



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

ПОСТАНОВА

14.03.2018 № 311

**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

КОДЕКС комерційного обліку електричної енергії

І. Загальні положення

1.1. Цей Кодекс визначає принципи організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії України, процеси та процедури для забезпечення формування даних щодо обсягу виробленої, переданої, розподіленої, спожитої, імпортованої та експортованої електричної енергії з метою використання таких даних на ринку електричної енергії, 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 електричної енергії.

1.2. Дія цього Кодексу поширюються на всіх учасників ринку електричної енергії та постачальників послуг комерційного обліку, що ними залучаються.

1.3. Для виконання зобов'язань, визначених цим Кодексом, учасникам ринку дозволяється наймати треті сторони (постачальників послуг комерційного обліку), що мають відповідну кваліфікацію та, у передбачених цим Кодексом випадках, відповідну реєстрацію у адміністратора комерційного обліку.

1.4. У цьому Кодексі терміни вживаються в таких значеннях:

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 (АС ППКО) - автоматизована система, до складу якої можуть входити декілька систем та програмних продуктів, яка забезпечує автоматизацію одного або кількох процесів вимірювання та/або комерційного обліку;

3) автоматичний збір результатів вимірювання лічильника - технологія автоматичного формування первинних даних комерційного обліку (зчитування результатів та передача з інтервальних лічильників електричної енергії);

4) агрегатор даних комерційного обліку - функція (роль), яку виконує адміністратор комерційного обліку 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 (АЗКО) - функція (роль), яку виконує ППКО у процесі адміністрування детальної бази даних у Датахаб з інформацією про засоби комерційного обліку в точках комерційного обліку;

7) автоматизована система збору даних та керування лічильниками (АСЗД) - автоматизована система, яка складається з підсистеми збору та підсистеми управління та реконфігурації лічильників електричної енергії відповідно до ДСТУ ІЕС 61968-9;

8) 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 та є адміністратором цього Кодексу;

9) адміністратор точок комерційного обліку (АТКО) - функція (роль), яку виконує ППКО у процесі адміністрування точок комерційного обліку на ринку електричної енергії;

10) адміністрування точок комерційного обліку - процес реєстрації, внесення змін та видалення в базах даних Датахаб ТКО, пов'язаних ЗКО, областей комерційного обліку та сторін;

11) багатотарифний лічильник - лічильник електричної енергії, який реєструє значення вимірювання електричної енергії протягом відповідних інтервалів часу дії диференційованого

за часом тарифу;

12) валідація даних комерційного обліку (валідація даних) - процедура підтвердження ППКО придатності даних комерційного обліку для подальшої їх обробки АКО в Датахаб;

13) валідовані дані комерційного обліку (валідовані дані) - набір даних комерційного обліку за встановлений період для точки комерційного обліку після їх валідації (перевірки, оцінки, заміни тощо), що буде використовуватись для подальшої їх обробки АКО в Датахаб;

14) вузол обліку електричної енергії (вузол обліку, ВОЕ) - 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 ВОЕ складається з лічильника електричної енергії, трансформатора струму, трансформатора напруги, засобів захисту (автоматичні вимикачі або запобіжники), вторинних кіл струму і напруги та інших допоміжних засобів (тестового блока, перетворювачів імпульсів, блоків живлення тощо); характеристики складових ВОЕ мають бути достатніми для вимірювання електричної енергії з заданою періодичністю та похибкою;

15) візуальне зчитування результатів вимірювання лічильника - локальне зчитування результатів вимірювання лічильника (первинних даних комерційного обліку), яке здійснюється шляхом візуального зчитування показів через інтерфейс користувача лічильника;

16) встановлення часу годинника - регулювання годинника по різниці в часі, яка більше певної межі;

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 - останній день, протягом якого ППКО має право надіслати або виправити надіслані раніше дані, які будуть використовуватися на ринку електричної енергії для цілей остаточних розрахунків;

19) день попереднього розрахунку - останній день, протягом якого ППКО 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) 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;

22) заінтересована сторона - будь-яка фізична або юридична особа, яка має право на дані комерційного обліку електричної енергії, що отримані з конкретної точки комерційного обліку;

23) засоби вимірювальної техніки (ЗВТ) - засоби вимірювань, вимірювальні системи та будь-які частини засобів вимірювань або вимірювальних систем, якщо ці частини можуть бути об'єктом спеціальних вимог та окремого оцінювання відповідності;

24) засоби комерційного обліку електричної енергії (ЗКО, засоби 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;

25) ідентифікаційний код - код у встановленому форматі, який використовується для цілей ідентифікації суб'єкта чи об'єкта;

26) неінтервальний лічильник (інтегральний лічильник) - лічильник електричної енергії, який вимірює обсяг електричної енергії, формує та відображає результат вимірювання накопичувальним підсумком від початку вимірювання;

27) інтервал вимірювання - інтервал часу, протягом якого здійснюється диференційоване за часом (інтервальне) вимірювання електричної енергії. Кожному інтервалу вимірювання відповідає одне значення вимірюваної величини;

28) інтервал часового ряду (ІЧР) - встановлений крок часу для часової послідовності, що містить результати інтервального вимірювання або диференційовані за часом дані комерційного обліку електричної енергії;

29) інтервальний лічильник - лічильник електричної енергії, який вимірює обсяг електричної енергії, формує та відображає результат вимірювання диференційовано за періодами часу;

30) інтерфейс користувача лічильника - людино-машинний комунікаційний інтерфейс, що є частиною лічильника, який дозволяє передавати інформацію між лічильником та людиною-користувачем;

31) 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);

32) 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;

33) комерційна межа розподілу (комерційна межа) - точка або сукупність точок розмежування елементів електричної мережі, де відбувається зміна власника електричної енергії на ринку електричної енергії. Комерційна межа вказується в договорі та, як правило, співпадає з межею балансової належності;

34) 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;

35) комунікаційний інтерфейс - електронний, оптичний, радіо чи інший технічний інтерфейс, що дозволяє передавати інформацію між лічильниками/ВОЕ та зовнішніми пристроями/системами/користувачами;

36) контрольний огляд засобів комерційного обліку - виконання комплексу робіт з метою візуального обстеження цілісності засобу обліку (корпусу, скла, кріплення тощо), цілісності встановлених згідно з актом про пломбування пломб та наявності відбитків їх тавр, зняття показів засобів обліку, а також з метою виявлення без використання спеціальних технічних засобів та/або часткового демонтажу будівельних конструкцій або оздоблювальних матеріалів самовільних підключень;

37) лічильник електричної енергії (лічильник) - засіб вимірювальної техніки, який реалізує процедуру вимірювання та реєстрації кількості електричної енергії та, опціонально, величини електричної потужності, параметрів якості електричної енергії та безперервності її розподілу, інших фізичних параметрів електричної енергії в точці вимірювання;

38) локальне зчитування результатів вимірювання лічильника - отримання результатів вимірювання лічильника (первинних даних комерційного обліку) безпосередньо на місці його встановлення;

39) 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;

40) 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, що забезпечені лічильниками, які здійснюють вимірювання

перетоків електричної енергії, що втікає та витікає з цієї області, як із цілісного об'єкта. Розміри та конфігурації областей комерційного обліку визначаються згідно з методикою, що розробляється АКО;

41) оператор даних комерційного обліку (ОДКО) - функція (роль), яку виконує ППКО у процесі надання послуг (виконання робіт) із формування та керування даними, зокрема, їх обробки, перевірки, валідації, зберігання, архівування та передачі до АКО валідованих даних комерційного обліку;

42) оператор електричної мережі (ОМ, оператор мережі) - оператор системи передачі, оператор системи розподілу або основний споживач (оператор малої системи розподілу), що надає доступ до електричної мережі через точку комерційного обліку з метою споживання, генерації або обміну електричною енергією;

43) оператор засобів комерційного обліку (ОЗКО, оператор лічильника) - функція (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;

44) оператор зчитування даних з лічильників (ОЗД) - функція (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;

45) основні дані Датахаб - нормативно-довідкова інформація (далі - НДІ), що зберігається в базах даних Датахаб, 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;

46) параметризація лічильника - налаштування параметрів лічильника у встановлений виробником спосіб;

47) первинна база даних (ПБД) - база даних з результатами вимірювання та даними про стан, що розміщена у вбудованому пристрої пам'яті лічильника (при наявності такого пристрою);

48) первинні дані комерційного обліку - набір даних комерційного обліку за встановлений період для точки комерційного обліку, отриманий у результаті зчитування результатів вимірювання лічильника, та їх маркування згідно з визначеними цим Кодексом класифікаторами;

49) перевірка даних - процедура перевірки повноти, точності та достовірності результатів вимірювання та даних комерційного обліку;

50) період часового ряду даних комерційного обліку електричної енергії (період часового ряду) - тривалість часу, до якого відноситься весь набір даних часового ряду;

51) покази лічильника - значення вимірюваної величини, отримані за допомогою лічильника та подані візуальним або кодовим сигналом вимірювальної інформації;

52) послуги комерційного обліку електричної енергії (послуги комерційного обліку) - послуги із забезпечення комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, які визначені Законом України "Про ринок електричної енергії";

53) 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" та цього Кодексу;

54) 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;

55) профілювання - процес, який направлений на трансформування результату інтегрального вимірювання або групи результатів інтегральних вимірювань з використанням типових графіків (профілів) в окремі диференційовані за часом значення, які встановлюються для кожного інтервалу часового ряду;

56) порушення схеми підключення засобів комерційного обліку - знеструмлення однієї або декількох фаз у колах живлення, зміна полярності підключення трансформаторів струму, шунтування струмових кіл, самовільна заміна вимірювальних трансформаторів або зміна їх технічних характеристик, знеструмлення трансформатора напруги, використання "штучного нуля" у схемах засобів комерційного обліку тощо;

57) реєстр автоматизованих систем постачальників послуг комерційного обліку електричної енергії (реєстр АС ППКО) - база даних з інформацією про АС ППКО;

58) реєстр точок комерційного обліку (реєстр ТКО) - база даних основних даних Датахаб з інформацією про ТКО, пов'язані з ними ВОЕ та ЗВТ, області комерційного обліку, ППКО, споживачів та учасників ринку електричної енергії;

59) розрахунковий період - часовий інтервал, для якого адміністратор розрахунків здійснює розрахунки за кожним учасником ринку згідно з Правилами ринку та Правилами роздрібного ринку;

60) роль - абстрактне визначення учасника відносин, що виникають на ринку електричної енергії, яке дозволяє його однозначно ідентифікувати та віднести до відповідної категорії виконавців, що виконують визначені функції (ролі) для досягнення певної мети;

61) 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;

62) 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;

63) синхронізація годинника - регулювання годинника по різниці в часі, яка менша певної межі;

64) сторона, відповідальна за ТКО (ВТКО) - учасник ринку, який відповідає за організацію комерційного обліку електричної енергії в конкретній точці комерційного обліку;

65) сторона, приєднана до мережі (СПМ) - юридична або фізична особа (у тому числі фізична особа-підприємець), яка розподіляє, відпускає або споживає електричну енергію до/з електричних мереж через ТКО;

66) суміжні електричні мережі - електричні мережі, які безпосередньо з'єднані між собою в точках приєднання електроустановок суміжних учасників ринку, в яких здійснюється обмін електричною енергією між мережами цих учасників;

67) сигнал тривоги лічильника - спрацювання вбудованих датчиків про відкриття клемної кришки, впливу постійного (змінного) магнітного поля та/або радіочастотного випромінювання, яке зафіксоване світловим індикатором на лічильнику або відображенням на рідкокристалічному екрані лічильника відповідного повідомлення, індикація на рідкокристалічному екрані лічильника інформації про знеструмлення однієї або двох фаз у колах живлення, відсутність збільшення показань про використану активну та/або реактивну електричну енергію при наявності навантаження, інша інформація в журналі подій лічильника;

68) телекомунікаційний інтерфейс - точка інтерфейсу в телекомунікаційному каналі зв'язку з віддаленим центром управління, що дозволяє виконувати дистанційний обмін даними з лічильником або ВОЕ;

69) типовий графік (профіль) - шаблон, що описує пропорцію розподілу інтегральних даних комерційного обліку по розрахункових періодах та/або інтервалах часового ряду (по годинах доби, по добах тижня/місяця, по місяцях року);

70) тип точки комерційного обліку (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 Датахаб АКО тощо;

71) 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), в якій фактично вимірюються обсяги та/або параметри електричної енергії;

72) точка комерційного обліку (точка обліку, ТКО) - 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;

73) точка приєднання - стиковий вузол, в якому генеруюча одиниця, об'єкт енергоспоживання, електрична розподільна мережа чи система постійного струму високої напруги (далі - ПСВН) приєднані до системи передачі, системи розподілу, включаючи системи ПСВН, як це визначено в договорі про приєднання;

74) технічна перевірка засобів комерційного обліку (технічна перевірка) - виконання комплексу робіт з метою визначення відповідності цьому Кодексу та іншим нормативно-технічним документам стану засобу обліку електричної енергії та схеми його підключення, а також стану електропроводки та електроустановок від межі балансової належності до точки вимірювання;

75) центральна інформаційно-комунікаційна платформа АКО (Датахаб) - інформаційна система з базою даних, яка створена, належить та управляється АКО, за допомогою якої АКО керує даними комерційного обліку, основними даними, а також інформаційним обміном цими даними на ринку електричної енергії. Датахаб містить, зокрема, дані комерційного обліку електричної енергії, а також централізовані реєстри постачальників послуг комерційного обліку, точок комерційного обліку та автоматизованих систем;

76) часовий ряд даних (часовий ряд) - структурований набір результатів вимірювання (показів лічильника) або даних комерційного обліку, в якому для кожного окремого значення повинно бути зазначено відповідний час або порядковий номер.

1.5. Інші терміни, що використовуються в цьому Кодексі вживаються у значеннях, наведених у законах України "Про ринок електричної енергії", "Про метрологію та метрологічну діяльність", Правилах ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 307, Правилах роздрібного ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312, Кодексі системи розподілу, затвердженому постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, та Кодексі системи передачі, затвердженому постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309.

II. Адміністрування Кодексу комерційного обліку

1. Адміністратор Кодексу

1.1. Періодичний розгляд пропозицій щодо внесення змін і доповнень до цього Кодексу здійснюється адміністратором Кодексу.

1.2. До функцій адміністратора Кодексу належить:

- 1) ведення та забезпечення публікації чинної редакції Кодексу комерційного обліку;
- 2) видача довідника користувача цього Кодексу щодо його використання;
- 3) надання роз'яснень положень цього Кодексу у разі звернення ППКО або будь-якого учасника ринку;
- 4) розробка, у разі необхідності, змін до цього Кодексу;
- 5) розгляд пропозицій щодо внесення змін до цього Кодексу;
- 6) збір, упорядкування та аналіз всіх отриманих пропозицій щодо змін і доповнень до цього Кодексу;
- 7) підготовка звіту про стан комерційного обліку електричної енергії;
- 8) подання проекту змін до цього Кодексу на затвердження Регулятору.

1.3. Будь-яка заінтересована сторона, на яку безпосередньо або опосередковано впливає цей Кодекс, має право вносити адміністратору Кодексу пропозиції про внесення змін або доповнень до цього Кодексу. З цією метою адміністратор Кодексу створює спеціальну систему контактування, інформацію про яку розміщує на власному веб-сайті.

2. Звіт про комерційний облік

2.1. Щорічно протягом першого тижня лютого адміністратор Кодексу має підготувати та оприлюднити на сайті ОСП у мережі Інтернет звіт про стан комерційного обліку електричної енергії на ринку, що включає:

- 1) опис стану комерційного обліку за звітний період;
- 2) статистичну інформацію по споживанню електричної енергії, узагальнену по окремих категоріях виробників/споживачів та областях вимірювання;
- 3) опис проблем, виявлених під час реалізації цього Кодексу та процедур комерційного обліку;
- 4) узагальнений огляд усіх пропозицій щодо внесення змін і доповнень до Кодексу, які були отримані за попередній рік, та обґрунтування щодо їх прийняття/відхилення;
- 5) основні напрямки розвитку і шляхи удосконалення комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії України.

3. Процедура внесення змін до цього Кодексу

3.1. Регулятор, ППКО, учасник ринку або будь-яка інша заінтересована сторона направляє адміністратору Кодексу подання щодо змін (далі - подання) до цього Кодексу з обґрунтуванням необхідності внесення змін. У разі необхідності адміністратор Кодексу запрошує сторону, яка направила подання, надати додаткову інформацію щодо нього.

3.2. Адміністратор Кодексу письмово повідомляє сторону, яка підготувала це подання, протягом 10 робочих днів після його отримання, що запропоновані зміни:

- 1) приймаються до розгляду;
- 2) не приймаються до розгляду, з обґрунтуванням підстав відхилення.

3.3. Адміністратор Кодексу на власному офіційному веб-сайті публікує подання протягом 15 робочих днів з дня дати його отримання, рішення про розгляд подання, свої зауваження до нього, а також протягом місяця з дня публікації подання - пропозиції, що надійшли від ППКО, учасників ринку та інших заінтересованих сторін.

3.4. Адміністратор Кодексу за необхідності проводить зустрічі зі стороною, яка подала подання щодо змін, ППКО, учасниками ринку або іншими заінтересованими сторонами, які надали письмові зауваження.

3.5. Адміністратор Кодексу після проведення зустрічей та консультацій повинен підготувати висновки за результатами розгляду пропозицій зазначених у поданні. Максимальний термін розгляду подання має не перевищувати 3 місяців з дня його отримання.

3.6. Після підготовки висновків за результатами розгляду адміністратор Кодексу, за необхідності внесення змін, повинен оприлюднити на своєму веб-сайті та надати Регулятору письмовий звіт, в якому вказуються:

- 1) рекомендації адміністратора Кодексу, що включають пропозицію внесення змін до цього 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;
- 2) аналіз необхідності внесення змін до інших нормативно-правових актів;
- 3) зведений огляд процедури, якої дотримувався адміністратор Кодексу під час розгляду питання;
- 4) зведений огляд заперечень, які висловлені будь-яким ППКО або учасником ринку до рекомендацій, якщо сторона, яка висловила ці заперечення, на цьому наполягає.

3.7. Адміністратор Кодексу інформує сторону, яка підготувала подання, ППКО та учасників ринку, які надали зауваження, про свої рекомендації щодо подання.

III. Організація процесу комерційного обліку

1. Загальні положення

1.1. Комерційний облік на ринку електричної енергії організовується АКО та здійснюється ППКО відповідно до вимог Закону України "Про ринок електричної енергії", цього Кодексу, Правил роздрібного ринку та Правил ринку.

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 визначений проміжок часу з метою її подальшого використання для здійснення розрахунків між учасниками ринку.

1.3. Учасники ринку та адміністратор розрахунків використовують для розрахунків та інших комерційних цілей виключно сертифіковані дані щодо обсягів виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, спожитої, імпортованої та експортованої електричної енергії, що отримані від АКО та зберігаються в Датахаб АКО для кожної ТКО.

1.4. Надання послуг комерційного обліку здійснюється ППКО на конкурентних засадах за умови реєстрації ППКО та реєстрації його автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії АКО у порядку, встановленому цим Кодексом.

1.5. До послуг комерційного обліку електричної енергії належить:

1) установлення, налаштування, заміна, розвиток, 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 цього Кодексу.

1.6. Учасники ринку мають право вільного вибору ППКО. Послуги комерційного обліку надаються на договірних засадах.

1.7. Періодичність виконання учасниками ринку та ППКО процесів комерційного обліку електричної енергії встановлюється цим Кодексом та регламентами АКО, затвердженими Регулятором.

1.8. Основні функції (ролі), які виконуються учасниками при забезпеченні комерційного обліку електричної енергії, та пов'язані з ними процеси вказані в таблиці 1.

Таблиця 1

| Учасник | Функція (роль) | Основні процеси ¹ |
|--|--------------------------------------|---|
| споживач, виробник, оператор мережі | сторона, відповідальна за ТКО (ВТКО) | організація улаштування ВОЕ в ТКО, його технічного обслуговування та ремонту; організація передачі даних комерційного обліку в АКО власноруч або із залученням зареєстрованого ППКО |
| споживач, виробник, оператор суміжної електричної мережі | сторона, приєднана до мережі (СПМ) | надання власних ідентифікаційних даних; вибір сторони, відповідальної за організацію комерційного обліку; контроль відповідності даних комерційного обліку, що надано ППКО до Датахаб, показам ЗВТ, що пов'язані з ТКО; підтвердження даних процедури зміни постачальника; надання доступу до даних комерційного обліку своєї ТКО |
| оператор мережі | оператор (електричної) мережі (ОМ) | надання доступу до електричної мережі через ТКО з метою споживання або виробництва електричної енергії, участь у процесі організації та перевірки ТКО, пов'язаних з ними ЗВТ; виконання функцій ППКО для ТКО, |

| | | |
|---|--|---|
| | | приєднаних до його мережі, у разі анулювання реєстрації діючого ППКО |
| постачальники послуг комерційного обліку електричної енергії (ППКО) | оператор засобів комерційного обліку (ОЗКО) | встановлення, налаштування (у т.ч. програмування та параметризація), заміна, розвиток, введення та виведення з експлуатації, а також технічна підтримка та обслуговування ЗКО, їх програмного та апаратного забезпечення |
| | адміністратор засобів комерційного обліку (АЗКО) | адміністрування детальної бази даних з інформацією про ВОЕ, що встановлені для ТКО |
| | адміністратор точок комерційного обліку (АТКО) | адміністрування ТКО в Датахаб, пов'язаних з ними ЗКО, областей комерційного обліку та сторін |
| | оператор зчитування даних з лічильників (ОЗД) | зчитування результатів вимірювань (первинних даних комерційного обліку) та даних про стан ЗВТ, контроль якості зчитування, формування первинних даних комерційного обліку та їх передача до ОДКО |
| | оператор даних комерційного обліку (ОДКО) | 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 |
| адміністратор комерційного обліку (АКО) | агрегатор даних комерційного обліку | 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 ОДКО; надання сертифікованих даних комерційного обліку до адміністратора розрахунків та всіх заінтересованих сторін; експлуатація та технічне обслуговування центральної автоматизованої системи даних комерційного обліку Датахаб, до якої мають авторизований доступ учасники ринку електричної енергії та споживачі |
| | адміністратор Кодексу | адміністрування і забезпечення публікації цього Кодексу; випуск посібника із застосування цього Кодексу та його тлумачення; публікація звіту про комерційний облік; надання пропозицій щодо перегляду та |

| | | |
|--|--|---|
| | | внесення змін до цього Кодексу; узагальнення пропозицій від ППКО або учасників ринку щодо внесення змін до цього Кодексу |
|--|--|---|

¹ Під час перехідного періоду або випадках особливого приєднання користувачів мережі може застосовуватись різний розподіл функцій та процесів відповідно до цього Кодексу.

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

1.10. Кожний замовник послуги комерційного обліку має право вільно обирати ППКО.

1.11. Якщо споживач на роздрібному ринку електричної енергії, що приєднаний до/через систему розподілу, не обрав собі зареєстрованого ППКО, то надання послуг комерційного обліку для цього споживача має здійснювати оператор системи розподілу (далі - ОСР), який здійснює на цій території свою ліцензовану діяльність. При цьому такі послуги споживачу можуть надаватись ОСР у рамках укладеного договору про надання послуг з розподілу електричної енергії. Споживач, що отримує послуги комерційного обліку від ОСР може у будь-який час обрати іншого зареєстрованого ППКО.

1.12. Угоди щодо надання послуг ППКО укладаються між зареєстрованим ППКО і замовниками послуг на договірних засадах, за умови їх відповідності вимогам цього Кодексу.

1.13. Учасники ринку або ППКО несуть відповідальність відповідно до законодавства України за неправомірне володіння, користування і розпорядження результатами вимірювання електричної енергії, даними комерційного обліку електричної енергії або викривлення цих даних.

2. Адміністратор комерційного обліку

2.1. Права, обов'язки і відповідальність АКО визначаються Законом України "Про ринок електричної енергії", Правилами ринку, Правилами роздрібного ринку, цим Кодексом, Ліцензійними умовами провадження господарської діяльності з передачі електричної енергії та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють функціонування ринку електричної енергії.

2.2. Відповідно до Закону України "Про ринок електричної енергії" у спосіб та у межах, що визначені цим Кодексом, АКО:

1) здійснює адміністрування відносин щодо комерційного обліку електричної енергії шляхом забезпечення реєстрації ППКО, ТКО, автоматизованих систем, що забезпечують комерційний облік електричної енергії;

2) забезпечує контроль за дотриманням учасниками ринку електричної енергії вимог цього Кодексу;

3) координує інформаційний обмін на ринку електричної енергії;

4) визначає регламенти та протоколи інформаційної взаємодії учасників ринку щодо обміну даними комерційного обліку електричної енергії;

5) отримує від ППКО дані комерційного обліку електричної енергії, визначає їхню придатність до використання та забезпечує центральну агрегацію;

6) надає дані комерційного обліку електричної енергії адміністратору розрахунків та іншим учасникам ринку;

7) створює та управляє базами даних комерційного обліку електричної енергії, а також централізованими реєстрами ППКО, ТКО та автоматизованих систем, що забезпечують комерційний облік електричної енергії;

8) здійснює нагляд та приймає рішення щодо відповідності стану комерційного обліку на ринку електричної енергії вимогам цього Кодексу;

9) визначає регламенти і протоколи щодо інформаційної взаємодії учасників ринку та обміну даними комерційного обліку електричної енергії. Забезпечує нагляд за дотриманням регламентів та протоколів, які застосовуються згідно з цим Кодексом;

10) визначає перелік, формати і періодичність надання учасниками ринку та ППКО даних комерційного обліку;

11) створює та управляє процесом наповнення та підтримки баз даних комерційного обліку електричної енергії Датахаб;

12) забезпечує обмін даними комерційного обліку між учасниками ринку через центральну інформаційну платформу Датахаб;

13) створює та підтримує реєстр ППКО, АС ППКО, учасників ринку та областей комерційного обліку;

14) публікує на своєму офіційному веб-сайті інформацію щодо ППКО та перелік визначених цим Кодексом функцій, які ними виконуються, включаючи територію діяльності;

15) створює реєстр ТКО та керує процесом наповнення даними та підтримки реєстру ТКО з боку АТКО;

16) керує процесом зміни інформації про учасників ринку та ППКО, які пов'язані з ТКО;

17) отримує валідовані дані комерційного обліку електричної енергії від ППКО та проводить їх сертифікацію та агрегацію;

18) виконує перевірку повноти інформації, отриманої від ППКО, визначає помилки у даних або відсутність даних;

19) проводить розрахунок балансу областей комерційного обліку як складової процесу перевірки достовірності даних комерційного обліку електричної енергії;

20) інформує ППКО про стан придатності отриманих даних комерційного обліку та вимагає повторного надання належних даних з метою виправлення виявлених помилок;

21) забезпечує профілювання даних комерційного обліку електричної енергії на основі відповідної методики;

22) надає агреговані сертифіковані дані комерційного обліку електричної енергії адміністратору розрахунків;

23) надає сертифіковані дані комерційного обліку електричної енергії учасникам ринку та іншим заінтересованим сторонам, які пов'язані з певною ТКО;

24) надає агреговані дані комерційного обліку по видах споживачів та областях комерційного обліку, сертифіковані дані комерційного обліку електричної енергії підрозділам з оперативного-диспетчерського управління ОСП, Регулятору, центральному органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, центральному органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, та іншим органам державної влади;

25) за рішенням суду надає дані комерційного обліку правоохоронним та судовим органам;

26) забезпечує вирішення спірних питань щодо організації та здійснення комерційного обліку в межах своєї компетенції;

27) забезпечує захист інформації (у тому числі кіберзахист), отриманої від учасників ринку, яка використовується для здійснення функцій АКО на ринку електричної енергії, інформації стосовно своєї діяльності, розкриття якої може зашкодити або може надати комерційні переваги учасникам ринку, інформації щодо комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, відповідно до чинного законодавства України;

28) зберігає електронні архіви даних комерційного обліку електричної енергії та нормативно-довідкову інформацію (далі - НДІ), а також усі зміни в даних не менше 4 років;

29) надає авторизований доступ до НДІ іншим учасникам ринку для виконання своїх функцій відповідно до цього Кодексу. Доступ кожного учасника ринку має обмежуватись потребами такого учасника для виконання своїх функцій;

30) 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;

31) здійснює інші функції, передбачені Правилами ринку та цим Кодексом.

2.3. АКО не має права здійснювати трейдерську діяльність, діяльність з виробництва, розподілу та постачання електричної енергії.

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

3. Постачальники послуг комерційного обліку

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, зобов'язані:

- 1) зареєструватися в АКО як ППКО;
- 2) зареєструвати в АКО власні АС ППКО та укласти із АКО договір про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії;
- 3) укладати договори про надання послуг комерційного обліку в передбачених цим Кодексом випадках та у межах своєї відповідальності;
- 4) контролювати технічний стан відповідних ТКО, для яких вони надають послуги комерційного обліку;
- 5) підтримувати технічний стан ТКО у рамках договорів, укладених з ВТКО;
- 6) формувати та передавати АКО електронні документи з даними щодо переліку та параметрів ТКО, для яких вони надають послуги комерційного обліку;
- 7) формувати та передавати АКО електронні документи з даними комерційного обліку згідно з регламентами, встановленими цим Кодексом, Правилами ринку та Правилами роздрібного ринку;
- 8) забезпечити виконання функцій ППКО з використанням власних програмно-технічних засобів та персоналу;
- 9) забезпечити можливість для АКО або його уповноважених представників виконувати періодичні перевірки їх діяльності;
- 10) дотримуватись вимог цього Кодексу, Правил ринку, Правил роздрібного ринку та додатків до них.

3.2. ППКО мають право:

- 1) отримувати обґрунтовану плату від ВТКО за надання послуг згідно з умовами укладених договорів;
- 2) перевіряти на відповідність вимогам цього Кодексу ВОЕ в ТКО, для яких вони надають послуги комерційного обліку;
- 3) вимагати від ВТКО приведення ВОЕ до вимог цього Кодексу самостійно або із залученням ППКО;
- 4) відмовляти ВТКО в наданні послуг комерційного обліку, якщо ВТКО не приводить ВОЕ до вимог цього Кодексу ВОЕ у встановлений термін;
- 5) пломбувати ЗВТ ВОЕ;
- 6) мати доступ до ВОЕ в погоджений з ВТКО та СПМ час для проведення періодичних та позачергових перевірок їх технічного стану та зчитування інформації;
- 7) відмовляти ВТКО в наданні послуг комерційного обліку в разі відмови ВТКО в допуску до ВОЕ в обумовлені терміни;
- 8) відмовляти ВТКО в наданні послуг комерційного обліку в разі їх несплати в обумовлений термін ВТКО або уповноваженим ним учасником ринку.

3.3. Договір про надання послуг комерційного обліку з СПМ не укладається, якщо ВТКО для ТКО на її комерційній межі є ОСР.

3.4. ППКО не може делегувати функції АТКО та ОДКО третім сторонам.

3.5. ППКО зобов'язані обробляти, передавати та використовувати дані комерційного обліку з урахуванням вимог законодавства України про інформацію, Закону України "Про ринок електричної енергії", Правил ринку, Правил роздрібного ринку, цього Кодексу та інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії.

3.6. ППКО несе відповідальність згідно з діючим законодавством України за достовірність електронних документів, що надаються ним АКО, у тому числі за складання неправдивих документів, внесення до документів неправдивих відомостей, видачу неправдивих документів, інше підроблення документів.

4. Електропостачальники

4.1. Електропостачальник зобов'язаний:

1) передбачити в договорі постачання електричної енергії, що укладається із споживачем, право доступу ППКО, ОМ та АКО до ВОЕ споживача для виконання ними своїх обов'язків відповідно до цього Кодексу;

2) зареєструватися в АКО як ППКО, якщо планує виконувати ці функції самостійно.

5. Оператор мережі

5.1. Оператор мережі зобов'язаний:

1) пройти процедури реєстрації в АКО власних АС ППКО та укласти із АКО договір про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії, якщо планує виконувати функції ППКО самостійно;

2) зареєструвати в АКО всі ТКО на межах областей комерційного обліку, генерації та постачання в межах власних електричних мереж, по яких надходить та відпускається електрична енергія;

3) забезпечити формування додаткових областей комерційного обліку згідно з вимогами цього Кодексу;

4) запровадити і забезпечити виконання функцій ППКО для всіх ТКО та приєднань до власної мережі як це визначено цим Кодексом;

5) за відповідним зверненням СПМ стати ВТКО в ТКО на його комерційній межі.

5.2. Оператор мережі має право:

1) залучати інших зареєстрованих ППКО для забезпечення комерційного обліку;

2) отримувати від АКО дані комерційного обліку по всіх ТКО, що обслуговуються іншими ППКО на території його ліцензованої діяльності;

3) мати доступ до ВОЕ ТКО на території його ліцензованої діяльності у погоджений з ВТКО та СПМ час для проведення періодичних та позачергових оглядів стану та контрольного зчитування інформації.

5.3. ОМ, що являється ліцензованим ОСР, не має права відмовити учасникам ринку в наданні послуг комерційного обліку електричної енергії на території здійснення своєї ліцензованої діяльності.

5.4. ОСР відповідно до укладених із споживачами договорів про надання послуг розподілу електричної енергії забезпечує для споживачів, які не обрали собі зареєстрованого ППКО, надання послуг комерційного обліку. При цьому такий споживач не позбавляється права обрати собі іншого ППКО. У разі укладення споживачем договору з іншим ППКО ніж ОСР, договір з ОСР у частині комерційного обліку для такого споживача зупиняється на час дії договору, укладеного між споживачем та ППКО.

5.5. До часу визначення Регулятором стану ринку послуг ППКО конкурентним плата за послуги комерційного обліку, що надаються ОСР на території здійснення його ліцензованої

діяльності, розраховується відповідно до методики, затвердженої Регулятором.

5.6. Для ТКО типу "межа мережі" стороною, що відповідає за ТКО (ВТКО) є учасник ринку, в якого на законних підставах знаходиться у власності чи користуванні основний ВОЕ.

5.7. ОМ не має перешкоджати будь-якому ППКО надавати послуги комерційного обліку за договором із учасником ринку, електроустановки якого знаходяться на території його ліцензованої діяльності.

6. Сторона, приєднана до мережі

6.1. СПМ зобов'язана:

1) для ТКО, для яких вона є ВТКО, забезпечити відповідність встановленого обладнання ВОЕ 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;

2) для ТКО, для яких вона є ВТКО, укладати договори про надання послуг комерційного обліку з ОСР або ППКО;

3) належним чином виконувати свої обов'язки відповідно до вимог цього Кодексу;

4) надавати дозвіл уповноваженим представникам ППКО, ОМ та АКО на доступ до власних об'єктів, ВОЕ (з урахуванням вимог до безпеки виконання робіт), результатів вимірювання та даних комерційного обліку, а також забезпечувати присутність уповноваженого представника споживача під час обстеження (перевірки) та негайно повідомляти їх про виявлені недоліки в роботі ЗВТ, які встановлені у відповідних точках вимірювання електричної енергії, та допоміжного обладнання ВОЕ.

6.2. СПМ має право:

1) передати ОСР функцію ВТКО в точках на власній комерційній межі відповідно до процедур, що розробляються АКО та затверджуються Регулятором;

2) стати ВТКО в точках на власній комерційній межі шляхом заміни лічильників ОМ на власні лічильники відповідно до процедур, що розробляються АКО та затверджуються Регулятором, за умови, що нові лічильники відповідають вимогам цього Кодексу та мають характеристики (клас точності, дискретність інтервалів обліку, параметри електричної енергії, що обліковуються) не гірші ніж у встановлених лічильників ОМ;

3) вільно обирати зареєстрованих ППКО для забезпечення комерційного обліку електричної енергії для всіх ТКО, для яких вона є ВТКО;

4) встановити АС для забезпечення автоматизації комерційного обліку та дистанційного зчитування результатів вимірювання в ТКО, щодо яких вона є ВТКО.

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

7. Сторона, відповідальна за точку комерційного обліку

7.1. Стороною, відповідальною за точку комерційного обліку (ВТКО), є учасник ринку, в якого на законних підставах у власності чи користуванні знаходиться лічильник електричної енергії у складі вузла обліку електричної енергії для цієї ТКО. При необхідності учасник ринку може створити віртуальну ТКО шляхом об'єднання фізичних ТКО, за які він несе відповідальність. У цьому випадку учасник ринку стає ВТКО для цієї віртуальної ТКО.

7.2. ВТКО відповідальна перед учасниками ринку електричної енергії за улаштування ВОЕ в ТКО, підтримку їх технічного стану та організацію пов'язаних з ТКО процесів комерційного обліку.

7.3. ВТКО для кожної ТКО зобов'язана:

1) організувати улаштування ВОЕ в ТКО за власний кошт та власними силами або із залученням третіх сторін відповідно до вимог цього Кодексу;

2) забезпечити збереження обладнання ВОЕ, у тому числі підтримку обумовлених проектом параметрів зовнішнього середовища, захист від пошкоджень та зовнішнього

втручання, а в разі встановлення ВОЕ поза територією (приміщеннями, будівлями або ділянкою), що належить або знаходиться у користуванні ВТКО, забезпечити укладення відповідного договору (акта) про збереження обладнання ВОЕ з власником (користувачем) або організацією, на території якої встановлений ВОЕ;

3) забезпечувати власними силами та за власний кошт (якщо інше не передбачено законом або договором) підтримку технічного стану ЗВТ та допоміжного обладнання ВОЕ на всіх етапах їх життєвого циклу (встановлення обладнання ВОЕ у ТКО, періодичну перевірку, обслуговування та ремонт, у тому числі демонтаж, транспортування та монтаж, експлуатацію, вивід із експлуатації тощо) відповідно до вимог цього Кодексу та інших нормативно-правових актів і нормативно-технічних документів;

4) обрати ППКО для кожної ТКО шляхом укладення договору на надання послуг комерційного обліку з ППКО, що має реєстрацію в АКО, або шляхом власної реєстрації в АКО як ППКО;

5) забезпечити ППКО можливість періодичного та позапланового зчитування результатів вимірювання та даних про стан лічильників своїх ТКО відповідно до вимог цього Кодексу;

6) забезпечити заміну ППКО у випадку скасування його реєстрації,

7) забезпечувати допуск до ВОЕ представників ОМ для зчитувань показів до моменту вибору іншого ППКО;

8) забезпечувати допуск представників ОМ для виконання контрольних оглядів цілісності ВОЕ та звірки показів;

9) інформувати визначених ППКО про невідповідність належних їм ВОЕ вимогам цього Кодексу;

10) забезпечити за запитом ППКО приведення ВОЕ до вимог цього Кодексу самостійно або із залученням ППКО;

11) гарантувати своєчасний і недискримінаційний доступ уповноважених осіб заінтересованих сторін до ВОЕ, а також до даних вимірювань;

12) дотримуватись вимог чинного законодавства, цього Кодексу, Правил ринку та Правил роздрібного ринку щодо функціонування ЗКО.

7.4. ВТКО має право:

1) виступати в якості ППКО для ТКО, за які вона відповідає, за умови наявності дійсної реєстрації в АКО;

2) у своїх інтересах доручати забезпечувати організацію комерційного обліку електричної енергії зареєстрованим ППКО;

3) змінювати визначеного ППКО в будь-який час відповідно до порядку зміни ППКО, передбаченого цим Кодексом;

4) забезпечити контроль формування даних комерційного обліку та їх передачу АКО через зареєстрованого ППКО.

7.5. Якщо 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 того часу поки ВТКО не призначить іншого ППКО.

IV. Реєстрація постачальників послуг комерційного обліку

1. Загальні положення

1.1. Суб'єкти господарювання можуть виконувати функції ППКО за умови наявності у них реєстрації в АКО необхідного рівня та дозвільних документів, отриманих в установленому законодавством порядку.

1.2. Реєстрація ППКО здійснюється АКО відповідно до регламентів АКО та цього Кодексу.

1.3. До суб'єктів, ОЗКО, що здійснюють встановлення, улаштування та обслуговування ЗКО у споживачів (замовників) роздрібного ринку, електроустановки яких приєднанні до системи розподілу номінальною напругою не більше 1 кВ, застосовується спрощена процедура реєстрації "шляхом повідомлення".

1.4. До суб'єктів, що виконують функції ОДКО, АТКО, та ОЗКО, що здійснюють введення вузлів обліку в експлуатацію, застосовується повна процедура реєстрації з укладенням договорів з АКО та ВТКО.

1.5. АКО має право перевірити спроможність заявників виконувати функції ППКО відповідного рівня.

1.6. Термін дії реєстрації ППКО становить 5 років.

1.7. АКО повинен забезпечувати оприлюднення на власному веб-сайті інформації про реєстрацію чи анулювання реєстрації ППКО протягом 3 днів з моменту її проведення.

1.8. Зареєстровані ППКО або суб'єкти господарювання, які подали заявку на реєстрацію, у випадку виникнення будь-яких суперечок стосовно реєстрації мають їх вирішувати відповідно до вимог цього Кодексу та чинного законодавства України.

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

2. Процедура реєстрації ППКО

2.1. Для реєстрації в якості ППКО суб'єкти господарювання мають звернутись до АКО із відповідною заявою та надати повний комплект документів, що вимагається регламентами АКО щодо реєстрації ППКО та АС ППКО.

2.2. Регламенти АКО щодо реєстрації ППКО та АС ППКО мають бути оприлюднені АКО та знаходитися у вільному доступі на власному веб-сайті АКО.

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

2.4. У разі відповідності наданих документів встановленим вимогам АКО повинен призначити дату для проведення тестування спроможності ППКО виконувати свої функції згідно з вимогами цього Кодексу.

2.5. За результатами успішного тестування АКО повинен зареєструвати ППКО.

2.6. Для актуалізації інформації, наданої заявником під час реєстрації, зареєстрований ППКО зобов'язаний щорічно підтверджувати відповідну реєстраційну інформацію, надану 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.

3. Процедури перевірки діяльності ППКО

3.1. АКО самостійно 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 Датахаб. Планова вибіркова перевірка може проводитись з обов'язковим попередженням ППКО у строк не менший 10 робочих днів.

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.

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

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

3.5. У разі незгоди з рішенням АКО ППКО може звернутися до Регулятора із відповідною скаргою. На час розгляду скарги Регулятором рішення, прийняте АКО, зупиняється.

4. Анулювання реєстрації ППКО

4.1. АКО анулює реєстрацію ППКО у випадках:

1) за вимогою ППКО - при внесенні суттєвих змін до цього Кодексу, які впливають на процедури інформаційного обміну даними комерційного обліку між учасниками ринку та при модернізації Датахаб АКО;

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

3) за власною ініціативою АКО у разі систематичного невиконання ППКО вимог цього Кодексу (не менше 4 фактів грубих порушень на рік);

4) за вмотивованою вимогою Регулятора у разі систематичного невиконання ППКО вимог цього Кодексу (не менше 4 фактів грубих порушень на рік).

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

4.3. Учасники ринку після отримання першого повідомлення про намір АКО анулювати реєстрацію призначеного ППКО зобов'язані призначити нового ППКО протягом одного календарного місяця.

4.4. Якщо протягом одного календарного місяця з дня відправлення першого повідомлення від АКО про початок процедури анулювання реєстрації ППКО не буде надано доказів виправлення всіх недоліків, деталізованих у повідомленні, АКО приймає рішення про анулювання реєстрації ППКО.

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

4.6. У випадку анулювання реєстрації ППКО для подовження діяльності на ринку електричної енергії ППКО має зареєструватися в АКО відповідно до встановленого порядку.

4.7. У випадку анулювання реєстрації учасника ринку учасник ринку має забезпечувати комерційний облік шляхом укладення договорів із зареєстрованими ППКО.

V. Організація точок комерційного обліку

1. Загальні положення

1.1. Приєднання та підключення до електричних мереж ОМ електроустановок учасників ринку, а також передача та розподіл електричної енергії цими мережами та/або відпуск та отримання електричної енергії не дозволяється без улаштування ВОЕ, створення ТКО та їх реєстрації в Датахаб АКО.

1.2. Усі ТКО на ринку електричної енергії, відповідне обладнання ВОЕ та АС мають відповідати вимогам, визначеним у цьому Кодексі.

1.3. Параметризація лічильників електричної енергії для всіх ТКО на ринку електричної енергії виконується ППКО відповідно до вимог, встановлених АКО.

2. Реєстр точок комерційного обліку

2.1. АКО створює і постійно підтримує функціонування реєстру ТКО, який повинен містити блоки ідентифікації, параметризації та технічний блок.

2.2. Блок ідентифікації містить:

1) дату і час, коли ТКО була зареєстрована, змінена або скасована;

- 2) унікальний код ЕІС ідентифікації ТКО;
- 3) унікальний код ЕІС ідентифікації області комерційного обліку, до якої належить ТКО;
- 4) тип точки;
- 5) ідентифікатор ВТКО;
- 6) ідентифікатор ППКО;
- 7) код ЕІС та типи учасників ринку, які мають відношення до даної ТКО (оператор мережі, електропостачальник тощо).

2.3. Блок параметризації містить:

- 1) тип комунікаційного інтерфейсу та частоту зчитування результатів вимірювання/формування даних комерційного обліку;
- 2) інтервал вимірювання;
- 3) інформацію про метод профілювання та тип профілю, що застосовується;
- 4) інформацію, що необхідна для виконання процедур валідації та сертифікації (рівень напруги, максимальна потужність, оціночний річний обсяг споживання тощо);
- 5) стан підключення.

2.4. Технічний блок містить інформацію про:

- 1) місцезнаходження ВОЕ (адреса та GPS-координата);
- 2) ідентифікатори всіх пов'язаних ВОЕ, у тому числі лічильників електричної енергії, АС, їх тип, серійний номер та технічні характеристики, алгоритми та формули розрахунку від точки вимірювання до комерційної межі, електронні дані паспортів-протоколів тощо;
- 3) ідентифікатор та контактні дані СПМ, включаючи дані облікового запису для доступу до порталу Датахаб АКО;
- 4) ідентифікаційну інформацію про договори укладені електропостачальниками, ОМ, СПМ та ППКО, що мають відношення до ТКО.

2.5. ППКО, що виконують функцію АТКО, забезпечують підтримку інформації щодо ТКО в реєстрі ТКО в актуальному стані шляхом надсилання відповідних електронних документів до АКО згідно з встановленими ним стандартами інформаційного обміну.

2.6. Внесення змін до реєстру ТКО, у тому числі реєстрація ТКО, вилучення ТКО, а також будь-які інші зміни зобов'язані виконуватись одразу після отримання ППКО відповідної інформації або звернення заінтересованого учасника ринку та з інформуванням всіх заінтересованих сторін.

2.7. АТКО зобов'язані вносити інформацію в реєстр ТКО та вести належну документацію, в якій фіксуються підстави внесення всіх змін у реєстр ТКО.

2.8. Електропостачальники зобов'язані забезпечити оновлення в реєстрі ТКО інформації щодо їх споживачів, пов'язаних з ТКО.

3. Облаштування точок комерційного обліку

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 ВОЕ. 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.

3.2. Для встановлених згідно з Правилами ринку типів і функцій електроустановок використовуються типи ТКО, що вказані в таблиці 2.

Таблиця 2

| Тип ТКО | Інтервал вимірювання | Дистанційне зчитування | Зберігання у внутрішній | Термін передачі даних до АКО |
|---------|----------------------|------------------------|-------------------------|------------------------------|
|---------|----------------------|------------------------|-------------------------|------------------------------|

| | | | пам'яті лічильника, не менше | |
|---|--|---------|------------------------------|---|
| Межа мережі | 15 хв ¹ | так | 3 місяців | до 10:00 дня D+1 |
| Одиниця балансування | 15 хв ¹ | так | 3 місяців | до 10:00 дня D+1 |
| Одиниця генерації | 60 хв ² | так | 6 місяців | до 10:00 дня D+1 |
| Одиниця споживання (юридичні особи 2 - 4 рівня напруги) | 60 хв ² | так | 6 місяців | до 10:00 дня D+1 |
| Одиниця споживання (юридичні особи 1 рівня напруги) | 60 хв ² | ні/так* | 6 місяців | до 10:00 дня D+5 |
| Одиниця споживання (побутові споживачі) | 60 хв ² / зональний/ інтегральний | ні/так* | 6 місяців/ 1 року/ - | 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;

2 - не більше розрахункового періоду, що встановлено Правилами ринку;

* для юридичних осіб 1 рівня напруги для ТКО із середньомісячним споживанням 50000 кВт*год та більше за місяць.

3.3. ВОЕ встановлюються та фізичні ТКО створюються:

1) у кожній точці електричної мережі на комерційній межі між двома або більше учасниками ринку з метою обліку переданих між ними обсягів електричної енергії;

2) всередині електричних мереж учасників ринку з метою роздільного обліку виробництва споживання, транзиту та втрат електричної енергії у процесі її передачі або розподілу;

3) на межі областей комерційного обліку, створених учасниками ринку відповідно до вимог цього Кодексу.

3.4. Учасники ринку за власним бажанням з метою покращення процесу обліку та точності розрахунків можуть встановити ВОЕ та улаштувати всередині власних мереж додаткові ТКО.

3.5. Кожний учасник ринку повинен узгодити схему розташування та перелік ТКО з власниками електроустановок та електричних мереж, що приєднані до його мереж.

3.6. Місце розміщення ВОЕ в електричних мережах має вибиратися як найближче до комерційної межі між учасниками ринку.

3.7. Якщо з технічної або економічної причин встановлення ВОЕ на комерційній межі розподілу недоцільне, то за взаємною згодою сторін з урахуванням вимог цього Кодексу ВОЕ 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 точки вимірювання до комерційної межі розподілу відповідного об'єкта.

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

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

3.10. У випадку якщо на комерційній межі суміжних об'єктів електроенергетики вже встановлені ВОЕ (більше одного), які належать різним власникам (різним ВТКО), то відповідні ВТКО зобов'язані між собою погодити, який ВОЕ для конкретної ТКО буде вважатися основним, а який верифікаційним.

3.11. При визначенні основного та верифікаційного ВОЕ сторони зобов'язані керуватися правилами вибору основного ВОЕ.

3.12. Основним визначається ВОЕ, для якого розраховані втрати активної енергії від точки вимірювання до комерційної межі розподілу є меншими.

3.13. Якщо для обох ВОЕ розраховані втрати активної енергії від точки вимірювання до комерційної межі розподілу є однаковими, то основним визначається ВОЕ, який має вищу точність, а при однаковій точності основний ВОЕ визначається за згодою сторін.

3.14. У разі відсутності згоди сторін щодо визначення, який ВОЕ є основним, а який - верифікаційним, остаточне рішення з цього питання приймається АКО.

3.15. Учасники ринку за власним бажанням та з метою перевірки або резервування джерела інформації для зареєстрованої ТКО можуть улаштовувати верифікаційні ВОЕ зі своєї сторони комерційної межі.

3.16. Фактичні обсяги електричної енергії в ТКО визначаються на основі результату вимірювання електричної енергії в точці вимірювання основного ВОЕ з урахуванням втрат електричної енергії в елементах електричних мереж між точкою вимірювання та ТКО згідно з методикою приведення даних до комерційної межі, яка розробляється АКО та затверджується Регулятором.

4. Улаштування точок комерційного обліку на електростанціях та підстанціях

4.1. Комерційний облік на електростанції організовується в такий спосіб, щоб забезпечити роздільне визначення обсягів виробленої, спожитої на власні та господарські потреби та відпущеної електричної енергії в мережу кожним блоком та електростанцією в цілому. Для цього ВОЕ на електростанціях необхідно встановлювати на:

1) кожному окремому генераторі та/або генеруючому блоці чи генеруючій установці виробника з відновлюваних джерел енергії (далі - ВДЕ) відповідно до вимог Правил ринку;

2) групі генераторів у разі невстановлення на кожному з них окремих лічильників комерційного обліку;

3) кожній черзі (пусковому комплексу) та/або установці виробника за "зеленим" тарифом, для якої застосовується окремий коефіцієнт "зеленого" тарифу;

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

5) робочих та резервних тиристорних збуджувачах;

6) автотрансформаторах зв'язку;

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

8) обхідних вимикачах або шинороз'єднувальних вимикачах;

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

10) кожному трансформаторі, який приєднує частину електростанції, якщо через нього необхідно вимірювати перетікання електричної енергії.

4.2. Комерційний облік електричної енергії на підстанціях ОСП та ОСР організовується для визначення кількості електричної енергії, яка надійшла на її шини та була передана в мережу, а також власного споживання та споживання на господарчі потреби підстанції. Для визначення обсягу електричної енергії необхідно встановлювати ВОЕ на:

1) лініях усіх класів напруги, що відходять від підстанції до інших операторів мереж;

2) лініях усіх споживачів, які приєднані безпосередньо до мережі інших операторів;

3) середній і низькій стороні напруги трансформатора (автотрансформатора) і всіх магістральних лініях ОСП;

4) обхідному вимикачі (ОВ) або шинороз'єднувальному вимикачі (ШРВ);

5) власних та господарчих потребах.

4.3. Для ліній 110 кВ і вище, які перебувають на балансі декількох сторін, встановлюються основний та верифікаційний ВОЕ на всіх кінцях лінії за узгодженням сторін.

5. Улаштування точок комерційного обліку для областей комерційного обліку

5.1. Для покращення точності ведення комерційного обліку та визначення втрат у мережах відповідні ОМ організують області комерційного обліку електричних мереж шляхом улаштування точок комерційного обліку як по периметру, так і всередині власних мереж.

5.2. Межі областей комерційного обліку мають обиратися виходячи з таких обмежень:

1) максимальне добове споживання всіх споживачів з інтегральним обліком в одній області комерційного обліку не має перевищувати 1 млн кВт*год;

2) область комерційного обліку не має включати в себе електричні мережі з різними нормативними технологічними витратами;

3) область комерційного обліку може включати споживачів з інтегральним обліком з однотипним профілем споживання.

5.3. 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.

5.4. Для контролю точності обліку електричної енергії в областях комерційного обліку баланс необхідно розраховувати окремо для кожного класу напруги мережі і для області комерційного обліку в цілому.

5.5. Небаланс електричної енергії для області комерційного обліку не повинен перевищувати допустиме значення. Якщо фактичне значення відхилення балансу перевищує допустиме значення в абсолютному вираженні, необхідно виявити причини і забезпечити вжиття заходів щодо усунення виявлених порушень протягом місяця з моменту визначення такого небалансу.

6. Улаштування точок комерційного обліку одиниць споживання

6.1. Електроустановки споживачів мають бути забезпечені необхідними засобами комерційного обліку електричної енергії для розрахунків за спожиту електричну енергію, технічними засобами контролю і управління споживанням електричної енергії та величини потужності, а також засобами вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії. Фінансування встановлення ЗВТ для контролю якості електричної енергії виконується стороною-ініціатором або оператором мережі, якщо це передбачено відповідними регуляторними актами.

6.2. Відповідальність за збереження ЗВТ, встановлених на території певного об'єкта, несе власник (користувач) зазначеної території або організація, в користуванні якої ця територія перебуває.

6.3. Планова заміна, у тому числі на виконання вимог нормативно-правових актів, технічна підтримка та обслуговування ЗВТ здійснюються постачальником послуг комерційного обліку за договором про надання послуг комерційного обліку, який укладається відповідно до цього Кодексу.

6.4. Непланова заміна, ремонт ЗВТ здійснюється ППКО за рахунок організації або споживача, на вимогу (за ініціативою) якого здійснюється непланова заміна ЗВТ.

6.5. Послуги з облаштування електроустановки новим вузлом вимірювання або його реконструкції надаються споживачу ППКО відповідно до договору та цього Кодексу. Надання споживачу замовлених ним послуг з облаштування або реконструкції вузла обліку електричної енергії здійснюється за рахунок споживача.

6.6. У разі розділення обліку електричної енергії оплата послуг облаштування або реконструкції вузла (вузлів) обліку електричної енергії здійснюється за рахунок осіб, з ініціативи яких проводиться відповідне розділення.

6.7. Споживач має право самостійно придбати ЗВТ, які відповідають вимогам цього Кодексу, Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" та іншим нормативно-правовим актам, що містять вимоги до таких ЗВТ, та надати їх разом з паспортом ЗВТ ППКО для встановлення на своєму об'єкті.

6.8. Під час купівлі ЗВТ споживач повинен керуватися рекомендаціями ППКО щодо технічних характеристик такого ЗВТ, оприлюдненими на його веб-сайті.

6.9. ППКО має право провести за власний кошт вхідний контроль наданих споживачем ЗВТ.

6.10. ППКО повинен ввести в експлуатацію наданий споживачем ЗВТ з підтвердженням наявної повірки та його відповідності вимогам цього Кодексу.

6.11. У разі встановлення на об'єкті споживача ЗВТ, наданих цим споживачем, у калькуляції з облаштування вузла обліку їх вартість виключається.

6.12. У разі встановлення побутовим споживачем у своєму приватному домогосподарстві генеруючої установки облаштування вузла обліку здійснюється відповідно до цього Кодексу та Порядку продажу, обліку та розрахунків за електричну енергію, що вироблена з енергії сонячного випромінювання та/або енергії вітру об'єктами електроенергетики (генеруючими установками) приватних домогосподарств, затвердженого Регулятором.

6.13. Електроустановки споживачів, які бажають здійснювати розрахунок за спожиту електричну енергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, у тому числі за годинами доби, мають бути забезпечені відповідними багатотарифними або інтервальними (погодинними) лічильниками електричної енергії.

6.14. Споживач має право об'єднати ВОЕ, що знаходяться на межі одиниці споживання, в автоматизовану систему, що забезпечує комерційний облік електричної енергії у споживача.

6.15. Підключення електроустановки споживача, яка не забезпечена лічильниками комерційного обліку електричної енергії, забороняється, за винятком випадків, передбачених цим Кодексом.

6.16. У разі якщо до технологічних електричних мереж основного споживача приєднані електроустановки інших споживачів, 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.

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

7. Улаштування точок комерційного обліку без організації ВОЕ

7.1. За заявою споживача можливе використання електричної енергії без організації ВОЕ та встановлення лічильника (для виконання тимчасових робіт) за умови отримання споживачем дозволу від ОМ:

1) на строк до 30 діб у разі, якщо у замовника відсутня технічна можливість встановити лічильники через відсутність пристосованого для цього приміщення;

2) на строк до 1 року у разі, якщо встановлення лічильників електричної енергії недоцільне внаслідок використання електричної енергії для електроустановки потужністю до 0,1 кВт.

7.2. Реєстрація ТКО без лічильників виконується виключно ОМ. Обсяги споживання визначаються ОМ та погоджуються електропостачальником споживача.

7.3. Строк тимчасового користування електричною енергією без організації ВОЕ може продовжуватись на такий же період, якщо споживач не менше ніж за 2 робочих дні до закінчення терміну дії домовленості звернувся щодо продовження цього строку до електропостачальника відповідно до умов договору.

8. Визначення напрямку перетікання електричної енергії

8.1. Для кожної ТКО в рамках електронного обміну даними на ринку електричної енергії необхідно визначити напрямок потоку електричної енергії:

1) "Відпуск" означає (по відношенню до учасника ринку) потік електричної енергії в будь-який момент часу з будь-якої установки або об'єкта цього учасника ринку на електроустановку або об'єкт ОСП/ОСР або іншого учасника, відповідно;

2) "Приєм" означає (по відношенню до учасника ринку) потік електричної енергії в будь-який момент часу на будь-яку установку або об'єкт цього учасника ринку від електроустановки або об'єкта ОСП/ОСР або іншого учасника, відповідно.

8.2. У залежності від учасників ринку для обліку обсягів обміну електроенергією в ТКО застосовуватимуться такі умовні позначення:

1) учасник ринку, в якого встановлено основний ВОЕ, вважається учасником ринку "А". Суміжний з ним учасник ринку вважається учасником ринку "Б";

2) у випадку якщо в будь-який момент часу учасник ринку "А" відпускає електричну енергію учасника ринку "Б" (потік енергії у напрямку від "А" до "Б"), електрична енергія, що передається, буде призначена для учасника ринку "А" і вважатиметься з негативним знаком (знак мінус [-]);

3) у випадку якщо в будь-який момент часу учасник ринку "А" приймає електричну енергію від учасника ринку "Б", електрична енергія, що передається, повинна бути віднесена до учасника ринку "А" і вважатиметься з позитивним знаком (знак плюс [+]);

4) однакові значення з різними знаками слід відносити до учасника ринку "Б".

9. Формат часу

9.1. Усі посилання на час у документах ринку електричної енергії (для відповідності вимогам XML-схеми) зобов'язані 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 тощо)

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).

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

9.3. 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.

9.4. 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 (східноєвропейському) часу.

9.5. 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.

9.6. 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.

VI. Улаштування вузлів обліку

1. Загальні вимоги

1.1. Вимоги до місця встановлення ВОЕ визначаються відповідно до Правил улаштування електроустановок (далі - ПУЕ) та цього Кодексу.

1.2. Місце розміщення ВОЕ має бути захищеним від доступу сторонніх осіб, тварин, птахів, комах тощо, які можуть пошкодити обладнання, віддаленим від займистих матеріалів на відстань не менше 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.

1.3. ВОЕ необхідно встановлювати таким чином, щоб була забезпечена можливість доступу до нього для цілей повірки ЗВТ, контрольного огляду та/або технічної перевірки, а також контролю результатів вимірювання електричної енергії в такий спосіб і в таких межах, як це визначено законами України, цим Кодексом та іншими нормативними документами.

2. Рівень напруги для точок комерційного обліку

2.1. На ринку електричної енергії України в залежності від рівня напруги (характеристики точки комерційного обліку) застосовуються різні технічні вимоги до ВОЕ та ЗВТ (лічильники, вимірювальні трансформатори та допоміжне обладнання, їх клас точності, умови щодо забезпечення дистанційного зчитування результатів вимірювання та синхронізації часу тощо).

2.2. Рівень напруги, як характеристика ТКО, встановлюється відповідно до таблиці 3 в залежності від величин номінальної напруги "Uп" у точці вимірювання (у разі застосування вимірювальних трансформаторів - у точці підключення високовольтної обмотки трансформатора струму), до якої відноситься ТКО.

Таблиця 3

| Рівень напруги | Напруга (Uп) |
|-----------------------|---|
| 4 (надвисока напруга) | $Uп > 154 \text{ кВ}$ |
| 3 (висока напруга) | $35 \text{ кВ} \leq Uп \leq 154 \text{ кВ}$ |
| 2 (середня напруга) | $1 \text{ кВ} < Uп < 35 \text{ кВ}$ |
| 1 (низька напруга) | $Uп \leq 1 \text{ кВ}$ |

2.3. Лічильники мають забезпечувати вимірювання, реєстрацію, зберігання та відображення значень величин згідно з переліком, що наводиться в таблиці 4.

Таблиця 4

| Рівень напруги | Величини, що вимірюються | | | | | | | |
|----------------|--------------------------|-----------|-------------------|-----------|--------------------|-----------|----------------------|-----------|
| | Активна енергія | | Реактивна енергія | | Активна потужність | | Реактивна потужність | |
| | прийом | відпуск | індуктивна | ємкісна | прийом | відпуск | індуктивна | ємкісна |
| 3 - 4 | так | так | так | так | так | так | так | так |
| 2 | так | ні (так*) | ні (так*) | ні (так*) | ні (так*) | ні (так*) | ні (так*) | ні (так*) |
| 1 | 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 електричної енергії в обох напрямках, виходячи з режиму роботи або за точкою обліку, проводяться комерційні розрахунки за таким видом електричної енергії.

2.4. У разі можливого зустрічного перетікання електричної енергії на межі електричних мереж суміжних власників лічильники, встановлені в ТКО, мають забезпечувати вимірювання електричної енергії в обох напрямках.

2.5. ВТКО може застосувати в ТКО лічильники з вимірюванням окремих показників якості електричної енергії (згідно з ДСТУ EN 50160:2014) з подальшою їх передачею до Датахаб АКО. ППКО не має права відмовляти ВТКО в передачі такої інформації.

3. Дублювання та резервування ЗВТ

3.1. Для ТКО, що зазначені в таблиці 5, мають бути обладнані ВОЕ з окремими основним та дублюючим лічильниками та окремими трансформаторами напруги (далі - ТН) і трансформаторами струму (далі - ТС) для основного та дублюючого лічильників.

Таблиця 5

| Рівень напруги | Дублюючий лічильник активної електричної енергії | Окремий ТС | Окремий ТН |
|----------------|--|------------|------------|
| 4 | так | так* | так* |
| 3 | так | так* | ні |

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

3.2. Дублюючий лічильник має забезпечувати реєстрацію всіх величин, що реєструються основним лічильником.

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

3.4. У разі неможливості отримання повних та точних даних результатів вимірювання з основного і дублюючого лічильників основного ВОЕ дозволяється використовувати дані з лічильників верифікаційного ВОЕ (наприклад, установлених на протилежних кінцях приєднань суміжних сторін) відповідно.

3.5. Для всіх ТКО 3 - 4 рівня напруги дублюючі ЗВТ повинні мати характеристики щодо точності вимірювання не гірші ніж основні ЗВТ.

3.6. Результати вимірювання використовуються в такому порядку пріоритетності:

- 1) результати вимірювання з основного лічильника основного ВОЕ;
- 2) результати вимірювання з дублюючого лічильника основного ВОЕ;
- 3) результати вимірювання з основного лічильника верифікаційного ВОЕ;
- 4) результати вимірювання з дублюючого лічильника верифікаційного ВОЕ.

3.7. У випадках якщо на комерційній межі розподілу електричних мереж суміжних учасників ринку встановлено основний та верифікаційний ВОЕ та існує домовленість між ними здійснювати обмін результатами вимірювань, немає необхідності встановлювати в цих ВОЕ дублюючі лічильники.

3.8. Вимоги до вторинних кіл окремо встановлених ТН для ТКО 4 рівня напруги:

1) вторинні кола мають бути захищені автоматичними вимикачами, встановленими якомога ближче до виводів ТН;

2) схема підключення має бути виконана таким чином, щоб опорна напруга не втрачалась у випадку втрати напруги від окремого ТН;

3) схема підключення має передбачати окремі автоматичні вимикачі та кабелі для основного та дублюючого лічильника;

4) забороняється приєднувати якісь інші навантаження, крім кіл комерційного обліку.

3.9. Вимоги до вторинних кіл ТН при використанні для комерційного обліку окремої вторинної обмотки для точок комерційного обліку 4 рівня напруги:

1) вторинні кола мають бути захищені автоматичними вимикачами, встановленим якомога ближче до виводів ТН;

2) схема підключення має передбачати окремі автоматичні вимикачі та кабелі для основного та дублюючого лічильника;

3) у вторинну обмотку, яка призначена для комерційного обліку, забороняється приєднувати якісь інші навантаження.

3.10. Вимоги до вторинних кіл, ТН в яких для комерційного обліку використовується вторинна обмотка спільно з іншим навантаженням (ТКО до 3 рівня напруги включно):

1) вторинні кола мають бути захищені автоматичними вимикачами, встановленими якомога ближче до виводів ТН;

2) 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.

3.11. Для ТКО 3 - 4 рівня напруги вторинні обмотки ТС, що використовуються для цілей комерційного обліку, зобов'язані використовуватися лише для цих цілей.

4. Мінімальні вимоги до точності та функціональності ЗВТ

4.1. Мінімальні вимоги до класу точності та функціональності ЗВТ (лічильників електричної енергії і вимірювальних трансформаторів), що встановлюються у ВОЕ в залежності від рівня напруги для ТКО, наведено в таблиці 6. Класи точності А, В, С лічильників встановлені згідно з класифікацією, визначеною Директивою 2014/32/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 26 лютого 2014 року. За погодженням з ВТКО дозволяється використання ЗВТ вищого класу точності та функціональності.

Таблиця 6

| Рівень напруги | Клас точності ЗВТ | | | |
|----------------|--------------------------------|-------------------|-----------------------------|-----|
| | лічильники електричної енергії | | вимірювальні трансформатори | |
| | активна енергія | реактивна енергія | ТС | ТН |
| 4 | 0,2/0,2s* | 2 | 0,2/0,2s* | 0,2 |
| 3 | C(0,5/0,5s*) | 2 | 0,5/0,5s* | 0,5 |
| 2 | B(1)/C(0,5s)* | 2 | 0,5/0,5s* | 0,5 |
| 1 | A(2**)/B(1)* | 2 | 1,0/0,5s* | - |

* Для генеруючих станцій та понижуючих підстанцій або якщо вимагається завданням вимірювання та/або умовами договору, а також при новому будівництві та/або заміні ЗВТ для ТКО із середньомісячним споживанням 50000 кВт*год та більше за місяць.

** Для обліку електричної енергії у побутових споживачів з дозволеною потужністю до 3,6 кВт включно дозволяється використовувати існуючі ЗВТ з класом точності 2,5 у разі, якщо вони пройшли метрологічну повірку. Вимоги щодо функціональності ЗВТ, які встановлюються у побутових споживачів, визначаються окремими рішеннями Регулятора.

4.2. Клас точності та функціональність будь-яких дублюючих ЗВТ має бути не нижчими ніж клас точності та функціональність основних ЗВТ.

4.3. Облік з використанням вимірювальних трансформаторів має відповідати вимогам розділу 1.5 ПУЕ та цього Кодексу.

4.4. ВОЕ з лічильниками із зовнішніми трансформаторами повинен мати паспорт-протокол. Паспорт-протокол складається в електронній формі та зберігається в ОЗКО, АТКО та в Датахаб АКО. У разі наявності паспорта-протоколу тільки в паперовій формі ОЗКО забезпечує його сканування, підписання кваліфікованим електронним підписом та завантаження в Датахаб АКО. Паспорти-протоколи мають оновлюватись при заміні основного обладнання ВОЕ та після перевірки вторинних кіл.

4.5. Вторинні кола обліку електричної енергії мають 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.

5. Додаткові вимоги до інтервальних лічильників

5.1. Якщо договором та цим Кодексом або іншими нормативно-правовими актами передбачено ведення диференційованих за часом (за зонами доби, погодинно, узгодженим графіком тощо) розрахунків за електричну енергію, ВОЕ повинен бути оснащений інтервальним лічильником електричної енергії відповідного класу точності та необхідної функціональності (таблиці 2 та 6).

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 ТКО, де не вимагається дистанційне зчитування даних.

5.3. Інтервальні лічильники, що встановлюються в ТКО, повинні мати можливість встановлювати такий інтервал вимірювання, щоб результат ділення розрахункового періоду на цей обраний інтервал вимірювання був цілим числом.

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

1) як сума результатів вимірювань за інтервали вимірювання в межах розрахункового періоду - при вимірюванні електричної енергії;

2) як середнє значення результатів вимірювання за інтервал вимірювання в межах розрахункового періоду - при вимірюванні потужності.

5.5. Результати вимірювань і сформовані дані комерційного обліку мають містити позначку часу та бути структурованими у часовий ряд.

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

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).

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.

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.

5.10. Інтервальні лічильники додатково можуть мати можливість реєстрації відхилення напруги та тривалість перерв в електропостачанні з мітками часу. У такому разі необхідно реєструвати, як мінімум, наступні показники якості електропостачання:

1) відхилення усередненого значення напруги на 10-хвилинному проміжку часу +10 % або -10 % від стандартної номінальної напруги - середнє значення напруги в цьому інтервалі та час початку такого відхилення;

2) час початку та завершення перерв в електропостачанні.

6. Вимоги до годинників та зовнішньої синхронізації часу в інтервальних лічильниках

6.1. Лічильник електричної енергії, якщо він призначений для інтервального вимірювання електричної енергії, має містити годинник.

6.2. Для точності кварцового годинника лічильників повинні застосовуватися вимоги ДСТУ EN 62054-21.

6.3. Годинники повинні мати можливість налаштування часу за допомогою інтерфейсу користувача, інтерфейсу зв'язку та повинні бути забезпечені можливістю зовнішньої синхронізації часу за допомогою інтерфейсу зв'язку. Для синхронізації часу годинників застосовуються вимоги ДСТУ EN 62054-21.

6.4. Якщо час у годиннику відхиляється більш ніж на 10 секунд від точного часу, годинник повинен бути синхронізований відразу ж після виявлення цього відхилення. Це може бути зроблено на місці уповноваженою особою ППКО за допомогою інтерфейсу користувача або інтерфейсу зв'язку, або це може бути зроблено автоматично системою ППКО через інтерфейс зв'язку.

6.5. Якщо результати вимірювання з лічильників зчитуються віддалено на регулярній основі, годинник повинен синхронізуватися настільки часто, щоб відхилення часу годинника від точного часу під час вимірювання гарантовано складало не більше 10 секунд.

6.6. Протягом одного інтервалу вимірювання допускається здійснювати синхронізацію часу тільки один раз. Не вимагається збереження інформації про події з синхронізації часу годинника в пам'яті лічильника (наприклад, у журналі подій).

6.7. Якщо час у годиннику лічильника відрізняється більше ніж на 30 секунд від точного часу, повинна виконуватися установка часу годинника.

6.8. Установка часу годинника, для якого необхідне коригування перевищує 30 секунд, повинна бути здійснена за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення (наприклад, шляхом зміни захищеного параметра). Інформація про подію з установки часу годинника повинна бути доступною (наприклад, у журналі подій) доти, поки відповідні значення вимірювання доступні в пам'яті лічильника. Не вимагається збереження інформації в пам'яті лічильника про всі події з установки часу до наступної перевірки або огляду лічильника, якщо пам'ять лічильника більше не містить відповідних інтервальних даних.

6.9. Лічильники, якщо вони містять годинники та живляться від електромережі, повинні бути забезпечені джерелом резервного живлення (резервною батареєю). Конструкція резервного живлення повинна гарантувати достатню потужність джерела живлення для забезпечення допустимого відхилення часу годинника від точного часу в межах часових рамок, встановлених для синхронізації часу.

6.10. Лічильник повинен мати функцію визначення після відновлення нормальної роботи (наприклад, після збою живлення) чи було потужності резервного джерела живлення достатньо для підтримки точності годинника. Якщо ні, то ця подія має бути оброблена, як зазначено в пункті 6.8 цієї глави.

7. Пломбування ЗВТ ВОЕ

7.1. З метою запобігання несанкціонованому втручанню, доступу до елементів або функцій налаштування ЗВТ за результатами повірки такі ЗВТ пломбують.

7.2. Позитивні результати періодичної, позачергової повірок та повірки 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 повірку ЗВТ.

7.3. Якщо відбиток повірочного тавра або пломбу пошкоджено або фальсифіковано чи свідоцтво про повірку втрачено, ЗВТ вважається неповіреним.

7.4. ЗВТ має бути опломбований на затискній кришці пломбою ППКО. Пломби з тавром ППКО мають бути встановлені також на пристроях, що закривають первинні і вторинні кола живлення засобу обліку, важелі і кнопки управління комутаційних апаратів та кришки автоматів, встановлених у цих колах, двері комірок трансформаторів напруги, кришки на зборках і колодках затискачів, випробувальних блоках, усі інші пристрої і місця, що унеможливають доступ до струмоведучих частин схеми обліку.

7.5. Підготовка місць для опломбування здійснюється ВТКО та стороною, на території (у приміщенні) якої встановлені ЗВТ згідно з переліком, наданим ППКО. Перелік місць пломбування може бути розширений за обґрунтованою пропозицією однієї із сторін.

7.6. У зазначених місцях можуть бути встановлені пломби інших заінтересованих сторін, у тому числі ОМ (у разі якщо він не є ППКО для даної ТКО), електропостачальника, ВТКО, суб'єкта, на території (у приміщенні) якого встановлені ЗВТ.

7.7. Усі пломби, встановлені на ЗВТ, зобов'язані відповідати чинним нормативним документам в Україні.

7.8. Максимально допустиме значення концентрації свинця за масою в пломбах не повинно перевищувати 0,1 відсотка.

7.9. Пломбування ЗВТ не є послугою та здійснюється безоплатно.

7.10. Під час пломбування ЗВТ на об'єкті складається акт про пломбування. Цей акт повинен містити інформацію про місце кожної пломби, найменування суб'єкта, який встановлює пломбу, і суб'єкта відповідального за збереження та цілісність пломби. Акт пломбування підписується представниками сторін, які брали участь у процедурі пломбування.

7.11. Будь-які роботи, що можуть призвести до пошкодження встановлених на ЗВТ пломб, повинні бути погоджені з їх власниками. Такі роботи мають проводитися у присутності уповноважених представників заінтересованих сторін, чії пломби можуть бути пошкоджені.

7.12. У випадку пошкодження встановлених на ЗВТ пломб у результаті ліквідації аварійної ситуації, суб'єкт, який виконував аварійні роботи, повинен повідомити про цей факт заінтересованих осіб не пізніше наступного робочого дня.

7.13. Заінтересовані особи мають право проведення інспекції відповідних ЗВТ, щоб пересвідчитися, що ЗВТ знаходяться в робочому стані і аварійна ситуація дійсно мала місце. За позитивними результатами інспекції здійснюється повторне опломбування ЗВТ.

7.14. Власник ЗВТ та/або суб'єкт господарювання, на території (у приміщенні) якого встановлені ЗВТ, зобов'язані надавати уповноваженим представникам заінтересованих осіб, які мають право на пломбування ЗВТ, необхідний регламентований доступ до ЗВТ, у тому числі з метою проведення перевірки цілісності встановлених на ЗВТ пломб.

7.15. У випадку виявлення несанкціонованого пошкодження або фальсифікації встановлених на ЗВТ пломб усі отримані з відповідного ВОЕ дані комерційного обліку, починаючи з останньої дати, коли пломби були зафіксовані наявними на своїх місцях, зобов'язані бути позначені як "недійсні" з подальшим проведенням розслідування.

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

7.17. Під час проведення вищезазначених робіт розрахунковий облік обсягу електричної енергії здійснюється за тимчасовими схемами, узгодженими з ОСР та ППКО.

8. Знеструмлення обладнання ВОЕ

8.1. Перед будь-яким знеструмленням будь-якого обладнання ВОЕ в тих випадках, коли таке знеструмлення може призвести до неможливості отримати результати вимірювання, ВТКО або відповідно ППКО зобов'язані забезпечити збір та передачу результатів вимірювань за час якомога ближчий до запланованого часу знеструмлення обладнання ВОЕ. При цьому мають бути зафіксовані дата та час кожного відключення або підключення живлення ВОЕ, а також дата і час відключення або підключення основного живлення.

8.2. Зібрані дані з показами лічильників електричної енергії безпосередньо перед знеструмленням та після відновлення живлення ВОЕ мають використовуватися для розрахунку

значень даних комерційного обліку про перетікання електричної енергії протягом періоду знеструмлення.

8.3. ППКО, що відповідальний за ТКО, повинен регулярно намагатися зчитувати дані з лічильників кожного ВОЕ, який був знеструмлений:

- 1) для ТКО типу межі мереж, одиниць балансування, одиниць генерації - кожен день;
- 2) для ТКО типу одиниць споживання 2 - 4 рівнів напруги - кожні 5 робочих днів;
- 3) для ТКО типу одиниць споживання 1 рівня напруги - кожні 10 робочих днів.

8.4. Якщо при зчитуванні показів з лічильників ВОЕ, що був знеструмлений, будуть отримані дані, які покажуть, що відбувалось або відбувається споживання електричної енергії, ППКО повинен повідомити про це ВТКО, електропостачальника, ОСП/ОСР протягом 2 робочих днів. ВТКО повинна протягом 5 робочих днів після отримання повідомлення від ППКО розслідувати спільно з заінтересованими сторонами обставини і повідомити електропостачальника, ОСП/ОСР та ППКО про фактичний стан ВОЕ.

VII. Метрологічне забезпечення засобів вимірювальної техніки

1. Вимоги до метрологічного забезпечення

1.1. Метрологічне забезпечення ЗВТ у складі ВОЕ здійснюється відповідно до вимог Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" та інших нормативно-правових актів та нормативних документів у сфері метрології.

1.2. Лічильники електричної енергії, трансформатори струму та трансформатори напруги відносяться до законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки.

1.3. Автоматизовані системи, які забезпечують збір результатів вимірювання та даних з лічильників, їх контроль та реконфігурацію (АСЗД), а також керування та адміністрування даних щодо комерційного обліку відповідно до цього Кодексу, не відносяться до законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки.

1.4. ЗВТ (лічильники, ТН та ТС), які зберігаються та не використовуються, дозволяється не піддавати періодичній повірці. У цьому випадку ЗВТ (лічильники, ТН та ТС) на час введення в експлуатацію повинні мати відбиток тавра виробника або повірочної лабораторії.

1.5. Стосовно законодавчо регульованих ЗВТ, що перебувають в експлуатації, може також проводитися позачергова, експертна та інспекційна повірка.

1.6. Суб'єкти господарювання зобов'язані своєчасно з дотриманням встановлених міжповірочних інтервалів подавати законодавчо регульовані ЗВТ, що перебувають в експлуатації, на періодичну повірку.

1.7. Відповідальність за проведення періодичної повірки, обслуговування та ремонт (у тому числі демонтаж, транспортування та монтаж) ЗВТ покладається на його власника, якщо інше не передбачено законом або договором.

1.8. Інформація про дату та результати повірки ЗВТ (лічильників, ТН та ТС) у складі ВОЕ повинні бути занесені до реєстру ТКО.

VIII. Збір даних комерційного обліку

1. Загальні положення

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 ТКО, за які він несе відповідальність, та передати їх ППКО, що виконує функції ОДКО.

1.2. ОЗД повинен провести початкову перевірку та перевірку адекватності та цілісності даних відповідно до порядку контролю достовірності даних комерційного обліку, зібраних з кожної ТКО.

1.3. Відповідно до типу обладнання, встановленого в точці комерційного обліку, способу збирання даних і типу системи зчитування даних, що використовується, ОЗД маркує зібрану інформацію відповідно до чотирьох класифікаторів, які вказані в таблиці 7:

| Показник | Позначка |
|---|----------------------|
| класифікатор 1: відповідність ВОЕ | |
| ВОЕ, встановлений у точці комерційного обліку, відповідає всім вимогам, викладеним у цьому Кодексі | "відповідає" |
| ВОЕ, 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" |

1.4. ОЗД має повідомити інформацію про якість даних ОДКО для забезпечення виконання ним перевірок даних.

2. Автоматичне зчитування даних з лічильників

2.1. ОЗД повинен встановити АС для зчитування і перевірки якості результатів вимірювання з ТКО, стосовно яких його було призначено ОЗД у разі зчитування результатів вимірювань по таких ТКО:

- 1) ТКО типу "межа мережі", "одиниця балансування" та "одиниця генерації";
- 2) ТКО типу "одиниця споживання", які було обладнано ВОЕ з можливістю віддаленого доступу.

2.2. Усі ВОЕ з можливістю дистанційного доступу мають бути інтегровані в АС призначеного ОЗД.

2.3. ОЗД має забезпечити в межах своєї відповідальності автоматичне дистанційне зчитування даних зі всіх лічильників електричної енергії, що інтегровані в його АС, у тому

числі основних, дублюючих і верифікаційних.

2.4. ОЗД може використовувати власну АС або АС учасника ринку.

2.5. Проектна документація на створення АС у частині вимог до ВОЕ узгоджується з ОМ та ОДКО, у частині інформаційної взаємодії з ОМ та ОДКО.

2.6. Термін узгодження проектної документації на створення та розвиток АС у частині інформаційної взаємодії не може перевищувати 10 робочих днів. Зауваження ОМ та ОДКО до проектної документації мають бути обґрунтовані та з посиланням на відповідні нормативні документи. Проектна документація на створення та розвиток АС не потребує повторного узгодження у разі врахування зауважень при розробці проектної та технічної документації.

2.7. ОЗД повинен декларувати та забезпечити необхідні функції АС щодо збирання даних з ТКО відповідно до вимог цього Кодексу.

2.8. Автоматичне зчитування даних має здійснюватися:

1) до 9:45 дня D+1 для всіх ТКО типу "межа мережі", "одиниця балансування" та "одиниця генерації";

2) до 9:45 дня D+1 для всіх ТКО одиниць споживання 2 - 3 рівня напруги;

3) до 9:45 дня D+5 для всіх ТКО одиниць споживання 1 рівня напруги.

2.9. Обсяг інформації, що збирається за допомогою АС ППКО з кожного лічильника, визначається ОЗД, але ця інформація має включати щонайменше:

1) погодинні результати вимірювання активної електричної енергії та, у разі необхідності, реактивної енергії, показники якості електропостачання разом з їхніми часовими відмітками;

2) погодинні результати вимірювання активної потужності та, у разі необхідності, реактивної потужності, разом з їхніми часовими відмітками;

3) акумульовані (сумарні) результати вимірювання активної та, у разі необхідності, реактивної енергії, за попередній день;

4) аварійні сигнали з журналів реєстрації подій, одержані від лічильника;

5) кваліфікатори ознак якості (кваліфікатори ознак точності) результатів вимірювання лічильників, якщо лічильник подає такого роду інформацію.

2.10. У разі якщо лічильник ВОЕ додатково реєструє відхилення напруги, час та тривалість перерв в електропостачанні, ППКО має зібрати показники якості електропостачання, зокрема:

1) відхилення усередненого значення напруги на 10-хвилинному проміжку часу +10 % або -10 % від стандартної номінальної напруги - середнє значення напруги в цьому інтервалі та час початку такого відхилення;

2) час початку та завершення перерв в електропостачанні.

3. Дії при неможливості отримання даних в автоматичному режимі

3.1. Якщо неможливо отримати результати вимірювання для ТКО в автоматичному режимі, ОЗД повинен негайно вжити всіх можливих заходів для отримання цих даних в установлені строки та в повному обсязі, зокрема, для виявлення і, якщо це можливо, усунення причини відсутності даних.

3.2. У разі виходу 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".

3.3. 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 позначка "немає даних".

4. Локальне зчитування результатів вимірювання з лічильників за графіком

4.1. ОЗД встановлює графік для локального зчитування результатів вимірювання у ТКО, які не оснащені обладнанням дистанційного зчитування даних.

4.2. ОЗД має довести до відома електропостачальника, ВТКО, інших задіяних ППКО для відповідних ТКО графік та час зчитування результатів вимірювання.

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

4.4. Обсяг інформації, що збирається шляхом локального зчитування з кожного лічильника, визначається ОЗД, та має включати, зокрема:

1) акумульовані результати вимірювання активної та, де це передбачено, реактивної енергії за попередній розрахунковий місяць;

2) погодинні результати вимірювання активної і реактивної енергії з відповідними відмітками часу в усіх випадках, якщо встановлений у точках комерційного обліку лічильник передбачає таку можливість;

3) аварійні сигнали і журнали реєстрації подій у всіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість;

4) ознаки якості показів лічильників (ознаки точності) у всіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість.

4.5. У разі успішного локального зчитування даних з лічильників ОЗД повинен провести аналіз повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання, зокрема перевіряється (у всіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість):

1) відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду;

2) відповідність відміток часу і дати, зокрема, абсолютне відхилення часу годинника комерційного лічильника від київського часу, перевіряючи, що відхилення знаходиться у межах допустимих значень;

3) повнота погодинних результатів вимірювання лічильників;

4) відповідність результатів вимірювання встановленому режиму перетікання електричної енергії;

5) зміст журналу подій лічильника за розрахунковий період;

6) зміст журналу щодо коригування часу лічильника протягом розрахункового періоду;

7) відповідність параметризації лічильника наданому протоколу параметризації.

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

5. Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника за подією

5.1. 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 дистанційно через систему автоматичного зчитування результатів вимірювання неможливо. Таке локальне зчитування проводиться протягом 5 робочих днів після виявлення проблеми і має бути зроблено, як правило, за допомогою електронного локального зчитування. ОЗД інформує ВТКО про ситуацію щодо усунення проблеми, яка унеможливила автоматичне зчитування результатів вимірювання.

5.2. ОЗД проводить локальне зчитування лічильників у ТКО, за які несе відповідальність, у таких випадках:

1) після первинного введення в експлуатацію;

2) після будь-якого виду технічного обслуговування;

3) після корекції потенційних дефектів або браку точності на лічильниках та/або будь-якому обладнанні, пов'язаному з ВОЕ;

4) якщо віддалене зчитування даних неможливе;

5) до і після заміни або перепрограмування лічильника;

6) при необхідності встановлення або синхронізації годинника лічильників, якщо цю синхронізацію неможливо зробити дистанційно.

5.3. При необхідності заміни або перепрограмування лічильника ОЗКО повинен повідомляти про цю ситуацію ВТКО.

5.4. ОЗД зчитує всі результати вимірювання лічильників перш ніж відбудеться фактична заміна або перепрограмування лічильника. Такі результати вимірювання повинні бути отримані найближчим часом до моменту, коли лічильник буде замінено або перепрограмовано.

5.5. 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 ВОЕ. Перепрограмування або заміна лічильників або будь-якого іншого обладнання, пов'язаного з ВОЕ, здійснюється після підтвердження ОЗД факту отримання зчитаних даних з лічильника для цілей комерційного обліку електричної енергії належним чином.

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

5.7. 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 має містити таку інформацію:

- 1) ідентифікаційні дані та параметри ТКО;
- 2) причину перепрограмування/заміни лічильника або заміни будь-якого іншого обладнання, пов'язаного з ВОЕ;
- 3) найменування та ідентифікаційний код ППКО в Єдиному державному реєстрі підприємств та організацій України, фахівці якого виконували роботи із заміни або перепрограмування;
- 4) ідентифікаційний номер ППКО в Єдиному реєстрі ППКО ринку електричної енергії;
- 5) прізвище та ініціали спеціаліста, який виконує роботу;
- 6) дату та час початку та закінчення проведення робіт;
- 7) результати проведення робіт.

5.8. У разі електронного або візуального локального зчитування результатів вимірювання лічильника потрібно зафіксувати дату і час зчитування результатів вимірювання. Перед зчитуванням результатів вимірювання лічильника необхідно перевірити час годинника лічильника і, за необхідності та технічній можливості, провести синхронізацію або установку часу годинника лічильника.

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

6. Зчитування показів лічильника, що виконується споживачем

6.1. За домовленістю між ППКО і споживачем споживач може знімати покази лічильника самостійно, надаючи ППКО цю інформацію відповідно до умов договору зі всіх лічильників, встановлених на об'єктах споживача.

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

6.3. Споживач зчитує та направляє дані ППКО відповідно до процедур, встановлених цим Кодексом.

6.4. Якщо споживач відправляє покази лічильників електропостачальнику, електропостачальник повинен передати їх АКО з відповідною позначкою. АКО має переслати отримані дані до відповідного ППКО для валідації. ППКО після виконання процедур валідації повертає дані АКО з відповідною позначкою щодо можливості використання даних для розрахунків.

6.5. Дані, отримані від споживача при проведенні процедур їх перевірки, мають у розрахунках менший пріоритет ніж виміряні дані з контрольних лічильників або дані отримані ППКО.

ІХ. Керування даними комерційного обліку

1. Загальні положення.

1.1. Обмін даними між АКО, ППКО та учасниками ринку здійснюється у вигляді електронних документів відповідно до стандартів інформаційного обміну Датахаб, що розробляються АКО та затверджуються Регулятором.

1.2. Відповідно до ДСТУ ІЕС 62325-451-4 документ на ринку електричної енергії може надсилатися кілька разів. Кожна передача ідентифікується шляхом нумерації версії документа, яка починається з 1 і збільшується послідовно на одиницю. Версія документа використовується для ідентифікації конкретної версії часового ряду, встановленого для даного облікового періоду. Номер першої версії для ідентифікації даного документа, як правило, має бути 1. Номер версії документа повинен бути збільшений при кожній повторній передачі документа, який містить зміни до попередньої версії.

1.3. Приймаюча система повинна забезпечити визначення версії документа. Номер версії для наступного переданого документа має бути вищим за номер версії попередньо отриманого документа.

1.4. Механізм обміну даними має сприяти безперервному та безпечному функціонуванню ринку електричної енергії та забезпечувати відсутність технічних бар'єрів для виходу на ринок невеликих учасників.

1.5. АКО забезпечує реалізацію в Датахаб інтерфейсів ММІ (машинно-машинний інтерфейс) з автоматизованими системами учасників ринку для організації обміну інформацією щодо:

- 1) створення ТКО;
- 2) зміни налаштувань ТКО;
- 3) зміни електропостачальника та сторони відповідальної за баланс;
- 4) зміни (переміщення) споживача;
- 5) відключення СПМ у ТКО;
- 6) ліквідації ТКО;
- 7) завантаження результатів вимірювання та валідованих даних комерційного обліку;
- 8) отримання сертифікованих та остаточних даних комерційного обліку;
- 9) оскарження даних комерційного обліку та врегулювання суперечок.

1.6. АКО забезпечує реалізацію порталу споживачів з інтерфейсом НМІ (людино-машинний інтерфейс) для організації обміну щодо:

- 1) перегляду власного профілю;
- 2) зміни паролю доступу, абонентського коду для перегляду даних, абонентського коду зміни електропостачальника;
- 3) перегляду налаштувань ТКО;
- 4) запуску процедури зміни електропостачальника;
- 5) призупинення процедури зміни електропостачальника;
- 6) перегляду власних даних комерційного обліку;
- 7) перегляду статистичних даних комерційного обліку за групами споживачів;
- 8) надання прав на перегляд власних даних комерційного обліку третій стороні.

1.7. 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.

2. Передача даних комерційного обліку

2.1. При передачі даних комерційного обліку електричної енергії має бути забезпечено наступне:

1) повнота переданих даних. Дані комерційного обліку, що передаються, повинні містити всю суттєву інформацію, необхідну для відображення або подальшої обробки даних приймальним пристроєм;

2) захист від випадкових та ненавмисних змін під час передачі даних. Передані дані комерційного обліку повинні бути захищені від випадкових і ненавмисних змін;

3) цілісність даних під час передачі даних. Передані дані комерційного обліку повинні бути захищені від навмисних змін з використанням програмного забезпечення;

4) достовірність даних, що передаються. Програмне забезпечення, яке приймає дані комерційного обліку, повинно забезпечити перевірку їхньої достовірності по відношенню до результатів вимірювання, на основі яких вони утворені;

5) конфіденційність ключів. Кваліфіковані електронні підписи та супроводжуючі їх дані повинні вважатися юридично контрольованими даними, які повинні зберігатися в таємниці та бути захищеними від компрометування з використанням програмних засобів;

6) заборона на передачу пошкоджених даних. Дані, які визнані пошкодженими, не зобов'язані передаватися;

7) відсутність впливу затримки під час передачі даних. Затримка під час передачі даних не повинна впливати на процеси комерційного обліку електричної енергії;

8) відсутність впливу недоступності послуг передачі даних. Недоступність послуги передачі даних жодним чином не повинна призводити до втрати будь-яких даних комерційного обліку електричної енергії.

2.2. 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 4 років з дати передачі даних.

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

3. Зберігання даних

3.1. Усі результати вимірювання лічильників повинні зберігатися без будь-яких змін:

1) у внутрішній пам'яті лічильника - не менше термінів, визначених у таблиці 2;

2) у зовнішніх пристроях зберігання даних протягом 4 років або часу, необхідного для вирішення суперечок, що виникли між учасниками ринку.

3.2. Дані комерційного обліку електричної енергії мають зберігатися у пристроях зберігання даних без будь-яких змін протягом 4 років або часу, необхідного для вирішення суперечок, що виникли між учасниками ринку.

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

3.4. У разі знеструмлення пристроїв зберігання даних комерційного обліку електричної енергії, що є складовими вузла комерційного обліку ТКО 3 - 4 рівнів напруги, повинен сформуватися сигнал тривоги. У разі технічної можливості цей сигнал повинен мати часову мітку, що відповідає часу переривання живлення.

3.5. Автономне функціонування годинника і календаря лічильника, а також пристроїв зберігання даних комерційного обліку електричної енергії, повинно бути забезпечено щонайменше 40 днів без зовнішнього живлення.

3.6. При зберіганні даних має бути забезпечено:

1) повноту даних, що зберігаються. Збережені дані повинні містити всю суттєву інформацію, яка необхідна для відновлення попередніх даних;

2) захист даних від випадкових та ненавмисних змін. Дані, що зберігаються, повинні бути захищеними від випадкових та ненавмисних змін;

3) цілісність даних. Дані, що зберігаються, повинні бути захищеними від навмисних змін;

4) версійність даних. При внесенні змін до даних має зазначатись джерело внесених змін (організація та оператор), дата та час і зберігатись їх попередня версія;

5) достовірність даних. Дані, що зберігаються, повинні зберігатись таким чином, щоб забезпечити можливість для визначення їх достовірності стосовно первинних даних, з яких вони утворені;

6) конфіденційність ключів. Ключі кваліфікованого електронного підпису та супроводжуючі їх дані слід розглядати як контрольовані метрологічні дані, зберігатись в таємниці та бути захищеними від компрометації програмними засобами;

7) перевірку та відображення даних, що зберігаються. Програмне забезпечення, яке використовується для тестування збережених даних, повинно мати можливість відображати або роздруковувати ці дані, контролювати зміни в даних, а також генерувати попередження про зміни. Забороняється використовувати дані, визначені як пошкоджені;

8) автоматичне збереження даних. Дані повинні зберігатись автоматично, як тільки завершиться вимірювання або формування даних;

9) місткість пристрою для зберігання даних. Пристрій для зберігання даних повинен мати достатню місткість, щоб виконувати свої функції.

3.7. База даних комерційного обліку ОДКО повинна містити:

1) результати вимірювання (первинні дані комерційного обліку), з відповідним маркуванням, у кВт*год у дійсних числах;

2) дані комерційного обліку електричної енергії, які отримані шляхом приведення первинних даних обліку до комерційної межі, у кВт*год у дійсних числах;

3) валідовані дані комерційного обліку, у кВт*год у цілих числах;

4) базу нормативних і довідкових даних АС ППКО.

3.8. Кожен ОДКО повинен забезпечити:

1) повноту та цілісність бази даних комерційного обліку;

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

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

4. Безпека даних

4.1. Дані комерційного обліку відносяться до даних з обмеженим доступом. Дані, що стосуються комерційного обліку у побутових споживачів електричної енергії, відносяться до персональних даних.

4.2. Учасники ринку, ППКО та АКО зобов'язані забезпечити обробку персональних даних у відділених від ЗКО системах, які мають відповідати вимогам чинного законодавства України та Регламенту (EU) 2016/679.

5. Обробка результатів вимірювання

5.1. Усі операції та розрахунки з використанням результатів вимірювання повинні здійснюватися з усіма значущими цифрами після коми.

5.2. Дані комерційного обліку виражаються:

1) щодо обсягу активної електричної енергії - у кіловат-годинах;

2) щодо обсягу реактивної електричної енергії - у кіловар-годинах.

5.3. Дані комерційного обліку формуються на основі результатів вимірювання або визначаються розрахунковим шляхом за встановленими правилами.

6. Перевірка результатів вимірювання

6.1. Перевірка даних здійснюється відповідними ППКО на етапах збору результатів вимірювання, формування первинних даних комерційного обліку, формування валідованих даних комерційного обліку.

6.2. За результатами цих перевірок ППКО, що виконує функції ОДКО, формує валідовані дані комерційного обліку та передає їх до Датахаб АКО.

6.3. Перевірка результатів вимірювання має здійснюватися перед тим, як визначити остаточне (оптимальне) значення вимірювання для кожного ІЧР у кожній ТКО та занести їх до бази даних комерційного обліку електричної енергії.

6.4. Перевірка результатів вимірювання електричної енергії здійснюється відповідно до встановленого АКО порядку з метою узгодження та визначення достовірності кожного значення вимірювання або групи значень вимірювання.

6.5. Перевірки мають виконуватися для всіх значень результатів вимірювання 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.

6.6. У результаті процесу перевірки кожне значення результатів вимірювання повинне бути занесене до бази даних як "дійсне" або "недійсне".

1) "дійсне" значення - це значення (або група значень), яке пройшло всі перевірки. "Дійсне" значення може стати "недійсним" у результаті подальшого аналізу суперечок та оцінки обставин за рахунок додаткової інформації або внаслідок перевірок, виконаних на пізнішу дату;

2) "недійсне" значення - це значення (або група значень), яке не пройшло будь-який етап перевірки. "Недійсне" значення або група значень може припинити бути "недійсним" у результаті подальшого аналізу даних.

7. Округлення інтервальних значень часового ряду даних

7.1. Під час розрахунків застосовується арифметичне округлення. У разі коли дробова частина розрахованого значення (для активної електричної енергії у кВт·год, для реактивної енергії у кВАр·год) дорівнює або більша 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.

7.2. При формуванні даних комерційного обліку електричної енергії алгоритм округлення слід використовувати для кожного значення часового ряду даних і забезпечувати ціле значення даних за таких умов:

1) для кожного інтервалу часових рядів значення різниці між округленим і не округленим значенням активної електричної енергії не повинне перевищувати $\pm 1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$;

2) у межах кожного часового ряду значення різниці між сумою округлених інтервальних значень і суми не округлених інтервальних значень активної електричної енергії не повинне перевищувати $\pm 1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$;

3) у межах кожного часового ряду не повинні з'являтися від'ємні значення інтервальних значень активної електричної енергії.

8. Заходи, які необхідно вжити після визнання результатів вимірювання недійсними

8.1. Після виконання перевірок, якщо будь-яке значення (або група значень) результатів вимірювання вважається "недійсним", необхідно:

1) підтвердити, у залежності від обставин, значення даних, що були подані спочатку;

2) зчитати нові результати вимірювання з відповідного лічильника (або лічильників).

8.2. Якщо після нового зчитування ОЗД результатів вимірювання буде встановлено, що дані, передані спочатку, були неправильними, нові значення ОЗД направляються ОДКО разом із поясненням причини, яка викликала неправильність початкових значень.

8.3. Якщо результати вимірювання, які не пройшли перевірку, були надані споживачем, ОДКО повідомляє про цю ситуацію споживачу, який надіслав ці дані. Споживач, має переглянути надіслані дані та підтвердити їх правильність або виправити протягом 5 робочих днів після отримання повідомлення.

8.4. Нові значення даних, отримані ОДКО від ОЗД або від споживача, підлягають такому ж процесу перевірки, що й результати вимірювання, які були подані спочатку.

8.5. Якщо представлені нові дані не проходять перевірку або дані систематично позначаються як "недійсні", або ОДКО має інформацію про потенційно можливі відхилення роботи ВОЕ від норми, ОДКО повинен:

- 1) скласти повідомлення про інцидент;
- 2) протягом двох днів з моменту складення повідомлення про інцидент інформувати про цю ситуацію ВТКО та всі заінтересовані сторони.

8.6. ВТКО повинна проаналізувати причини виникнення проблем з даними, які отримані з лічильників, та інформувати у письмовій формі заінтересованих учасників ринку про заплановані ним необхідні заходи для виправлення цих проблем. Ці заходи мають бути виконані протягом 5 робочих днів з моменту отримання ВТКО повідомлення від ОДКО про проблеми з даними.

8.7. Якщо ВТКО не повідомить ОДКО про виправлення проблем з відхиленнями в роботі ВОЕ від норми впродовж установленого часу, ОДКО повинен класифікувати всі результати вимірювань, отримані за цей період, як "недійсні".

8.8. 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 2 календарних місяців, про що ВТКО інформує ОДКО з метою складення повідомлення про інцидент.

8.9. Якщо аналіз не встановлює причину проблем з даними або заінтересовані учасники ринку не вважають прийнятними аналіз і пояснення, представлені ВТКО, будь-який із заінтересованих учасників ринку може звернутися до ВТКО з вимогою провести перевірку ВОЕ. Така перевірка проводиться протягом 10 днів після виявлення проблем з даними. Витрати, пов'язані з перевіркою, несе:

- 1) у випадках успішного проходження перевірки - учасник ринку, який ініціював перевірку;
- 2) у випадках коли верифікацію не пройдено через недостовірність первинних вимірювань - ВТКО;
- 3) у випадках коли верифікацію не пройдено через недостовірність обробки даних та розрахунків - ОЗКО.

9. Валідація даних комерційного обліку електричної енергії

9.1. Перевірка даних комерційного обліку електричної енергії здійснюється на рівні ППКО, що виконує функції ОДКО, після отримання результатів вимірювання та після формування даних комерційного обліку.

9.2. ОДКО повинен здійснити валідацію сформованих даних комерційного обліку відповідно до встановленого АКО порядку перед тим, як додати ці сформовані дані комерційного обліку до своїх баз даних комерційного обліку електричної енергії та передати їх АКО.

9.3. У випадку якщо сформовані дані не проходять валідацію, ці дані не вносяться в бази даних комерційного обліку електричної енергії та не передаються АКО.

9.4. ОДКО, що здійснює валідацію даних повинен негайно надіслати повідомлення учаснику ринку (ВТКО), від якого він отримав ці дані, з метою виправлення виявлених

недоліків у найкоротші терміни. Повідомлення повинне містити інформацію про ТКО, дані з яких не пройшли перевірку достовірності, а також про перевірки, які не були пройдені.

10. Передача даних комерційного обліку до АКО

10.1. Після виконання всіх перевірок та валідації даних комерційного обліку для кожної ТКО в межах відповідальності ВТКО уповноважений нею ОДКО передає до АКО електронні документи з валідованими даними, первинні дані комерційного обліку та дані щодо параметрів якості електропостачання.

10.2. Передача даних здійснюється з такою періодичністю:

1) до 10:00 дня D+1 для ТКО типу межі мережі, одиниць балансування та одиниць генерації всіх рівнів напруги;

2) до 10:00 дня D+1 для всіх ТКО типу одиниць споживання 2 - 4 рівня напруги;

3) до 10:00 дня D+5 для всіх ТКО типу одиниць споживання 1 рівня напруги з дистанційним зчитуванням результатів вимірювань;

4) до 10 числа наступного місяця M+3 для всіх ТКО одиниць споживання 1 рівня напруги без дистанційного зчитування результатів вимірювання.

10.3. Після того, як дані було передано від ОДКО до АКО, але до настання останнього дня попереднього розрахунку, ОДКО має право змінювати дані, що були передані, у таких випадках:

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

2) якщо дані замінюються в базі даних комерційного обліку відповідного ППКО іншими даними, що мають вищий пріоритет;

3) якщо в будь-якій з ТКО було відкрито розгляд інциденту і після його вирішення ОДКО приймає обґрунтоване рішення, що раніше відправлені дані є неточними. У цих випадках спочатку передані дані можуть бути замінені даними з більш низьким пріоритетом.

10.4. Після останнього дня попереднього розрахунку, але до останнього дня остаточного розрахунку ОДКО має право змінювати дані, що були передані, у таких випадках:

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

2) якщо було прийнято заперечення щодо попереднього розрахунку, як визначено у правилах розрахунку, якщо таке заперечення стосується даних комерційного обліку. У цих випадках спочатку передані дані можуть бути замінені даними з більш низьким пріоритетом;

3) якщо для будь-якої ТКО, до якої відносяться ці дані, було ініційовано розгляд суперечки, яку було вирішено після кінцевої дати попереднього розрахунку, то ОДКО приймає обґрунтоване рішення, що раніше відправлені дані є неточними. У цих випадках, спочатку передані дані можуть бути замінені даними з більш низьким пріоритетом.

10.5. У випадку отримання додаткової інформації внаслідок локального електронного або візуального зчитування показів лічильників, відновлення роботи комунікаційних каналів, виправлення будь-яких несправностей у роботі автоматизованих систем ОДКО повинен ввести нові валідовані дані у власну базу даних комерційного обліку виключно в тих випадках, коли отримана нова інформація має вищий пріоритет.

10.6. Допускається внесення змін ОДКО в дані після останнього дня остаточного розрахунку за умови відповідного звернення учасників до адміністратора розрахунків щодо позапланового запуску процедури врегулювання небалансів.

10.7. Якщо АКО не отримав в останній день попереднього розрахунку та/або в останній день остаточного розрахунку від ОДКО (уповноваженого відповідним учасником ринку) скоригованих даних, придатних для проходження всіх перевірок, які здійснює АКО, він заміняє ці дані на оціночні дані з позначкою "замінені АКО через невідповідність".

10.8. У разі повторних випадків невідповідності даних з боку ППКО, що виконує функції ОДКО, АКО має розпочати процес анулювання реєстрації відповідного ППКО.

11. Формування оціночних даних комерційного обліку

11.1. Формування оціночних даних комерційного обліку здійснюється АКО в таких випадках:

1) якщо вимірне значення або група вимірних значень були позначені як "недійсні" і до часу початку останнього дня попереднього розрахунку було неможливо отримати вимірні значення, що пройшли перевірки (тимчасова заміна);

2) якщо вимірне значення або група вимірних значень були позначені як "недійсні" і до часу початку останнього дня остаточного розрахунку було неможливо отримати вимірні значення, що пройшли перевірки достовірності (остаточна заміна);

3) якщо висновок за результатами розгляду повідомлення про суперечку вказує на несправність в одному або більше ЗВТ ВОЕ і отримати результати вимірювання до їх заміни або ремонту неможливо;

4) якщо відсутні результати вимірювання та відповідні дані комерційного обліку з будь-яких причин (через неможливість доступу до приміщення, де фізично знаходиться ВОЕ, або якщо при доступі до цих приміщень не вдалося отримати дані з лічильників, або з інших причин).

11.2. Формування оціночних даних комерційного обліку проводиться відповідно до методики формування оціночних даних.

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

11.4. Усі значення оціночних даних, незалежно від причини заміни даних, мають бути позначені як "оціночні".

12. Профілювання даних комерційного обліку

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

1) усіх ТКО, обладнаних зонними або інтегральними (накопичувальними) лічильниками електричної енергії;

2) усіх ТКО, дані з яких за добу мають значення "дійсні" або "оціночні", проте містять ознаку "немає даних" для відповідних погодинних інтервалів.

12.2. Профілювання виконується з дотриманням таких принципів:

1) інтегральні дані для ТКО 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 частки споживання кожного з електропостачальників у визначеній області комерційного обліку;

2) 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 області комерційного обліку.

12.3. Формування профілів та профілювання даних комерційного обліку проводиться відповідно до методики, що розробляється АКО.

13. Розрахунок втрат в областях комерційного обліку

13.1. Після отримання погодинних значень активної енергії для всіх точок споживання та генерації в рамках області комерційного обліку АКО проводить обчислення погодинних втрат у мережах області комерційного обліку.

13.2. Розраховані погодинні втрати використовуються для проведення подальших розрахунків, якщо вони не перевищують нормативні втрати, що встановлені Регулятором для відповідного ОСР.

14. Агрегація даних

14.1. Агрегацію даних комерційного обліку виконує АКО для:

1) кожного учасника ринку;

- 2) кожної балансуючої групи;
- 3) ОСП;
- 4) кожного ОСР;
- 5) інших об'єктів та суб'єктів, визначених у Правилах ринку.

14.2. АКО виконує агрегацію даних по суб'єктах та об'єктах на ринку (зонах, районах або інших об'єктах) як це передбачено у Правилах ринку та/або рішеннях Регулятора.

14.3. Агреговані значення визначаються як алгебраїчна сума значень даних комерційного обліку електричної енергії для кожного інтервалу часового ряду даних.

14.4. Агреговані дані маркуються як "вимірні" у разі використання для агрегації виключно "вимірних" даних комерційного обліку.

14.5. Агреговані дані маркуються як "оціночні" у разі використання хоча б одного значення даних комерційного обліку з позначкою "оціночні". У такому випадку агреговані дані повинні додатково містити:

- 1) відсоток кількості використаних "оціночних" значень;
- 2) відсоток обсягу "оціночних" значень у загальній сумі.

15. Формування сертифікованих даних комерційного обліку

15.1. Після проведення всіх перевірок і обчислень, зазначених у цьому Кодексі, АКО визначає значення сертифікованих даних комерційного обліку для кожної ТКО.

15.2. Сертифіковані дані комерційного обліку використовуються АКО у процесі агрегації.

15.3. Сертифіковані дані та агреговані дані комерційного обліку, зокрема включають:

1) для ТКО, обладнаних інтервальними лічильниками:

а) вимірні або обчислені значення активної енергії та реактивної енергії за кожний розрахунковий період разом із відповідними мітками часу;

б) вимірне або обчислене значення для накопиченої активної енергії та реактивної енергії за кожний календарний день (24 години);

2) для ТКО, обладнаних інтегральними лічильниками (лічильниками кумулятивної енергії):

а) обчислені (профільовані) значення активної енергії за кожний розрахунковий період, разом із відповідними мітками часу;

б) вимірне 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.

15.4. Для цілей розрахунків використовуються дані в такій пріоритетності (від вищого до нижчого пріоритету):

1) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з основного лічильника, що відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як "дійсні - відповідні - основні";

2) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з дублюючого лічильника, що відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як "дійсні - відповідні - дублюючі";

3) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з верифікаційного лічильника, що відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як "дійсні - відповідні - верифікаційні";

4) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з основного лічильника, що не відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як "дійсні - невідповідні - основні";

5) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з дублюючого лічильника, що не відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального

зчитування. Дані позначаються як "дійсні - невідповідні - дублюючі";

6) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з верифікаційного лічильника, що не відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як "дійсні - невідповідні - верифікаційні";

7) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з лічильників, що відповідають вимогам цього Кодексу, шляхом візуального локального зчитування показів. Дані позначаються як "дійсні - відповідні - візуальні";

8) дійсні або оброблені результати вимірювання, які зчитані з лічильників, що не відповідають вимогам цього Кодексу, шляхом візуального локального зчитування показів. Дані позначаються як "дійсні - невідповідні - візуальні";

9) розраховані/замінені дані позначаються як "оціночні".

16. Передача даних комерційного обліку адміністратору розрахунків та учасникам ринку

16.1. АКО має передавати адміністратору розрахунків та учасникам ринку сертифіковані дані комерційного обліку в обсязі необхідному та достатньому для проведення ними розрахунків та виставлення рахунків своїм контрагентам.

16.2. Регламенти та терміни передачі даних від АКО до адміністратора розрахунків та учасників ринку розробляються АКО та затверджуються Регулятором.

16.3. Учасники ринку та адміністратор розрахунків використовують для розрахунків та інших комерційних цілей виключно сертифіковані дані, що отримані з Датахаб АКО.

17. Формування остаточних даних комерційного обліку

17.1. По завершенню строку позовної давності сертифіковані дані, що зберігаються в Датахаб АКО, визнаються остаточними і не підлягають подальшому уточненню ОДКО.

17.2. АКО зобов'язаний передати остаточні дані адміністратору розрахунків та забезпечити архівацію остаточних даних комерційного обліку для подальшого довготермінового зберігання.

Х. Перевірка та інспекція вузлів обліку електричної енергії

1. Перевірка ВОЕ на місці

1.1. Сторона, відповідальна за ТКО, та/або сторона, яка контролює об'єкт, на якому встановлено ВОЕ, зобов'язані надавати безперешкодний регламентований доступ до нього уповноваженим представникам контролюючих органів та заінтересованим сторонам протягом робочого часу для проведення технічної перевірки обладнання ВОЕ або локального зчитування показів з лічильників електричної енергії.

1.2. Під час кожного відвідування об'єкта представники сторони, що здійснює перевірку, зобов'язані:

1) надавати документи, видані організацією, де вони працюють, про підтвердження їхніх повноважень;

2) виконувати перевірку із дотриманням вимог безпеки, відповідно до чинних нормативних документів;

3) дотримуватися інструкцій щодо порядку роботи з обладнанням ВОЕ в електричних установках.

1.3. Представники сторони, що здійснює перевірку ВОЕ, мають перевірити:

1) стан живлення обладнання ВОЕ - знеструмлене або під живленням;

2) відповідність часу внутрішніх годинників інтервальних лічильників електричної енергії точному часу;

3) журнали подій для інтервальних лічильників;

4) наявність будь-яких ознак несправності або пошкодження обладнання ВОЕ;

5) наявність будь-яких ознак несанкціонованого втручання в обладнання ВОЕ (особливо порушення цілісності обладнання, пломб та кінцевих муфт/вузлів з'єднання ЗВТ тощо);

6) наявність будь-яких ознак того, що лічильники електричної енергії не реєструють перетікання електричної енергії;

7) наявність будь-яких ознак несправності резервних джерел живлення обладнання ВОЕ.

1.4. Перевірка ЗВТ та допоміжного обладнання ВОЕ здійснюється на місцях їх установки у присутності ВТКО та відповідного ОЗКО. При необхідності зняття пломб та індикаторів повідомлення та присутність власника пломб є обов'язковою.

1.5. Після перевірки сторона, що здійснює перевірку, складає акт із зазначенням фактичного стану ЗВТ, у тому числі виявлених недоліків. Цей акт надається за запитом усім заінтересованим сторонам. У разі необхідності здійснюється технічна експертиза відповідних засобів ВОЕ.

1.6. Будь-яка заінтересована сторона має право ініціювати проведення позапланової перевірки програмування ЗВТ, схем їх підключення і правильної роботи та оплатити вартість такої перевірки відповідно до вимог цього Кодексу.

1.7. У разі незабезпечення ВТКО та/або стороною, яка контролює об'єкт, на якому встановлений ВОЕ, безперешкодного регламентованого доступу уповноваженим представникам контролюючих органів, ППКО, з якими вона уклала договір, та/або представникам інших заінтересованих сторін, до власних електроустановок для контролю за рівнем споживання електричної енергії, проведення технічної перевірки обладнання ВОЕ, контрольного огляду та/або заміни ВОЕ цими представниками має бути оформлений відповідний акт про недопуск.

1.8. Один екземпляр акта про недопуск має бути вручений під підпис ВТКО та/або стороні, яка контролює об'єкт, на якому встановлений вузол вимірювання, або відправлений поштовим зв'язком на вказану в договорі з ППКО юридичну адресу.

1.9. У разі відмови представника ВТКО та/або сторони, яка контролює об'єкт, на якому встановлений ВОЕ, від підпису в акті робиться відповідний запис. У цьому випадку акт вважається дійсним, якщо його підписали не менше трьох уповноважених представників сторони, що здійснює перевірку.

1.10. У разі отримання ВТКО та/або суб'єктом, який контролює об'єкт, акта про недопуск поштою дата доступу узгоджується ним з ППКО/електропостачальником/ОСР за телефонами, зазначеними в цьому акті, або телефонами кол-центру.

1.11. Складений акт про недопуск є підставою для проведення відключення від електропостачання, якщо протягом 5 робочих днів від дня отримання акта про недопуск споживач не забезпечить представникам ППКО/електропостачальника/ОСР доступ до свого об'єкта для контрольного огляду лічильника та/або не узгодить з ними дату проведення зазначеного контрольного огляду.

2. Перевірка точності вимірювань

2.1. Під час перевірки точності вимірювання перевіряється відповідність ЗВТ, встановлених у ВОЕ, вимогам цього Кодексу та іншим чинним нормативно-технічним документам.

2.2. Навантаження вторинних вимірювальних кіл перевіряються на відповідність вимогам ПУЕ.

2.3. Планова перевірка і заміна ЗВТ має проводитися відповідно до графіка. Графік узгоджується із заінтересованими сторонами, затверджується власником ЗВТ і надсилається заінтересованим сторонам. Відповідальність за розробку зазначених графіків несуть:

1) за графіки перевірок - ОСР;

2) за графіки заміни засобів обліку - ВТКО.

2.4. Планові перевірки ЗВТ виконуються в такі терміни:

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

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

2.5. Позапланові перевірки ЗВТ виконуються:

- 1) одразу після установки, заміни, ремонтних робіт у вторинних вимірювальних колах трансформаторів струму і напруги;
- 2) при відхиленні величини фактичного небалансу електричної енергії вище припустимого значення.

2.6. При виявленні відхилень параметрів ЗВТ від норм вони підлягають заміні. Заміна проводиться відповідним ОЗКО. ОЗКО має право проводити перевірку (заміну) ЗВТ, після чого 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 ТКО або розрахунковим шляхом та вказується у відповідному акті із зазначенням часу початку і закінчення робіт.

2.7. Обсяг електричної енергії не облікованої під час перевірки або заміни ЗВТ може бути визначений або розрахований за допомогою:

- 1) дублюючого лічильника або верифікаційного ВОЕ;
- 2) середньої потужності (струму), зафіксованих у протоколі перевірки під час виконання робіт, у разі відсутності резервного ЗВТ;
- 3) інших засобів вимірювання, узгоджених сторонами, які виконують ці роботи, у разі відсутності резервного ЗВТ та даних щодо потужності або струму навантаження.

2.8. Навантаження у вторинних вимірювальних колах ВОЕ 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 3 роки.

2.9. 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:

- 1) для генераторів (групи генераторів) потужністю 50 МВт і вище та рівня напруги 110 кВ і вище - один раз на рік;
- 2) для генераторів (групи генераторів) потужністю нижче 50 МВт та рівня напруги 35 кВ і нижче - один раз на 2 роки;
- 3) одразу після установки, ремонтних робіт у вторинних вимірювальних колах трансформаторів струму і напруги;
- 4) при відхиленні величини фактичного небалансу електричної енергії вище припустимого значення, визначеного згідно з порядком, що розробляється АКО та затверджується Регулятором.

2.10. Після виявлення недообліку (переобліку) обсягу електричної енергії між сторонами, які спричинені порушенням роботи ВОЕ, у 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) тощо), рекомендується провести розрахунок обсягу електричної енергії згідно з порядком, що розробляється АКО та затверджується Регулятором.

2.11. Перевірку кіл навантаження трансформаторів струму і напруги, втрати напруги у вторинних ланцюгах трансформаторів напруги слід проводити принаймні один раз на 3 роки.

3. Виявлення фактів втручання в роботу ВОЕ та/або інших ознак розкрадання електричної енергії

3.1. У разі виявлення факту втручання в роботу обладнання ВОЕ та/або інших ознак розкрадання електричної енергії відповідна особа, яка це виявила, має негайно повідомити про це ВТКО. При цьому ВТКО повинна повідомити відповідних ППКО та всі заінтересовані сторони про те, що всі результати вимірювання, отримані з відповідного ВОЕ з дати зчитування останніх достовірних даних, повинні бути замінені.

3.2. Усі сторони, що виявляють факти, які можуть вказувати на факт розкрадання електричної енергії, мають інформувати про це електропостачальника та ОМ, якщо лічильник належить споживачу, або ОМ, якщо лічильник належить виробнику.

3.3. ППКО, що виконує функції ОДКО, має забезпечити розрахунок та передачу всім заінтересованим сторонам заміненних даних комерційного обліку за відповідний період.

3.4. 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.

3.5. 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.

3.6. ОДКО має забезпечити розрахунок даних для заміни (для всіх днів після зчитування останніх достовірних даних до моменту відновлення роботи ВОЕ).

3.7. ВТКО несе відповідальність за збереження всіх доказів і матеріалів щодо виявленого факту втручання в роботу обладнання ВОЕ та/або інших ознак розкрадання електричної енергії.

4. Процедури перевірки точок споживання

4.1. ОСР не менше одного разу на 6 місяців має здійснювати контрольний огляд ЗВТ, які використовуються для цілей комерційного обліку електричної енергії на комерційній межі зі споживачами на території його ліцензованої діяльності.

4.2. Технічна перевірка ВОЕ здійснюється ОСР не менше одного разу на 3 роки відповідно до розробленого плану технічних перевірок.

4.3. Роботи з контрольного огляду ЗВТ проводяться у присутності уповноважених представників споживача.

4.4. Роботи з технічної перевірки ЗВТ проводяться у присутності уповноважених представників споживача, ВТКО і відповідного ППКО та оформляються актом про проведені роботи із зазначенням в акті прізвища уповноваженого представника ОСР, який проводив роботи, та номери його службового посвідчення, підстави проведення технічної перевірки або контрольного огляду ЗВТ та детального опису результатів обстеження.

4.5. У разі звернення ППКО до ВТКО щодо невідповідності обліку вимогам ПУЕ або технічним характеристикам заводу-виробника ЗВТ сторонами складається акт про невідповідність метрологічних характеристик, в якому зазначається термін приведення ЗВТ їх власником за свій рахунок у відповідність до вимог ПУЕ або технічних характеристик заводу-виробника ЗВТ.

4.6. Термін приведення обліку у відповідність до вимог ПУЕ або до технічних характеристик заводу-виробника ЗВТ 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.

4.7. У разі відмови ВТКО від підпису в акті робиться відповідний запис. У цьому випадку акт вважається дійсним, якщо його підписали не менше трьох уповноважених представників суб'єкта, що здійснює технічну перевірку.

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

4.9. У разі проведення позачергової технічної перевірки, перевірки програмування, перевірки правильності роботи, ремонту, заміни або експертизи ЗВТ вартість робіт оплачується, якщо інший порядок не передбачений Законом:

1) суб'єктом господарювання, за ініціативою якого проводилась позачергова технічна перевірка, перевірка програмування, перевірка схем підключення ЗВТ та/або правильності його роботи, ремонт, заміна або експертиза, якщо порушень у роботі ЗВТ та схем їх підключення за результатами перевірки не виявлено;

2) власником ЗВТ чи суб'єктом господарювання, який відповідає за технічний стан та/або збереження ЗВТ, якщо виявлено порушення схеми розрахункового обліку електричної енергії, пошкодження або викрадення ЗВТ з вини власника ЗВТ чи суб'єкта господарювання, який відповідає за технічний стан та/або збереження ЗВТ;

3) ОСР, якщо виявлено порушення схеми розрахункового обліку електричної енергії, пошкодження ЗВТ або їх невідповідності нормативно-технічним документам з вини ОСР.

4.10. Виконання робіт з перевірки програмування до початку експлуатації та під час експлуатації електронного багатофункціонального лічильника оформлюється відповідним актом, який підписується учасниками перевірки, та в якому вказуються:

1) підстави перевірки;

2) найменування ППКО (суб'єкта господарювання) та ідентифікаційний код за Єдиним державним реєстром підприємств та організацій України, фахівці якого виконують роботи з програмування;

3) прізвище та ініціали фахівця, який виконував роботу;

4) ідентифікаційний код ППКО за реєстром Датахаб;

5) дата перевірки;

6) результати перевірки.

4.11. Експертиза ЗВТ у частині дослідження його відповідності метрологічним характеристикам та умовам експлуатації здійснюється відповідно до порядку затвердженого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері технічного регулювання.

4.12. Експертиза ЗВТ у частині дослідження матеріалів, речовин, з яких виготовлені ЗВТ та/або пломби, індикатори впливу магнітного поля, інші захисні елементи, здані на зберігання власнику ВОЕ, здійснюється спеціалізованими організаціями, які мають право на виконання таких робіт.

4.13. Результати, отримані під час експертизи, зазначаються в експертному висновку.

5. Перевірка роботи автоматизованої системи зчитування результатів вимірювання електричної енергії

5.1. Перевірка функціонування автоматизованої системи зчитування результатів вимірювання електричної енергії повинна проводитися:

1) при введенні в експлуатацію ВОЕ з функцією дистанційного зчитування у перший раз;

2) при призначенні та зміні ППКО;

3) після заміни в ТКО ЗВТ або допоміжного обладнання, що використовується для зчитування та передачі даних;

4) після перепрограмування лічильників електричної енергії або зміни налаштувань допоміжного обладнання, що використовується для зчитування та передачі даних;

5) після будь-яких змін у схемах зв'язку між лічильниками електричної енергії та допоміжним обладнанням, що використовується для зчитування та передачі даних;

6) після заміни будь-яких трансформаторів напруги або струму та/або будь-яких відповідних коефіцієнтів трансформації, якщо ці коефіцієнти використовуються в подальшому при обробці даних;

7) після зміни функціоналу програмного засобу автоматизованої системи зчитування результатів вимірювання електричної енергії;

8) після будь-яких змін у схемі використання загальних каналів зв'язку;

9) при усуненні аварійної ситуації або розгляді заперечення, якщо необхідність у такій перевірці виникне, згідно з рішенням ВТКО;

10) після завершення етапу розвитку ЗКО (реконструкція, технічне переоснащення, модернізація).

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

XI. Вирішення суперечок

1. Загальні положення

1.1. Будь-яка суперечка між двома або більше сторонами, яка виникає у зв'язку з виконанням цього Кодексу, повинна бути розглянута керівництвом або уповноваженими представниками сторін після отримання письмової вимоги будь-якої із сторін.

1.2. Керівництво або уповноважені представники сторін мають вирішувати суперечки своєчасно і в повному обсязі. Сторони можуть запрошувати додаткову інформацію, яку вони вважають необхідною для розв'язання суперечки. Для вирішення суперечок сторони можуть залучати незалежних експертів на договірних засадах.

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

2. Вирішення суперечок АКО

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

2.2. Звернення щодо суперечки, яка виникає у зв'язку з виконанням цього Кодексу, розглядаються і вирішуються АКО у термін не більше 1 місяця від дня їх надходження, а ті, які не потребують додаткового вивчення, - невідкладно, але не більше 15 днів від дня їх отримання.

2.3. Якщо в місячний термін вирішити порушені у зверненні щодо суперечки питання неможливо, АКО встановлює необхідний термін для його розгляду, про що повідомляється стороні, яка подала звернення. При цьому загальний термін вирішення питань, порушених у зверненні, не може перевищувати 45 днів.

2.4. На обґрунтовану письмову вимогу сторони термін розгляду звернення щодо суперечки може бути скорочено від встановленого пунктом 2.3 цієї глави.

2.5. Будь-яка суперечка між двома або більше сторонами, яка виникає щодо результатів вимірювання та значень основних даних, валідованих, агрегованих та сертифікованих даних комерційного обліку електричної енергії вирішується сторонами шляхом звернення до АКО через інтерфейс Датахаб. У зверненні можуть також міститись вимоги щодо перегляду або виправлення будь-якого результату та значення цих даних, проведення повторних обчислень і, за умови виявлення помилок, проведення заміни відповідних даних комерційного обліку.

2.6. Суперечки щодо результатів вимірювання та даних комерційного обліку АКО поділяє на 2 типи:

1) тип 1 - суперечки щодо результатів вимірювання у точці вимірювання, валідованих даних та/або процедур, що використовувалися при розрахунку валідованих даних комерційного обліку для конкретної ТКО;

2) тип 2 - суперечки щодо основних даних, сертифікованих та остаточних даних та/або процедур, що використовувалися при розрахунку сертифікованих та остаточних даних комерційного обліку для конкретної ТКО, а також агрегованих даних та/або процедур, що використовувалися при агрегації даних комерційного обліку.

2.7. Звернення по суперечках 1 типу АКО направляє для вирішення до відповідної ВТКО.

2.8. ВТКО після отримання відповідного звернення інформує про його отримання інших заінтересованих учасників ринку та ППКО. ВТКО відповідає за обробку і вирішення поданих звернень, вимагаючи, у разі необхідності, відповідних дій з боку призначених ППКО.

2.9. Звернення по суперечках 2 типу мають розглядатися АКО. АКО повідомляє про отримане звернення інших заінтересованих учасників ринку. АКО відповідає за обробку і вирішення наданих звернень, залучаючи, у разі необхідності, задіяних ППКО та ВТКО.

2.10. Звернення можуть подаватись з моменту, коли учасники ринку отримали дані, протягом 20 календарних днів після того, як адміністратор розрахунків завершив попередні розрахунки і повідомив їх учасникам ринку.

2.11. До вирішення суперечки, що стосується результатів вимірювання або даних комерційного обліку, АКО використовує для проведення розрахунків між учасниками ринку оціночні дані комерційного обліку.

3. Порядок вирішення суперечок 1 типу

3.1. ВТКО повинна вирішити суперечки 1 типу протягом наступних 10 робочих днів після отримання відповідного звернення.

3.2. У процесі вирішення суперечки ВТКО, у разі необхідності, залучає призначених ППКО.

3.3. За результатами розгляду звернення ВТКО вирішує, що результати вимірювання та/або значення даних є правильними і не повинні бути змінені, або що результати вимірювання та/або значення даних мають бути замінені.

3.4. У випадку початку процедури вирішення суперечки ВТКО повинна самостійно або через уповноваженого ППКО:

1) проінформувати відповідні сторони, що всі дані комерційного обліку з часу останньої дати достовірної реєстрації даних до початку процедури вирішення суперечки буде замінено на розраховані оціночні;

2) обчислити і надати обчислене значення даних комерційного обліку електричної енергії всім заінтересованим сторонам;

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

4) якщо покази лічильника зчитуються і 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 ППКО.

3.5. ВТКО інформує ППКО про початок процедури вирішення суперечки для відповідної ТКО.

3.6. ППКО аналізує причини, які викликали суперечку, і інформує ВТКО про результати аналізу.

3.7. Якщо в результаті перевірок та аналізу ВТКО зробить висновок про те, що необхідно провести перевірку ВОЕ в ТКО, про це вона має повідомити учасника ринку, який звернувся щодо вирішення суперечки, та відповідних ППКО із зазначенням попередніх термінів проведення такої перевірки. У цих випадках період, необхідний для вирішення суперечки, може бути продовжено.

3.8. Якщо після розгляду суперечки, у тому числі проведення інспекцій та перевірок, ВТКО приходить до висновку щодо необхідності певного втручання в роботу ВОЕ, у тому числі перепрограмування, позачергової повірки або заміни ЗВТ, та інформує про це ППКО. ППКО виконує необхідні роботи, у тому числі подальші перевірки, згідно з розділом X цього Кодексу, протягом наступних 20 календарних днів.

3.9. До моменту відновлення нормальної роботи ВОЕ дані, отримані з цього ВОЕ, повинні визнаватися як недійсні.

3.10. Після вирішення суперечки ППКО подає ВТКО та АКО звіт про суперечку, який повинен містити:

- 1) визначення ТКО, щодо якої складено звіт про суперечку;
- 2) дату і час початку процедури вирішення суперечки;
- 3) короткий опис суперечки;
- 4) результат вирішення суперечки та заходи, вжиті для вирішення суперечки.

4. Порядок вирішення суперечок 2 типу

4.1. АКО повинен вирішити суперечку 2 типу протягом наступних 10 робочих днів після отримання відповідного звернення.

4.2. У процесі вирішення суперечки АКО може звернутися до відповідних ППКО і в разі необхідності до ВТКО.

4.3. У результаті проведеного аналізу і перевірок АКО повинен вирішити, що значення даних є правильними і не повинні бути змінені або що звернення обґрунтовано і значення даних мають бути змінені.

4.4. У разі відхилення звернення, АКО повинен надати учаснику ринку, який подав це звернення, чіткі роз'яснення щодо причин відхилення цього звернення.

4.5. АКО повинен провести нове формування даних для всіх відповідних учасників ринку у випадках, якщо вирішення суперечки передбачає зміну даних.

5. Вирішення суперечок Регулятором

5.1. Якщо сторону суперечки не влаштовує прийняте АКО рішення, вона має право звернутися з цього питання до Регулятора.

5.2. Сторони зобов'язані надати всю необхідну інформацію, яка може знадобитися Регулятору для вирішення суперечки.

5.3. Сторони мають право оскаржити рішення Регулятора у судовому порядку.

ХІІ. Оплата послуг комерційного обліку та доступу до даних комерційного обліку електричної енергії

1. Плата за надання послуг комерційного обліку

1.1. ВТКО або його уповноважений представник самостійно забезпечує організацію комерційного обліку електричної енергії або оплачує послуги ППКО щодо забезпечення комерційного обліку в ТКО.

1.2. ВТКО може здійснювати оплату послуг комерційного обліку ППКО через електропостачальника за умови приєднання електропостачальника до відповідного публічного договору з ППКО.

1.3. ППКО отримує плату за надані послуги відповідно до укладених договорів про надання послуг комерційного обліку від замовника цих послуг.

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

1.5. Гранична вартість послуг комерційного обліку електричної енергії, які надають ОСР на ринку електричної енергії, визначається відповідно до методики, затвердженої Регулятором.

1.6. Оплата послуг комерційного обліку, які надає ОСР, здійснюється замовниками цих послуг.

1.7. У випадку зупинення дії договору з ОСР на надання послуг комерційного обліку у зв'язку з укладенням замовниками цих послуг договорів з ППКО на конкурентному ринку оплата за договором з ОСР зупиняється.

1.8. Витрати ОСР, пов'язані із забезпеченням комерційного обліку електричної енергії на електроустановках, для яких вони є ВТКО, включаються до тарифу на передачу електричної енергії.

1.9. Витрати ОСР, пов'язані із забезпеченням комерційного обліку електричної енергії на електроустановках, для яких вони є ВТКО (у тому числі для всіх ТКО на комерційній межі з побутовими споживачами та об'єднаннями співвласників багатоквартирного будинку, де результати вимірювань використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), включаються до тарифу на розподіл електричної енергії.

2. Плата за доступ до даних комерційного обліку електричної енергії

2.1. У рамках функціонування ринку електричної енергії обмін даними комерційного обліку між заінтересованими сторонами здійснюється на безоплатній основі.

2.2. Поза ринком електричної енергії надання даних комерційного обліку електричної енергії, а також надання права на доступ до даних комерційного обліку здійснюється на платній основі, якщо інше не передбачено законом або договором, та з урахуванням вимог законодавства України у сфері захисту інформації.

ХІІІ. Перехідні положення

1. Розробка нормативних документів

1.1. Протягом 18 місяців після затвердження цього Кодексу АКО розробляє необхідні для виконання положень цього Кодексу нормативні документи (положення, інструкції, регламенти, порядки, методики, робочі інструкції тощо), що затверджуються Регулятором, зокрема щодо питань:

1) детального опису процесів та функцій, які виконують ППКО та АКО на ринку електричної енергії (збору, обробки і обміну даними комерційного обліку електричної енергії, перевірки та валідації даних комерційного обліку електричної енергії; формування оціночних даних комерційного обліку; формування профілів та профілювання даних комерційного обліку; агрегації даних комерційного обліку тощо);

2) ідентифікації на ринку електричної енергії в Україні на базі використання системи ідентифікації EIC ENTSO-E;

3) інформаційної взаємодії у процесі здійснення комерційного обліку електричної енергії;

4) адміністрування комерційного обліку на ринку електричної енергії;

5) реєстрації ППКО та АС ППКО і ведення відповідних реєстрів;

6) проведення перевірок спроможності ППКО надавати послуги;

7) визначення і зміни ППКО;

8) створення і ведення реєстру ТКО;

9) інших питань відповідно до завдань та компетенції АКО.

1.2. Під час розробки документів, передбачених пунктом 1.1 цієї глави, АКО проводить консультації з усіма учасниками ринку та іншими заінтересованими сторонами.

1.3. Розроблені АКО нормативні документи включаються до цього Кодексу як додатки шляхом внесення змін до Кодексу.

2. Приведення ЗВТ у відповідність до вимог цього Кодексу

2.1. Дозволяється використовувати ЗВТ, які встановлені та експлуатуються у ВОЕ на дату набрання чинності цим Кодексом, але не відповідають його вимогам:

1) для повірених ЗВТ - до закінчення терміну повірки за умови їх відповідності вимогам, які діяли на день їх першого введення в експлуатацію;

2) для ЗВТ, в яких закінчився термін повірки - до планової заміни згідно з програмою модернізації ВОЕ, але не більше 3 років для лічильників та 6 років для вимірювальних трансформаторів;

3) для ЗВТ, встановлення яких передбачено у проектній документації, що затверджена до набрання чинності цим Кодексом, та за умови їх закупівлі та/або монтажу до набрання чинності цим Кодексом, що має бути підтверджено відповідними документами - до планової заміни згідно з програмою модернізації ВОЕ, але не більше 3 років для лічильників та 6 років для вимірювальних трансформаторів, за умови їх відповідності вимогам, які діяли до набрання чинності цим Кодексом.

2.2. Програму модернізації ВОЕ електричної енергії розробляє кожна ВТКО.

2.3. Програма модернізації ВОЕ в ТКО типу "одиниця споживання" має бути узгоджена з відповідними ППКО.

2.4. Програма модернізації ВОЕ в ТКО типу "межа мережі", "одиниця балансування", "одиниця генерації", "одиниця споживання 2 - 4 рівня напруги" має бути узгоджена з АКО через відповідних ППКО.

2.5. Термін узгодження програм модернізації ВОЕ не може перевищувати 10 робочих днів. Зауваження ППКО та АКО до програм модернізації ВОЕ мають надаватись обґрунтовані, лише з посиланням на нормативні документи. Програма модернізації ВОЕ не потребує повторного узгодження у разі врахування зауважень при розробці проектної та технічної документації.

2.6. ВТКО, яка не може забезпечити модернізацію ВОЕ, не повинна створювати перепони іншим заінтересованим учасникам ринку у проведенні модернізації відповідних ЗВТ та інших засобів комерційного обліку, за умови забезпечення ними встановленого нормативними документами порядку виконання зазначених робіт.

2.7. ППКО в межах своєї відповідальності зобов'язані вести облік всіх ТКО, де встановлене обладнання ВОЕ не відповідає вимогам цього Кодексу.

2.8. Щоквартально до 20 числа наступного місяця ППКО зобов'язані надавати до АКО детальну інформацію про стан комерційного обліку в ТКО та виконання програми модернізації ВОЕ.

2.9. На запит АКО ППКО зобов'язані надавати копії узгоджених програм модернізації ВОЕ або пояснення щодо відсутності такої програми в учасників ринку електричної енергії.

2.10. АКО забезпечує загальний облік стану ВОЕ, встановлених у ТКО (для всіх учасників ринку електричної енергії).

2.11. За необхідності АКО та ППКО надають інформацію Регулятору про тих учасників ринку електричної енергії, в яких відсутня програма модернізації ВОЕ або ця програма не виконується.

3. Встановлення автоматизованих систем обліку

3.1. Основною метою встановлення автоматизованих систем обліку електричної енергії є сприяння активній участі споживачів у регулюванні свого споживання (управління попитом), а також інших учасників ринку електричної енергії в наданні послуг з балансування та допоміжних послуг, забезпечення інформаційної підтримки заходів із зниження витрат електричної енергії в електричних мережах, скорочення часу збору та обробки результатів вимірювання, отримання точної інформації для формування рахунків на основі фактичного енергоспоживання та фактичного часу споживання.

3.2. Протягом 24 місяців з дня набрання чинності цим Кодексом АКО має:

1) провести та надати Регулятору економічний аналіз усіх довготривалих прибутків та витрат для учасників ринку від впровадження автоматизованих систем обліку;

2) розробити набір функціональних вимог до інтелектуальних лічильників та автоматизованих систем обліку, а також керівництво з належної виробничої практики із використання інтелектуальних лічильників електричної енергії. У цьому керівництві мають бути враховані вимоги щодо застосування належних стандартів та найкращих практик, забезпечення захисту персональних даних, експлуатаційної сумісності систем обліку на території України;

3) установити економічно обґрунтований і рентабельний метод впровадження автоматизованих систем обліку та строки, протягом яких цей автоматизований облік може бути впроваджений в Україні.

3.3. На основі проведеної оцінки, якщо встановлення автоматизованих систем обліку буде оцінено Регулятором позитивно, АКО має організувати підготовку для впровадження автоматизованих систем обліку.

4. Визначення функцій та укладання договорів

4.1. Відповідальність за створення та ліквідацію ТКО, а також за улаштування ВОЕ покладається на:

1) ОСР для всіх ТКО на території здійснення його ліцензованої діяльності на комерційній межі з побутовими споживачами, а також на межі з об'єднаннями співвласників багатоквартирних будинків, де результати вимірювань використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію, з урахуванням наступних особливостей: придбання, первинна параметризація, встановлення, підключення, періодична перевірка, обслуговування, ремонт та заміна (у тому числі демонтаж, транспортування та монтаж)

лічильника електричної енергії та обладнання дистанційного зчитування даних здійснюється ОСР або ППКО за рахунок ОСР; улаштування та забезпечення життєвого циклу обладнання вузла обліку електричної енергії (крім лічильника електричної енергії та обладнання дистанційного зчитування даних) здійснюється ОСР або ППКО за рахунок побутового споживача;

2) ОСР для всіх приєднань до електричних мереж на території здійснення їх ліцензованої діяльності, де облік електричної енергії здійснюється без улаштування вузла обліку електричної енергії;

3) споживача/субспоживача - для всіх ТКО на комерційній межі ОМ/споживача/субспоживача з урахуванням особливостей забезпечення комерційного обліку у побутових споживачів електричної енергії, встановлених у цьому Кодексі;

4) виробника - для всіх ТКО на комерційній межі між виробником та ОМ/споживачем;

5) ОМ (у тому числі ОСР), вузол обліку електричної енергії якого визначений як основний ВОЕ на комерційній межі між суміжними ОМ;

6) учасника ринку, за ініціативою якого здійснюється створення або ліквідація ТКО (у тому числі віртуальних ТКО) та улаштування вузла обліку електричної енергії.

4.2. Усі ВТКО до моменту запуску ринку зобов'язані забезпечити (принаймні в обсязі функцій ОЗД та ОДКО) комерційний облік електричної енергії для ТКО, за які вони несуть відповідальність, самостійно або укласти договір про надання послуг комерційного обліку з ППКО або ОСР (на території ліцензованої діяльності яких знаходяться відповідні ТКО).

4.3. У центральний реєстр ТКО має бути внесена ідентифікаційна інформація про ВТКО, ППКО та ОМ та укладені договори для відповідної ТКО.

4.4. ОСР зобов'язані забезпечити виконання функцій ППКО та не мають права відмовити ВТКО (при відповідному їх зверненні) у наданні послуг комерційного обліку електричної енергії.

4.5. Протягом 3 календарних місяців з дати набрання чинності цим Кодексом ОСР має:

1) забезпечити формування ЕІС-кодів ідентифікації та реєстрацію всіх ТКО на території ліцензованої діяльності;

2) укласти із учасниками ринку (при їх зверненні) договори про надання послуг комерційного обліку (щонайменше в обсязі функцій ОЗД та ОДКО) як це вимагається цим Кодексом (крім побутових споживачів та об'єднань співвласників багатоквартирних будинків, де результати вимірювань використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію).

4.6. На дату запровадження нового ринку електричної енергії ОСП та ОСР зобов'язані забезпечити комерційний облік електричної енергії в обсязі функцій АТКО, ОЗКО, ОЗД та ОДКО для всіх ТКО, для яких вони є ВТКО відповідно до вимог цього Кодексу.

4.7. Відповідальність за забезпечення комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії покладається на учасників ринку електричної енергії та ППКО відповідно до цього Кодексу, якщо інше не передбачено законом або договором.

4.8. Відповідальність за технічний стан окремого обладнання вузла обліку електричної енергії покладається на учасників ринку або ППКО, в яких відповідне обладнання знаходиться на законних підставах у власності чи користуванні.

5. Передача до АКО реєстрів ТКО та історичних даних

5.1. Представникам одиниць генерації, ОСП та ОСР протягом місяця з дня набрання чинності цим Кодексом отримати ЕІС-коди ідентифікації як суб'єктам ринку електричної енергії шляхом звернення до місцевого органу видачі ЕІС-кодів.

5.2. Представникам одиниць генерації в місячний термін з дня отримання персонального ЕІС-коду присвоїти всім одиницям генерації, пов'язаним ТКО, ТКО на комерційній межі, ЕІС-коди та передати їх до АКО.

5.3. ОСП та ОСР у 6-місячний термін з дня набрання чинності цим Кодексом присвоїти всім ТКО споживачів (у тому числі побутовим), підключеним до систем передачі/розподілу,

персональні ЕІС-коди та передати їх за запитом АКО.

5.4. ОСП до моменту запуску ринку зобов'язаний надати до Датахаб інформацію про:

1) моделі областей комерційного обліку з граничними ТКО мереж системи передачі (з розбивкою по областях комерційного обліку, по енергосистемах та адміністративних областях);

2) історичні дані по кожній ТКО, зазначені у підпункті 1 цього пункту (не менше ніж за 2 попередні роки);

3) ТКО типу "втрати області обліку" та історичні дані технологічних витрат (не менше ніж за 2 попередні роки);

4) історичні дані витрат електричної енергії в наведених вище областях комерційного обліку (не менше ніж за 2 попередні роки).

5.5. ОСР до дати початку дії нового ринку електричної енергії на запит АКО зобов'язані надати до Датахаб інформацію про:

1) моделі областей комерційного обліку з ТКО типу "межа мережі" по мережах розподілу на території ліцензованої діяльності;

2) ТКО типу "втрати області обліку" та історичні дані технологічних витрат (не менше ніж за 2 попередні роки);

3) типові профілі споживання (місячний, тижневий, добовий);

4) ТКО для одиниць балансування та одиниць, приєднаних до мереж ОСР генерації;

5) ТКО типу одиниця споживання (юридичні особи) 2 - 4 рівнів напруги;

6) ТКО типу одиниця споживання 1 рівня напруги з дистанційним зчитуванням (юридичні особи та побутові споживачі);

7) історичні дані по кожній з наведених вище ТКО (не менше ніж за 2 попередні роки);

8) ТКО типу одиниця споживання 1 рівня напруги (юридичні особи) з інтегральним обліком без дистанційного зчитування - як віртуальні точки з пов'язаними реальними ТКО (з обов'язковим наданням параметрів блоків ідентифікації і параметризації та опціональним наданням параметрів технічного блока, що є в наявності), з розбивкою за областями обліку, постачальниками та типами профілів споживання;

9) ТКО побутових споживачів із зонним обліком - як віртуальні точки з пов'язаними реальними ТКО (з обов'язковим наданням параметрів блоків ідентифікації і параметризації та опціональним наданням параметрів технічного блока, що є в наявності), з розбивкою за областями обліку, постачальниками та типами профілів споживання;

10) ТКО побутових споживачів з інтегральним обліком - як віртуальні точки з пов'язаними реальними ТКО (з обов'язковим наданням параметрів блоків ідентифікації і параметризації та опціональним наданням параметрів технічного блока, що є в наявності), з розбивкою за областями обліку, постачальниками та типами профілів споживання;

11) історичні дані по кожній з наведених вище віртуальних ТКО та, за наявності, пов'язаних реальних ТКО (не менше ніж за 2 попередні роки);

12) історичні дані втрат у наведених вище областях комерційного обліку (не менше ніж за 2 попередні роки).

5.6. До моменту запуску повноцінного інформаційного обміну відповідно до стандартів інформаційного обміну Датахаб представники одиниць генерації, ППКО ОСР та ОСП зобов'язані щомісячно надавати до АКО оновлення реєстрів ТКО.

6. Облік електричної енергії у споживачів у перехідному періоді

6.1. Обсяги спожитої електричної енергії визначаються за розрахунковий період, який становить один місяць. Зчитування показів лічильника провадиться ППКО та/або ОМ, та/або споживачем щомісяця відповідно до умов договору. Покази лічильників мають фіксуватися з вказанням фактичної дати та, за необхідності, часу зчитування.

6.2. У побутових споживачів покази лічильника мають зчитуватися на перше число календарного місяця, наступного за розрахунковим. Якщо побутовий споживач самостійно

подає дані про обсяги споживання електричної енергії за розрахунковий період, такі дані надаються споживачем до ППКО не пізніше 4 числа місяця, наступного за розрахунковим, шляхом повідомлення по телефону чи іншими електронними засобами або через свій кабінет на сайті ППКО, або через особисте звернення до ППКО.

6.3. Зчитані побутовим споживачем, чи отримані або зчитані ППКО/ОМ покази інтегрального лічильника в інший день вважаються вихідними даними для визначення показів лічильника на перше число календарного місяця шляхом додавання (віднімання) споживання, розрахованого відповідно до профіля споживання побутового споживача, помноженого на кількість днів (діб) між датою зчитування показів та першим числом календарного місяця.

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

6.5. Якщо протягом двох розрахункових періодів представник електропостачальника або ОМ не мав доступу до лічильника, він залишає споживачу в поштовій скриньці повідомлення про дату наступного відвідання чи прохання передати покази лічильника.

6.6. У разі проведення споживачем розрахунків за спожиту електричну енергію згідно з показами встановленого на його об'єкті багатотарифного 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.

6.7. У випадку неподання споживачем даних про споживання електричної енергії за розрахунковий період у строки, установлені в цьому розділі, або неможливості отримання ППКО даних про спожиту електричну енергію в зазначений термін (за винятком порушення роботи вузла обліку) ППКО визначає обсяги споживання електричної енергії на цей розрахунковий період шляхом розрахунку середнього обсягу споживання за даними двох останніх фактичних послідовно знятих показів розрахункового лічильника.

6.8. Одразу після отримання фактичних показів з лічильників споживача ППКО має їх перевірити та передати АКО для проведення розрахунків та виставлення рахунків учасникам ринку на основі фактичних даних комерційного обліку.

6.9. Результати зчитаних ППКО та/або ОМ, та/або споживачем показів лічильника обов'язково вносяться в абонентську книжку (розрахункову книжку, електронну абонентську книжку) або зазначаються на корінці останнього платіжного документа (із зазначенням дати проведення зчитування).

6.10. У разі виявлення у платіжному документі помилкових показів лічильника споживач зобов'язаний повідомити про це електропостачальника та ОМ.

6.11. Представник електропостачальника або ОМ повинен протягом 5 днів від дня подання заяви перевірити рахунок, а в разі потреби протягом 20 днів перевірити лічильник та повідомити споживача про результати перевірки.

6.12. У разі тимчасового порушення роботи ВОЕ обсяг електричної енергії, використаної споживачем від дня порушення вимірювань до дня відновлення вимірювань, за згодою сторін визначається на підставі показів технічних (контрольних) лічильників електричної енергії, а у разі їх відсутності розраховується відповідним ППКО за середньодобовим обсягом споживання електричної енергії розрахункового періоду, наступного після відновлення комерційного обліку періоду, або за календарний період попереднього року, який відповідає періоду порушення роботи вузла обліку.

6.13. Датою початку періоду порушення роботи вузла обліку вважається перший день поточного розрахункового періоду, в якому було виявлено це порушення, або час та день, зафіксовані засобом вимірювання (автоматизованою системою обліку).

6.14. За день відновлення вимірювання приймається день складення спільного акта про покази лічильників електричної енергії після завершення ремонтних та налагоджувальних робіт схеми підключення ЗВТ та їх налаштування (за необхідності).

6.15. Період часу, який використовується для визначення середньодобового обсягу постачання електричної енергії, визначається за згодою сторін.

6.16. У разі заміни та/або перевірки лічильників електричної енергії, вимірювальних трансформаторів струму чи напруги, за умови споживання електричної енергії впродовж строку виконання зазначених робіт, обсяг спожитої електричної енергії визначається за фактичним середньодобовим споживанням попереднього розрахункового періоду.

6.17. Обсяг електричної енергії, спожитої основним споживачем та субспоживачем (субспоживачами), визначається залежно від порядку (схеми) приєднання вузлів вимірювання з урахуванням втрат електричної енергії, пов'язаних із спільним використанням технологічних електричних мереж основного споживача.

6.18. У разі послідовного приєднання лічильників електричної енергії споживача та субспоживача, якщо точка розподілу електричної енергії субспоживачу встановлена на межі балансової належності суміжних електроустановок, які належать за ознакою права власності основному споживачу та субспоживачу:

1) для визначення обсягу електричної енергії, спожитої основним споживачем, обсяг втрат електричної енергії, пов'язаних із спільним використанням технологічних електричних мереж основного споживача, віднімається від різниці між обсягом електричної енергії, що надійшла в електричні мережі основного споживача, та обсягом електричної енергії, відданої в електричні мережі субспоживача (субспоживачів);

2) обсяг електричної енергії, спожитої субспоживачем, визначається відповідно до показів лічильника субспоживача.

6.19. У разі паралельного приєднання лічильників електричної енергії споживача та субспоживача, якщо точка розподілу електричної енергії субспоживачу встановлена на межі балансової належності суміжних електроустановок, які належать за ознакою права власності основному споживачу та субспоживачу:

1) обсяг електричної енергії, спожитої основним споживачем, визначається за показами лічильника основного споживача;

2) обсяг електричної енергії, спожитої субспоживачем, визначається відповідно до показів лічильника субспоживача.

6.20. Основні споживачі, які встановили багатотарифні лічильники електричної енергії на загальний обсяг електричної енергії та розраховуються за електричну енергію, спожиту для власних потреб, за тарифами, диференційованими за періодами часу, якщо для субспоживачів засоби диференційного (погодинного) вимірювання електричної енергії не встановлені, мають право визначати обсяги споживання електричної енергії за зонами доби на власні потреби основного споживача відніманням від загальних обсягів, обсягів електричної енергії, переданої субспоживачам (з урахуванням втрат електричної енергії, пов'язаних із спільним використанням технологічних електричних мереж основного споживача), які визначаються за відповідними актами розподілу електричної енергії, що складаються основним споживачем та субспоживачем на основі відповідних добових графіків споживання електричної енергії за зонами доби, визначених на основі даних з багатотарифних лічильників, що вимірюють загальний профіль споживання електричної енергії, або на основі даних з додатково встановлених багатотарифних лічильників, що окремо вимірюють профіль споживання електричної енергії, переданої субспоживачам, і погоджуються постачальником електричної енергії.

6.21. Дані, отримані від споживача, при проведенні процедур їх перевірки та у розрахунках мають менший пріоритет ніж виміряні дані з контрольних лічильників або дані, отримані від ОСР або ППКО.

6.22. Величина технологічних втрат електричної енергії в технологічних електричних мережах споживача, що пов'язані з передачею електричної енергії в електричні мережі інших суб'єктів господарювання, визначаються цим споживачем за домовленістю з оператором системи розподілу розрахунковим шляхом відповідно до однолінійної схеми електропостачання. Погоджений оператором системи розподілу порядок розрахунків цієї величини та її значення зазначаються у договорі споживача про розподіл електричної енергії, та доводяться до відома ППКО за договором із споживачем або електропостачальником.

6.23. Розрахунок обсягу технологічних втрат електричної енергії в мережах споживача (основного споживача) здійснюється відповідно до методичних рекомендацій, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

6.24. Технологічні втрати електричної енергії в мережах споживача розподіляються між суб'єктами господарювання згідно з узгодженою ними та АКО методикою.

6.25. У разі встановлення лічильників електричної енергії не на межі розподілу балансової належності електромереж обсяги перетікання електричної енергії коригуються відповідно до методичних рекомендацій, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

7. Обмін інформацією у перехідному періоді

7.1. До моменту запуску інформаційного обміну між учасниками ринку через Датахаб, функції АКО по веденню реєстрів ТКО, обробці даних комерційного обліку, адміністрування процесів зміни електропостачальника, припинення електропостачання та визначення обсягів електричної енергії для поточних розрахунків на ринку виконують ОМ у межах своєї відповідальності.

7.2. Дата початку процесу інформаційного обміну між учасниками ринку через Датахаб визначається АКО та погоджується Регулятором.

7.3. Протягом 12 місяців з моменту початку процесу інформаційного обміну між учасниками ринку через Датахаб:

1) ППКО та ОМ надають у Датахаб валідовані дані комерційного обліку та первинні дані з лічильників електричної енергії та технічні блоки параметрів для всіх ТКО, що зареєстровані в АКО;

2) ОСР зобов'язані забезпечити надання до Датахаб деталізованих історичних даних споживання та технічних блоків параметрів по всіх ТКО, що входять у віртуальні ТКО;

3) АКО забезпечує накопичення історичних даних та технічних блоків параметрів для всіх ТКО;

4) АКО використовує для поточних розрахунків на ринку, в якості оціночних даних, дані, агреговані по постачальниках, областях обліку та типах профілів, що надаються до АКО від ППКО та ОСР;

5) ППКО повинні направляти дані комерційного обліку, що надаються до Датахаб АКО, на валідацію до ОСР. У разі незгоди ОСР з даними ППКО ОСР має ініціювати розгляд суперечки та надіслати свої оціночні дані по зазначених ТКО, які мають використовуватися АКО для поточних розрахунків до моменту врегулювання суперечки.

7.4. У разі початку процедури переходу ТКО, що входить до складу віртуальної точки, від постачальника універсальних послуг до іншого електропостачальника, відповідний ППКО за зверненням СПМ зобов'язаний забезпечити в день звернення реєстрацію технічного блока такої ТКО у реєстрі ТКО та надати АКО її історію споживання.

**Начальник Управління
інноваційних технологій**

В. Попович

Публикации документа

- Урядовий кур'єр от 18.04.2018 — № 75
-