.	Дистанційне зчитування лічильника електричної енергії		Зчитування результатів вимірювання лічильника електричної енергії (первинних даних комерційного обліку) уповноваженою стороною з використанням телекомунікаційного інтерфейсу зв'язку та технічних засобів дистанційного зчитування без фізичного доступу до лічильника електричної енергії.
21.	Ділова транзакція		Наперед визначена низка дій, що ініціюється ролями для досягнення спільної ділової мети і яка закінчується при досягненні однієї з цілей, узгоджених всіма ролями, які беруть участь в цій діловій транзакції.
22.	Електронне локальне зчитування результатів вимірювання лічильника		Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника (первинних даних комерційного обліку) яке здійснюється шляхом підключення лічильника через комунікаційний інтерфейс до портативного електронного приладу, здатного отримувати і зберігати результати вимірювання та дані про стан лічильника впродовж встановленого періоду часу.
23.	Електроустановка		Комплекс взаємопов'язаного устаткування і споруд, призначених для виробництва або перетворення, передачі, розподілу чи споживання електричної енергії

№	Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
24.	Заінтересована сторона		Будь-яка фізична або юридична особа, яка має право на дані комерційного обліку електричної енергії, що отримані з конкретної точки комерційного обліку
25.	Засіб вимірювальної техніки	ЗВТ	Технічні засоби, які використовуються для вимірювання обсягів та/або якості електричної енергії в точці вимірювання відповідної ТКО і має нормовані метрологічні характеристики ²
26.	Засоби комерційного обліку електричної енергії	ЗКО, Засоби (комерційного) обліку	Узагальнена назва засобів, які використовуються для здійснення комерційного обліку електричної енергії (засоби вимірювальної техніки, допоміжне обладнання, засоби та системи збору та обробки результатів вимірювання, формування, збереження та передачі даних комерційного обліку та керування даними тощо) як це визначено Кодексом.
27.	Ідентифікаційний код		Код у встановленому форматі, який використовується для цілей ідентифікації суб'єкта чи об'єкта
28.	Інтегральний (не інтервальний) лічильник	Інтегральний лічильник	Лічильник електричної енергії, який вимірює електричну енергію, формує та відображає результат вимірювання накопичувальним підсумком від початку вимірювання
29.	Інтервал вимірювання		Інтервал часу, протягом якого здійснюється диференційоване за часом (інтервальне) вимірювання електричної енергії. Кожному інтервалу вимірювання відповідає одне значення вимірюваної величини.
30.	Інтервал часового ряду	ІЧР	Встановлений крок часу для часової послідовності, що містить результати інтервального вимірювання або диференційовані за часом дані комерційного обліку електричної енергії.
31.	Інтервальний лічильник		Лічильник електроенергії, який вимірює електричну енергію, формує та відображає результат вимірювання диференційовано за періодами часу.
32.	Інтерфейс користувача (лічильника)		Людино-машинний комунікаційний інтерфейс, що є частиною лічильника, який дозволяє передавати інформацію між лічильником та людиною-користувачем

² згідно Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність»

№	Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
33.	Керування даними		Будь-які дії з результатами вимірювання та даними комерційного обліку з метою їх обробки та підготовки для використання у розрахунках на ринку електричної енергії (перевірка достовірності, перетворення, округлення, приведення до комерційної межі, агрегація, профілювання, передача, зберігання тощо).
34.	Київський час (Східноєвропейський час)		Час другого часового поясу UTC(UA)+2 з переведенням щорічно годинникової стрілки в останню неділю березня о 3 годині на 1 годину вперед і в останню неділю жовтня о 4 годині на 1 годину назад.
35.	Кодекс комерційного обліку	Кодекс, ККО	Сукупність вимог і правил здійснення комерційного обліку електричної енергії та надання послуг комерційного обліку електричної енергії на ринку електроенергії.
36.	Комерційна межа розподілу	Комерційна межа	Точка або сукупність точок розмежування елементів електричної мережі між суб'єктами господарювання за ознаками права власності (межа балансової належності) або користування (межа експлуатаційної належності), або повного господарського відання.
37.	Комерційний облік електричної енергії		Сукупність процесів та процедур із забезпечення формування даних щодо обсягів виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, спожитої, імпортованої та експортованої електричної енергії у визначений проміжок часу з метою використання таких даних для здійснення розрахунків між Учасниками ринку
38.	Комунікаційний інтерфейс		Електронний, оптичний, радіо чи інший технічний інтерфейс, що дозволяє передавати інформацію між лічильниками / вимірювальними системами та зовнішніми пристроями / системами / користувачами.
39.	Лічильник електричної енергії	Лічильник, розрахунковий лічильник	ЗВТ, який реалізує процедуру визначення і реєстрації кількості електричної енергії, та, опціонально, величини споживання електричної потужності, показників якості електроенергії та безперервності її розподілу, інших фізичних параметрів в точці вимірювання електричної енергії.
40.	Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника		Отримання результатів вимірювання лічильника (первинних даних комерційного обліку) безпосередньо на місці його встановлення

№	Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
41.	Національна шкала часу України UTC(UA)	UTC(UA)	Шкала часу, що формується державним первинним еталоном одиниць часу і частоти України та синхронізована з міжнародною шкалою часу - Всесвітнім координованим часом (Universal Time Coordinated)
42.	Національний регулятор	Регулятор, НКРЕКП	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг в Україні
43.	Область комерційного обліку мережі	Область комерційного обліку, ОКО	Фізична область електричної мережі, що містить електроустановку або сукупність з'єднаних електричними мережами електроустановок, яка визначається за ознакою зобов'язань щодо забезпечення окремого комерційного обліку електричної енергії. Область комерційного обліку мережі обмежується ТКО. Розміри та конфігурації областей комерційного обліку визначаються згідно методики, що розробляється АКО.
44.	Оператор даних комерційного обліку (Metered Data Responsible)	ОДКО	Роль, яку виконує ППКО у процесі надання послуг (виконання робіт) із формування та керування даними, зокрема, отримання від ОЗД первинних первинних даних комерційного обліку, їх обробка, перевірка, валідація, зберігання, архівування та передача до АКО валідованих даних комерційного обліку
45.	Оператор електричної мережі (Grid Access Provider)	ОМ, Оператор мережі	Суб'єкт господарювання, що надає доступ до електричної мережі через точку комерційного обліку з метою споживання, генерації або обміну електричною енергією. В якості такого суб'єкта може виступати ОСП, ОСР, або Основний споживач (Оператор малої системи розподілу).
46.	Оператор засобів комерційного обліку (Meter Operator)	ОЗКО, Оператор лічильника	Роль, яку виконує ППКО, у процесі надання послуг (виконання робіт) зі встановлення, введення і виведення з експлуатації, технічного обслуговування ЗКО, а також програмного і апаратного забезпечення, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії.
47.	Оператор зчитування даних з лічильників (Metered data collector)	ОЗД	Роль, яку виконує ППКО у процесі надання послуг (виконання робіт) із забезпечення зчитування результатів вимірювань та даних про стан з лічильників, контролю якості зчитування, формування первинних даних комерційного обліку та їх передачі до ОДКО.

№	Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
48.	Оператор системи передачі	ОСП	Суб'єкт господарювання, відповідальний за експлуатацію, диспетчеризацію, забезпечення технічного обслуговування, розвиток системи передачі і міждержавних ліній електропередачі, а також за забезпечення довгострокової спроможності системи передачі задовольнити обґрунтований попит на передачу електричної енергії;
49.	Оператор системи розподілу	ОСР	Суб'єкт господарювання, відповідальний за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу і забезпечення довгострокової спроможності системи розподілу задовольнити обґрунтований попит на розподіл електричної енергії із урахуванням вимог стосовно охорони навколишнього природного середовища та забезпечення енергоефективності
50.	Основні дані Datahub, Нормативно-довідкова інформація Datahub (Master Data)	Нормативно-довідкова інформація, НДІ, метадані	Нормативно-довідкова інформація, що зберігається в базах даних Datahub, та необхідна для виконання процедур комерційного обліку. До такої інформації відносяться реєстри Учасників ринку, ППКО, областей комерційного обліку, ТКО, пов'язаних з ними ЗКО та інших елементів, тощо
51.	Параметризація лічильника		Налаштування параметрів лічильника у встановлений виробником спосіб.
52.	Первинна база даних (Meter register)	ПБД	база даних з результатами вимірювання та даними про стан, що розміщена у вбудованому пристрої пам'яті лічильника (при наявності такого пристрою)
53.	Первинні дані комерційного обліку		Набір даних комерційного обліку за встановлений період для точки комерційного обліку отриманий ОЗД в результаті зчитування результатів вимірювання лічильника та їх маркування згідно визначених Кодексом класифікаторів
54.	Перевірка даних		Процедура перевірки повноти, точності та достовірності результатів вимірювання та даних комерційного обліку
55.	Перевірка засобів комерційного обліку		Перевірка правильності виконання засобами комерційного обліку своїх функцій
56.	Період часового ряду даних комерційного обліку електричної енергії	Період часового ряду	Тривалість часу, до якого відноситься весь набір даних часового ряду.
57.	Покази лічильника		Значення вимірюваної величини, отримані за допомогою лічильника та подані візуальним або кодовим сигналом вимірювальної інформації

№	Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
58.	Послуги комерційного обліку електричної енергії	Послуги комерційного обліку	Послуги із забезпечення комерційного обліку електроенергії на ринку електричної енергії, які визначені Законом України «Про ринок електричної енергії України»
59.	Постачальник послуг комерційного обліку електричної енергії	ППКО	Суб'єкт господарювання, який надає послуги комерційного обліку на ринку електричної енергії відповідно до вимог Закону України «Про ринок електричної енергії України» та цього Кодексу.
60.	Пристрій зберігання даних		Окремий зовнішній або вбудований у лічильник спеціалізований електронний пристрій, який використовується для накопичення та зберігання результатів вимірювання та/або даних комерційного обліку для подальшого їх використання
61.	Профілювання		Процес, який направлений на трансформування результату інтегрального вимірювання або групи результатів інтегральних вимірювань в окремі диференційовані за часом значення, які встановлюються для кожного інтервалу часового ряду
62.	Реєстр автоматизованих систем постачальників послуг комерційного обліку електричної енергії	Реєстр АС ППКО	База даних з інформацією про АС ППКО
63.	Реєстр точок комерційного обліку	Реєстр ТКО	База даних в Основних даних DATANUB з інформацією про ТКО, пов'язаних з ними ВК та ЗВТ, областей комерційного обліку, ППКО, споживачів та Учасників ринку електричної енергії
64.	Розрахунковий період		Часовий інтервал, для якого Адміністратор розрахунків здійснює розрахунки за кожним Учасником ринку згідно Правил Ринку.
65.	Роль		Спланована зовнішня поведінка сторони при її взаємодії з іншими сторонами на ринку електричної енергії
66.	Сертифікація даних комерційного обліку	Сертифікація даних	Процедура перевірки, оцінки, редагування, профілювання та агрегації валідованих даних комерційного обліку, що виконується АКО з метою підготовки даних, придатних для розрахунків на ринку електричної енергії
67.	Сертифіковані дані комерційного обліку	Сертифіковані дані, СДКО	Остаточний набір даних комерційного обліку за встановлений період для точки або групи точок комерційного обліку (після перевірки, оцінки, редагування, профілювання тощо), що використовується всіма Учасниками для розрахунків на ринку електричної енергії
68.	Синхронізація годинника		Регулювання годинника по різниці в часі, яка менше певної межі.

№	Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
69.	Сторона		Фізична або юридична особа, яка бере участь в діловій транзакції. У межах визначеної ділової транзакції сторона виконує одну певну або низку ролей.
70.	Сторона, відповідальна за ТКО	ВТКО	Учасник ринку, який несе юридичну та фінансову відповідальність за забезпечення комерційного обліку електричної енергії в конкретній точці комерційного обліку
71.	Сторона, приєднана до мережі (Party Connected to the Grid)	СПМ	Юридична особа або фізична особа (в тому числі, фізична особа-підприємець), яка передає, відпускає або споживає електричну енергію до/з електричних мереж через ТКО
72.	Суміжні електричні мережі		Електричні мережі, які безпосередньо з'єднанні між собою у точках приєднання електроустановок суміжних Учасників ринку, в яких здійснюється обмін електричною енергією між мережами цих Учасників.
73.	Телекомунікаційний інтерфейс		Машино-машинний інтерфейс, що дозволяє виконувати дистанційний обмін даними з лічильником або вузлом обліку електричної енергії
74.	Тип точки комерційного обліку	Тип точки, Тип ТКО	Ознака, яка застосовується для класифікації ТКО в залежності від типу і функцій пов'язаних з ТКО електроустановок, інтервалу вимірювання, періодичності та термінів надання даних комерційного обліку до Datahub АКО, тощо.
75.	Точка вимірювання		Фізична точка на електричній мережі (точка підключення лічильника електричної енергії прямого включення, а у разі застосування вимірювальних трансформаторів - точка підключення високовольтної обмотки трансформатора струму), у якій фактично вимірюється електрична енергія.
76.	Точка комерційного обліку		Точка на комерційній межі розподілу електричної мережі або умовна точка, в якій відбувається зміна власника електричної енергії і до якої відносяться дані комерційного обліку електричної енергії що використовуються для розрахунків на ринку електричної енергії. Наскільки це можливо, точка комерційного обліку повинна збігатися з точкою вимірювання.
77.	Точка приєднання		Фізична точка на електричній мережі, у якій здійснено приєднання електроустановок двох або більше Учасників ринку для прийому або відпуску електричної енергії

№	Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
78.	Встановлення часу годинника		Регулювання годинника по різниці в часі, яка більше певної межі.
79.	Учасник ринку		Виробник, електропостачальник, трейдер, оператор системи передачі, оператор системи розподілу, оператор ринку, гарантований покупець та споживач, які здійснюють свою діяльність на ринку електроенергії у порядку, передбаченому Законом «Про ринок електричної енергії України».
80.	Центральна інформаційно-комунікаційна платформа АКО	Датахаб, Datahub	Інформаційна система, яка належить і управляється АКО, за допомогою якої АКО керує даними комерційного обліку, основними даними (Master Data), а також інформаційним обміном цими даними на ринку електроенергії.
81.	Часовий ряд даних	Часовий ряд	Структурований набір результатів вимірювання (показів лічильника) або даних комерційного обліку, в якому для кожного окремого значення повинне бути зазначено відповідний час або порядковий номер.

1.3.3 Інші терміни цього Кодексу вживатимуться у значеннях, наведених у Законі України "Про ринок електричної енергії України", "Про метрологію та метрологічну діяльність", Правилах ринку, Кодексі системи розподілу та Кодексу системи передачі.

2 ПЕРЕГЛЯД І ВНЕСЕННЯ ЗМІН ДО КОДЕКСУ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ

2.1 Адміністратор Кодексу

2.1.1 Періодичний перегляд і пропозиції щодо внесення змін і доповнень у Кодекс комерційного обліку здійснюється Адміністратором Кодексу, чиї функції виконує АКО.

2.1.2 Функції Адміністратора Кодексу включають:

- а) ведення та забезпечення публікації чинної версії Кодексу комерційного обліку;
- б) видачу довідника користувача Кодексу, його використання та впровадження;
- в) підготовка тлумачення положень Кодексу у випадках звернення ППКО або будь-якого Учасника ринку;
- г) підготовка та розгляд необхідних змін до Кодексу, які викликані непередбаченими обставинами;
- д) розгляд пропозицій, які вносяться Регулятором або будь-якою стороною, відповідно до Пункту 2.3.1, та підготовка проектів змін до Кодексу;
- е) упорядкування, аналіз та підготовка звіту про всі отримані пропозиції щодо змін і доповнень до Кодексу.
- ж) Подання проекту змін до Кодексу на затвердження Регулятору.

2.1.3 Будь-яка сторона, на яку безпосередньо або опосередковано впливає Кодекс, має право вносити пропозиції Адміністратору Кодексу щодо перегляду певних аспектів або змісту Кодексу, у т. ч. внесення змін і доповнень. З цією метою, Адміністратор Кодексу створює спеціальну систему контактування, інформацію про яку розміщає на власному веб-сайті.

2.1.4 Адміністратор Кодексу може запропонувати Регулятору погодити:

- а) пропозиції щодо перегляду певних аспектів або змісту Кодексу, які були надані Адміністратору Кодексу;
- б) виправлення, доповнення або удосконалення Кодексу та, відповідно, Правил ринку;
- в) нові або удосконалені регламентуючі документи для реалізації положень цього Кодексу.

2.2 Звіт про комерційний облік

2.2.1 Щорічно, протягом першого тижня лютого Адміністратор Кодексу має підготувати та оприлюднити на сайті ОСП в мережі Інтернет Звіт про стан комерційного обліку електричної енергії на ринку що включатиме:

- г) опис стану комерційного обліку за звітний період;
- д) статистичну інформацію по споживанню електричної енергії, узагальнену по окремим категоріям виробників/споживачів та областям вимірювання;
- е) опис проблем, які встановлені під час реалізації цього Кодексу та Процедур комерційного обліку;
- ж) суперечності тлумачень з ППКО або Учасниками ринку;
- з) звіт всіх пропозицій щодо внесення змін і доповнень до Кодексу, які були отримані з початку попереднього року або на запит, та обґрунтування щодо їх прийняття/відхилення;
- и) інші відповідні питання для визначення проблем у функціонуванні, реалізації, ефективності і побудові обліку електричної енергії.

2.3 Процедури внесення змін

2.3.1 Адміністратор Кодексу, Регулятор, ППКО, Учасник ринку або будь-яка інша заінтересована сторона може направити Адміністратору Кодексу Подання щодо змін (надалі - Подання) з однією або декількома пропозиціями змін до Кодексу або визначити будь-який пункт Кодексу, який вважається за доцільне або бажане змінити або переглянути. Подання має включати причини зміни або перегляду Кодексу. Адміністратор Кодексу може запросити сторону, яка направила Подання, надати додаткову більш детальну інформацію щодо нього.

2.3.2 Адміністратор Кодексу має повідомити сторону, яка підготувала це Подання, у термін не більше 10 робочих днів про те, що запропоновані зміни:

- а) приймаються до розгляду; або
- б) не приймаються до розгляду.

2.3.3 Коли Адміністратор Кодексу надає повідомлення у рамках п. б), він має повідомити Регулятора про свою думку, що розгляд подання щодо змін недоцільний.

2.3.4 Коли Адміністратор Кодексу приймає рішення у рамках п. а) про продовження роботи із поданням, він має протягом 1 місяця з дня його отримання опублікувати і повідомити ППКО та всіх Учасників ринку про особливості цього подання, а також може повідомити сторону, яка підготувала це подання, та всіх Учасників ринку стосовно зауважень, які має Адміністратор Кодексу стосовно цього. У повідомленні Адміністратор має запросити ППКО та Учасників ринку або інших заінтересованих осіб надати письмові зауваження Адміністратору Кодексу впродовж прийнятеного терміну стосовно вказаного подання про зміни.

2.3.5 Адміністратор Кодексу може за необхідністю або бажанням запланувати і провести зустрічі з стороною, яка підготувала це подання щодо змін, ППКО, Учасниками ринку або іншими заінтересованими сторонами, які направили письмові пропозиції.

2.3.6 Адміністратор Кодексу має, після проведення можливих зустрічей та консультацій, підготувати висновки за результатом розгляду. Максимальний термін розгляду подання не має перевищувати 3 місяці з дня його отримання.

2.3.7 Після підготовки висновків за результатами розгляду, якщо Адміністратор Кодексу вважає необхідним внесення цих змін, він має оприлюднити та надати Регулятору письмовий звіт, в якому вказуються:

- а) рекомендації Адміністратора Кодексу та причини внесення цих рекомендацій;
- б) якщо рекомендації Адміністратора Кодексу включають пропозицію внесення змін до Кодексу, копію тексту змін, що пропонуються, приблизний час реалізації цих змін і зведений огляд зауважень до запропонованих змін, отриманих до або наданих під час засідань відповідно до п. 2.3.6 ;
- в) Аналіз необхідності внесення змін до інших документів (Кодекси мереж, Правила ринку, тощо);

г) зведений огляд процедури, якої дотримувався Адміністратор Кодексу під час розгляду питання;

д) зведений огляд заперечень, які висловлені будь-яким ППКО або Учасником ринку до рекомендацій, якщо сторона, яка висловила ці заперечення, на цьому наполягає.

2.3.8 Адміністратор Кодексу має оприлюднити рекомендації, що містяться у звіті, на який посилається п. 2.3.7 , і інформувати про це всіх ППКО та Учасників ринку. А також сторону, яка підготувала це Подання, до якого ці рекомендації мають відношення.

2.3.9 Після отримання звіту Адміністратора Кодексу, на який посилається п. 2.3.7 , Регулятор може:

а) погодити зміни до Кодексу, які запропоновані АКО;

б) відмовити у погодженні змін з однієї або декількох причин, зазначених у п. 2.3.10 , та повернути рішення Адміністратору Кодексу на додатковий розгляд. Регулятор може запропонувати Адміністратору Кодексу внесення альтернативних змін.

2.3.10 Коли зміни направлені Регулятору на затвердження, Регулятор може відхилити запропоновані зміни, якщо, на її думку, ці зміни:

а) несправедливо дискримінують Учасника ринку або категорію Учасників ринку;

б) обмежують, або не підтримують конкуренцію, або запобігають вільному доступу на ринок електроенергії;

в) можуть мати потенціал для зловживання ринковою владою одним або декількома ППКО, Учасниками ринку, тощо;

г) не сприяють ефективному та економічному функціонуванню ринку електроенергії; або

д) не відповідають Закону України «Про ринок електричної енергії».

2.3.11 З врахуванням пункту 2.3.10 та умов будь-якого рішення, яке прийнято Регулятором відповідно до цього Кодексу, зміни до Кодексу набирають чинності з дня, що вказаний в рішенні Регулятора, яким ці зміни погоджуються, але не раніше ніж за 30 днів після дати оприлюднення змін Адміністратором Кодексу.

3 УЧАСНИКИ ПРОЦЕСУ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ

3.1 Загальні положення

3.1.1 Комерційний облік на ринку електричної енергії організовується Адміністратором комерційного обліку та здійснюється Постачальниками послуг комерційного обліку відповідно до вимог Закону "Про ринок електричної енергії", цього Кодексу та Правил ринку.

3.1.2 Метою організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії є надання Учасникам ринку повної та достовірної інформації про обсяги виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, імпортованої та експортованої, а також спожитої електричної енергії у певний проміжок часу з метою її подальшого використання для здійснення розрахунків між Учасниками ринку.

3.1.3 Надання послуг комерційного обліку здійснюється Постачальниками послуг комерційного обліку на конкурентних засадах, за умови реєстрації Постачальника послуг комерційного обліку та реєстрації його автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії Адміністратором комерційного обліку у порядку, встановленому цим Кодексом.

3.1.4 До послуг комерційного обліку електричної енергії належить:

- 1) установлення, налаштування, заміна, модернізація, введення та виведення з експлуатації, а також технічна підтримка та обслуговування засобів комерційного обліку, допоміжного обладнання та автоматизованих систем, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії, їх програмного та апаратного забезпечення;
- 2) збір, керування та адміністрування даних щодо комерційного обліку відповідно до кодексу комерційного обліку.

3.1.5 Учасники ринку мають право вільного вибору Постачальника послуг комерційного обліку. Послуги комерційного обліку надаються на договірних засадах.

3.1.6 Періодичність виконання Учасниками ринку та ППКО процесів комерційного обліку електричної енергії встановлюється цим Кодексом та регламентами АКО.

3.1.7 Основні ролі, які виконуються Учасниками процесу комерційного обліку електроенергії та пов'язані з ними функції, вказані в Таблиці 3.1:

Таблиця 3.1

Назва Учасника	Роль	Функції ³
Споживач, Виробник, Електропостачальник, ОМ	Сторона, відповідальна за ТКО (ВТКО)	Правова відповідальність за забезпечення улаштування та відповідність ЗКО в ТКО вимогами ринку електричної енергії. Правова відповідальність за вимірювання, результати вимірювання та дані комерційного обліку для конкретної ТКО.
Споживач, Виробник, Оператор суміжної електричної мережі	Сторона, приєднана до мережі (СПМ) (Party Connected to the Grid)	Надання власних ідентифікаційних даних; вибір сторони відповідальної за комерційний облік; контроль відповідності даних комерційного обліку що надано ППКО до Datahub показам ЗВТ, що пов'язані з ТКО; підтвердження даних процедури зміни постачальника; надання доступу до даних комерційного обліку своєї

³ При певних умовах, таких як: перехідний період або випадках особливого приєднання або користувачів мережі – може застосовуватись різний розподіл функцій, як передбачено цим Кодексом.

Назва Учасника	Роль	Функції ³
Оператор мережі	Оператор (електричної) мережі (ОМ) (Grid Access Provider)	Надання доступу до електричної мережі через ТКО з метою споживання або виробництва електричної енергії, участь у процесі організації та перевірок ТКО та пов'язаних з ними ЗВТ. Виконання функцій ППКО для ТКО приєднаних до його мережі у разі анулювання реєстрації діючого ППКО
Постачальники послуг комерційного обліку електроенергії (ППКО) (Metering Service Provider)	Оператор засобів комерційного обліку (ОЗКО) (Meter Operator)	Встановлення, налаштування (у т.ч., програмування та параметризація), заміна, модернізація, введення в та виведення з експлуатації, а також технічна підтримка та обслуговування ЗКО, їх програмного та апаратного забезпечення
	Адміністратор засобів комерційного обліку (АЗКО) (Meter Administrator)	Адміністрування детальної бази даних з інформацією про ВК що встановлені в ТКО
	Адміністратор точок комерційного обліку (АТКО) (Metering Point Administrator)	Адміністрування ТКО в Datahub, пов'язаних з ними ЗКО, областей комерційного обліку та сторін.
	Оператор зчитування даних з лічильників (ОЗД) (Metered data collector)	Зчитування результатів вимірювань (первинних даних комерційного обліку) та даних про стан з ЗВТ, контроль якості зчитування, формування первинних даних комерційного обліку та їх передача до ОДКО.
	Оператор даних комерційного обліку (ОДКО) (Metered Data Responsible)	Отримання даних від ОЗД; формування, обробка, перевірка, валідація, зберігання, архівування та передача до АКО даних отриманих від ОЗД та валідованих даних комерційного обліку
Електропостачальник	Сторона, відповідальна за баланс	Передача ідентифікаційних даних СПМ; передача інформації щодо зміни ППКО для ТКО; отримання даних комерційного обліку по ТКО за згодою СПМ; контроль відповідності даних комерційного обліку, що надано ППКО до Datahub показам ЗВТ, що пов'язані з ТКО
Адміністратор комерційного обліку (АКО)	Агрегатор даних комерційного обліку (Metered Data Aggregator)	Отримання та обробка даних щодо ТКО та пов'язаних з ними елементів (ППКО, області комерційного обліку, споживачі, електропостачальники, тощо) Надання інформації про ТКО заінтересованим сторонам. Перевірка, упорядкування, профілювання сертифікація та агрегація валідованих даних комерційного обліку, отриманих від

Назва Учасника	Роль	Функції ³
		ОДКО. Надання сертифікованих даних комерційного обліку до Адміністратора Розрахунків та всіх заінтересованих сторін. Експлуатація та технічне обслуговування центральної автоматизованої системи даних комерційного обліку DATANUB, до якої мають авторизований доступ Учасники ринку електроенергії та споживачі.
	Адміністратор Кодексу	Обслуговування і забезпечення публікації Кодексу обліку. Випуск посібника із застосування Кодексу та його тлумачення. Публікація звіту про комерційний облік Надання пропозицій щодо перегляду та внесення змін до Кодексу. Узагальнення пропозицій від ППКО або Учасників ринку щодо внесення змін до Кодексу.

3.1.8 Учасники ринку зобов'язані забезпечити безперешкодний доступ до засобів та систем комерційного обліку електричної енергії, а також даних комерційного обліку електричної енергії у порядку та межах, визначених цим Кодексом.

3.1.9 Кожний отримувач послуги комерційного обліку має право вільно обирати ППКО.

3.1.10 Якщо Учасник ринку не може обрати або назначити, з будь-яких причин, зареєстрованого ППКО, то надання послуг комерційного обліку для цього Учасника ринку має здійснювати ОСР, який здійснює на цій території свою ліцензійну діяльність. Учасник ринку, що отримує послуги комерційного обліку від ОСР може у будь-який час вибрати іншого зареєстрованого ППКО.

3.1.11 Угоди щодо надання послуг ППКО обговорюються та укладаються між зареєстрованим ППКО і отримувачами послуг, включаючи вартість цих послуг, за умови їх відповідності вимогам цього Кодексу.

3.2 Адміністратор комерційного обліку

3.2.1 Права, обов'язки і відповідальність АКО визначаються Законом «Про ринок електричної енергії», Правилами ринку електроенергії, цим Кодексом, ліцензійними умовами здійснення діяльності з передачі електричної енергії та іншими нормативними і законодавчими актами, які забезпечують діяльність ринку електроенергії.

3.2.2 Відповідно до Закону «Про ринок електричної енергії» у спосіб та у межах, визначеними цим Кодексом, АКО:

а) забезпечує адміністрування відносин щодо комерційного обліку електричної енергії шляхом забезпечення реєстрації ППКО, точок комерційного обліку, автоматизованих систем, що забезпечують комерційний облік електричної енергії, контроль за дотриманням Учасниками ринку електричної енергії вимог цього Кодексу;

б) здійснює нагляд та приймає рішення щодо відповідності стану комерційного обліку на ринку електричної енергії вимогам нормативних документів;

в) координує інформаційний обмін на ринку електричної енергії шляхом визначення регламентів та протоколів інформаційної взаємодії Учасників ринку щодо обміну даними комерційного обліку електричної енергії;

г) здійснює контроль за дотриманням Учасниками ринку вимог цього Кодексу та Правил ринку, а також інших нормативних документів щодо комерційного обліку електроенергії;

- д) визначає регламенти і протоколи щодо інформаційної взаємодії Учасників ринку та обміну даними комерційного обліку електроенергії. Забезпечує нагляд за дотримання регламентів та протоколів, які застосовуються згідно з цим Кодексом;
- е) визначає перелік, формати і періодичність надання Учасниками ринку та ППКО даних комерційного обліку;
- ж) створює та управляє процесом наповнення та підтримки баз даних комерційного обліку електричної енергії Datahub;
- з) Забезпечує обмін даними комерційного обліку між учасниками ринку через центральну інформаційну платформу Datahub;
- и) створює та підтримує реєстр ППКО, АС ППКО, Учасників ринку та областей комерційного обліку
- к) публікує на своїй офіційній веб-сторінці інформацію щодо ППКО та перелік визначених даним Кодексом ролей, які ними виконуються, включаючи територію діяльності.
- л) створює реєстр ТКО та керує процесом наповнення даними та підтримки реєстру ТКО з боку АТКО;
- м) керує процесом зміни інформації про пов'язаних з ТКО електропостачальників та СПМ;
- н) отримує валідовані дані комерційного обліку електричної енергії від ОДКО, визначає їхню придатність до використання у розрахунках;
- о) виконує перевірку повноти інформації, отриманої від ОДКО, визначає помилки у даних або відсутність даних;
- п) проводить розрахунок балансу областей комерційного обліку, як складової процесу перевірки достовірності даних комерційного обліку електроенергії;
- р) інформує ОДКО про стан придатності отриманих даних комерційного обліку та вимагає повторного надання належних даних з метою виправлення виявлених помилок;
- с) забезпечує профілювання даних комерційного обліку електричної енергії на основі відповідної методики, сертифікацію та агрегацію;
- т) надає агреговані сертифіковані дані комерційного обліку електричної енергії адміністратору розрахунків;
- у) надає сертифіковані дані комерційного обліку електричної енергії Учасникам ринку та іншим заінтересованим сторонам, що пов'язані з певною ТКО;
- ф) надає агреговані дані комерційного обліку по певним видам споживачів та областям комерційного обліку сертифіковані дані комерційного обліку електричної енергії підрозділам з оперативно-диспетчерського управління ОСП, Регулятору, Міністерству енергетики та вугільної промисловості, іншим заінтересованим органам виконавчої влади;
- х) за рішенням суду надає сертифіковані дані комерційного обліку органам слідства та судовим органам;
- ц) забезпечує вирішення спірних питань щодо організації та здійснення комерційного обліку в межах своєї компетенції;
- ч) забезпечує захист інформації (у тому числі кіберзахист):
- 1) отриманої від Учасників ринку, яка використовується для здійснення функцій АКО на ринку електроенергії відповідно до вимог щодо захисту, надання, розкриття та опублікування інформації на ринку електроенергії;
 - 2) стосовно своєї діяльності, розкриття якої може зашкодити або може надати комерційні переваги Учасникам ринку;
 - 3) щодо комерційного обліку електроенергії на ринку електроенергії відповідно до вимог нормативних і нормативно-технічних документів;
- ш) зберігає електронні архіви даних комерційного обліку електроенергії та НДІ, а також всі зміни у даних впродовж строку позивної давнини, встановленого чинним законодавством та, у будь-якому випадку, не менше чотирьох років;
- щ) надає авторизований доступ до НДІ іншим Учасникам ринку для виконання своїх функцій, відповідно до цього Кодексу. Доступ кожного Учасника ринку має обмежуватись конкретними потребами такого Учасника для виконання своїх функцій;
- ы) забезпечує технічну спроможність власних інформаційних систем отримувати дані комерційного обліку, зберігати і передавати необхідні дані сторонам, які мають право отримувати ці дані своєчасно та у відповідному форматі, забезпечує захист даних при їх обробці та передачі;
- э) здійснює інші функції, передбачені правилами ринку та цим Кодексом.

3.2.3 Протягом 18 місяців після виходу цього Кодексу, АКО розробляє необхідні для виконання положень цього Кодексу регламентуючі документи (положення, інструкції, регламенти, порядки, методики, робочі інструкції тощо), зокрема щодо питань:

- а) розробки та використання рольової моделі комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії;
- б) детального опису процесів та функцій, які виконують ППКО та АКО на ринку електричної енергії (збору, обробки і обміну даними комерційного обліку електроенергії, перевірки та валідації даних комерційного обліку електроенергії; профілювання даних комерційного обліку електроенергії; агрегації даних комерційного обліку електроенергії, тощо);
- в) ідентифікації на ринку електроенергії в Україні на базі використання системи ідентифікації EIC ENTSO-E;
- г) інформаційної взаємодії в процесі здійснення комерційного обліку електроенергії
- д) адміністрування комерційного обліку на ринку електроенергії;
- е) реєстрації ППКО та АС ППКО і ведення відповідних Реєстрів;
- ж) проведення перевірок спроможності ППКО надавати послуги;
- з) визначення і зміни ППКО;
- и) створення і ведення Реєстру ТКО;
- к) інших питань відповідно до завдань та компетенції Адміністратора комерційного обліку.

3.2.4 Під час розробки документів передбачених пунктом 3.2.3 , АКО проводить консультації з усіма Учасниками ринку та іншими заінтересованими сторонами.

3.2.5 Розроблені АКО регламентуючі документи включаються до цього Кодексу, як додатки, за процедурою внесення змін до Кодексу.

3.2.6 Вартість послуг АКО затверджується Регулятором та включається як складова тарифу на послуги централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

3.2.7 АКО не має права здійснювати трейдерську діяльність, діяльність з виробництва, розподілу та постачання електроенергії.

3.2.8 АКО не несе відповідальності за зобов'язання інших Учасників ринку, що виникають на підставі договорів, які укладені між ними.

3.3 Постачальники послуг комерційного обліку

3.3.1 Суб'єкти господарювання, що виконують функції ППКО, а також Учасники ринку, які забезпечують комерційний облік електричної енергії власними силами та за свій кошт, повинні:

- а) зареєструватися у АКО, як ППКО;
- б) забезпечити виконання функцій в межах визначених при реєстрації ролей ППКО з використанням власних програмних-технічних засобів та персоналу. У разі залучення ППКО субпідрядних організацій такі організації повинні реєструватись АКО окремо.
- в) забезпечити можливість для АКО або його уповноважених представників виконувати періодичні перевірки їх діяльності;
- г) укладати договори про надання послуг комерційного обліку в межах своєї відповідальності з Учасниками ринку - замовниками цих послуг;
- д) зареєструватися в Реєстрі ТКО як надавачі послуг/виконавці функцій комерційного обліку для конкретних ТКО;
- е) укласти із АКО договір про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії
- ж) дотримуватись вимог цього Кодексу, Правил ринку, та додатків до них;

3.3.2 Суб'єкти господарювання, що виконують функції ППКО мають право отримувати обґрунтовану плату за надані послуги, яка визначається на договірних засадах.

3.4 Електропостачальники

3.4.1 Електропостачальник повинен:

- а) зареєструватись в АКО в якості Постачальника електроенергії для певних ТКО де він здійснюватиме постачання електроенергії (приєднання споживання);
- б) надавати АКО оновлені ідентифікаційні дані щодо СПМ в ТКО де він здійснює постачання електроенергії;
- в) укласти відповідні договори із Споживачем та ППКО про забезпечення у Споживача комерційного обліку електричної енергії (у випадку, якщо Споживач є ВТКО та доручив йому це зробити);
- г) передбачити у договорі постачання електричної енергії укладеного із споживачем право доступу визначеним ППКО до ВК споживача для виконання ними своїх обов'язків у рамках цього Кодексу;

3.5 Оператор мережі

3.5.1 ОМ повинен:

- а) зареєструвати у АТКО всі ТКО на межах областей комерційного обліку, генерації та постачання в межах власних електричних мереж, по яким надходить та відпускається електрична енергія;
- б) забезпечити формування додаткових областей комерційного обліку згідно вимог даного Кодексу
- в) зареєструватися у АКО, як ППКО;
- г) запровадити і забезпечити виконання функцій ППКО для всіх приєднань та точок комерційного обліку, як це визначено Кодексом;

3.5.2 ОМ має право залучати інших зареєстрованих ППКО для забезпечення комерційного обліку.

3.5.3 ОСР повинен укласти договори про надання послуг комерційного обліку зі всіма Учасниками ринку, електроустановки яких знаходяться на території його ліцензійної діяльності.

3.5.4 Дія укладеного ОСР договору про надання послуг комерційного обліку визначених у цьому договорі призупиняється на час дії договорів, укладених між ВТКО із зареєстрованими незалежними ППКО.

3.5.5 ОСР не має права відмовити Учасникам ринку у наданні послуг комерційного обліку електричної енергії на території здійснення своєї ліцензованої діяльності.

3.5.6 Плата за послуги комерційного обліку, що надаються ОСР на території здійснення його ліцензованої діяльності, розраховується відповідно до методики, затвердженої Регулятором.

3.5.7 Для ТКО типу "межа-мережі" функції ППКО має виконувати Учасник ринку, який є ВТКО для головного ВК, або призначений ним незалежний ППКО.

3.5.8 ОМ не має перешкоджати будь-якому ППКО, який має дійсну реєстрацію у АКО виконувати функцій ППКО для сторін, електроустановки яких знаходяться на території його ліцензійної діяльності та приєднані до його мереж.

3.6 Сторона приєднана до мережі

3.6.1 СПМ зобов'язана:

- а) для ТКО, для яких вона є ВТКО забезпечити відповідність встановленого обладнання ВК вимогам цього Кодексу та відповідний захист цього обладнання від будь-якого пошкодження незалежно від того, хто є власником обладнання. При необхідності ВТКО укладає необхідні договори з власником обладнання;
- б) для ТКО, для яких вона є ВТКО укласти типовий договір про надання послуг комерційного обліку з ОСР;
- в) належним чином виконувати свої обов'язки відповідно до вимог цього Кодексу.
- г) надавати дозвіл уповноваженим представникам ППКО та ОМ на доступ до власних об'єктів, ВК, результатів вимірювання та даних комерційного обліку та негайно повідомляти їх про виявлені недоліки у роботі ЗВТ, які встановлені у відповідних точках вимірювання електричної енергії, та допоміжного обладнання ВК.

3.6.2 СПМ може встановити АС для забезпечення автоматизації комерційного обліку та дистанційного зчитування результатів вимірювання в ТКО щодо яких вона є ВТКО.

3.6.3 СПМ має право:

а) вільно укладати договори із зареєстрованими ППКО для забезпечення комерційного обліку електричної енергії для всіх ТКО, для яких вона є ВТКО;

б) якщо СПМ є Споживачем, то СПМ може доручити Електропостачальнику укладати договори з ППКО для всіх точок комерційного обліку, для яких Споживач є ВТКО

3.6.4 Дія договору про надання послуг комерційного обліку укладеного СПМ з ОМ призупиняється на час дії договорів, укладених СПМ або уповноваженою ним особою із зареєстрованими незалежними ППКО.

3.6.5 ОМ не мають права обмежувати СПМ у її праві вибору ППКО на конкурентному ринку.

4 ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ ЗА КОМЕРЦІЙНИЙ ОБЛІК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

4.1 Загальні положення

4.1.1 Стороною, відповідальною перед Учасниками ринку електричної енергії за забезпечення комерційного обліку електричної енергії в ТКО (ВТКО) є:

- в) Споживач – для всіх ТКО на Комерційній межі між ОМ та Споживачем (крім побутових Споживачів, постачання електричної енергії яким здійснює Постачальник універсальних послуг);
- г) Субспоживач – для всіх ТКО на Комерційній межі між Основним споживачем та субспоживачем (крім побутових Споживачів, постачання електричної енергії яким здійснює Постачальник універсальних послуг);
- д) Виробник – для всіх ТКО на Комерційній межі між Виробником та ОМ/Споживачем;
- е) ОМ власник Головного ВК на Комерційній межі між суміжними ОМ;
- ж) ОСР для всіх ТКО на Комерційній межі побутових Споживачів, електроустановки яких розташовані на території здійснення його ліцензованої діяльності та постачання електричної енергії яким здійснює Постачальник універсальних послуг.

4.1.2 ВТКО може бути виконавцем або замовником послуг комерційного обліку електричної енергії.

4.1.3 Учасники ринку, які визначені, як ВТКО, повинні зареєструватися у АКО і забезпечити комерційний облік власними силами та за власний кошт, або укласти договори про надання послуг комерційного обліку електричної енергії із ОМ або незалежними ППКО, які мають дійсну реєстрацію у АКО.

4.1.4 Електропостачальник, з метою надання Споживачу більш зручних та якісних послуг, має право в інтересах Споживача укласти договори із ОМ або незалежними ППКО, які мають дійсну реєстрацію у АКО про надання послуг комерційного обліку електричної енергії для ТКО на Комерційній межі Споживача, та отримувати за це від Споживача належну оплату за надані послуги.

4.1.5 ОМ та незалежні ППКО несуть відповідальність за технічний стан належних їм ЗКО, достовірність результатів вимірювання та даних комерційного обліку електричної енергії перед Учасниками ринку, які є замовниками їх послуг, відповідно до умов укладених договорів.

4.1.6 Договір про надання послуг комерційного обліку не укладається, якщо Учасник ринку має дійсну реєстрацію ППКО у АКО та забезпечує комерційний облік електричної енергії власними силами та за власний кошт.

4.1.7 ВТКО, для кожної ТКО, за яку вона відповідає, зобов'язана:

- а) за власний рахунок забезпечити дотримання вимог чинного законодавства, цього Кодексу і Правил ринку щодо функціонування ЗКО в межах своєї відповідальності;

- б) забезпечити функціонування ЗВТ та допоміжного обладнання на всіх етапах їх життєвого циклу та, зокрема: встановлення обладнання ВК в ТКО, експлуатацію, обслуговування, вивід із експлуатації тощо, відповідно до вимог цього Кодексу;
- в) забезпечити цілісність ЗВТ та допоміжного обладнання, пломб (відтисків їх тавр), їх безпечне функціонування та захист;
- г) забезпечити технічний стан ЗВТ і допоміжного обладнання та їх відповідність вимогам цього Кодексу та інших нормативних і нормативно-технічних документів;
- д) забезпечити контроль реєстрації та внесення змін до інформації про ТКО в межах їх відповідальності, а також про характеристики обладнання належних їм ВК, безпосередньо в Datahub або через визначеного АТКО;
- е) при необхідності визначити та укласти договори з ППКО, надаючи їм можливість виконувати функції відповідно до цього Кодексу, або зареєструватися як ППКО в АКО та власними силами забезпечити комерційний облік електричної енергії для всіх ТКО в межах своєї відповідальності.
- ж) забезпечити для кожної ТКО у межах своєї відповідальності, можливість зчитування результатів вимірювання та даних про стан лічильників, як це вимагається цим Кодексом, зокрема, встановити та забезпечити обслуговування обладнання ВК (ЗВТ, модемів, конверторів інтерфейсів, резервних блоків живлення для лічильників, обладнання зв'язку, тощо);
- з) забезпечити, щоби визначені ППКО використовували сумісні – на апаратному та програмному рівні обладнання та процедури зчитування результатів вимірювання та обміну даними комерційного обліку електроенергії;
- и) забезпечити заміну ППКО у випадку призупинення або скасування його реєстрації;
- к) інформувати визначених ППКО, про невідповідність належних їм ВК вимогами цього Кодексу.
- л) гарантувати своєчасний і недискримінаційний доступ уповноважених осіб заінтересованих сторін до споруд, в яких розміщені ВК, а також до даних вимірювань в межах своєї відповідальності.

4.1.8 ВТКО, має право:

- а) змінювати визначеного ППКО у будь-який час відповідно до порядку зміни ППКО, який встановлено в цьому Кодексі;
- б) виступати в якості ППКО для ТКО, за які вона відповідає, за умови наявності дійсної реєстрації у АКО.

4.1.9 Коли ВТКО не може обрати зареєстрованого ППКО для ТКО в межах своєї відповідальності з будь-яких причин, тоді ОСР за зверненням ВТКО повинен виступати в якості ППКО для цієї ТКО відповідно до укладеного з ВТКО договору про надання послуг комерційного обліку. Форма зазначеного договору та вартість послуг за ним визначається Регулятором. ОСР продовжуватиме виступати в якості ППКО для ТКО до тих пір, поки ВТКО не призначить іншого ППКО.

4.1.10 ППКО, ОМ, АКО, АР та Учасники ринку повинні обробляти, передавати та використовувати дані комерційного обліку з врахуванням вимог законодавства України про інформацію, Закону України "Про ринок електричної енергії", Правил ринку, Кодексу комерційного обліку та інших нормативно-правових та нормативних документів ринку електричної енергії.

4.1.11 У випадку, якщо Учасники ринку, ОМ, АКО, АР та ППКО володіють, користуються і розпоряджаються результатами вимірювання електричної енергії, даними комерційного обліку електричної енергії неправомірно або викривляють ці дані вони несуть відповідальність відповідно до законодавства України.

4.2 Відповідальність за технічний стан ЗКО

4.2.1 Відповідальним перед іншими Учасниками ринку за відповідність технічного стану ЗКО вимогам, що встановлені на ринку електричної енергії, є:

- а) Учасник ринку, у якого ці ЗКО знаходяться на законних підставах у власності чи користуванні;
- б) Учасник ринку, який уклав договір про надання послуг комерційного обліку з ППКО, якщо ЗКО знаходяться на законних підставах у власності чи користуванні цього ППКО.

4.3 Відповідальність за збереження і цілісність ЗКО

4.3.1 Відповідальність за збереження і цілісність засобів комерційного обліку електричної енергії та пломб (відбитків їх тавр) відповідно до акту про пломбування покладається на власника (користувача) електроустановки або організацію, на території (у приміщенні) якої вони встановлені.

4.4 Відповідальність за результати вимірювання

4.4.1 Відповідальним перед іншими Учасниками ринку за проведення вимірювання електричної енергії та достовірність результатів вимірювання в ТКО є Учасник ринку:

- а) у якого знаходиться на законних підставах у власності чи користуванні відповідний засіб вимірювальної техніки (ЗВТ), що реалізує процедуру вимірювання електричної енергії для конкретної ТКО;
- б) який уклав договір про надання послуг комерційного обліку з ППКО з метою здійснення вимірювання для конкретної ТКО, якщо ЗВТ знаходяться на законних підставах у власності чи користуванні цього ППКО.

4.5 Відповідальність за дані комерційного обліку

4.5.1 Відповідальним перед іншими Учасниками ринку за достовірність даних комерційного обліку електричної енергії в ТКО є Учасник ринку, який:

- а) створив дані комерційного обліку своїми силами і за свій рахунок;
- б) уклав договір про надання послуг комерційного обліку з метою формування даних комерційного обліку електричної енергії;
- в) уклав договір, що містить умови переходу права на дані комерційного обліку електричної енергії.

5 РЕЄСТРАЦІЯ ПОСТАЧАЛЬНИКІВ ПОСЛУГ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ

5.1 Загальні положення

5.1.1 Суб'єкти господарської діяльності можуть виконувати функції ППКО за умови наявності в них дійсної реєстрації необхідного рівня.

5.1.2 Реєстрація ППКО здійснюється Адміністратором комерційного обліку відповідно до регламентів АКО та цього Кодексу.

5.1.3 АКО зобов'язаний перевірити спроможність заявників виконувати функції ППКО відповідного рівня.

5.1.4 Термін дії реєстрації ППКО встановлюється 5 років.

5.1.5 АКО повинен забезпечувати оприлюднення на власному веб-сайті інформацію про реєстрацію, призупинення чи анулювання реєстрації ППКО.

5.1.6 Зареєстровані ППКО або суб'єкти господарської діяльності, які подали заявку на реєстрацію, у випадку виникнення будь-яких суперечок стосовно реєстрації мають їх вирішувати відповідно до положень цього Кодексу.

5.1.7 У разі виконання заявниками всіх вимог Кодексу та регламентів, АКО не має права відмовити в реєстрації.

5.2 Процедура реєстрації ППКО

5.2.1 Для реєстрації у якості ППКО, суб'єкти господарської діяльності мають звернутись до АКО із відповідною заявою та надати повний комплект документів, що вимагається регламентами АКО щодо реєстрації ППКО та АС ППКО.

5.2.2 Регламенти АКО щодо реєстрації ППКО та АС ППКО мають бути оприлюднені АКО та знаходитися у вільному доступі.

5.2.3 АКО впродовж 10 робочих днів із дня отримання заяви повинен провести перевірку наданих документів. Якщо поданих заявником документів для реєстрації недостатньо або вони потребують уточнення, АКО повідомляє заявника про необхідність усунення виявлених недоліків.

5.2.4 У разі відповідності наданих документів встановленим вимогам, АКО повинен призначити дату для проведення тестування спроможності ППКО виконувати свої функції згідно вимог цього Кодексу.

5.2.5 За результатами успішного тестування АКО повинен зареєструвати ППКО.

5.2.6 Для актуалізації інформації, наданої заявником під час реєстрації, зареєстрований ППКО зобов'язаний щорічно підтверджувати відповідну реєстраційну інформацію надану в АКО та інформувати про всі зміни, які є суттєвими для реєстрації. У разі виникнення таких змін, зареєстрований ППКО повинен протягом 20 робочих днів подати АКО письмове повідомлення разом з документами або їх засвідченими в установленому порядку копіями, які підтверджують зазначені зміни.

5.2.7 АКО проводить призупинення реєстрації, або анулювання реєстрації ППКО у наступних випадках:

а) за вимогою ППКО - при внесеннях суттєвих змін до цього Кодексу, які впливають на процедури інформаційного обміну даними комерційного обліку між Учасниками ринку та при модернізації Datahub АКО;

б) за вимогою ППКО - при модернізації їх АС або при розширенні кількості ТКО, що ним обслуговуються більше заявленої при реєстрації АС ППКО;

в) за власною ініціативою у разі систематичного невиконання вимог цього Кодексу з боку конкретного ППКО;

г) за вмотивованою вимогою Регулятора у разі виявлення систематичних порушень процесу комерційного обліку на ринку електричної енергії з боку конкретного ППКО.

5.3 Процедури перевірки діяльності ППКО

5.3.1 АКО власними силами або із залученням третіх сторін щорічно проводить планові вибіркові перевірки стану комерційного обліку електричної енергії для обмеженої кількості ТКО в частині їх відповідності вимогам даного Кодексу та відповідності результатів вимірювання в первинній базі лічильників, даним комерційного обліку, що були надані ППКО до Datahub. Планова вибірка перевірок може поводитись без попередження ППКО, що обслуговує обрані ТКО.

5.3.2 При отриманні інформації від заінтересованих сторін пов'язаних з ТКО або групою ТКО, щодо неякісного виконання ППКО своїх функцій, АКО має провести позапланову перевірку відповідності фактичного стану діяльності ППКО наданій під час кваліфікації інформації та вимогам цього Кодексу.

5.3.3 За результатами перевірки АКО спільно з ППКО, ВТКО та ОМ (за необхідності), складають акт, до якого заносяться виявлені порушення та встановлюються терміни їх усунення. В акті встановлюється термін проведення повторної перевірки усунення недоліків.

5.3.4 Якщо повторна перевірка виявила, що недоліки не були усунені, АКО приймає рішення про початок процедури призупинення чи анулювання реєстрації, згідно з процедурами, визначеними цим Кодексом та регламентами АКО.

5.3.5 У разі незгоди з рішенням Адміністратора комерційного обліку ППКО може звернутися до Регулятора із відповідною скаргою. На час розгляду скарги Регулятором рішення прийняте АКО не призупиняється.

5.4 Призупинення та анулювання реєстрації ППКО

5.4.1 Після прийняття АКО в установленому порядку обґрунтованого рішення про початок процедури призупинення чи анулювання реєстрації, АКО повинен негайно повідомити по це ППКО та всіх Учасників ринку, які уклали договори з відповідним ППКО.

5.4.2 Учасники ринку після отримання першого повідомлення про намір АКО призупинити або анулювати реєстрацію призначеного ППКО, повинні призначити нового ППКО протягом одного календарного місяця.

5.4.3 Якщо протягом одного календарного місяця з дня відправлення першого повідомлення від АКО про початок процедури призупинення або анулювання реєстрації ППКО не надасть чітких доказів виправлення всіх недоліків, деталізованих у повідомленні, АКО приймає рішення про призупинення або анулювання реєстрації ППКО.

5.4.4 У разі якщо Учасник ринку не призначив нового ППКО до моменту призупинення або анулювання реєстрації ППКО, функції призначеного ППКО має виконувати ОСР, на території якого знаходяться ТКО.

5.4.5 У випадку призупинення реєстрації ППКО, статус ППКО може бути поновлений АКО тільки після виправлення всіх недоліків, деталізованих у повідомленні.

5.4.6 У випадку анулювання реєстрації ППКО, для подовження діяльності на ринку електричної енергії ППКО має заново зареєструватися у АКО відповідно до встановленого порядку.

6 ОРГАНІЗАЦІЯ ТОЧОК КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ

6.1 Загальні положення

6.1.1 Приєднання та підключення до електричних мереж ОМ електроустановок Учасників ринку, а також передача та розподіл електроенергії цими мережами та/або відпуск та отримання електроенергії не дозволяється без улаштування ВК, створення точок комерційного обліку (ТКО) та їх реєстрації в Datahub АКО.

6.1.2 Здійснення розрахунків між Учасниками ринку щодо обсягів виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, спожитої, імпортованої та експортованої електричної енергії виконується на основі сертифікованих даних комерційного обліку, що зберігаються в Datahub АКО для кожної ТКО.

6.1.3 Всі ТКО на ринку електричної енергії, відповідне обладнання ВК та АС, мають відповідати вимогам, визначеним у цьому Кодексі.

6.2 Реєстр точок комерційного обліку

6.2.1 АКО створює і постійно підтримує функціонування Реєстру точок комерційного обліку, який повинен містити, принаймні, наступну інформацію:

- а) дата і час, коли ТКО була зареєстрована, змінена або скасована;
- б) унікальний код EIC ідентифікації ТКО;
- в) унікальний код EIC ідентифікації Області комерційного обліку, до якої належить ТКО;
- г) тип точки;
- д) інформація про метод профілювання та тип профілю що застосовується;
- е) інформація, що необхідна для виконання процедур валідації та сертифікації (максимальна потужність, оціночний річний обсяг споживання, тощо)
- ж) стан підключення;
- з) EIC-коди та типи Учасників ринку, які мають відношення до даної ТКО (оператор мережі, електропостачальник, тощо);
- и) ідентифікатор Сторони, відповідальної за комерційний облік;
- к) ідентифікатори ППКО, що надають послуги ОЗД та ОДКО;
- л) ідентифікатори всіх пов'язаних ВК, в тому числі лічильників електроенергії, АС, їх тип, серійний номер та технічні характеристики, алгоритми та формули дорозрахунку від точки вимірювання до комерційної межі, електронні дані паспортів-протоколів, тощо;
- м) тип комунікаційного інтерфейсу та частота зчитування результатів вимірювання/формування даних комерційного обліку;
- н) інтервал вимірювання;
- о) місце знаходження ВК (адреса та GPS-координата);

- п) ідентифікатор та контактні дані СПМ, включаючи дані облікового запису для доступу до порталу Datahub АКО;
- р) ідентифікаційна інформація про договори укладені електропостачальниками, ОМ, ОПМ та ППКО що мають відношення до ТКО.

6.2.2 Реєстрація ТКО та вилучення ТКО з Реєстру ТКО, а також будь-які зміни щодо інформації пов'язаної з конкретною ТКО з Реєстрі ТКО, здійснюють ППКО, що виконують функцію АТКО, за зверненням заінтересованого Учасника ринку та за погодженням відповідного Оператора мережі.

6.2.3 АТКО повинні вносити інформацію в Реєстр ТКО та вести належну документацію, в якій фіксуються підстави внесення всіх змін у Реєстрі ТКО.

6.2.4 Електропостачальники повинні забезпечити оновлення в Реєстрі ТКО інформації щодо їх Споживачів, пов'язаних з ТКО.

6.3 Облаштування точок комерційного обліку

6.3.1 На ринку електричної енергії використовуються фізичні та віртуальні ТКО. Фізичні ТКО створюються та безпосередньо пов'язані з улаштованими в електричних мережах точками вимірювання та відповідними ВК. Віртуальні ТКО створюються для цілей функціонування ринку електричної енергії у випадку необхідності формування даних комерційного обліку на основі розрахунків, у тому числі на основі результатів вимірювання з одної або декількох точок вимірювання.

6.3.2 Для встановлених згідно з Правилами Ринку електричної енергії типів і функцій електроустановок використовуються наступні вимоги до ТКО:

Таблиця 5.1

Місце улаштування ТКО	Інтервал вимірювання	Дистанційне зчитування	Термін передачі даних до АКО
Межа ОСП/ОСР/ОСР	15 хв. ¹	так	до 10:00 дня D+1
Одиниця балансування	15 хв. ¹	так	до 10:00 дня D+1
Одиниця генерації	15 хв. ¹	так	до 10:00 дня D+1
Одиниця генерації ВДЕ	60 хв. ²	так	до 10:00 дня D+1
Одиниця генерації ТЕЦ	60 хв. ²	так	до 10:00 дня D+1
Одиниця генерації малого блоку	60 хв. ²	так	до 10:00 дня D+1
Одиниця відбору (юридичні особи 4-7 ступеню потужності)	60 хв. ²	так	до 10:00 дня D+1
Одиниця відбору (юридичні особи 1-3 ступеню потужності)	60 хв. ²	так	до 10:00 дня D+5
Одиниця відбору (побутові споживачі)	60 хв. ² / зональний / інтегральний	Так / Ні / Ні	до 10:00 дня D+5 / до 10 числа M+1 / до 10 числа M+1
Втрати області комерційного обліку	-	-	

1 – не більше Одиниці реального часу, що встановлена Правилами ринку електричної енергії

2 – не більше Розрахункового періоду, що встановлено Правилами ринку електричної енергії

6.3.3 Фізичні ТКО створюються та ВК улаштовуються:

- а) у кожній точці електричної мережі на комерційній межі між двома або більше Учасниками ринку з метою обліку переданих між ними обсягів електричної енергії;
- б) всередині електричних мереж Учасників ринку з метою роздільного обліку виробництва споживання, транзиту та втрат електроенергії в процесі її передачі або розподілу;
- в) на межі областей комерційного обліку, створених Учасниками ринку відповідно до цього Кодексу.

6.3.4 Учасники ринку за власним бажанням з метою покращення процесу обліку та точності розрахунків можуть улаштовувати всередині власних мереж додаткові точки комерційного обліку.

6.3.5 Кожний Учасник ринку повинен узгодити схему розташування та перелік точок комерційного обліку з власникам електроустановок та електричних мереж, що приєднані до його мереж.

6.3.6 Місце розміщення ТКО в електричних мережах має вибиратися як можна ближче до комерційної межі між Учасниками ринку.

6.3.7 Якщо з технічної або економічної точки зору розміщення точки комерційного обліку та встановлення ВК на комерційній межі розподілу неможливе, то за обоюсторонньої згоди сторін з врахуванням вимог цього Кодексу, ТКО та ВК можуть бути розміщені не на комерційній межі розподілу. При цьому, місце їх розміщення має обиратись таким чином, щоб забезпечити мінімальні втрати активної електричної енергії в електричній мережі від ТКО до комерційної межі розподілу відповідного об'єкта.

6.3.8 У випадках, якщо існує більше одного технічно обґрунтованого варіанту розміщення ТКО, необхідно обирати найбільш економічно доцільний варіант за умови повної відповідності ВК вимогам чинних нормативних документів і цього Кодексу.

6.3.9 Якщо згода між сторонами щодо визначення місця розташування ТКО не досягнута, то кінцеве рішення з цього питання приймає АКО.

6.3.10 У випадку, коли на комерційній межі суміжних об'єктів електроенергетики вже встановлені ВК (більше одного), які належать різним власникам (різним ВТКО), то відповідні ВТКО повинні між собою погодити, який ВК буде вважатися головним для конкретного об'єкта, а які - резервними.

6.3.11 При визначенні головного та резервного ВК сторони повинні керуватися наступними правилами вибору головного ВК :

а) ВК, що розміщений електрично ближче (менші втрати активної енергії) до комерційної межі розподілу та відповідає положенням цього Кодексу, має вважатись головним;

б) якщо обидва вимірювальні комплекси розміщені на електрично тотожній відстані, той ВК, який має вищу точність, має вважатись головним, а при однаковій точності ВК – визначається за згодою сторін.

6.3.12 У разі відсутності згоди між сторонами щодо визначення, який ВК буде вважатись головним і який – резервним, кінцеве рішення з цього питання приймається АКО.

6.3.13 Учасники ринку за власним бажанням та з метою перевірки або резервування джерела інформації для зареєстрованої ТКО можуть улаштовувати резервні вимірювальні комплекси на своїй стороні комерційної межі.

6.3.14 Фактичні обсяги електроенергії в ТКО визначаються на основі результату вимірювання електричної енергії в точці вимірювання головного ВК з урахуванням втрат електроенергії в елементах електричних мереж між точкою вимірювання та точкою комерційного обліку згідно Методики приведення даних до комерційної межі, яка розробляється АКО. АТКО має узгодити із заінтересованими сторонами процедури та формули для розрахунку приведених даних.

6.3.15 Комерційний облік на електростанції організовується у такий спосіб, щоб забезпечити роздільне визначення обсягів виробленої електроенергії, спожитої електроенергії на власні та господарські потреби та відпущеної електроенергії в мережу кожним блоком та/або електростанцією в цілому. Для цього ВК на електростанціях необхідно встановлювати на:

а) кожному окремому генераторі та/або генеруючому блоці чи генеруючій установці виробника за "зеленим" тарифом відповідно до вимог Правил Ринку;

б) на групі генераторів, в разі не встановлення на кожному з них окремих лічильників комерційного обліку;

в) кожній черзі (пусковому комплексі) та/або установці виробника за "зеленим" тарифом, для якої застосовується окремий коефіцієнт «зеленого» тарифу;

г) основних та резервних трансформаторах власних потреб (ТВП);

д) робочих та резервних тиристорних збуджувачах;

е) автотрансформаторах зв'язку, в разі не встановлення на них комерційного обліку;

ж) лініях усіх класів напруги, що відходять від станції;

з) на обхідних вимикачах або шинороз'єднувальних вимикачах;

и) приєднаннях, що живлять споживачів та господарські потреби електростанції;

к) кожному трансформаторі, який приєднує частину електростанції, якщо через нього необхідно вимірювати перетікання електроенергії.

6.3.16 Комерційний облік електроенергії на підстанціях ОСП та ОСР організовується для визначення кількості електроенергії, яка надійшла на її шини та була передана у мережу, а також власного споживання та споживання на господарчі потреби підстанції. Для визначення обсягу електроенергії необхідно встановлювати ВК на:

- а) лініях усіх класів напруги, що відходять від підстанції до інших операторів мереж,
- б) лініях усіх споживачів, які приєднані безпосередньо або через до мережі інших операторів;
- в) середній і низькій стороні напруги трансформатора (автотрансформатора) і на всіх магістральних лініях ОСП;
- г) обхідному вимикачі (ОВ) або шинороз'єднувальному вимикачі (ШРВ)
- д) на власних та господарчих потребах

6.3.17 Для ліній 110 кВ і вище, які перебувають на балансі декількох сторін, встановлюються основний та резервний ВК на усіх кінцях лінії за узгодженням сторін.

6.1 Улаштування точок комерційного обліку для областей комерційного обліку

6.1.1 Для покращення точності ведення комерційного обліку та визначення втрат в мережах відповідні ОМ організують області комерційного обліку електричних мереж шляхом улаштування точок комерційного обліку як на периметрі так і в середині власних мереж.

6.1.2 Межі областей комерційного обліку повинні обиратись виходячи з наступних обмежень:

- а) максимальне добове споживання всіх споживачів з інтегральним обліком в одній області комерційного обліку не має перевищувати 1 млн.кВт*год;
- б) Область комерційного обліку не має включати в себе електричні мережі з різними нормативними технологічними витратами;
- в) Область комерційного обліку має включати споживачів з інтегральним обліком з однотипним профілем споживання

6.1.3 Для кожної області комерційного обліку складається баланс, що враховує дані виробітку, споживання, надходження та відпуску електричної енергії за всіма ТКО, що належать до даної області комерційного обліку.

6.1.4 Для контролю точності обліку електроенергії в областях комерційного обліку баланс необхідно розраховувати окремо для кожного класу напруги мережі, і для області комерційного обліку в цілому.

6.1.5 Небаланс електричної енергії для області комерційного обліку не повинен перевищувати допустимі значення. Якщо фактичне значення відхилення балансу перевищує допустиме значення в абсолютному вираженні, необхідно виявити причини і забезпечити вжиття заходів щодо усунення виявлених порушень протягом 1 місяця.

6.2 Улаштування точок комерційного обліку одиниць споживання

6.2.1 Електроустановки споживачів мають бути забезпечені необхідними розрахунковими засобами обліку електричної енергії для розрахунків за спожиту електричну енергію, технічними засобами контролю і управління споживанням електричної енергії та величини потужності, а також (за бажанням споживача) засобами вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії.

6.2.2 Споживачі, які бажають здійснювати розрахунок за спожиту електричну енергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, в тому числі за годинами доби, мають забезпечити облік електричної енергії для власного споживання відповідними засобами інтервального (погодинного) обліку електричної енергії.

6.2.3 Точки комерційного обліку об'єкта (крім багатоквартирних житлових будинків та населених пунктів) з приєднаною потужністю електроустановок 150 кВт і більше або середньомісячним обсягом споживання за попередні 12 розрахункових періодів для діючих електроустановок або заявленим обсягом споживання електричної енергії для нових

електроустановок 50 тис.кВт-год і більше мають бути забезпечені засобами вимірювальної техніки та допоміжним обладнанням, що відповідають вимогам розділу 7.4 , у межах періоду, визначеного відповідно до договору.

Об'єкт з приєднаною потужністю електроустановок до 150 кВт або середньомісячним обсягом споживання за попередні 12 розрахункових періодів для діючих електроустановок або заявленим обсягом споживання електричної енергії для нових електроустановок до 50 тис. кВт-год може бути забезпечений відповідним вузлом обліку.

У разі підключення нових електроустановок середньомісячним обсягом споживання вважається заявлений споживачем обсяг споживання електричної енергії. Якщо на об'єкті з приєднаною потужністю електроустановок 150 кВт і більше впродовж трьох послідовних розрахункових періодів середньомісячний обсяг споживання електричної енергії становить 50 тис. кВт-год і більше, такий об'єкт має бути забезпечений відповідним вузлом обліку з можливістю проведення інтервального вимірювання електричної енергії та дистанційного зчитування результатів вимірювання.

Період для встановлення відповідного ВК або автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії споживача для організації обліку діючих електроустановок визначається окремим договором між ППКО та споживачем.

Споживач має право об'єднати вимірювальні комплекси що знаходяться на межі Об'єкта споживача в автоматизовану систему комерційного обліку електричної енергії споживача.

ППКО приймає до розрахунків за електричну енергію схему розрахункового обліку електричної енергії після встановлення відповідних ВК або автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії споживача.

6.2.4 Для контрольного обліку електричної енергії (контроль за виконанням установлених норм витрат електричної енергії) споживачі додатково можуть установлювати технічні (контрольні) засоби обліку в окремих цехах, на енергоємних агрегатах, технологічних лініях, у будинках.

Технічні (контрольні) засоби обліку електричної енергії перебувають на балансі споживача, їх обслуговування здійснюється споживачем або іншою організацією за договором.

Покази технічних (контрольних) засобів обліку електричної енергії не можуть бути використані для розрахунків за електричну енергію за винятком випадків, передбачених цим Кодексом.

6.2.5 Підключення електроустановки споживача, яка не забезпечена розрахунковими засобами (засобом) обліку електричної енергії, забороняється, за винятком випадків, передбачених цим Кодексом.

Споживання електричної енергії за відповідним тарифом має бути забезпечене окремим обліком.

6.2.6 У разі, якщо до технологічних електричних мереж основного споживача приєднані електроустановки інших Учасників господарювання, власників мереж тощо, розрахунковий облік має бути організований основним споживачем таким чином, щоб забезпечити складення балансу електричної енергії у власних технологічних електричних мережах для проведення комерційних розрахунків відповідно до тарифної схеми споживання електричної енергії.

Споживач (власник електричних мереж), технологічні електричні мережі якого використовуються ОСР для передачі (транзиту) електричної енергії в електричні мережі субспоживачів або ОСР, має надати електропередавальній організації у повному обсязі необхідні вихідні дані для визначення в передбаченому Правилами роздрібного ринку порядку величини технологічних втрат електричної енергії, що пов'язані з передачею (транзитом) електричної енергії в електричні мережі інших Учасників.

6.3 Визначення напрямку перетікання електричної енергії

6.3.1 Для кожної ТКО У рамках електронного обміну даними на ринку електроенергії, важливо визначити напрямок потоку електричної енергії:

а) "Відпуск" означає, по відношенню до Учасника ринку, потік електричної енергії у будь-який момент часу з будь-якої установки або об'єкту цього Учасника ринку на установку або об'єкт ОСП/ОСР або іншого Учасника, відповідно;

б) "Прийом" означає, по відношенню до Учасника ринку, потік електричної енергії у будь-який момент часу на будь-яку установку або об'єкт цього Учасника ринку від установки або об'єкта ОСП/ОСР або іншого Учасника, відповідно.

6.3.2 В залежності від Учасників ринку, які беруть участь у кожній точці приєднання, для обліку обсягів обміну електроенергією застосовуватимуться такі умовні позначення:

а) Учасник ринку, у якого встановлено головний ВК, вважається Учасником ринку "I". Суміжний з ним Учасник ринку вважається Учасником ринку "J"

б) У випадку, якщо у будь-який момент часу Учасник ринку "I" відпускає енергію Учасника ринку "J" (потік енергії у напрямку від "I" до "J", енергія, що передається, буде призначена для Учасника ринку "I" і вважатиметься з негативним знаком (знак мінус [-])

в) У випадку, якщо у будь-який момент часу, Учасник ринку "I" приймає енергію від Учасника ринку "J", енергія, що передається, повинна бути віднесена до Учасника ринку "I" і вважатиметься з позитивним знаком (знак плюс [+])

г) Однакові значення з різними знаками слід відносити до Учасника ринку "J"

6.4 Формат часу

6.4.1 Всі посилання на час в документах ринку електричної енергії (для відповідності вимогам XML-схеми) повинні бути з прив'язкою до Національної шкали часу України UTC (UA) у форматі YYYY-MM-DDThh:mm:ssTZD (відповідно до ISO 8601).

де .

YYYY чотири цифри року

MM дві цифри місяця (01 - січень, і т.д.)

DD дві цифри дня місяця (від 01 до 31)

hh дві цифри години (з 00 до 23) (AM / PM не допускається)

mm дві цифри хвилини (від 00 до 59)

ss дві цифри секунди (від 00 до 59)

s одна або більше цифр, що представляють десяткову частку секунди

TZD позначка часового поясу (Z або +hh:mm або -hh:mm)

Z позначка часу UTC (Coordinated Universal Time).

6.4.2 Всі посилання на інтервал часу в документах ринку повинні бути з прив'язкою до Національної шкали часу України UTC (UA) у форматі YYYY-MM-DDThh:mmTZD але без секунд (відповідно до ISO 8601).

6.4.3 Для всіх інтервалів часу, дата і час початку інтервалу включаються в цей інтервал, тоді як дата і час закінчення інтервалу не включаються в цей інтервал.

6.4.4 Час, що використовується при відображенні результатів вимірювання та даних комерційного обліку в усіх засобах обліку та інформаційно-телекомунікаційних системах зчитування та обробки даних комерційного обліку, має завжди відповідати точному Київському часу.

6.4.5 Упродовж періоду застосування літнього часу при відображенні даних комерційного обліку в інформаційно-телекомунікаційних системах зчитування та обробки даних мають бути враховані 23- та 25-годинні дні для забезпечення правильного застосування всіх даних у комерційних розрахунках.

6.4.6 Операції з відображення даних комерційного обліку не повинні призводити до будь-яких змін первинних результатів вимірювань та оброблених даних комерційного обліку, а також позначок часу, що зберігаються в електронних базах даних.

7 ОРГАНІЗАЦІЯ ВК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

7.1 Загальні вимоги

7.1.1 Вимоги до місця встановлення ВК визначаються відповідно до ПУЕ та цього Кодексу.

7.1.2 Місце розміщення ВК повинно бути захищеним від доступу сторонніх осіб, тварин, птахів, комах, тощо, які можуть пошкодити обладнання, віддаленим від займистих матеріалів на відстань 1,5 м в усіх напрямках, безпечним і доступним для проведення технічного обслуговування, ремонту та заміни обладнання, відповідати вимогам правил безпеки та інших відповідних нормативних документів.

7.1.3 ВК необхідно встановлювати таким чином, щоб була забезпечена можливість доступу до нього для цілей повірки ЗВТ та/або технічної перевірки, а також контролю результатів вимірювання електроенергії в точках комерційного обліку у такий спосіб і в таких межах, як це визначено законами України, цим Кодексом і іншими нормативними документами.

7.2 Тип точок комерційного обліку

7.2.1 На ринку електричної енергії України використовуються сім ступенів потужності точок комерційного обліку, відповідно до яких визначаються технічні рішення та характеристики ВК та ЗВТ, що повинні бути встановлені в точках розмежування елементів електричної мережі, що пов'язані з ТКО (лічильники, вимірювальні трансформатори та допоміжне обладнання, їх клас точності, умови щодо забезпечення дистанційного зчитування результатів вимірювання та синхронізації часу, тощо).

7.2.2 Тип точки комерційного обліку електричної енергії встановлюється у залежності від величин номінальної напруги « U_n » в точці розмежування елементів електричної мережі (у разі застосування вимірювальних трансформаторів - точці підключення високовольтної обмотки трансформатора струму) та загальної номінальної потужності електричних установок, до яких відноситься точка комерційного обліку відповідно до Таблиці 5.2:

Таблиця 5.2

Тип ТКО	Потужність*	Напруга (U_n)
7	всі	$U_n > 154 \text{ кВ}$
6	всі	$35 \text{ кВ} \leq U_n \leq 154 \text{ кВ}$
5	всі	$1 \text{ кВ} < U_n < 35 \text{ кВ}$
4	понад 150 кВт (або більше 50 тис. кВт*год в місяць)	$U_n \leq 1 \text{ кВ}$
3	від 50 до 150 кВт	$U_n \leq 1 \text{ кВ}$
2	від 16 кВт до 50 кВт	$U_n \leq 1 \text{ кВ}$
1	до 16 кВт	$U_n \leq 1 \text{ кВ}$

* Загальна номінальна потужність електричних установок, що виробляють, передають, розподіляють або споживають електричну енергію, яка вимірюється у точці комерційного обліку.

7.2.3 При визначенні характеристик обладнання, що має бути встановлене в точках комерційного обліку пріоритет має той критерій, за яким необхідно встановлювати обладнання вищого рівня.

7.2.4 Лічильники повинні вимірювати, реєструвати, зберігати та відображати значення наступних величин згідно з переліком, що наводиться в Таблиці 5.3.

7.2.5 У разі можливого зустрічного перетікання електричної енергії на межі електричних мереж суміжних власників, лічильники встановлені в точці комерційного обліку мають забезпечувати вимірювання електричної енергії в обох напрямках.

Таблиця 5.3

Тип ТКО	Величини, що вимірюються							
	Активна енергія		Реактивна енергія		Активна потужність		Реактивна потужність	
	прийом	відпуск	індуктивна	ємкісна	прийм	відпуск	індуктивна	ємкісна
6-7	так	так	так	так	так	так	так	так
5	так	ні (так*)	так	так	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)
4	так	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні	ні	ні	ні
1-3	так	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні	ні	ні	ні

* Якщо нормативними документами вимагається вимірювання активної або реактивної потужності/енергії та/або можливого перетікання електроенергії в обох напрямках, виходячи з режиму роботи.

7.2.6 За бажанням ВТКО можливе застосування в точках комерційного обліку лічильників з вимірюванням окремих показників якості електричної енергії (згідно ДСТУ EN 50160:2014), з подальшою їх передачею до Datahub АКО. ППКО не має права відмовляти ВТКО у передачі такої інформації.

7.3 Дублювання та резервування ЗВТ

7.3.1 Для ТКО, що зазначені у Таблиці 5.4 мають бути обладнані ВК у складі ВК з окремими основним та дублюючим лічильниками, та окремими ТН і ТС для основного та дублюючого лічильників.

Таблиця 5.4

Тип ТКО	Дублюючий лічильник активної електроенергії	Окреми й ТС	Окремий ТН
7	так	так*	так*
6	так	так*	ні

* дозволяється встановлювати відповідні вимірювальні трансформатори з окремими вторинними обмотками та спільною первинною обмоткою.

7.3.2 Дублюючий лічильник повинен реєструвати всі величини, що реєструються основним лічильником.

7.3.3 Результати вимірювання основного та дублюючого лічильників мають співпадати в межах припустимої похибки вимірювання.

7.3.4 У разі неможливості отримання повних та точних даних результатів вимірювання з основного і дублюючого лічильників головного ВК дозволяється використовувати дані з лічильників резервного ВК (встановлених на протилежних кінцях приєднань суміжних сторін) ВК відповідно.

7.3.5 Для всіх точок комерційного обліку з напругою 110 кВ і вище резервні ЗВТ повинні мати характеристики щодо точності вимірювання не гірші ніж основні.

7.3.6 У загальному випадку результати вимірювання використовуються у наступному порядку пріоритетності:

- Результати вимірювання з основного лічильника головного ВК;
- Результати вимірювання з дублюючого лічильника головного ВК;
- Результати вимірювання з основного лічильника резервного ВК;
- Результати вимірювання з дублюючого лічильника резервного ВК.

7.3.7 У випадках, коли на комерційній межі розподілу електричних мереж суміжних Учасників ринку встановлено головний та резервний вимірювальні комплекси та існує

домовленість між ними здійснювати обмін результатами вимірювань, немає необхідності встановлювати в цих ВК дублюючі лічильники, як це вимагається у розділі 7.3 цього Кодексу.

7.3.8 Вимоги до вторинних кіл окремо встановлених ТН для точок комерційного обліку 7-го ступеню потужності:

- а) вторинні кола мають бути захищені автоматичними вимикачами встановленим якомога ближче до виводів ТН;
- б) схема підключення має бути виконана таким чином, щоб опорна напруга не втрачалась у випадку втрати напруги від окремого ТН;
- в) схема підключення має передбачати окремі автоматичні вимикачі та кабелі для основного та дублюючого лічильника;
- г) забороняється приєднувати якісь інші навантаження крім кіл комерційного обліку.

7.3.9 Вимоги до вторинних кіл ТН при використанні для комерційного обліку окремої вторинної обмотки для точок комерційного обліку 7-го ступеню потужності:

- а) вторинні кола мають бути захищені автоматичними вимикачами встановленим якомога ближче до виводів ТН;
- б) схема підключення має передбачати окремі автоматичні вимикачі та кабелі для основного та дублюючого лічильника;
- в) у вторинну обмотку яка призначена для комерційного обліку забороняється приєднувати якісь інші навантаження.

7.3.10 Вимоги до вторинних кіл ТН в яких для комерційного обліку використовується вторинна обмотка спільно з іншим навантаженням (точки комерційного обліку до 6-го ступіню потужності включно):

- а) вторинні кола мають бути захищені автоматичними вимикачами встановленими якомога ближче до виводів ТН;
- б) якщо довжина кабелю від захисних автоматів до лічильників перевищує 30 метрів схема підключення має передбачати окремі автоматичні вимикачі та кабелі для основного та дублюючого лічильника;

7.3.11 Для точок комерційного обліку 6 та 7 ступеню потужності вторинні обмотки ТС, що використовуються для цілей комерційного обліку, повинні використовуватися лише для цих цілей.

7.4 Мінімальні вимоги до точності та функціональності ЗВТ

7.4.1 Мінімальні вимоги до класу точності та функціональності ЗВТ ТКО (лічильників електричної енергії і вимірювальних трансформаторів), що встановлюється у ВК, в залежності від ступеню потужності точки комерційного обліку наведено у Таблиці 5.5. Класи точності А,В,С лічильників встановлені згідно з класифікацією Директиви 2014/32/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 26 лютого 2014 року. За погодженням з ВТКО дозволяється використання ЗВТ вищого класу точності та функціональності.

7.4.2

Таблиця 5.5

Тип ТКО	Клас точності ЗВТ					Дистанційне зчитування	Інтервальне вимірювання та синхронізація часу	Забезпечення зовнішнього резервного джерела енергії для лічильника
	Лічильники електричної енергії			Вимірювальні трансформатори				
	Активна енергія		Реактивна енергія	ТС	ТН			
	розрахункова	технічна						
7	0,2/0,2s*	B(1)/0,2*	2	0,2/0,2s*	0,2	так	так	так
6	C(0,5/0,5s*)	B(1)/C(0,5)*	2	0,5/0,5s*	0,5	так	так	так
5	B(1)/C(0,5s)*	B(1)	2	0,5/0,5s*	0,5	так	так	ні/ так*
4	B(1)/C(0,5s)*	B(1)	2	0,5/0,5s*	-	так	так	ні/ так*
1-3	A(2)/B(1)*	A(2)/B(1)*	2	1,0/0,5s*	-	ні/ так*	ні/ так*	ні/ так*

* Для генеруючих станцій та понижуючих підстанцій або якщо вимагається завданням вимірювання та/або умовами договору, а також при новому будівництві та/або заміні ЗВТ (крім побутових споживачів**)

** Вимоги щодо функціональності ЗВТ, які встановлюються у побутових споживачів, визначаються окремими рішеннями Регулятора, які мають статус додатків до Кодексу.

7.4.3 Клас точності та функціональність будь-яких дублюючих (резервних) ЗВТ має бути не нижчими, ніж клас точності та функціональність основних ЗВТ.

7.4.4 При організації обліку з використанням вимірювальних трансформаторів необхідно, крім вимог цього Кодексу, виконувати вимоги пунктів 1.5.16-1.5.26 розділу 1.5 ПУЕ.

7.4.5 Кожен ВК з лічильниками з зовнішніми трансформаторами повинен мати паспорт-протокол. Паспорт-протокол складається в електронній формі та зберігається у ОЗКО, АТКО та в Datahub АКО. У разі існування Паспорта-протоколу тільки в паперовій формі ОЗКО забезпечує його сканування, підписання електронним підписом та завантаження в Datahub АКО. Паспорти - протоколи повинні оновлюватись при заміні основного обладнання ВК.

7.4.6 Вторинні кола обліку електроенергії повинні відповідати вимогам розділу 3.4 ПУЕ. Їх періодична перевірка повинна проводитися не менше одного разу на 3 роки. Результати перевірки оформлюються протоколом та заносяться до паспорта-протоколу

7.5 Додаткові вимоги до інтервальних лічильників

7.5.1 Якщо договірними вимогами, цим Кодексом або іншими нормативно-правовими документами передбачено ведення диференційованих за часом (за зонами доби, погодинно, узгодженим графіком, тощо) розрахунків за електричну енергію, ВК повинен бути оснащений інтервальним лічильником електричної енергії відповідного класу точності та необхідної функціональності (Таблиця 5.5).

7.5.2 Інтервальний лічильник має передбачати вбудований або зовнішній пристрій, що забезпечує можливість дистанційного зчитування результатів вимірювання та обладнаний окремими комунікаційними портами для локального та дистанційного доступу, за винятком інтервальних лічильників у точках комерційного обліку, де не вимагається дистанційне зчитування даних.

7.5.3 Інтервальні лічильники, що встановлюються у точках комерційного обліку, повинні мати можливість встановлювати такий інтервал вимірювання, щоб результат ділення розрахункового періоду на цей обраний інтервал вимірювання був цілим числом.

7.5.4 Якщо інтервал вимірювання менший розрахункового періоду, значення величин за розрахунковий період повинні визначатись у розрахунковий спосіб:

- а) як сума результатів вимірювань за інтервали вимірювання у межах розрахункового періоду - при вимірюванні енергії;
- б) як середнє значення результатів вимірювання за інтервал вимірювання у межах розрахункового періоду - при вимірюванні потужності.

7.5.5 Результати вимірювань і сформовані дані комерційного обліку повинні містити позначку часу та структуровані в часовий ряд даних.

7.5.6 При втраті живлення результати вимірювань повинні зберігатись у вбудованій пам'яті, яка здатна зберігати зареєстровані значення не менше 40 діб.

7.5.7 Інтервальні лічильники та допоміжне обладнання, що забезпечує можливість дистанційного зчитування результатів вимірювання, мають відповідати вимогам діючих в Україні стандартів щодо комунікаційних систем для зчитування результатів вимірювання лічильників (IEC 62056, IEC 61968-9, EN 50090, ISO/IEC 14543-3 та EN 13757).

7.5.8 Обсяг інформації, який виводиться на дисплей інтервального лічильника, визначається замовником робіт при програмуванні інтервального лічильника. Зміна обсягу цієї інформації виконується за обґрунтованим письмовим зверненням заінтересованої сторони. Жодна із заінтересованих сторін не має права обмежувати обсяг інформації, що виводиться на дисплей інтервального лічильника.

7.5.9 У разі розрахунків за тарифами, диференційованими за періодами часу, тарифні зони, які встановлюються при первинному програмуванні та зміні тарифних зон, мають відповідати чинним на момент програмування межах періодів за годинами доби (тарифним зонам), що встановлені в Україні.

7.5.10 Інтервальні лічильники додатково можуть реєструвати відхилення напруги та час та тривалості перерв в електропостачанні. В такому разі необхідно реєструвати як мінімум наступні показники якості електропостачання:

- а) відхилення усередненого значення напруги на 10-хвилинному проміжку часу +10 % або -10 % від стандартної номінальної напруги – середнє значення напруги у цьому інтервалі та час початку такого відхилення;
- б) час початку та завершення перерв в електропостачанні.

7.6 Пломбування ЗВТ

7.6.1 З метою запобігання несанкціонованому втручання, доступу до елементів або функції налаштування ЗВТ, за результатами перевірки такі ЗВТ пломбують.

7.6.2 Позитивні результати періодичної, позачергової перевірок та перевірки після ремонту ЗВТ засвідчують відбитком повірочного тавра на пломбі, що встановлюється на ЗВТ, чи записом з відбитком повірочного тавра у відповідному розділі експлуатаційних документів та/або оформлюють свідоцтво про перевірку ЗВТ.

7.6.3 Якщо відбиток повірочного тавра або пломбу пошкоджено або фальсифіковано чи свідоцтво про перевірку втрачено, ЗВТ вважається невірним

7.6.4 Всі кришки клемної коробки ЗВТ, кришки випробувального блоку, додаткові термінали і канали, реле часу, які використовуються для інтервального обліку, з'єднувальні блоки, захисні кришки СОМ-портів, щити для коробок ТС та ТН повинні бути опломбовані захисними пломбами ОСП/ОСР. Якщо деякі з цих елементів розташовані в одній шафі, допускається пломбування цієї шафи замість герметизації кожного елемента.

7.6.5 У зазначених місцях можуть бути встановлені пломби інших заінтересованих сторін, у тому числі, Електропостачальника, власника ЗВТ, сторони, на території (у приміщенні) якої встановлені ЗВТ, а також – ОЗКО.

7.6.6 Всі пломби, встановлені на ЗВТ, повинні відповідати чинним нормативним документам в Україні.

7.6.7 Пломбування ЗВТ не є послугою. Стягнення плати за пломбування ЗВТ є незаконним.

7.6.8 Підготовка місць для пломбування на об'єкті здійснюється власником ЗВТ та стороною, на території (у приміщенні) якої встановлені ЗВТ, відповідно до переліку місць пломбування, наданому ОСП/ОСР. Перелік місць пломбування може бути розширений на підставі мотивованої пропозиції однієї зі сторін.

7.6.9 Пломбування ЗВТ на об'єкті в обов'язковому порядку супроводжується складанням акту про пломбування. Цей акт повинен містити наступну інформацію про: місце кожної

пломби, сторону, яка встановлює plombу, і сторону, що, відповідальна за збереження та цілісність пломби. Акт пломбування підписується представниками сторін, які брали участь у процедурі пломбування.

7.6.10 Будь-які роботи, що можуть призвести до пошкодження встановлених на ЗВТ пломб, повинні бути погоджені з відповідними ОСП/ОСР, електропостачальником, ОЗКО та ВТКО та іншими заінтересованими сторонами.

Такі роботи повинні проводитися у присутності уповноважених представників всіх заінтересованих сторін, чий plombи можуть бути пошкоджені.

7.6.11 У випадку пошкодження встановлених на ЗВТ пломб в результаті ліквідації аварійної ситуації, сторона, яка виконувала аварійні роботи повинна повідомити про цей факт відповідними ОСП/ОСР, електропостачальнику, ОЗКО та ВТКО та іншим заінтересованим сторонам не пізніше наступного робочого дня.

Заінтересовані сторони мають домовитися про проведення інспекції відповідних ЗВТ, щоб пересвідчитися, що ЗВТ знаходяться у робочому стані і в тому, що аварійна ситуація дійсно мала місце. За позитивними результатами інспекції здійснюється повторне опломбування ЗВТ.

7.6.12 Власник ЗВТ та/або сторона, на території (у приміщенні) якої встановлені ЗВТ, повинні надавати уповноваженим представникам заінтересованих сторін, які мають право на пломбування ЗВТ, необхідний регламентований доступ до ЗВТ, у тому числі, з метою проведення перевірки цілісності встановлених на ЗВТ пломб.

7.6.13 У випадку виявлення несанкціонованого пошкодження або фальсифікації встановлених на ЗВТ пломб, всі отримані з відповідного ВК дані комерційного обліку, починаючи з останньої дати, коли plombи були зафіксовані наявними на своїх місцях, повинні бути позначені як «не дійсні» з подальшим проведенням розслідування.

7.6.14 Несанкціоноване пошкодження або фальсифікація встановлених на ЗВТ пломб, якщо такі дії призвели до викрадення електричної енергії, тягнуть за собою відповідальність передбачену Кримінальним кодексом України.

7.6.15 Розрахунковий засіб обліку електричної енергії має бути опломбований на кріпленні кожуха лічильника пломбою з тавром центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері технічного регулювання, а на затискній кришці - пломбою ОСР.

Пломби з тавром ОСР мають бути встановлені також на пристроях, що закривають первинні і вторинні кола живлення засобу обліку, приводи і кнопки управління комутаційних апаратів та кришки автоматів, встановлених у цих колах, двері комірок трансформаторів напруги, кришки на зборках і колодках затискачів, випробувальних блоках, лінії зв'язку автоматизованих систем обліку та всі інші пристрої і місця, що унеможливають доступ до струмоведучих частин схеми обліку.

Підготовка місць для опломбування здійснюється власником електроустановки згідно з переліком, наданим ОСР. Перелік місць пломбування може бути розширений за обґрунтованою пропозицією однієї із сторін.

У зазначених місцях можуть бути встановлені plombи інших заінтересованих сторін.

7.6.16 При пломбуванні та/або встановленні індикаторів та ЗВТ з вмонтованими індикаторами оформляється акт про пломбування та встановлення індикаторів.

В акті про пломбування та встановлення індикаторів мають бути зазначені: місце встановлення кожної пломби та/або індикаторів, сторона, яка їх встановила, сторона, відповідальна за збереження і цілісність розрахункових засобів обліку електричної енергії та пломб і індикаторів на них.

Акт про пломбування та встановлення індикаторів підписується керівниками або уповноваженими особами сторін, які брали участь у пломбуванні ЗВТ.

7.6.17 Будь-які роботи, пов'язані з порушенням або зміною схеми підключення, заміною типу лічильника, проводяться за погодженням з ОСР та електропостачальником у присутності представників заінтересованих сторін та оформляються актом.

Роботи з розпломбування, випробування, вимірювання, зміни схеми підключення, заміни типу лічильника без оформлення акту в присутності уповноважених осіб споживача, ОСР та електропостачальника не допускаються.

Під час проведення вищезазначених робіт розрахунковий облік обсягу електричної енергії здійснюється за тимчасовими схемами, узгодженими з ОСР та електропостачальником. У разі неможливості створення тимчасових схем розрахункового обліку розрахунки за електричну енергію, спожиту протягом часу проведення вищезазначених робіт, здійснюються відповідно до порядку, погодженого заінтересованими сторонами.

Після закінчення робіт засоби обліку опломбовуються та передаються на збереження згідно з процедурою, визначеною пунктами 7.6.15 -7.6.16 цього Кодексу.

8 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВК

8.1 Загальні положення

8.1.1 Відповідальною за технічний стан засобів обліку є ВТКО, або ППКО на підставі відповідного договору.

8.1.2 Відповідальність за збереження і цілісність розрахункових засобів обліку електричної енергії та пломб (відбитків їх тавр) відповідно до акту про пломбування покладається на власника (користувача) електроустановки або організацію, на території (у приміщенні) якої вони встановлені.

8.2 Знеструмлення обладнання ВК

8.2.1 Перед будь-яким знеструмленням будь-якого обладнання ВК, в тих випадках, коли таке знеструмлення може призвести до неможливості отримати результати обліку, ОЗКО або, відповідно ОСП/ОСР, повинні повідомити ОЗД та ОДКО про те, що ВК необхідно знеструмити. ОЗД повинен зібрати результати вимірювань за час, якомога ближчий до запланованого часу знеструмлення обладнання ВК, і передати їх ОДКО.

8.2.2 ОДКО повинен зафіксувати кожне повідомлення від ОЗКО або, відповідно ОСП/ОСР про відключення або підключення живлення ВК, а також зафіксувати дату і час відключення або підключення живлення.

8.2.3 ОДКО повинен отримати від ОЗД покази лічильників електричної енергії безпосередньо перед знеструмленням ВК, зафіксувавши час зчитування показів. ОДКО повинен використовувати цю інформацію для розрахунку значень даних про перетікання електричної енергії протягом періоду знеструмлення.

8.2.4 ОЗД повинен регулярно намагатися зчитувати дані з лічильників кожного ВК, який був знеструмлений:

- а) для точок комерційного обліку типу межі мереж, одиниць балансування, одиниць відпуску - кожен день;
- б) для точок комерційного обліку типу одиниць відбору 4-7 ступеню потужності - кожні 5 робочих днів;
- в) для точок комерційного обліку типу одиниць відбору 1-3 ступеню потужності - кожні 10 робочих днів;

8.2.5 Якщо при зчитуванні показів з лічильників ВК, що був знеструмлений, будуть отримані дані, які покажуть, що відбувалось або відбувається споживання електроенергії, ОЗД повинен повідомити про це ОДКО, а ОДКО, відповідно, Постачальника електроенергії, ОЗКО та ОСП/ОСР протягом 2-х робочих днів. ОЗКО повинен протягом 5 робочих днів після отримання повідомлення від ОДКО розслідувати обставини і повідомити Постачальника електроенергії та ОДКО про фактичний стан ВК.

9 МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗВТ

9.1 Вимоги до метрологічного забезпечення

9.1.1 Метрологічне забезпечення ЗВТ, що встановлена у ВК, здійснюється відповідно до вимог Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" та інших нормативних документів.

9.1.2 Експлуатація ЗВТ (лічильників електричної енергії, трансформаторів струму та трансформаторів напруги) дозволяється за умови, якщо вони мають сертифікат затвердженого типу та пройшли повірку.

9.1.3 Повірці підлягають лічильники електричної енергії, трансформатори напруги (ТН) та трансформатори струму (ТС).

9.1.4 ЗВТ (лічильники, ТН та ТС), що перебувають у експлуатації, підлягають періодичній повірці через встановлені міжповірочні інтервали та повірці після ремонту. Стосовно цих засобів може також проводитися позачергова, експертна та інспекційна повірка.

9.1.5 Періодичність повірки ЗВТ визначається нормативними документами.

9.1.6 Результати повірки ЗВТ оформлюються відповідно до вимог нормативних документів.

9.1.7 ЗВТ (лічильники, ТН та ТС), які зберігають та не використовують, дозволяється не піддавати періодичній повірці. У цьому випадку ЗВТ (лічильники, ТН та ТС) треба піддавати позачерговій повірці безпосередньо перед введенням в експлуатацію.

9.1.8 Відповідальність за періодичну повірку ЗВТ покладається на його власника.

9.1.9 Періодична повірка ЗВТ здійснюється за рахунок їх власників в терміни, встановлені нормативними документами. центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері технічного регулювання відповідно до договору. ОСР здійснює контроль за вчасним проведенням повірки розрахункових засобів обліку відповідно до договору. Якщо повірка розрахункових засобів обліку не виконана в передбачені терміни з вини ОСР, ОСР не має права на виставлення додаткових рахунків, виставлення яких пов'язане з похибкою показів розрахункових засобів обліку електричної енергії.

9.1.10 Порядок подання ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиті для побутових потреб електричну енергію), що є власністю фізичних осіб, на періодичну повірку, обслуговування та ремонт (у тому числі демонтаж, транспортування та монтаж) встановлює Кабінет Міністрів України.

9.1.11 Позачергову повірку проводять в таких випадках:

- а) за потреби пересвідчитись у придатності ЗВТ (лічильників, ТН та ТС) до застосування;
- б) у разі пошкодження відбитка повірочного тавра або втрати свідоцтва про повірку;
- в) у випадку придбання ЗВТ (лічильників, ТН та ТС) в тому разі, коли час, що минув після останньої повірки, перевищує половину міжповірочного інтервалу;
- г) під час уведення в експлуатацію ЗВТ (лічильників, ТН та ТС), які пройшли первинну повірку (у разі потреби).

9.1.12 Будь-яка заінтересована сторона у випадках, передбачених у пункті 9.1.10 має право ініціювати проведення позачергової повірки ЗВТ та повинна оплатити таку позачергову повірку.

9.1.13 Інспекційну повірку ЗВТ (лічильників, ТН та ТС) проводять у порядку, встановленому нормативно-правовим актом центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері метрології та метрологічної діяльності. За бажанням представників власника ЗВТ (лічильників, ТН та ТС), інспекційну повірку можна проводити за їх присутності. Результати інспекційної повірки оформлюють довідкою, яку підписують державні повірники.

9.1.14 Експертну повірку проводять за письмовою заявою державних органів (суду, прокуратури тощо) або юридичних та фізичних осіб. У заяві має бути зазначено мету експертної повірки і причину, що зумовила її проведення. Під час проведення експертної повірки ЗВТ (лічильники, ТН та ТС) можуть бути присутні замовники, а також представники заінтересованих сторін. За результатами експертної повірки складають висновок, який затверджує керівник наукового метрологічного центру, територіального органу або повірочної лабораторії, і його надають заявникові.

9.1.15 Повірка ЗВТ (лічильників, ТН та ТС), що використовуються для організації комерційного обліку електроенергії здійснюється організаціями, уповноваженими центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері метрології та метрологічної діяльності на основі нормативних документів.

9.1.16 Інформація про дату та результати повірки ЗВТ (лічильників, ТН та ТС) у складі ВК повинні бути занесені до Реєстру точок.

9.1.17 Лічильники, що використовуються для цілей технічного обліку повинні проходити повірку відповідно з вимогами нормативних документів.

9.1.18 Лічильники, що пройшли повірку повинні мати на кріпленні кожуха лічильника пломби з відбитком відомчої метрологічної служби.

9.1.19 Вимоги до програмного забезпечення засобів обліку повинні відповідати діючим в Україні нормативним документам.

9.1.20 У разі якщо засоби обліку обладнані мікропроцесорною технікою для виконання будь-якої частини вимірювального процесу, процедурам їх метрологічного контролю мають підлягати ті частини апаратного та програмного забезпечення, на які поширюється дія державного метрологічного нагляду.

10 ЗБІР ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ

10.1 Загальні положення

10.1.1 ППКО при виконанні функцій ОЗД, повинен, у межах встановлених АКО регламентів, провести збір (або забезпечити прийом) результатів вимірювання та даних про стан з лічильників для всіх точок комерційного обліку, за які він несе відповідальність, та передати їх ОДКО.

10.1.2 ОЗД повинен провести початкову перевірку та перевірку адекватності та цілісності даних відповідно до Порядку контролю достовірності даних комерційного обліку, зібраних з кожної точки комерційного обліку.

10.1.3 Відповідно до типу обладнання, встановленого в точці комерційного обліку, способу збирання даних і типу використовуваної системи зчитування даних, ОЗД маркує зібрану інформацію відповідно до чотирьох класифікаторів, які зазначені у наведеній нижче таблиці:

Таблиця 6.1

Показник	Позначка
Класифікатор 1: Відповідність ВК	
ВК, встановлений у точці комерційного обліку, відповідає всім вимогам, викладеним у цьому Кодексі	"Відповідає"
ВК, встановлений у точці комерційного обліку, не в повному обсязі відповідає всім приписам цього Кодексу	"Не відповідає"
Класифікатор 2: Тип лічильника	
Інформація, що відповідає основному лічильнику	"Основний"
Інформація, що відповідає дублюючому лічильнику	"Дублюючий"
Інформація, що відповідає верифікаційним лічильникам	"Верифікація"
Класифікатор 3: Спосіб збирання інформації	
Інформація, зібрана АС ППКО	"Автоматична"
Інформація, зібрана ППКО за допомогою електронного локального зчитування даних	"Електронна"
Інформація, зібрана ППКО за допомогою візуального локального зчитування даних	"Візуальна"
Інформація, зібрана Споживачем	"Споживач"
Класифікатор 4: Ознаки якості даних	
Дані проходять первинну перевірку ОЗД і є повними	"Повні і точні"
Дані проходять первинну перевірку ОЗД, але не є повними	"Неповні, але точні"
Дані не проходять первинну перевірку, що виконується ОЗД	"Неточні"
Неможливо отримати дані	"Дані відсутні"

10.1.4 ОЗД має повідомити інформацію про якість даних ОДКО для забезпечення виконання ним перевірок даних, перед наданням остаточних результатів АКО.

10.2 Автоматичне зчитування даних з лічильників

10.2.1 ОЗД повинен встановити АС для зчитування і перевірки якості результатів вимірювання з точок комерційного обліку, стосовно яких його було призначено ОЗД. У зв'язку з цим, він повинен запровадити, підтримувати та керувати роботою АС, яка здатна виконувати покладені на неї функції в:

- а) точках комерційного обліку типу межі мереж, одиниць балансування та одиниць відпуску;
- б) точках комерційного обліку типу одиниць відбору, які було обладнано вузлом обліку, що здатен забезпечити віддалений доступ.

10.2.2 Всі вимірювальні комплекси з можливістю дистанційного доступу повинні бути інтегровані у АС призначеного ОЗД.

10.2.3 ОЗД має забезпечити в межах своєї відповідальності автоматичне дистанційне зчитування даних зі всіх лічильників, що інтегровані в його АС, в тому числі основних, дублюючих і верифікаційних, відповідно до вимог, встановлених у розділі 5.

10.2.4 Автоматичне зчитування даних має здійснюватися:

- а) До кінця наступної ОРЧ для всіх точок комерційного обліку одиниць балансування (за протоколами реального часу до інтерфейсів SCADA ОСП);
- а) До 9:45 дня D+1 для всіх точок комерційного обліку типу межі мереж, одиниць балансування та одиниць відпуску всіх ступенів потужності;
- б) До 9:45 дня D+1 для всіх точок комерційного обліку типу одиниць відбору 4-7 ступеню потужності;
- в) До 9:45 дня D+5 для всіх точок комерційного обліку типу одиниць відбору 1-3 ступеню потужності.

10.2.5 Обсяги інформації, що збирається за допомогою АС ППКО з кожного лічильника, визначається ОЗД, але вона має включати, щонайменше:

- а) Погодинні результати вимірювання активної і реактивної енергії, відповідно, разом з їхніми часовими відмітками;
- б) Погодинні результати вимірювання активної і реактивної енергії, відповідно, разом з їхніми часовими відмітками;
- в) Акумуляовані(сумарні) результати вимірювання активної і реактивної енергії, відповідно, за попередній день;
- г) Аварійні сигнали і журнали реєстрації подій, одержані від лічильника;
- д) Кваліфікатори ознак якості (кваліфікатори ознак точності) результатів вимірювання лічильників, якщо лічильник подає такого роду інформацію.
- е) відмітки часу і дати вимірювання.

10.2.6 У разі, Обсяги інформації, що збирається за допомогою АС ППКО з кожного лічильника, визначається ОЗД, але вона має включати, щонайменше:

10.2.7 У разі, якщо лічильник ВК додатково реєструє відхилення напруги та час та тривалості перерв в електропостачанні АС ППКО має зібрати як мінімум наступні показники якості електропостачання:

- ж) відхилення усередненого значення напруги на 10-хвилинному проміжку часу +10 % або -10 % від стандартної номінальної напруги – середнє значення напруги у цьому інтервалі та час початку такого відхилення;
- з) час початку та завершення перерв в електропостачанні.

10.3 Розгортання автоматизованих інтелектуальних систем обліку

10.3.1 Встановлення інтелектуальних систем обліку електричної енергії здійснюється з основною метою сприяння активній участі Споживачів та інших учасників ринку електричної енергії у наданні послуг з балансування та допоміжних послуг, тобто сприяння участі споживачів у регулюванні обсягів та графіків свого споживання для того, щоб зменшити споживання первинної енергії та пікові навантаження.

10.3.2 Регулятор протягом одного року з набуття чинності цим Кодексом має провести економічний аналіз усіх довготривалих прибутків та витрат для ринку та для споживача від впровадження систем інтелектуального обліку, а також встановити економічно обґрунтований і рентабельний метод впровадження систем інтелектуального обліку та строки, протягом яких цей інтелектуальний облік може бути впроваджений в Україні.

10.3.3 У разі, якщо за результатами вказаної оцінки Регулятором буде зроблено висновок про те, що впровадження таких систем обліку є обґрунтованим з економічної точки зору і рентабельності лише для окремих категорій споживачів, то Регулятор може врахувати цей аспект під час регулювання питань впровадження у практику вказаних систем інтелектуального обліку.

10.3.4 На основі проведеної оцінки, якщо встановлення систем інтелектуального обліку буде оцінене позитивно, Регулятор має підготувати графік із десятирічною метою, як максимум, для впровадження систем інтелектуального обліку.

10.3.5 8. Регулятор повинен розробити набір загальних мінімальних функціональних вимог для інтелектуальних лічильників та систем обліку, а також керівництво з належної виробничої практики із використання інтелектуальних лічильників електроенергії. У цьому керівництві повинні бути враховані вимоги щодо застосування належних стандартів та найкращих практик, забезпечення безпеки і захисту персональних даних, експлуатаційної сумісності систем обліку на території України.

10.4 Дії при неможливості отримання даних а автоматичному режимі

10.4.1 Коли неможливо отримати повні первинні дані первинного обліку з точки комерційного обліку, ОЗД повинен негайно вжити всіх можливих заходів для отримання цих даних, зокрема, для виявлення і, якщо це можливо, усунення причини відсутності даних і отримання інформації в установлені строки та в повному обсязі.

10.4.2 У разі виході з ладу обладнання для дистанційного зчитування і передачі даних або каналів зв'язку, ОЗД повинен здійснити локальне зчитування даних з лічильника. Якщо дані успішно отримані, вони повинні бути позначені як "повні і точні" або "неповні, але точні", відповідно.

10.4.3 У разі виходу з ладу основного, дублюючого або верифікаційного лічильників, ОЗД повинен отримати всі дані з інших лічильників, маркуючи їх відповідним чином. Для несправного лічильника повинна бути встановлена ознака «немає даних».

10.5 Локальне зчитування результатів вимірювання з лічильників по графіку

10.5.1 ОЗД встановлює графік для локального зчитування результатів вимірювання у точках комерційного обліку, які не оснащені обладнанням дистанційного зчитування даних комерційного обліку.

10.5.2 ОЗД має довести до відома Постачальника, ВТКО, ОДКО та ОЗКО графік та час зчитування результатів вимірювання.

10.5.3 Під час кожного відвідання приміщень, де знаходиться ВК, з метою виконання зчитування результатів вимірювання, представник ОЗД має також проводити огляд ВК, зокрема, на наявність ознак стороннього втручання. Якщо такі ознаки мають місце, ОЗД має негайно повідомити про це відповідного ОЗКО.

10.5.4 Обсяги інформації, що збирається шляхом локального зчитування з кожного лічильника, визначається ОЗД, але вона має включати, щонайменше:

а) Акумуляовані результати вимірювання активної і, де це передбачено, реактивної енергії, відповідно, за попередній розрахунковий місяць;

б) Погодинні результати вимірювання активної і реактивної енергії з відповідними відмітками часу у всіх випадках, коли встановлений в точках комерційного обліку лічильник передбачає таку можливість;

в) Аварійні сигнали і журнали реєстрації подій у всіх випадках, коли встановлений в точках комерційного обліку лічильник передбачає таку можливість;

г) Ознаки якості показань лічильників (ознаки точності) у всіх випадках, коли встановлений в точках комерційного обліку лічильник передбачає таку можливість.

10.5.5 У разі успішного локального зчитування даних з лічильників ОЗД повинен провести аналіз повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання. Зокрема перевіряється:

- а) Відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду;
- б) Адекватність відміток часу і дати, зокрема, абсолютне відхилення часу годинника комерційного лічильника від Національної шкали часу України, перевіряючи, що відхилення знаходиться у межах допустимих значень;
- в) Повнота погодинних результатів вимірювання лічильників, які можуть забезпечувати такого роду вимірювання;
- г) Відповідність результатів вимірювання встановленому режиму перетікання електричної енергії в точці комерційного обліку;
- д) Зміст журналу подій лічильника за розрахунковий період;
- е) Зміст журналу для часового коригування лічильника протягом розрахункового періоду;
- ж) адекватність параметризації лічильника;

10.5.6 Відповідно до результатів аналізу даних з лічильника, ОЗД приймає рішення щодо правильності результатів вимірювання. Крім того, ОЗД маркує отримані дані як "повні і точні", "неповні, але точні", "неточні" або "немає даних".

10.6 Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника за подією

10.6.1 ОЗД проводить електронне або візуальне зчитування результатів вимірювання лічильників на місці в будь-якій точці комерційного обліку, за яку він несе відповідальність у всіх випадках, коли з якоїсь причини зчитати дані через систему автоматичного зчитування результатів вимірювання дистанційно неможливо. Таке локальне зчитування проводиться протягом 5 робочих днів після виявлення проблеми і має бути зроблено, бажано, за допомогою електронного локального зчитування. ОЗД інформує ОЗКО про ситуацію для усунення проблеми, яка унеможливила автоматичне зчитування результатів вимірювання.

10.6.2 ОЗД проводить локальне зчитування лічильників в точках комерційного обліку, за які він несе відповідальність, щонайменше, у наступних випадку наступних подій:

- а) після первинного введення в експлуатацію;
- б) після будь-якого виду технічного обслуговування;
- в) після корекції потенційних дефектів або браку точності на лічильниках і/або будь-якому обладнанні, пов'язаному з вузлом обліку;
- г) у тих випадках, коли віддалене зчитування даних неможливо;
- д) до і після заміни або перепрограмування лічильника;
- е) для того, щоб встановити або синхронізувати таймери лічильників, якщо цю синхронізацію неможливо зробити дистанційно.

10.6.3 У всіх випадках, коли необхідно замінити або перепрограмувати якусь із частин комерційного лічильника, ОЗКО повинен повідомляти про цю ситуацію ОЗД і ОДКО, а також ВТКО.

10.6.4 ОЗД зчитує всі результати вимірювання лічильників, перш ніж ОЗКО приступить до фактичної заміни або перепрограмування лічильника. Такі результати вимірювання повинні бути отримані якомога ближче за часом до того моменту, коли лічильник буде замінено або перепрограмовано.

10.6.5 ОЗД збирає дані комерційного обліку з лічильника з маркуванням позначок часу зчитування цих даних безпосередньо перед і одразу після заміни або перепрограмування лічильника або обладнання, пов'язаного з вузлом обліку, та надає такі дані ОДКО. Перепрограмування або заміна лічильників або будь-якого іншого обладнання, пов'язаного з вузлом обліку здійснюється тільки після того, як ОЗД підтверджує ОЗКО факт отримання зчитаних даних з лічильника для цілей комерційного обліку електроенергії належним чином.

10.6.6 ОДКО використовує ці дані, разом з інформацією від ОЗКО щодо характеру проведених робіт, для отримання даних комерційного обліку за період виконання цих робіт.

10.6.7 Інформація про результати вимірювання лічильника до і після його заміни або перепрограмування, а також час простою повинні бути документально оформлені актом, підписаним усіма заінтересованими сторонами. Акт повинен містити, щонайменше, таку інформацію:

- а) причина перепрограмування/заміни лічильника або заміни будь-якого іншого обладнання, пов'язаного з вузлом обліку ;
- б) найменування та ідентифікаційний код Учасника господарювання в Єдиному державному реєстрі підприємств та організацій України, фахівці якого виконували роботи із заміни або перепрограмування;
- в) ідентифікаційний номер Учасника господарювання в Єдиному реєстрі ППКО ринку електричної енергії;
- г) прізвище та ініціали спеціаліста, який виконує роботу;
- д) дата та час початку та закінчення проведення робіт;
- е) результати проведення робіт.

10.6.8 У разі електронного або візуального локального зчитування результатів вимірювання лічильника, потрібно зафіксувати дату і час зчитування результатів вимірювання. Перед зчитування результатів вимірювання лічильника необхідно перевірити час годинника лічильника і, при необхідності, провести синхронізацію або установку часу годинника лічильника.

10.6.9 Якщо ВК був тимчасово знеструмлений, дозволяється відкласти перевірку функціонування дистанційного зчитування даних вимірювання з ВК до моменту відновлення живлення.

10.7 Зчитування результатів вимірювання лічильника, що виконується Споживачем

10.7.1 За домовленістю між ОДКО і Постачальником, Споживач може знімати покази лічильника самостійно, надаючи цю інформацію ОДКО зі всіх лічильників, встановлених на об'єктах Споживача.

10.7.2 Споживач повинен фіксувати та передавати ОДКО дату і час зчитування результатів вимірювання лічильника, перевіряти тип і серійний номер лічильника.

10.7.3 Споживач зчитує та направляє дані ОДКО протягом 3 робочих днів з початку наступного розрахункового періоду (місяця), відповідно до процедури, встановленої ОДКО.

10.7.4 Якщо Споживач відправляє покази лічильників Постачальнику, то за будь-яких обставин, щоб уникнути сумнівів, Постачальник передає цю інформацію ОДКО, щоб використовувати її у процесі валідації даних.

10.7.5 Якщо Споживач не відправив покази лічильників у передбачені строки, ОДКО формує відповідні дані комерційного обліку розрахунковим шляхом згідно з розділом 11.7 за процедурою формування "оціночних" даних.

10.8 Зчитування показів лічильника у побутових Споживачів

10.8.1 Зчитування показів засобів лічильника провадиться електропостачальником/електророзподільним підприємством та/або побутовим споживачем щомісяця відповідно до умов договору. Побутовий споживач, як правило, зчитує покази лічильника на перше число місяця, наступного за розрахунковим періодом (місяцем).

10.8.2 Якщо зчитування показів проводиться побутовим споживачем, електропостачальник/електророзподільне підприємство має право контролювати правильність зчитування показів засобів обліку побутовим споживачем.

10.8.3 Передані побутовим споживачем та отримані у порядку, визначеному у договорі, та/або зчитані електропостачальником/електророзподільним підприємством дані про покази лічильника протягом періоду, що починається за два робочі дні до кінця розрахункового місяця та закінчується на третій робочий день наступного розрахункового періоду (календарного місяця), вважаються даними на перше число календарного місяця.

10.8.4 Зчитані споживачем чи отримані та/або зчитані енергопостачальником/електророзподільним підприємством дані про покази лічильника в інший день вважаються вихідними даними для визначення показів лічильника на перше число календарного місяця шляхом додавання (віднімання) середньодобового споживання, помноженого на кількість днів (діб) між датою зчитування показів та першим числом календарного місяця.

10.8.5 Середньодобове споживання визначається виходячи з даних про покази лічильника, зафіксовані між двома послідовними зчитуваннями, та кількості днів між цими зчитуваннями показів.

10.8.6 Результати зчитаних уповноваженою особою електропостачальника/електророзподільного підприємства показів лічильника обов'язково вносяться в абонентську книжку (розрахункову книжку) або зазначаються на корінці останнього розрахункового документа, наданого побутовим споживачем на перевірку, із зазначенням дати проведення зчитування.

10.8.7 У разі проведення побутовим споживачем розрахунків за спожиту електричну енергію згідно з показами встановленого на його об'єкті багатозонного лічильника обсяг спожитої електричної енергії визначається відповідно до питомої ваги обсягу електричної енергії, що спожита у відповідній зоні доби протягом розрахункового періоду, до загального обсягу спожитої електричної енергії в цьому періоді.

10.8.8 Під час зчитування показів засобу обліку представниками електропостачальника/електророзподільного підприємства проводиться контрольний огляд цього засобу обліку.

10.8.9 У разі відмови побутового споживача в доступі до об'єкта споживача або незабезпечення побутовим споживачем безперешкодного доступу представників електропостачальника до лічильника для проведення ними зчитування показів (контрольного огляду) такий факт фіксується в акті про недопуск.

10.8.10 Складений акт про недопуск підписується представниками електропостачальника (електророзподільного підприємства), присутніми під час проведення зчитування показів лічильника (контрольного огляду), та побутовим споживачем. У разі відмови споживача від підпису представниками електропостачальника (електророзподільного підприємства) про це зазначається в акті про недопуск. Акт про недопуск без підпису споживача вважається дійсним, якщо його підписали три представники електропостачальника (електророзподільного підприємства).

10.8.11 Один примірник акта про недопуск надається побутовому споживачу особисто, а у разі його відсутності або відмови в отриманні надсилається засобами поштового зв'язку. У разі отримання побутовим споживачем акта про недопуск поштою дата доступу узгоджується ним з електропостачальником (електророзподільним підприємством) за телефонами, зазначеними у цьому акті, або кол-центру.

10.8.12 Складений акт про недопуск є підставою для проведення відключення від електропостачання, якщо протягом п'яти робочих днів від дня отримання акта про недопуск побутовий споживач не забезпечить представникам електропостачальника/електророзподільного підприємства доступ до свого об'єкта для обстеження лічильника та/або не узгодить з ними дату проведення зазначеного обстеження.

10.8.13 У разі виявлення в платіжному документі помилкових показів лічильника побутовий споживач зобов'язаний повідомити про це енергопостачальника.

10.8.14 Представник енергопостачальника повинен протягом 5 днів від дня подання заяви перевірити рахунок, а в разі потреби протягом 20 днів перевірити лічильник та повідомити побутового споживача про результати перевірки.

10.8.15 Якщо доступ до лічильника неможливий, представник енергопостачальника виписує платіжний документ на підставі даних про фактичне споживання електричної енергії за попередній період, про що робиться відповідна позначка в особовому рахунку побутового споживача.

10.8.16 Якщо протягом двох розрахункових періодів представник енергопостачальника не мав доступу до лічильника, він залишає побутовому споживачу в поштовій скриньці повідомлення про дату наступного відвідання чи прохання передати покази лічильника енергопостачальнику.

10.8.17 У разі необхідності використання електричної енергії без встановлення лічильника (для виконання тимчасових робіт) побутовий споживач оплачує спожиту електричну енергію на підставі договору про тимчасове безоблікове користування електричною енергією, який оформляється під час отримання побутовим споживачем відповідного дозволу енергопостачальника.

10.8.18 У разі користування електричною енергією без лічильника з дозволу енергопостачальника обсяги споживання побутового споживача визначаються відповідно до середньомісячного споживання. Величина середньомісячного споживання електроенергії визначається за попередні 12 місяців, або за фактичний період споживання, якщо він менший 12 місяців.

11 КЕРУВАННЯ ДАНИМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ

11.1 Загальні положення

11.1.1 Всі операції та розрахунки з використанням результатів вимірювання повинні здійснюватися у десятковій системі числення з усіма значущими цифрами після коми.

11.1.2 Дані комерційного обліку виражаються у кіловат-годинах.

11.1.3 Дані комерційного обліку ніколи не повинні використовуватись в якості основи для розрахунку та формування інших нових даних комерційного обліку.

11.1.4 ОДКО отримує від ОЗД зібрані останнім результати вимірювання та виконує їх перевірку відповідно до Порядку контролю достовірності даних комерційного обліку.

11.1.5 З цією метою ОДКО забезпечує:

- ж) приведення результатів вимірювання в точці вимірювання до точки комерційного обліку
- а) визначення достовірності та адекватності отриманих від ОЗД результатів вимірювання;
- б) проведення розрахунків та підстановка розрахованих "оціночних" значень замість відсутніх або результатів вимірювання, які не пройшли валідацію;
- в) визначення валідованих даних комерційного обліку.

11.1.6 За результатами перевірки ОДКО формує валідовані дані комерційного обліку та передає їх до Datahub АКО.

11.2 Округлення інтервальних значень часового ряду даних

11.2.1 Під час розрахунків застосовується арифметичне округлення. У разі, коли дробова частина розрахованого значення дорівнює або більше 0,5, робиться округлення цього значення до найближчого більшого цілого значення, а у разі, якщо значення менше 0,5 - до найближчого меншого цілого значення. Залишок від округлення додається до наступного неокругленого значення в межах періоду того ж часового ряду даних. Залишок від округлення останнього значення у часовому ряду даних відкидається.

11.2.2 При формуванні даних комерційного обліку електроенергії алгоритм округлення слід використовувати для кожного значення часового ряду даних і забезпечувати ціле значення даних за таких умов:

- а) для кожного інтервалу часових рядів значення різниці між округленим і не округленим значенням активної електроенергії не повинне перевищувати ± 1 кВт-год;
- б) у межах кожного часового ряду значення різниці між сумою округлених інтервальних значень і суми не округлених інтервальних значень активної електроенергії не повинне перевищувати ± 1 кВт * год;
- в) у межах кожного часового ряду не повинні з'являтися від'ємні значення інтервальних значень активної електроенергії.

11.3 Перевірка достовірності даних комерційного обліку електроенергії

11.3.1 Перевірка достовірності даних комерційного обліку має здійснюватися ОДКО перед тим, як визначити оптимальне значення вимірювання для кожного ІЧР у кожній точці комерційного обліку, та занести їх до бази даних комерційного обліку електроенергії.

11.3.2 Перевірка достовірності даних комерційного обліку електроенергії здійснюється ОДКО відповідно до Порядку контролю достовірності даних комерційного обліку шляхом серії перевірок достовірності, метою яких є визначення узгодженості та достовірності кожного виміряного значення або групи виміряних значень.

11.3.3 При виконанні перевірок достовірності, має бути підтверджене виконання вимог до формування, передачі, зберігання та подання даних комерційного обліку електричної енергії.

11.3.4 Перевірки достовірності повинні виконуватися для всіх вимірюваних значень, незалежно від того, яким чином вони були отримані: автоматичне зчитування результатів вимірювання за допомогою АС ППКО, електронне зчитування результатів вимірювання на місці, візуальне зчитування показів на місці або зчитування показів лічильника, яке проводиться Споживачем.

11.3.5 В результаті процесу перевірки та перевірки достовірності кожне вимірне значення повинне бути занесене до бази даних як «дійсне» або «недійсне».

а) Дійсне вимірне значення: Це значення (або група значень), яке пройшло всі перевірки достовірності відповідно до розділу 11.3. Дійсне вимірне значення може стати недійсним в результаті подальшого аналізу інцидентів та оцінки обставин, за рахунок додаткової інформації, або внаслідок перевірок, виконаних Оператором даних на пізнішу дату.

б) Недійсне вимірне значення: Це значення (або група значень), яке не пройшло будь-який етап перевірки достовірності. Недійсне вимірне значення або група вимірних значень, зрештою може припинити бути недійсним в результаті подальшого аналізу, виконаного Оператором даних.

11.4 Заходи, які необхідно вжити після визнання даних недійсними

11.4.1 Після виконання перевірок достовірності на рівні ОДКО, коли будь-яке вимірне значення (або група вимірних значень) вважається "недійсним", ОДКО інформує про це ОЗД, та доручає ОЗД:

а) Підтвердити, в залежності від обставин, значення що були подані спочатку;

б) Зняти нові результати вимірювання з відповідного лічильника (або лічильників) шляхом автоматичного зчитування результатів вимірювання лічильників або шляхом електронного локального зчитування результатів вимірювання лічильника..

11.4.2 Якщо ОЗД після нового зчитування результатів вимірювання, зазначеного у пункті б), встановить, що дані вимірювань, передані спочатку, були неправильними, він направляє нові значення ОДКО разом із поясненням причини, яка викликала неправильність початкових значень.

11.4.3 Якщо дані, надіслані ОДКО, які не пройшли перевірку достовірності, були надані Споживачем, відповідно до розділу 10.7, ОДКО повідомляє про цю ситуацію Споживачу, який надіслав ці дані. Споживач, який надіслав дані ОДКО, має переглянути надіслані дані та підтвердити їх правильність або виправити їх відповідним чином протягом 5 робочих днів після отримання повідомлення.

11.4.4 Нові значення, отримані ОДКО від ОЗД або від Споживача, підлягають такому ж процесу перевірки достовірності, що й дані, які були подані спочатку.

11.4.5 Якщо представлені нові дані все одно не проходять перевірку достовірності, або дані систематично позначаються як «не дійсні», або ОДКО має інформацію про потенційно можливі відхилення роботи ВК від норми, ОДКО повинен:

а) Скласти повідомлення про Інцидент;

б) Протягом двох днів з моменту складення повідомлення про Інцидент, інформувати про цю ситуацію ОЗКО та всі заінтересовані сторони;

11.4.6 ОЗКО повинен проаналізувати причини виникнення проблем з даними, які отримані з лічильників, і інформувати у письмовій формі ОДКО, ОЗД і заінтересовані сторони про заплановані ним необхідні заходи для виправлення цих проблем. Ці заходи мають бути виконані протягом 5 робочих днів з моменту отримання ОЗКО повідомлення від ОДКО про проблеми з даними.

11.4.7 У разі, якщо ОЗКО не повідомить ОДКО про виправлення проблем з відхиленнями у роботі ВК від норми впродовж встановленого часу, ОДКО повинен вважати усі результати вимірювань отримані за цей період «не дійсними».

11.4.8 Якщо в результаті аналізу робиться висновок про наявність несправності або виходу з ладу одного або більше ЗВТ, ВТКО повинна вирішити цю проблему протягом мінімально можливого часу але не пізніше наступних двох [2] календарних місяців, про що ВТКО інформує ОДКО з метою складення повідомлення про Інцидент.

11.4.9 Якщо аналіз не встановлює причину проблем з даними, або ОДКО не вважає прийнятними аналіз і пояснення, представлені ОЗКО, ОДКО повинен звернутися до ОЗКО з вимогою провести перевірку ВК. Така перевірка проводиться ОЗКО протягом трьох місяців після виявлення проблем з даними. Витрати, пов'язані з перевіркою несе:

- а) У випадках успішного проходження перевірки - ОДКО;
- б) У випадках, коли верифікацію не пройдено - ВТКО.

11.5 Валідація даних комерційного обліку електроенергії

11.5.1 Перевірка достовірності отриманих даних здійснюється на рівні ОДКО та АКО при їх отриманні.

11.5.2 Після отримання результатів вимірювання та даних комерційного обліку ОДКО та АКО повинен відповідно до Порядку контролю достовірності даних комерційного обліку здійснити перевірку достовірності отриманих даних (валідацію) перед тим, як додати ці результати та інші дані до своїх баз даних комерційного обліку електроенергії.

11.5.3 У випадку, коли дані не проходять валідацію, ці дані не вносяться у бази даних комерційного обліку електроенергії. Учасник, що здійснює валідацію даних повинен негайно надіслати повідомлення Учасника від якого він отримав ці дані, з метою виправлення виявлених недоліків у найкоротші терміни. Повідомлення повинне містити інформацію про точки обліку, дані з яких не пройшли перевірку достовірності, а також про перевірки, які не були пройдені.

11.5.4 Якщо АКО не отримав в ДПР та/ або в ДОР від АДКО локального рівня та ОДКО скоригованих даних, придатних для проходження всіх перевірок достовірності у будь-якій точці комерційного обліку ринку, він заміняє всі неправильні значення на оціночні дані позначкою «Замінена АКО через невідповідність».

11.5.5 У разі повторних випадків невідповідності з боку ОДКО, АКО має розпочати процес анулювання реєстрації відповідного ППКО.

11.6 Передача даних комерційного обліку від ОДКО до АКО

11.6.1 Після виконання всіх перевірок та валідації даних комерційного обліку електроенергії для кожної точки комерційного обліку ринку електричної енергії в межах власної відповідальності, ОДКО передає до АКО класифіковані та валідовані дані, а також первинні дані щодо показників якості електропостачання.

11.6.2 Передача даних здійснюється з такою періодичністю:

- а) До кінця наступної ОРЧ для всіх точок комерційного обліку одиниць балансування (за протоколами реального часу до інтерфейсів SCADA ОСП);
- б) До 10:00 дня D+1 для всіх точок комерційного обліку типу межі мереж, одиниць балансування та одиниць відпуску всіх ступенів потужності;
- в) До 10:00 дня D+1 для всіх точок комерційного обліку типу одиниць відбору 4-7 ступеню потужності;
- г) До 10:00 дня D+5 для всіх точок комерційного обліку типу одиниць відбору 1-3 ступеню потужності з дистанційним зчитуванням вимірювань;
- д) До 10 числа наступного місяця M+1 для всіх точок комерційного обліку типу одиниць відбору 1-3 ступеню потужності без дистанційного зчитування результатів вимірювання.

11.6.3 Після того, як дані було передано від ОДКО до АКО, але до настання останнього дня попереднього розрахунку (ДПР), ОДКО має право змінювати дані, що були передані, у наступних випадках:

- а) Якщо виявлена помилка у переданих даних та / або в даних, що зберігаються в базі даних комерційного обліку відповідного ОДКО;
- б) Якщо дані замінюються в базі даних комерційного обліку відповідного ППКО іншими даними вищого пріоритету, як визначено в пункті 11.11.3 ;
- в) Якщо в будь-якій з точок комерційного обліку було відкрито розгляд Інциденту, і після його вирішення ОДКО приймає рішення, на основі своєї обґрунтованої думки, що раніше відправлені дані є неточними. У цих випадках спочатку передані дані можуть бути замінені даними з більш низьким пріоритетом, як визначено в пункті 11.11.3 ;

11.6.4 Після ДПР, але до останнього дня остаточного розрахунку (ДОР), ОДКО має право змінювати дані, що були передані, у наступних випадках:

а) Якщо виявлена помилка у переданих даних та / або в даних, що зберігаються в базі даних комерційного обліку відповідного ОДКО;

б) Якщо було прийнято заперечення щодо Попереднього розрахунку, як визначено в Правилах розрахунку, якщо таке заперечення стосується даних комерційного обліку. У цих випадках спочатку передані дані можуть бути замінені даними з більш низьким пріоритетом, як визначено в пункті 11.11.3 ;

в) Якщо для будь-якої точки комерційного обліку, до якої відносяться ці дані, було ініційовано розгляд Інциденту, який було вирішено після Кінцевої дати попереднього розрахунку, і ОДКО приймає рішення, на основі свого обґрунтованого судження, що раніше відправлені дані є неточними. У цих випадках, спочатку передані дані можуть бути замінені даними з більш низьким пріоритетом, як визначено в пункті 11.11.3 .

11.6.5 Вносити зміни у дані, передані після ДОР, допускається тільки у виняткових випадках, які повинні бути повністю задокументовані та / або в результаті вирішення суперечки, як це зазначено у розділі 13 .

11.7 Формування оціночних даних комерційного обліку

11.7.1 Формування оціночних даних комерційного обліку здійснюється АКО в наступних випадках:

а) Коли вимірне значення (або група вимірних значень) були позначені ОДКО як «недійсні», і до часу початку останнього дня попереднього розрахунку (ДПР) було неможливо отримати вимірні значення, що пройшли перевірки достовірності (тимчасова заміна);

б) Коли вимірне значення (або група вимірних значень) були позначені ОДКО як «недійсні», і до часу початку останнього дня остаточного розрахунку (ДОР) було неможливо отримати вимірні значення, які пройшли перевірки достовірності (остаточна заміна);

в) Коли висновок за результатами розгляду повідомлення про Інцидент вказує на несправність в одному або більше ЗВТ ВК і отримати результати вимірювання до їх заміни або ремонту неможливо;

г) Коли відсутні результати вимірювання (через неможливість доступу до приміщення, де фізично знаходиться ВК, або якщо при доступі до цих приміщень не вдалося отримати дані з лічильників, або з інших причин).

11.7.2 Формування "оціночних" даних комерційного обліку проводиться у відповідності до Методики формування оціночних даних, що розробляється АКО.

11.7.3 АКО повинен зберігати всю інформацію, що використовувалась при формуванні "оціночних" даних та самі "оціночні" дані протягом щонайменше строку позовної давності.

11.7.4 Всі значення "оціночних" даних, незалежно від причини заміни даних, мають бути позначені як "Оціночні".

11.8 Профілювання даних комерційного обліку

11.8.1 АКО виконує профілювання даних комерційного обліку - обчислення погодинних значень активної енергії для:

а) всіх точок комерційного обліку обладнаних зонними або інтегральними (накопичувальними) лічильниками електричної енергії;

б) всіх точок комерційного обліку, які мають значення «дійсні» або «оціночні» для результатів вимірювання електричної енергії, накопиченої протягом 24-годинного періоду, проте містять ознаку «немає даних» для відповідних погодинних інтервалів;

11.8.2 Профілювання виконується з дотриманням наступних принципів:

а) Інтегральні дані точок комерційного обліку за певний період профілюються по днях попереднього періоду з використанням помісячного та поденного профілів наданих ОСР або розрахованих на основі історичних даних АКО або на основі планових даних долі споживання кожного з електропостачальників у визначеній області комерційного обліку;

б) Розраховані щоденні обсяги профілюються по годинах розрахункового дня з використанням погодинного профілю області комерційного обліку, в якій знаходиться ТКО, або з використанням розрахункового профілю на основі репрезентативної групи ТКО з інтервальним обліком та дистанційним зчитуванням з тієї ж зони вимірювання.

11.8.3 Формування профілів та профілювання даних комерційного обліку проводиться у відповідності до методики, що розробляється АКО.

11.9 Розрахунок втрат в областях комерційного обліку

11.9.1 Після отримання погодинних значень активної енергії для всіх точок відбору та відпуску в рамках області комерційного обліку АКО проводить обчислення погодинних втрат в мережах області комерційного обліку.

11.9.2 Розраховані погодинні втрати вважаються придатними для подальшого використання у випадку якщо вони не перевищують нормативні втрати, що встановлено Регулятором для даної області комерційного обліку.

11.10 Агрегація даних

11.10.1 Агрегація даних комерційного обліку виконує АКО для:

- кожного Учасника ринку в індивідуальному порядку;
- кожної групи балансування;
- ОСП;
- кожної ОСР;
- інших об'єктів та суб'єктів, визначених у Правилах ринку.

11.10.2 АКО виконує агрегацію даних по зонам, районам або іншим об'єктам, якщо ця вимога передбачена у Правилах ринку та / або рішеннях Регулятора;

11.10.3 Агреговані значення активної та реактивної енергії для кожної групи, зазначеної у пункті 11.4.1, повинні бути виконані для кожного ІЧР (одна година на існуючому ринку електроенергії).

11.10.4 Агреговані значення визначається як алгебраїчна сума даних комерційного обліку електроенергії у кожній точці приєднання, що належить до кожної групи, зазначеної у пунктах 11.4.1 та 11.4.2. Вони розраховується наступним чином:

$$AE_{p,h} = \sum_{i \in p} BVM_{i,j,h} - \sum_{j \in p} BVM_{i,j,h} \quad , \text{де:} \quad AE_{p,h} = \sum_{i \in p} BVM_{i,j,h} - \sum_{j \in p} BVM_{i,j,h}$$

$AE_{p,h}$ Це агрегована енергія групи p у ІЧР h .

p Це група, визначена у пунктах 11.4.1 та 11.4.2, щодо якої буде виконуватись агрегація.

h Це ІЧР, протягом якого буде виконуватись агрегація.

$BVM_{i,j}$ Це оптимальне значення вимірювання точки приєднання, до якої підключені Учасники ринку "і" та "j", що відповідає ІЧР h .

$\sum_{i \in p}$ Означає суму всіх точок приєднання, на яких Учасник ринку "і" належить до групи p .

$\sum_{j \in p}$ Означає суму всіх точок приєднання, на яких Учасник ринку "j" належить до групи p .

"і" та "j" визначаються відповідно до правил, встановлених в пункті .

11.10.5 Позитивне значення $AE_{p,h}$ означає, що група p отримує енергію від інших груп протягом ІЧР h . Негативне значення $AE_{p,h}$ означає, що група p постачає енергію іншим групам. У випадку, коли група є ОСП, значення $AE_{p,h}$ у ІЧР h повинне бути позитивним, і відповідає сумарним втратам, приписаним ОСП. У випадку, коли група є ОСР, значення $AE_{p,h}$ у ІЧР h повинне бути позитивним, і відповідає сумарним втратам, приписаним такій ОСР.

11.11 Формування сертифікованих даних комерційного обліку

11.11.1 Після проведення усіх перевірок і обчислень, зазначених в цьому Кодексі, АКО визначає значення сертифікованих даних комерційного обліку для кожної точки комерційного обліку.

11.11.2 Сертифіковані дані комерційного обліку – це значення даних комерційного обліку, які після агрегації будуть передані до Адміністратора Розрахунків для проведення проміжних розрахунків за небаланси, зокрема, і включають в себе:

а) Для точок комерційного обліку, обладнаних інтервальними лічильниками:

- виміряні або обчислені значення активної енергії та реактивної енергії за кожний інтервал вимірювання, разом із відповідними мітками часу;
- виміряне або обчислене значення для накопиченої активної енергії та реактивної енергії за кожний календарний день (24 години).

б) Для точок комерційного обліку, обладнаних інтегральними лічильниками (лічильниками кумулятивної енергії):

- обчислені (профільовані) значення активної енергії за кожен годину розрахункового періоду, разом із відповідними мітками часу
- виміряне або обчислене значення для накопиченої активної енергії за період між двома послідовними зчитуваннями показів лічильника, разом з відповідними даними щодо дати та часу зчитування показів;

11.11.3 Для цілей розрахунків використовуються дані у наступній пріоритетності (від вищого до нижчого пріоритету):

а) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з основного лічильника, що відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – відповідні - основні”;

б) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з дублюючого лічильника, що відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – відповідні - дублюючі”;

в) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з верифікаційного лічильника, що відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – відповідні - верифікаційні”;

г) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з основного лічильника, що не відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – невідповідні - основні”;

д) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з дублюючого лічильника, що не відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – невідповідні - дублюючі”;

е) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з верифікаційного лічильника, що не відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – невідповідні - верифікаційні”;

ж) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з лічильників, що відповідають вимогами Кодексу, шляхом візуального локального зчитування показів. Дані позначаються як «дійсні – відповідні – візуальні»;

з) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з лічильників, що не відповідають вимогами Кодексу, шляхом візуального локального зчитування показів. Дані позначаються як “«дійсні – невідповідні – візуальні»”;

и) Розраховані/замінені дані, у відповідності до вимог, викладених у розділі 11.7 . Дані позначаються як «оціночні»;

11.11.4 У випадку отримання додаткової інформації внаслідок локального електронного або візуального зчитування показів, відновлення роботи комунікаційних каналів, виправлення будь-яких несправностей у роботі автоматизованих систем, ОДКО повинен замінити валідовані дані у базах даних комерційного обліку виключно у тих випадках, коли

отримана нова інформація дозволяє замінити наявне значення іншим, що має вищий пріоритет.

11.12 Передача даних комерційного обліку Адміністратору розрахунків

11.12.1 АКО передає Адміністратору розрахунків сертифіковані дані комерційного обліку необхідні та достатні для проведення розрахунків на ринку електричної енергії, агреговані згідно вимог Правил Ринку.

11.12.2 Адміністратор розрахунків (АР) встановлює необхідні процедури щодо передачі від АКО до АР даних щодо комерційного обліку на ринку електричної енергії.

11.13 Формування остаточних даних комерційного обліку

11.13.1 По завершенню терміну позивної давності дані що зберігаються в Datahub АКО визнаються остаточними і не підлягають подальшому уточненню ОДКО.

11.13.2 АКО зобов'язаний передати остаточні дані Оператору Розрахунків та забезпечити архівацію остаточних даних комерційного обліку для подальшого довоготермінового зберігання.

11.14 Обмін даними комерційного обліку між Учасниками ринку

11.14.1 Обмін даними між АКО та ППКО і Учасниками ринку здійснюється відповідно до Стандартів інформаційного обміну Datahub, що розробляється АКО.

11.14.2 Механізм обміну даними має сприяти неперервному та безпечному функціонуванню ринку електроенергії і забезпечити відсутність технічних бар'єрів для виходу на ринок невеликих Учасників.

11.14.3 Учасники ринку повинні використовувати для виставлення рахунків і інших комерційних цілей виключно сертифіковані дані що отримані з Datahub

11.14.4 АКО забезпечує реалізацію в Datahub інтерфейсів MMI (machine machine interface) з автоматизованими системами Учасників ринку для організації як мінімум наступного обміну:

- а) Створення ТКО;
- б) Зміна налаштувань ТКО;
- в) Зміна постачальника та сторони відповідальної за баланс;
- г) Зміна (переміщення) споживача;
- д) Відключення СПМ в ТКО;
- е) Деактивація ТКО;
- ж) Завантаження класифікованих та валідованих даних комерційного обліку;
- з) Отримання сертифікованих та остаточних даних комерційного обліку;

11.14.5 АКО забезпечує реалізацію Порталу споживачів з інтерфейсом HMI (human machine interface) для організації як мінімум наступного обміну:

- а) Перегляд власного профілю;
- б) Зміна паролю доступу;
- в) Перегляд налаштувань ТКО;
- г) Запуск процедури зміни постачальника;
- д) Призупинення процедури зміни постачальника;
- е) Перегляд власних даних комерційного обліку;
- ж) Перегляд статистичних даних комерційного обліку по групам споживачів;
- з) Надання прав на перегляд власних даних комерційного обліку третій стороні;

11.14.6 Конфліктні питання, пов'язані з даними, на отримання яких кожен Учасник ринку має право, та/або процеси, пов'язані з обміном даними, вирішуються відповідно до процедур врегулювання суперечок, як зазначається в розділі 13 .

11.15 Підтвердження передачі даних

11.15.1 При передачі даних комерційного обліку електроенергії необхідно забезпечити наступне:

- а) Повноту переданих даних: Дані комерційного обліку, що передаються, повинні містити всю суттєву інформацію, необхідну для відображення або подальшої обробки даних приймальним пристроєм;
- б) Захист від випадкових та ненавмисних змін під час передачі даних: Передані дані комерційного обліку повинні бути захищені від випадкових і ненавмисних змін;
- в) Цілісність даних під час передачі даних: Передані дані комерційного обліку повинні бути захищені від навмисних змін з використанням програмного забезпечення;
- г) Достовірність даних, що передаються: програмне забезпечення, яке приймає дані комерційного обліку, повинно бути в змозі перевірити їхню достовірність по відношенню до результатів вимірювання, на основі яких вони утворені;
- д) Конфіденційність ключів: цифрові підписи та супроводжуючі їх дані повинні вважатися юридично контрольованими даними, які повинні зберігатися в таємниці та бути захищеними від компрометування з використанням програмних засобів;
- е) Заборону на передачу пошкоджених даних: дані, які визнані пошкодженими, не повинні передаватися;
- ж) Відсутність впливу затримки під час передачі даних: затримка під час передачі даних не повинна впливати на процеси комерційного обліку електроенергії;
- з) Відсутність впливу недоступності послуг передачі: - недоступність послуги передачі жодним чином не повинна призводити до втрати будь-яких даних комерційного обліку електроенергії.

11.15.2 Кожен раз, коли дані передаються від однієї сторони до іншої, отримувач даних повинен направити підтвердження отримання даних. Сторона, що передає дані повинна зберігати підтвердження про отримання переданих даних протягом строку позовної давності, але не менше ніж 4 роки з дати передачі даних.

11.15.3 Обов'язки сторони, що передає дані вважаються виконаними, якщо вона отримує підтвердження отримання переданих даних від отримувача даних.

11.16 Зберігання даних

11.16.1 Всі первинні (первинні) результати вимірювання інтервальних лічильників повинні зберігатися без будь-яких змін:

- и) у внутрішній пам'яті лічильника не менше ніж 1 рік;
- к) у зовнішніх пристроях зберігання даних протягом строку позовної давності, але не менше ніж 4 роки або часу, необхідного для вирішення суперечок, що виникли між Учасниками ринку.

11.16.2 Оброблені дані комерційного обліку повинні зберігатися в пристроях зберігання даних без будь-яких змін протягом строку позовної давності, але не менше ніж 4 роки або часу, необхідного для вирішення суперечок, що виникли між Учасниками ринку.

11.16.3 Будь-які операції з даними комерційного обліку, що зберігаються, не повинні створювати можливості для втрати чи зміни даних в пристроях зберігання або призводити до записів у журналі подій лічильників.

11.16.4 У разі знеструмлення пристроїв зберігання даних комерційного обліку електроенергії, що є складовими вузлу комерційного обліку точок комерційного обліку 6 та 7 ступеню потужності, повинен сформуватися сигнал тривоги. Наскільки це можливо, цей сигнал повинен мати часову мітку, що відповідає часу переривання живлення. ОДКО повинен здійснити зчитування інформації при наступному опитуванні цих пристроїв.

11.16.5 Автономне функціонування годинника і календаря лічильника, а також пристроїв зберігання даних комерційного обліку електроенергії, повинно бути забезпечено протягом не менше 40 днів без зовнішнього живлення.

11.16.6 При зберіганні даних має бути забезпечено наступне:

- л) Повнота даних, що зберігаються - збережені дані повинні містити всю суттєву інформацію, яка необхідна для відновлення попередніх даних.
- м) Захист даних від випадкових та ненавмисних змін - дані, що зберігаються, повинні бути захищеними від випадкових та ненавмисних змін.
- н) Цілісність даних - дані, що зберігаються, повинні бути захищеними від навмисних змін.

о) Достовірність даних - дані, що зберігаються, повинні зберігатися таким чином, щоб забезпечити можливість для визначення їх достовірності стосовно первинних даних, з яких вони утворені.

п) Конфіденційність ключів - ключі цифрового підпису та супроводжуючі їх дані слід розглядати як контрольовані метрологічні дані, зберігатися в таємниці та бути захищеними від компрометації програмними засобами.

р) Перевірка та відображення даних, що зберігаються - програмне забезпечення, яке використовується для тестування збережених даних, повинно бути в змозі відображати або роздруковувати ці дані, контролювати зміни в даних, а також генерувати попередження про зміни. Забороняється використовувати дані, визначені як пошкоджені.

с) Автоматичне збереження даних - дані повинні зберігатися автоматично, як тільки завершиться вимірювання або формування даних.

т) Місткість пристрою для зберігання даних - пристрій для зберігання даних повинен мати достатню місткість, щоб виконувати свої функції.

11.16.7 База даних комерційного обліку ОДКО повинна містити:

а) Класифіковані дані обліку, які відповідають первинним даним обліку та зчитуються безпосередньо з пристроїв зберігання бази первинних даних комерційного обліку, з відповідним маркуванням, в кВт*год в дійсних числах;

б) Приведені дані комерційного обліку, які отримані шляхом приведення первинних даних обліку до комерційної межі, в кВт*год в дійсних числах;

в) Валідовані дані комерційного обліку, які визначаються шляхом розрахунку або підставлення значень відповідних параметрів комерційного обліку і завантажених до бази даних автоматично або вручну, в кВт * год в дійсних або цілих числах;

г) База нормативних і довідкових даних АС ППКО.

11.16.8 Кожен ОДКО повинен забезпечити:

а) повноту та цілісність бази даних комерційного обліку;

б) зберігання всіх отриманих даних з відповідними часовими мітками і кодами якості (достовірності) цих даних впродовж строку позовної давності з часу формування відповідних даних;

в) формування та надійне зберігання повних історій про внесення змін до даних обліку в базі даних.

11.17 Безпека даних

11.17.1 Дані комерційного обліку відносяться до даних з обмеженим доступом. Дані що стосуються комерційного обліку у побутових користувачів електричної енергії відносяться до персональних даних.

11.17.2 ППКО та АКО повинні забезпечити обробку персональних даних в відділених від ЗКО системах, які повинні відповідати вимогам національного законодавства та Регламенту (EU) 2016/679.

11.18 Вирішення нештатних ситуацій (Інцидентів)

11.18.1 Під час здійснення комерційного обліку можуть виникати нештатні ситуації, пов'язані з ВК, засобами вимірювання, результатами вимірювання (пошкодження лічильника або інших ЗВТ, проблеми з переповненням лічильника, непланові заміни лічильника або обладнання ВК, виявлені помилки, які впливають на достовірність вимірюваних значень і т.п.). Для виправлення подібних ситуацій, може знадобитися внесення змін до баз даних комерційного обліку електроенергії, які веде ОДКО (тобто визнання недійсними вимірюваних значень (або груп значень), внесення змін до структурної інформації в базі даних і т.п.)

11.18.2 Вирішення Інциденту може ініціювати будь яка заінтересована сторона. У будь-якому випадку, сторона, яка ініціювала вирішення Інциденту, повідомляє про це відповідним ОДКО, ОЗКО, ОЗД, а також усім іншим заінтересованим сторонам. Сторони можуть запросити додаткову інформацію, яку вони вважають необхідною для розв'язання Інциденту.

11.18.3 У випадку ініціалізації процедури вирішення Інциденту ОДКО повинен:

а) Проінформувати відповідні сторони, що усі дані комерційного обліку з часу останньої дати достовірної реєстрації даних до ініціалізації інциденту буде замінено на розраховані "оціночні";

б) Обчислити і надати обчислене значення даних комерційного обліку електроенергії усім заінтересованим сторонам;

в) Якщо результати вимірювання з лічильника зчитуються дистанційно за допомогою автоматизованої системи, повідомити час і дату останнього зчитування даних, що пройшли валідацію;

г) Якщо покази лічильника зчитуються реєструються на місці вручну або електронним шляхом через локальний порт, часом і датою останнього зчитування достовірних даних вважатиметься дата останнього зчитування показів лічильника, зробленого на місці представниками ОЗД або ОЗКО.

11.18.4 ОДКО інформує ОЗД та ОЗКО про відкриття ініціалізацію розгляду Інциденту для відповідної точки комерційного обліку.

11.18.5 ОЗКО аналізує причини, які викликали Інцидент, і інформує ОДКО про результати аналізу. Подібні дослідження можуть включати проведення передбачених Кодексом перевірок, як зазначено у розділі 12 .

11.18.6 У тих випадках, коли після розслідування Інциденту, в тому числі проведення інспекцій та перевірок, ОЗКО доходить висновку щодо необхідності певного втручання у роботу ВК, у тому числі заміни або перепрограмування лічильників, він інформує про це ОДКО, ОЗД та ВТКО. ОЗКО виконує необхідні втручання, в тому числі подальші нові інспекції чи перевірки, згідно з Розділом 13, протягом наступних двох [2] календарних місяців.

11.18.7 До моменту відновлення ОЗКО нормальної роботи ВК, дані отримані з цього ВК повинні визнаватися ОДКО, як "недійсні", згідно з п. 11.3.5 .

11.18.8 Після виправлення ситуації, яка викликала ініціалізацію вирішення Інциденту, ОЗКО подає ОДКО звіт («Звіт про інцидент»), який повинен містити, щонайменше, наступне:

а) визначення точки комерційного обліку, щодо якої складено Звіт про інцидент;

б) дата і час ініціалізації процедури вирішення Інциденту (або дата і час, коли його було виявлено);

в) короткий опис Інциденту;

г) результат вирішення Інциденту та хронологічний опис заходів, вжитих для вирішення Інциденту.

12 ПЕРЕВІРКА ТА ІНСПЕКЦІЯ ВК

12.1 Загальні положення

12.1.1 Відповідальною за технічний стан ЗВТ та допоміжного обладнання ВК є ВТКО, або ОЗКО (ОСР або інша організація) на підставі відповідного договору.

12.1.2 Відповідальність за збереження і цілісність засобів обліку електричної енергії та пломб (відбитків їх тавр) відповідно до акту про пломбування покладається на власника (користувача) електроустановки або організацію, на території (у приміщенні) якої вони встановлені.

12.1.3 Технічна підтримка життєвого циклу обладнання ВК (технічне обслуговування, ремонт та періодична повірка ЗВТ, а також технічне обслуговування та ремонт допоміжного обладнання, тощо) забезпечуються ВТКО, або стороною, відповідальною за його технічний стан на підставі відповідного договору.

12.1.4 Будь які роботи із налаштування, заміни та/або випробування обладнання ВК повинні бути погоджені з АКО, ОЗКО та іншими Учасниками ринку, які мають законний інтерес у результатах вимірювань на відповідній точці обліку.

12.2 Перевірка роботи автоматизованої системи зчитування результатів вимірювання електричної енергії

12.2.1 Перевірка відповідного функціонування автоматизованої системи зчитування результатів вимірювання електричної енергії повинна проводитися при:

- а) Введенні в експлуатацію ВК з функцією дистанційного зчитування у перший раз;
- б) Зміні призначеного ППКО (ОЗКО або ОЗД);
- в) Після заміни в точці комерційного обліку лічильників електричної енергії або допоміжного обладнання, що використовується для зчитування та передачі даних;
- г) Після перепрограмування лічильників електричної енергії або зміни налаштувань допоміжного обладнання, що використовується для зчитування та передачі даних;
- д) Після будь-яких змін у схемах зв'язку між лічильниками електричної енергії та допоміжним обладнанням, що використовується для зчитування та передачі даних;
- е) Після заміни будь-яких трансформаторів напруги або струму та/або будь-яких відповідних коефіцієнтів трансформації, якщо ці коефіцієнти використовуються у подальшому при обробці даних;
- ж) Після будь-яких змін у загальних каналах зв'язку;
- з) У випадках, коли для усунення аварійної ситуації або вирішення заперечення виникне необхідність у такій перевірці, згідно з обґрунтованим рішенням ОДКО.

12.2.2 Якщо обладнання ВК в точці комерційного обліку було тимчасово знеструмлене, дозволяється відкласти перевірку належного функціонування автоматизованої системи для зчитування результатів вимірювання до відновлення енергопостачання.

12.3 Перевірка ВК на місці

12.3.1 Сторона, відповідальна за ТКО та/або сторона, яка контролює об'єкт, на якому встановлений ВК, повинні надавати безперешкодний регламентований доступ до нього уповноваженим представниками контролюючих органів та заінтересованих сторін протягом робочого часу для проведення технічної перевірки обладнання ВК або локального зчитування показів з лічильників електричної енергії.

12.3.2 Під час кожного відвідування об'єкта представники сторони, що здійснює перевірку, повинні:

- а) надавати документи, видані організацією, де вони працюють, про підтвердження їхніх повноважень;
- б) виконувати перевірку із дотриманням усіх вимог безпеки, відповідно до чинних нормативних документів;
- в) дотримуватися всіх відповідних інструкцій щодо порядку роботи з обладнанням ВК та в електричних установках.

12.3.3 Під час перевірки обладнання ВК, має бути перевірено:

- а) стан живлення обладнання ВК – знеструмлене або під живленням;
- б) відповідність часу внутрішніх годинників інтервальних лічильників електричної енергії точному часу;
- в) журнали подій для інтервальних лічильників;
- г) наявності будь-яких ознак несправності або пошкодження обладнання ВК;
- д) наявності будь-яких ознак несанкціонованого втручання в обладнання ВК (особливо порушення цілісності обладнання, пломб та кінцевих муфт/вузлів з'єднання ЗВТ, тощо);
- е) наявності будь-яких ознак того що лічильники електричної енергії не реєструють перетікання електричної енергії;
- ж) наявності будь-яких ознак несправності резервних джерел живлення обладнання ВК.

12.3.4 Перевірка ЗВТ та допоміжного обладнання ВК здійснюється на місцях їх установки у присутності ВТКО та відповідного ОЗКО.

12.3.5 Після такої перевірки сторона, яка здійснює перевірку, складає акт із зазначенням виявлених недоліків. Цей акт надається за запитом всім заінтересованим сторонам. У разі необхідності здійснюється технічна експертиза всіх відповідних засобів ВК.

12.3.6 Будь-яка заінтересована сторона має право ініціювати позачергову перевірку та/або інспекцію програмування ЗВТ, схем їх підключення та правильної роботи, і така сторона повинна заплатити за такі позапланові перевірки.

12.4 Перевірка точності вимірювань

12.4.1 Під час перевірки точності вимірювання перевіряється відповідність ЗВТ встановленої у ВК вимогам розділу 7.4 .

12.4.2 Навантаження вторинних вимірювальних кіл перевіряються на відповідність вимогам ПУЕ.

12.4.3 Планова перевірка і заміна ЗВТ повинні проводитися відповідно до графіка. Графік узгоджується заінтересованими сторонами, затверджується власником ЗВТ і надсилається заінтересованим сторонам.

Планові перевірки ЗВТ виконуються у такі терміни:

а) для генераторів (групи генераторів) потужністю 50 МВт і вище та рівня напруги 110 кВ і вище - один раз на рік.

б) для генераторів (групи генераторів) потужністю нижче 50 МВт та рівня напруги 35 кВ і нижче - один раз у два роки;

Позапланові перевірки ЗВТ виконуються:

а) одразу після установки, заміни, ремонтних робіт у вторинних вимірювальних колах трансформаторів струму і напруги;

б) при відхиленні величини фактичного небалансу електричної енергії вище припустимого значення

12.4.4 При виявленні відхилень параметрів ЗВТ від норм, вони підлягають заміні. Заміна проводиться відповідним ОЗКО. ОЗКО має право проводити перевірку (заміну) ЗВТ, після якого надає протокол перевірки (заміни) заінтересованим сторонам. ЗВТ перед їх введенням в експлуатацію пломбуються заінтересованими сторонами. На період заміни ЗВТ обсяг перетікання електричної енергії через точку приєднання визначається за допомогою вимірювань в інших пов'язаних точках комерційного обліку або розрахунковим шляхом та вказується у відповідному акті із зазначенням часу початку і закінчення робіт.

12.4.5 Обсяг електроенергії, не облікованої під час перевірки або заміни лічильника, може бути розрахований за допомогою:

а) резервного або дублюючого лічильника;

б) середньої потужності (струму) лічильників, встановлених на платах об'єкті;

в) інших вимірювальних приладів, узгоджених сторонами, які виконують ці роботи.

12.4.6 Навантаження у вторинних вимірювальних колах ВК повинні відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок. Періодичні перевірки навантаження у вторинних електричних колах трансформаторів струму і напруги, падіння напруги у вторинних колах трансформаторів напруги необхідно проводити принаймні один раз у три роки.

12.4.7 Перевірка ЗВТ, схем вимірювання, вторинних кіл вимірювальних трансформаторів напруги та струму проводиться на електростанціях та підстанціях за графіком, затвердженим їх власниками. Рекомендується виконувати такі перевірки:

а) для генераторів (групи генераторів) потужністю 50 МВт і вище та рівня напруги 110 кВ і вище - один раз на рік.

б) для генераторів (групи генераторів) потужністю нижче 50 МВт та рівня напруги 35 кВ і нижче - один раз у два роки;

в) одразу після установки, ремонтних робіт у вторинних вимірювальних колах трансформаторів струму і напруги;

г) при відхиленні величини фактичного небалансу електричної енергії вище припустимого значення, визначеного згідно з порядком, наведеним в Додатку М-5.

12.4.8 Після виявлення недообліку (переобліку) потоків електроенергії між сторонами, які спричинені порушенням роботи ВК, в тому числі при виявленні чинників, що призводять до зростання систематичних похибок вимірювань (перевантаження і недовантаження

вторинних ланцюгів ТС і ТН, втрати напруги у вторинних ланцюгах ТН, нерівномірний розподіл навантаження по фазах, малі значення коефіцієнта потужності вторинного навантаження $\cos \varphi$ (менше 0,5) і т.п.), рекомендується провести розрахунок обсягу потоків згідно з Додатком М-6.

12.4.9 Перевірку кіл навантаження трансформаторів струму і напруги, втрати напруги у вторинних ланцюгах трансформаторів напруги слід проводити принаймні один раз у три роки.

12.5 Виявлення фактів втручання у роботу ВК та/або інших ознак розкрадання електричної енергії

12.5.1 У разі виявлення факту втручання у роботу обладнання ВК та/або інших ознак розкрадання електроенергії відповідна сторона, яка це виявила, має негайно повідомити про це ВТКО, а ВТКО відповідних ОЗКО, ОЗД та ОДКО.

12.5.2 У разі встановлення факту втручання у роботу обладнання ВК ОДКО повинен:

- а) повідомити всі заінтересовані сторони про те, що всі результати вимірювання, отримані з відповідного ВК з дати зчитування останніх достовірних даних, будуть замінені;
- б) розрахувати і надати всім заінтересованим сторонам замінені дані комерційного обліку за відповідний період.

12.5.3 У разі дистанційного зчитування результатів вимірювання, датою зчитування останніх достовірних даних повинна вважатися дата останнього успішного зв'язку або дата підтвердженого зчитування даних з лічильника за умови успішного проходження цими даними перевірки та валідації.

12.5.4 У разі локального (на місці) зчитування результатів вимірювання з лічильника, вручну або за допомогою електронних засобів, датою останнього фактичного зчитування даних вважається дата останнього зчитування даних за умови успішного проходження цими даними перевірки та валідації.

12.5.5 ОДКО розраховує дані для заміни (для всіх днів після зчитування останніх достовірних даних до моменту відновлення роботи ВК).

12.5.6 ОЗКО несе відповідальність за збереження всіх доказів і матеріалів щодо виявленого факту втручання у роботу обладнання ВК та/або інших ознак розкрадання електроенергії, які пізніше може вимагати суд.

12.6 Процедури перевірки точок відбору

12.6.1 ОСР не рідше одного разу на шість місяців має здійснювати контрольний огляд засобу обліку.

Технічна перевірка здійснюється ОСР не рідше одного разу на три роки.

Роботи з контрольного огляду засобу обліку та технічної перевірки розрахункових засобів обліку електричної енергії проводяться у присутності уповноважених представників споживача та представників електропостачальника та оформляються актом про проведені роботи із зазначенням в акті прізвища уповноваженого представника ОСР, який проводив роботи, та номерів його службового посвідчення, підстави проведення технічної перевірки або контрольного огляду засобу обліку та детального опису результатів обстеження.

12.6.2 Якщо протягом 2 послідовних розрахункових періодів спостерігається зменшення середнього завантаження вимірювальних трансформаторів струму до рівня, меншого ніж передбачений проектною документацією, вимогами ПУЕ та/або технічними характеристиками заводу-виробника щодо завантаження трансформаторів струму, то протягом наступного розрахункового періоду електропостачальник, ОСР або споживач має право звернутися до ВТКО щодо приведення обліку у відповідність до вимог ПУЕ або технічних характеристик заводу-виробника засобів обліку, за винятком випадків обліку електричної енергії, використаної споживачами з нерівномірним споживанням електричної енергії протягом року (зменшення відповідно до технологічного циклу роботи споживаної потужності у 5 та більше разів протягом строку, який є не меншим одного розрахункового періоду).

12.6.3 У разі звернення до власника засобів обліку споживача або ОСР, або електропостачальника щодо невідповідності обліку вимогам ПУЕ або технічним характеристикам заводу-виробника засобів обліку сторонами складається акт про невідповідність метрологічних характеристик, у якому, в тому числі, зазначається термін приведення засобів обліку їх власником за його рахунок у відповідність до вимог ПУЕ або технічних характеристик заводу-виробника засобів обліку. У такому разі сторонами переглядається величина дозволеної потужності.

12.6.4 Термін приведення обліку у відповідність до вимог ПУЕ або до технічних характеристик заводу-виробника засобів обліку має не перевищувати 1 місяць (для обліку в мережах 0,4 кВ) та 3 місяці (для обліку в мережах 6 кВ та вище) з дня складення акта.

12.6.5 У разі відмови представника власника засобу обліку від підпису в акті робиться відповідний запис. У цьому випадку акт вважається дійсним, якщо він підписаний не менш ніж трьома уповноваженими представниками сторони, що складає акт.

12.6.6 Для розрахункового обліку електричної енергії мають використовуватися засоби вимірювальної техніки, які пройшли перевірку і відповідають вимогам Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність", цього Кодексу та іншим нормативно-правовим актам, що містять вимоги до таких засобів вимірювальної техніки.

12.6.7 Споживач або електропостачальник має право звернутись до територіальних органів центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері технічного регулювання або акредитованих метрологічних служб з метою позачергової перевірки засобів обліку, а також до ОСР або ОЗКО для позачергової технічної перевірки та/або перевірки програмування засобів обліку, схем їх підключення, правильності роботи, ремонту, заміни або експертизи.

Перевірка програмування виконується за обґрунтованим письмовим зверненням заінтересованої сторони, в якому зазначається вичерпний перелік параметрів, які необхідно перевірити.

Вартість позачергової перевірки засобів обліку оплачується стороною, за ініціативою якої здійснюється позачергова перевірка засобів обліку.

У разі проведення позачергової технічної перевірки, перевірки програмування перевірки правильності роботи, ремонту, заміни або експертизи засобу обліку вартість робіт оплачується:

1) Учасником господарювання, за ініціативою якого проводилась позачергова технічна перевірка, перевірка програмування, перевірка схем підключення засобу обліку та/або правильності його роботи, ремонт, заміна або експертиза, - у разі, якщо порушень у роботі розрахункових засобів обліку та схем їх підключення за результатами перевірки не виявлено;

2) власником засобу обліку чи Учасником господарської діяльності, який відповідає за технічний стан та/або збереження засобу обліку, - у разі, якщо виявлено порушення схеми розрахункового обліку електричної енергії, пошкодження або викрадення розрахункових засобів обліку електричної енергії з вини власника засобу обліку чи суб'єкта господарської діяльності, який відповідає за технічний стан та/або збереження засобу обліку;

3) ОСР - у разі, якщо виявлено порушення схеми розрахункового обліку електричної енергії, пошкодження розрахункових засобів обліку електричної енергії або їх невідповідності нормативно-технічній документації з вини ОСР.

12.6.8 Виконання робіт з перевірки програмування до початку експлуатації та під час експлуатації електронного багатофункціонального засобу обліку оформлюється відповідним актом за підписом сторін, у якому вказуються:

- а) причина перевірки;
- б) найменування суб'єкта господарської діяльності та ідентифікаційний код за Єдиним державним реєстром підприємств та організацій України, фахівці якого виконують роботи з програмування;
- в) прізвище та ініціали фахівця, який виконував роботу;
- г) назва органу державного метрологічного нагляду, який взяв на облік відповідного суб'єкта господарської діяльності;
- д) дата перевірки;

е) результати перевірки.

12.6.9 Експертиза засобу обліку в частині дослідження його відповідності нормованим метрологічним характеристикам та умовам експлуатації здійснюється у присутності уповноважених представників власника засобу обліку або організації, яка відповідає за його збереження, електропостачальника, ОСР, представника територіального органу, уповноваженого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері технічного регулювання, на проведення державних приймальних і контрольних випробувань і перевірки засобів вимірювальної техніки та на проведення атестації методик виконання вимірювань, що використовуються у сфері та/або поза сферою поширення державного метрологічного нагляду.

Експертиза засобу обліку в частині дослідження матеріалів, речовин, з яких виготовлені засіб обліку та/або пломби, здійснюється спеціалізованими організаціями, які мають право на виконання таких робіт.

Числові та описові дані, отримані під час експертизи, висновки зазначаються у відповідному документі.

13 ВИРІШЕННЯ СУПЕРЕЧОК

13.1 Початкове вирішення суперечок

13.1.1 Будь-яка суперечка між двома або більше сторонами, яка виникає у зв'язку з виконанням цього Кодексу, повинна бути розглянута керівництвом сторін у відповідь на письмову вимогу будь-якої зі сторін.

13.1.2 Керівництво сторін повинно докладати розумних зусиль для вирішення суперечок своєчасно і в повному обсязі. Для вирішення суперечок сторони можуть залучати незалежних експертів на договірних засадах.

13.1.3 Експерт не повинен мати конфлікту інтересів із сторонами суперечки і не може виступати в якості арбітра або посередника.

13.2 Вирішення суперечок АКО

13.2.1 У разі якщо сторони не дійшли згоди у вирішенні суперечки, будь-яка зі сторін суперечки може передати справу для вирішення до АКО;

13.2.2 Звернення розглядаються і вирішуються АКО у термін не більше одного місяця від дня їх надходження, а ті, які не потребують додаткового вивчення, - невідкладно, але не пізніше п'ятнадцяти днів від дня їх отримання. Якщо в місячний термін вирішити порушені у зверненні питання неможливо, АКО встановлюють необхідний термін для його розгляду, про що повідомляється стороні, яка подала звернення. При цьому загальний термін вирішення питань, порушених у зверненні, не може перевищувати сорока п'яти днів. На обгрунтовану письмову вимогу сторони термін розгляду може бути скорочено від встановленого цією статтею терміну.

13.3 Подання заперечення АКО

13.3.1 Учасники ринку мають право звернутися до АКО із запереченням щодо значень остаточних даних комерційного обліку та вимогою щодо перегляду або виправлення будь-якого визначеного та валідованого значення даних комерційного обліку. У запереченні може також міститись вимога провести повторні обчислення цих значень і, за умови виявлення помилок, проведення заміни відповідних даних комерційного обліку.

13.3.2 Заперечення щодо даних комерційного обліку може бути трьох типів:

- а) Тип 1: заперечення щодо результатів вимірювання у точці вимірювання;
- б) Тип 2: заперечення щодо основних даних (Master Data), остаточних даних та/або процедур що використовувалися при розрахунку остаточних даних комерційного обліку для ТКО;
- в) Тип 3: заперечення щодо основних даних (Master Data), агрегованих даних та/або процедур що використовувалися при агрегації даних комерційного обліку.

13.3.3 Заперечення 1 або 2 типу будуть направлятись ОДКО.

13.3.4 ОДКО після отримання відповідного заперечення, повідомляє про його отримання інших заінтересованих Учасників ринку (заінтересовані сторони), ОЗД та ОЗКО. ОДКО відповідає за обробку і вирішення поданих заперечень, вимагаючи, у разі необхідності, відповідних дій з боку ОЗД та ОЗКО.

13.3.5 Заперечення 3 типу будуть направлятись АДКО. АДКО повідомляє про отримане заперечення АКО, інших заінтересованих Учасників ринку (заінтересовані сторони) і, у разі необхідності, ОЗКО та ОДКО. АДКО відповідає за обробку і вирішення наданих заперечень, вимагаючи, у разі необхідності, допомоги з боку ОЗКО та ОДКО.

13.3.6 Зрештою ОДКО також може висловити незгоду зі значеннями, отриманими від ОЗД, виконуючи перевірки достовірності, зазначені у підрозділі 11.3 . Цей вид заперечень (самозаперечення) аналізується та вирішується з використанням тих самих процедур, як і у разі будь-якого іншого Заперечення.

13.3.7 Заперечення можуть подаватись з моменту, коли ОДКО повідомляє Учасникам ринку валідовані дані, відповідно до пункту 11.14 протягом двадцяти (20) календарних днів після того, як Адміністратор розрахунків завершив попередні розрахунки і повідомив їх Учасникам ринку.

13.4 Вирішення заперечень 1 та 2 типу

13.4.1 ОДКО повинен вирішити заперечення 1 або 2 типу протягом наступних [10] робочих днів після отримання заперечення.

13.4.2 У процесі вирішення заперечення ОДКО може попросити про допомогу ОЗД, ОЗКО і, зрештою, Сторону, відповідальну за комерційний облік, у разі необхідності.

13.4.3 У результаті проведеного аналізу і перевірок ОДКО має вирішити наступне:

- а) що значення даних комерційного обліку є правильним, і що воно не буде змінене; або
- б) що значення даних комерційного обліку повинно бути змінене.

13.4.4 У випадках, коли в результаті перевірок та аналізу ОДКО зробить висновок про те, що необхідно провести перевірку ВК в точці комерційного обліку, про це буде повідомлено Учасника ринку, який подав Заперечення, та ОЗКО, із зазначенням попередніх термінів проведення такої перевірки. У цих випадках період, необхідний для вирішення Заперечення може бути продовжено.

13.4.5 Перевірка ВК повинна проводитись ОЗКО відповідно до процедур, встановлених у розділі 12 . У тих випадках, коли після виконання перевірки ОЗКО робить висновок про те, що необхідно здійснити деякі заходи у ВК, в тому числі можливу заміну або позачергову повірку ЗВТ, ОЗКО повинен повідомити про таку ситуацію ОЗД та ОДКО. ОЗКО здійснює необхідні заходи з приведення ВК в належний стан, в тому числі можливі нові перевірки, відповідно до Розділу 12 , протягом наступних двох [2] календарних місяців, та інформує про результати відповідного ОДКО. ОДКО повідомляє результати вирішення заперечення Учасника ринку, який подав це заперечення, та ОЗД протягом [2] календарних днів після отримання результатів від ОЗКО.

13.4.6 У випадках коли результати розгляду заперечення свідчать про те, що в валідовані дані змінити, ОДКО повинен також передати нові скориговані значення АДКО та АКО.

13.5 Вирішення заперечень 3 типу

13.5.1 АДКО повинен вирішити заперечення 3-го типу протягом наступних [10] робочих днів після отримання цього Заперечення.

13.5.2 У процесі вирішення Заперечення, АДКО повинен підтримувати зв'язок з АКО, і, якщо він вважатиме за потрібне, може попросити про допомогу ОДКО, ОЗКО і зрештою ВТКО, у разі необхідності.

13.5.3 У результаті проведеного аналізу і перевірок, АДКО повинен вирішити, що:

- а) агреговані значення даних є правильними, і не повинні бути змінені; або
- б) Заперечення обґрунтовано і агреговані значення даних повинні бути змінені.

13.5.4 В обох випадках АДКО повинен надати Учасника ринку, який подав це Заперечення, чіткі роз'яснення щодо причин прийняття або відхилення цього Заперечення.

13.5.5 АКО повинен провести нову агрегацію даних для всіх Учасників ринку у тих випадках, коли вирішення Заперечення передбачає зміну результатів, повідомлених раніше.

13.1 Вирішення суперечок Регулятором

13.1.1 Якщо сторону суперечки не влаштовує прийняте АКО рішення, вона має право звернутися з цього питання до Регулятора. Всі інші сторони повинні прийняти той факт, що спір буде вирішуватися по суті Регулятором. У протилежному випадку сторони повинні повідомити Регулятора про своє бажання розглядати спір у судовому порядку.

13.1.2 Регулятор повинен прийняти рішення про порядок розгляду суперечки і повідомити про це всі заінтересовані сторони.

13.1.3 Сторони повинні надати всю необхідну інформацію, яка може знадобитися Регулятору для вирішення суперечки.

13.1.4 Сторони мають право оскаржити рішення Регулятора у судовому порядку.

14 ФІНАНСОВІ ПИТАННЯ

14.1 Плата за надання послуг комерційного обліку

14.1.1 Відповідальна сторона (або уповноважена нею сторона) бере на себе всі витрати і оплачує послуги ППКО щодо забезпечення комерційного обліку в точках комерційного обліку, за які вона несе відповідальність, за свій власний рахунок.

14.1.2 ППКО отримують плату за надані послуги відповідно до укладених договорів з отримувачами цих послуг.

14.1.3 Витрати Адміністратора комерційного обліку, спрямовані на забезпечення виконання його функцій, повинні бути передбачені у кошторисі Адміністратора комерційного обліку на рівні, визначеному Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

14.1.4 Вартість послуг комерційного обліку електричної енергії, які надають ОСР на ринку електричної енергії, визначається відповідно до методики, затвердженої Регулятором.

14.1.5 Оплата послуг комерційного обліку, які надає ОСР, здійснюється отримувачами цих послуг – користувачами електричної мережі. У випадку призупинення дії договору з ОСР на надання послуг комерційного обліку у зв'язку з укладенням користувачами послуг договорів з ППКО на конкурентному ринку послуг комерційного обліку, оплата за договором з ОСР призупиняється.

14.1.6 Витрати ОСП/ОСР, пов'язані зі забезпечення комерційного обліку електричної енергії на межі з суміжними ОСР на електроустановках для яких вони є ВТКО, повинні бути передбачені Регулятором у відповідних тарифах на передачу та розподіл електроенергії.

14.2 Плата за доступ до даних комерційного обліку електроенергії

14.2.1 В рамках регламентованого функціонування ринку електроенергії обмін даними комерційного обліку між заінтересованими сторонами здійснюється на безоплатній основі відповідно до укладеного з АКО договору про інформаційних обмін даними на ринку електричної енергії.

14.2.2 Поза сферою дії регламентів ринку надання даних комерційного обліку електроенергії, а також надання права на доступ до даних комерційного обліку повинно здійснюватися на платній договірній основі з урахуванням вимог законодавства України що надання та захисту інформації.

15 ПЕРЕХІДНІ ПОЛОЖЕННЯ

15.1 Приведення ВК у відповідність до вимог Кодексу

15.1.1 Термін приведення стану ЗВТ та допоміжного обладнання у ВК електричної енергії у відповідність до вимог цього Кодексу не повинен перевищувати 3-ох років (для комерційного обліку у мережах 0,4 кВ) та 1 року (для комерційного обліку у мережах 6 кВ та більше) від дати вступу у силу цього Кодексу.

15.1.2 Якщо ТС або ТН не відповідають вимогам цього Кодексу та інших нормативних документів, але відповідають вимогам, які діяли на день їх першого введення в експлуатацію, їхню експлуатацію можна продовжити до того моменту, коли відповідний ТС або ТН буде замінено на новий трансформатор, який відповідає вимогам цього Кодексу, протягом наступного періоду:

15.1.3 Термін приведення стану ЗВТ та допоміжного обладнання у ВК електричної енергії у відповідність до вимог цього Кодексу:

а) для ЗВТ в якого не скінчився термін експлуатації – до закінчення терміну експлуатації при умови їх відповідності вимогам, які діяли на день їх першого введення в експлуатацію.

б) для ЗВТ в якого скінчився термін експлуатації – при плановій заміні згідно програми модернізації ВК електроенергії.

в) для ЗВТ 1 та 2 типу вимірювання які були закуплені, але не введені в експлуатацію до введення Кодексу або впродовж року після введення Кодексу - до закінчення терміну експлуатації при умови їх відповідності вимогам, які діяли до введення Кодексу.

15.1.4 Програму модернізації ВК електроенергії розробляє кожна ВТКО в межах власної відповідальності. Програма повинна бути розроблена та узгоджена не пізніше ніж через 6 місяців після затвердження Кодексу.

Таблиця 5.5

Тип ТКО	Термін заміни ТС та ТН (від дати затвердження цього Кодексу)
6 – 7	до кінця терміну служби
до 5 включно	не більше п'яти років

15.1.5 Дозволяється використовувати протягом поточного і наступного міжпіврічного періоду, але не довше ніж протягом п'яти років після набрання чинності цим Кодексом, за винятком випадків, передбачених цим Кодексом, лічильники електричної енергії та допоміжне обладнання:

а) які встановлені та експлуатуються у ВК на дату набрання чинності цим Кодексом, але не відповідають його вимогам;

б) встановлення яких передбачено у проектній документації, що затверджена до набрання чинності цього Кодексу, але за умови їх закупки та/або монтажу до набрання чинності цього Кодексу, що має бути підтверджено відповідними документами.

15.1.6 Для поступового приведення стану комерційного обліку у відповідність із цим Кодексом та іншими нормативно-правовими актами, кожна ВТКО повинна розробити програму модернізації ВК в межах власної відповідальності;

15.1.7 ВТКО, яка є Учасником ринку електроенергії, повинна узгодити програму модернізації ВК з головним оператором АКО.

15.1.8 ВТКО, яка не є Учасником ринку електроенергії, повинна узгодити програму модернізації ВК із суміжною ОСП/ОСР

15.1.9 ВТКО, яка не в змозі забезпечити модернізацію ВК, не повинна створювати перепони іншим заінтересованим Учасникам ринку електричної енергії щодо виконання модернізації засобів комерційного обліку, при умові забезпечення ними встановленого нормативними документами порядку виконання зазначених робіт.

15.1.10 Якщо протягом двох місяців поспіль спостерігається зниження середнього навантаження вимірювальних трансформаторів струму до рівня нижче передбаченого проектною документацією, ПУЕ та/або специфікаціями виробника трансформаторів струму

щодо їхнього навантаження, тоді протягом наступного місяця заінтересовані сторони мають право звернутися до ВТКО із вимогою щодо приведення обліку у відповідність до вимог цього Кодексу або специфікацій виробника ЗВТ, за винятком випадків, коли проводиться вимірювання електричної енергії, яка нерівномірно використовується споживачами електроенергії протягом року (зниження відповідно до технологічного циклу споживання потужності у 5 або більше разів протягом терміну не менше одного місяця).

15.1.11 У разі, якщо до власника ЗВТ звернулася заінтересована сторона стосовно невідповідності стану ЗВТ та допоміжного обладнання ВК вимогам цього Кодексу, інших нормативних документів, або специфікаціям виробника обладнання, сторони складають акт про невідповідність цього обладнання із зазначенням терміну приведення його стану у відповідність до вимог цього Кодексу, інших нормативних документів, або специфікацій виробника, власником цього обладнання за його власний рахунок.

15.1.12 ППКО та ОСП/ОСР на території своєї ліцензійної діяльності повинні вести облік всіх точок комерційного обліку, де встановлене обладнання ВК не відповідає вимогам цього Кодексу.

15.1.13 До 1 лютого кожного року ОСП/ОСР повинні надавати АКО детальну інформацію про стан комерційного обліку в точках ринку. На запит АКО ОСП/ОСР повинні надавати копії узгоджених програм модернізації ВК або пояснення щодо відсутності такої програми у Учасників ринку електроенергії.

15.1.14 АКО повинен вести загальний облік стану ЗВТ та допоміжного обладнання ВК встановлених в точках комерційного обліку ринку (для всіх Учасників ринку електроенергії), які не відповідають вимогам цього Кодексу.

15.1.15 За необхідності, АКО та ОСП/ОСР надають інформацію Регулятору про тих Учасників ринку електроенергії, які відмовилися видати програму модернізації ВК або не виконали її.

15.2 Початкове наповнення основних даних Datahub

15.2.1 ОСП до запуску ринку зобов'язані забезпечити надання в Datahub:

а) Моделі областей комерційного обліку з граничними ТКО по мережах передачі з розбивкою по областям комерційного обліку по енергосистемах та адміністративних областях;

б) Історичні дані по кожній з наведених вище ТКО – не менше 2 попередніх років

в) Історичні дані втрат в наведених вище областях комерційного обліку – не менше 2 попередніх років

15.2.2 До моменту запуску ринку ППКО та ОСР зобов'язані присвоїти EIC-коди для ТКО всіх юридичних осіб та всіх побутових споживачів.

15.2.3 ОСР до запуску ринку зобов'язані забезпечити надання в Datahub:

а) Моделі областей комерційного обліку з ТКО типу межа мереж по мережах розподілу на території ліцензованої діяльності;

б) ТКО типу одиниць балансування та одиниць відпуску всіх ступенів потужності;

в) ТКО типу одиниць відбору 4-7 ступеню потужності (юридичні особи);

г) ТКО типу одиниць відбору 1-3 ступеню потужності з дистанційним зчитуванням (юридичні особи та побутові споживачі);

д) ТКО юридичних осіб – типу одиниць відбору 1-3 ступеню потужності з інтегральним обліком без дистанційного зчитування – як групи віртуальних точок, з розбивкою за різними типами споживання з типовими профілями споживання (місячний, тижневий, добовий)

е) ТКО побутових споживачів з інтервальним багатозонним обліком;

ж) ТКО побутових споживачів з інтегральним обліком – як групи віртуальних точок, розбитими за різними типами споживання з типовими профілями споживання (місячний, тижневий, добовий)

з) Історичні дані по кожній з наведених вище ТКО – не менше 2 попередніх років

и) Історичні дані втрат в наведених вище областях комерційного обліку – не менше 2 попередніх років

15.2.4 ОСР зобов'язані в термін 12 місяців з моменту запуску Datahub АКО забезпечити надання в Datahub деталізованих даних по всіх ТКО що входять у зазначені вище віртуальні точки.

15.2.5 У разі початку процедури переходу ТКО, що входить до складу віртуальної точки, від одного Постачальника до іншого ППКО зобов'язаний зареєструвати таку точку як повноцінну, та надати до закінчення процедури переходу пов'язаних деталізованих технічних даних.

15.2.6 ОСР зобов'язані в термін 12 місяців з моменту запуску Datahub АКО забезпечити надання в Datahub деталізованих історичних даних споживання по всіх ТКО що входять у зазначені вище віртуальні точки.

15.3 Перше призначення ППКО

15.3.1 ОСР на території своєї ліцензованої діяльності повинні забезпечити виконання функцій ППКО .

15.3.2 Протягом [12] календарних місяців з дати вступу в силу цього Кодексу ОСР має:

а) забезпечити формування кодів ІЕС та реєстрацію всіх ТКО на території своєї ліцензійної діяльності;

б) укласти договори із Учасниками ринку електричної енергії щодо надання послуг комерційного обліку (не менше ніж у обсязі функцій ОЗД та ОДКО), як це вимагається цим Кодексом;

15.3.3 На дату запровадження нового ринку вступу в силу цього Кодексу, ОСП та ОСР повинні забезпечити комерційний облік електричної енергії для всіх точок комерційного обліку ринку електричної енергії, для яких вони є ВТКО відповідно до вимог цього Кодексу.